



5° CONGRESO DE ENERGÍAS SUSTENTABLES

Bahía Blanca, Argentina

16, 17, 18 y 19 de octubre de 2024

ANALES DE TRABAJOS COMPLETOS

Instituciones Organizadoras

-  Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca
-  Universidad Nacional del Sur
-  Universidad Provincial del Sudoeste
-  Colegio de Ingenieros de la Provincia de Buenos Aires



Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca (UTN - FRBB)

5to. Congreso de Energías Sustentables ; Compilación de Araceli María Kreder ; María Mercedes Marinsalta ; Guillermo Kalocai ; Coordinación general de María Mercedes Marinsalta ; Director Horacio Di Prátula ; Prólogo de Guillermo Kalocai. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Universidad Tecnológica Nacional, 2024.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-950-42-0248-6

1. Energía. 2. Energía Renovable. 3. Innovaciones. I. Kreder , Araceli María, comp. II. Marinsalta , María Mercedes, comp. III. Kalocai, Guillermo, comp. IV. Marinsalta, María Mercedes, coord. V. Di Prátula, Horacio, dir. VI. Kalocai, Guillermo, prolog.

CDD 333.79

Libro de Actas

5to. Congreso de Energías Sustentables

Fecha del Congreso: 16 al 19 de octubre de 2024

Lugar de las Jornadas: Facultad Regional Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina

Organizado por:

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca

Universidad Nacional del Sur

Universidad Provincial del Sudoeste

Colegio de Ingenieros de la Provincia de Buenos Aires

DOI: <https://doi.org/10.33414/ajea.1770.2024>

ISBN: 978-950-42-0248-6

Fecha de Publicación: diciembre de 2024

ISBN 978-950-42-0248-6



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NonComercial 4.0 Internacional.



Prólogo

El Congreso de Energías Sustentables (CES) es un evento de alcance local, regional, nacional e internacional que desde su primera edición en 2014, promueve el diálogo multisectorial frente a los desafíos y oportunidades que presenta la actualidad y el porvenir de una transición energética que asuma como valores la integración y la equidad.

En un mundo donde la información fluye constantemente y las oportunidades de conexión se multiplican, el CES se erige como el epicentro de las discusiones energéticas en la región y congrega a instituciones públicas y privadas, del ámbito académico, científico y tecnológico, a cooperativas, a organizaciones de la sociedad civil y a los ciudadanos y a los vecinos en su individualidad, con el objetivo de constituir escenarios de vinculación y articulación entre sus diversos referentes, opinar y aprender.

El CES nació en 2013, a partir de una iniciativa de un grupo de docentes y directivos de la Facultad Regional Bahía Blanca de la Universidad Tecnológica Nacional y la Universidad Nacional del Sur y de las carreras de Ingeniería a su cargo, con sede en la ciudad de Bahía Blanca. De inmediato concitó el interés y adhesión del Distrito I del Colegio de Ingenieros de Provincia de Buenos Aires y, al poco tiempo, también de la Universidad Provincial del Sudoeste de la Provincia de Buenos Aires.

En sus cinco ediciones, las actividades se realizaron en los ámbitos físicos de las Universidades matrices en el transcurso en cada una, de cuatro intensas jornadas de duración.

En todas las ediciones y por diseño, los horarios matutinos se destinaron a conferencias, seminarios y mesas de diálogo, con el objetivo de divulgar las temáticas a la mayor cantidad de asistentes interesados y con especial consideración a aquellos que integran la comunidad local y de la región, ya que la educación tecno-energética y la transmisión de conocimiento a la ciudadanía es uno de los objetivos vertebrales del CES.



Por su parte, el rango de horarios vespertinos se destinó a la exposición y discusión de los trabajos técnicos y de campo aprobados por el Comité Académico, donde se creó el marco propicio para la intervención del auditorio respecto a temáticas tales como: las oportunidades y los compromisos internacionales vinculados al cambio climático y su relación con la energía; el desarrollo de las fuentes de energía de bajas emisiones y los avances en sus respectivos sistemas tecnológicos; los marcos legales y regulatorios y el alcance de las políticas públicas en materia de energía sobre el crecimiento y el desarrollo económico. En oportunidad de esta quinta edición del CES, fueron 61 los trabajos aprobados a tal efecto.

Prologue

The Sustainable Energy Congress (CES) is an event of local, regional, national and international scope that, since its first edition in 2014, has promoted a multisectoral dialogue on the challenges and opportunities of the present and future of an energy transition upholding inclusion and equity as values to be preserved.

In a world where information is constantly flowing and connection opportunities are multiplying, the CES stands as the epicenter of energy discussions in the region, bringing together public and private institutions from the academic, scientific and technological fields, cooperatives, other civil society organizations (NGOs) and individual citizens, with the aim of constituting a scenario of linkage and articulation between its various references, discussing and learning.

The CES was born in 2013, from an initiative of a group of teachers and managers of the Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca and the Universidad Nacional del Sur and Engineering Careers in charge, based in the city of Bahía Blanca. It immediately attracted the interest and support of Colegio de Ingenieros de la Provincia de Buenos Aires and, soon after, of the Universidad Provincial del Sudoeste de la Provincia de Buenos Aires.



Across its five editions, the activities took place in the facilities that host and organizing Universities lent. Each time the conference spanned four days of around 10 hours long activities.

Across every new edition morning hours were reserved for conferences, seminars and round tables, with the aim of disseminating the topics to the largest number of interested participants, with special attention to those who are part of the local community and the region, since techno-energy education and knowledge transfer to citizenship hold as key objectives within CES founding vision.

In a similar fashion, evening hours were devoted to research, technical and field-work papers peer-approved by the conference academic committee, where the framework was created for the audience's intervention on topics such as: opportunities and international commitments related to climate change and its relation to energy; the development of low-emission energy sources and the advances in their respective technological systems; legal and regulatory frameworks and the scope of public policies on energy, on growth and economic development. For this 5th edition 61 technical papers passed the peer-review stage.



Instituciones Auspiciantes



Vida para nuestra tierra





Comité organizador

Dr. Ing. Horacio R. di Prátula	Presidente – UTN
Ing. Guillermo Kalocai	Secretario Técnico - UNS
Mg. Ing. M. Mercedes Marinsalta	UTN
Mg. Ing. Eduardo Guillermo	UTN
Ing. Cecilia Dolcini	CIPBA
Ing. Pablo Ascolani	CIPBA
Lic. Araceli Kreder	UPSO
Ing. Rodolfo Juan Dillon	UTN
Mg. Lic. Roberto Verna	UTN
Dipl. Mauro Javier Andrés	UTN
Ing. Andrea Paula Rossi	UTN
Esp. Ing. Marcelo Musotto	UTN – CIPBA

Colaboradores

Federico Costabel - UTN
Sebastián Gañán – UTN
Gonzalo Cecchini – UTN



Comité académico

Ing. Marcelo Antón	UTN FRBB
Ing. Mariano Asteazarán	EnAITecS-UTN FRLP
Ing. Patricia Benedetti	UTN FRBB
Ing. Mariana Bernard	UTN FRSFCO
Mg. Ing. Pablo Jorge Bertinat	UTN FRRo
Mg. Ing. Diego Bertini	UTN FRA
Mg. Marcelo Bertossi	UTN FRC
Dr. Farm. Maximiliano Bidegain	CONICET
Ing. Pamela Blazquez	UTN FRBB
Dr. Ing. Guillermo Bossio	GEA -IITEMA -UNRC -CONICET
Ing. Luis Bouyssede	UNS
Dr. Ing. Sergio Bragagnolo	UTN FRC
Mg. Ing. Marcelo Bruno	CONICET
Mg. Ing. Rubén Bufanio	UTN FRN
Ing. Jorge Caminos	UTN FRSF
Ph.D. Domingo Campaña	UTN FRBB
Dr. Adrián Canzian	UTN FRGP
Dr. Ing. Pablo Caron	UTN FRH
Dr. Ing. Carlos María Chezzi	UTN FRCON
Dr. Ing. Héctor Chiacchiarini	UNS -CONICET
Mg. Ing. Olga Cifuentes	UTN FRBB
Dra. Ing. Diana Constenla	UNS
Ing. Pablo D'Angona	UTN FRBA
Mg. Ing. Lorenzo De Pasquale	UTN SCTyP
Dra. Ing. Norma De Cristófaró	Mahrea, Argentina
Dr. Ing. Lucas Di Giorgio	UTN FRBB
Dr. Ing. Horacio di Prátula	UTN FRBB



Ing. Nicolás Di Ruscio	OES -UTN
Dr. Ing. Franco Dotti	UTN FRBB -CONICET
Dr. Ing. Liberto Ercoli	UTN
Ing. Daniel Fernández	SUSTENTAR energía SRL
Dr. Ing. Diego Ferreyra	UTN FRSFCO
Dr. Ing. Andrés García	UTN FRBB
Dr. Octavio García Valladares	UNAM
Ing. Marcelo Gil	UTN FRLP
Mg. Ing. Pablo Girón	UTN FRBB
Mg. Ing. Maria Cecilia Girotti	Independent
Dr. Ing. Adrián Gonnet	UTN FRBB
Mg. Ing. Eduardo Guillermo	UTN FRBB
Mg. Ing. Pablo Alejandro Haim	UTN FRBA
Esp. Ing. Luis Hernández	UTN FRGP
Ing. Guillermo Kalocai	UNS
Dr. Ing. Ariel Loyarte	UTN FRSF
Mg. Ing. José Maccarone	UTN FRLP
Ing. Carlos Mainetti	UTN FRBB
Dr. Ing. Ulises Manassero	CIESE UTN FRSFCO
Dr. Ing. Jorge Marchetti	Norwegian University of Life Sciences
Mg. Ing. M Mercedes Marinsalta	UTN FRBB
Ing. Pablo Martina	UNNE
Mg. Silvina Medus	UTN FRBB
Esp. Ing. Leonardo Melo	UTN FRA
Dr. Ing. Gustavo Monte	UTN FRN
Esp. Ing. María Cecilia Montero	UTN FRBB
Dra. Cecilia Morgade	UTN FRBB
Dr. Ing. Juan Moro	UNS
Esp. Ing. Marcelo Musotto	UTN FRBB
Esp. Ing. Héctor Pascual	TSSE -CODAPLI -UTN FRLP
Esp. Ing. Carlos Pistonesi	UTN FRBB



Dr. Marcelo Pistonesi	UNS
Dr. Ing. Lucio Ponzoni	CNEA –UNTREF
Lic. Paula Prados Broco	UDESА
Ing. Agostina Quicchi	UTN FRSFCO
Dra. Lic. Marina Recalde	Fundación Bariloche
Dr. Raúl Righini	Universidad Nacional de Luján
Ing. Marcelo Ríos	UNS
Esp. Ing. Andrea Rossi	UTN FRBB
Mg. Ing. Juan Salerno	OES -UTN
Dr. Ing. Emmanuel Sangoi	CIESE -UTN
Mg. Ing. Aloma Sartor	UTN FRBB
Dr. Gustavo Schweickardt	CONICET - UTN FRCU
Dr. Lic. Daniel Serafini	USACH
Dr. Ing. Jorge Solsona	DIEC -UNS
Prof. Valeria Stern	GER Solar - UNLu
Ing. Federico Stuhldreher Madsen	UTN FRBB
Ing. Gerardo Szwarc	UTN FRSFCO
Ing. Walter Tonini	UTN FRSFCO
Mg. Ing. José Torres	CIESE - UTN FRSF
Dra. Yamila Vazquez	PLAPIQUI CONICET UNS
Dr. Ing. Jorge Vega	SCTyP UTN
Dr. Lic. Raúl Versaci	CNEA UTN
Dr. Ing. Claudio Zega	LEMIT
Ing. Hugo Zurlo	UTN FRRe



Conferencias

 ***Desafíos electro energéticos para la producción de hidrógeno verde.***

Ing. Alonso, Guillermo. UNS. Icono SRL

 ***Expansión y colapsos. Retos de la transición energética.***

Ing. Bertinat, Pablo. UTN Facultad Regional Rosario

 ***El rol de las Bioenergías en la transformación del sector energético argentino.***

Mg. Ing. Borrello, Franco. Cleanergy Renovables. WindSol Consulting

 ***Desafíos y oportunidades para el desarrollo tecnológico en las energías sustentables y aportes desde la UTN.***

Mg. Ing. Bufanio, Ruben Domingo. UTN Facultad Regional Neuquén. Grupo GESE

 ***Régimen Jurídico de la Generación Distribuida Domiciliaria en la Provincia de Buenos Aires.***

Mg. Abg. Cinti, Guillermina. OCEBA

 ***Innovación Técnica y Digital en Parques Eólicos.***

Ing. Coito Ruiz, Serena; Ing. Erdosio, Paula. Pampa Energía

 ***Ahorro de energía y autogeneración.***

Dr. Ing. Di Prátula, Horacio. UTN Facultad Regional Bahía Blanca

 ***Energías Renovables y Agroindustria.***

Ing. Dionisi, Rodolfo. Profertil

 ***Potencialidades del desarrollo de la Cadena de Valor del Litio y su vinculación con la Electromovilidad.***

Ing. Gigante, Eduardo. UBA. Vector Movilidad Eléctrica. Facultad de Ingeniería

 ***Marco legal del hidrógeno de bajas emisiones.***

Mg. Abg. Italiano, Matías. Facultad de Derecho UNISAL. Instituto de Derecho Energético del CABB



 ***Aves: experiencia y presencia.***

Dra. Lera, Daiana. UNS. Grupo de Estudios en Conservación y Manejo (GEKKO)

 ***TGS. Planes para la transición energética.***

Ing. López, Claudio Miguel. TGS

 ***Transición energética justa: aportes desde el Derecho Energético.***

Abg. Martinez, María Paola. Facultad de Derecho UNISAL. Instituto de Derecho Energético del CABB

 ***Situación del Mercado Energético Argentino.***

Ing. Mastrangelo, Sabino. Facultad de Ingeniería de Ejército FIE. Fundación Solis

 ***Los Biocombustibles en la transición energética.***

Ing. Mella, Matías. Grupo Bahía Energía

 ***Oportunidades de desarrollo productivo abiertas a partir de la economía del Hidrógeno.***

Dra. Robert, Verónica. UNISAM. CONICET

 ***DOW: el camino a la descarbonización.***

Mg. Ing. Rolando, Guillermo Martín. DOW

 ***Buscando nichos de oportunidad en la economía del Hidrógeno. ¿Hay lugar para todos?.***

Dr. Lic. Serafini, Daniel. Universidad de Santiago de Chile. H2Sur

 ***Bahía Blanca como HUB de hidrógeno de bajas emisiones.***

Lic. Virdis, Martin. Coordinador de Desarrollo e Innovación del Puerto de Bahía Blanca

Índice de trabajos completos

<i>Medición y evaluación de índices de calidad de energía para aerogeneradores de baja potencia en generación distribuida.</i> Bufanio, Ruben; Agnello, Ariel; Marasco, Damián; Scarone, Norberto; Monte, Gustavo	7
<i>Estudio de viabilidad para la mejora energética del alumbrado exterior en un campus universitario.</i> Ortiz Peña, Aarón; Honrubia Escribano, Andrés; Gómez Lázaro, Emilio	11
<i>Integración de Energías Renovables en Sistemas Eléctricos Industriales: Un Caso de Estudio Utilizando DlgSILENT PowerFactory.</i> Jiménez-Ruiz, Javier; Honrubia-Escribano, Andrés; Gómez-Lázaro, Emilio	21
<i>Caracterización del error de medida de radiómetros fotovoltaicos durante la campaña de medición solarimétrica pampeana 2023.</i> Ghignone, Ramiro Adrián; Lacomí, Héctor	31
<i>Análisis del potencial eólico para la instalación de parques aerogeneradores en Argentina.</i> Pralong, Sebastián; Kröhling, Dan; Álvarez, Gonzalo; Martínez, Ernesto	41
<i>Reutilización de paneles solares fotovoltaicos con trizadura de cristal.</i> Rojo, Jeremias; Ariel Graziani; Speroni, Alejandro	51
<i>Alternativas bioenergéticas para la Patagonia Argentina.</i> Masnatta, Wanda; Torres, M. Florencia; González Díaz, Jonathan; Flores, Daniela; García, Fernando	58
<i>Cálculo de pérdidas técnicas de energía en sistemas eléctricos de transmisión y distribución.</i> Pascual, Héctor Osvaldo; Albanese, Ariel Adrián; Maccarone, José Luis	66
<i>Hacia la sostenibilidad energética en universidades públicas argentinas: importancia y desafíos de la implementación de sistemas de gestión de energía.</i> Borucki, Federico; Pitman, Juan Carlos; Melo, Leonardo	75
<i>Análisis de la propagación de la THD de tensión en una planta solar fotovoltaica de 35 MW conectada a red.</i> Carretero Hernández, Alejandro; Artigao, Estefanía; Martín Martínez, Sergio; Gómez Lázaro, Emilio	83
<i>Análisis de metodologías para la evaluación de Eficiencia Energética en edificios.</i> Hernández, Luis; Juárez, Pedro; Borhi, Juan; Alcaíno, Leandro	92
<i>Acceso de proyectos de parques eólicos en el área Patagonia: análisis estadístico de producción de energía (parte 1).</i> Manassero, Ulises; Cea, Marcos; Furlani, Rodrigo; Steinmann, Irene; Juan M. Banegasa	102

<i>Análisis de paridad de red en sistemas fotovoltaicos de baja escala de potencia instalados en la ciudad de Santa Fe.</i> Manassero, Ulises; Marelli, Pablo; Acosta, Javier; Vega, Jorge; Sangoi, Emmanuel	112
<i>Discos de pérdidas por orientación e inclinación.</i> Di Ruscio, Nicolás; Orecchia, Martín; Salerno, Juan	123
<i>Evolución del consumo de GNC en el transporte en el marco de una nueva matriz energética.</i> Jaurena, Juan; Imaz, Fernando	131
<i>Evaluación de la complementariedad temporal del potencial eólico-solar para la generación híbrida distribuida en Chile.</i> Muñoz-Pincheira, José Luis; Salazar, Lautaro; Sanhueza, Felipe; Lüer-Villagra, Armin	140
<i>Sistema Cold Ironing para el sitio N° 5 del puerto de Bahía Blanca.</i> Esp. Ing. Pistonesi, Carlos A.; Dr. Ing. di Prátula H.R.; Mg. Ing. Guillermo, Eduardo; Dr. Ing. García Andrés.	152
<i>Validación del diseño, construcción y puesta en funcionamiento de un secadero solar con control de temperatura de aire.</i> Spotorno, Rubén; Pochettino, Juan; García, Fabián; Sequeira, Alfredo	162
<i>Contexto global de la implantación del vehículo eléctrico y particularización para el caso de uso europeo. Normativa aplicable y ejemplo de integración.</i> Alonso-Cepeda, Antonio; Villena-Ruiz, Raquel; Honrubia-Escribano, Andrés; Gómez-Lázaro, Emilio	171
<i>Desarrollo de aerogenerador modular para escuela rural en Saturno, partido de Guaminí.</i> Attorresi, Luciano; Caño, Jorge; Ganiele, M. Julieta; Montenegro Sara; Ponzoni, Lucio	181
<i>Desarrollo de un dispositivo de bombeo de agua eólico para cooperativa agroecológica.</i> Attorresi, Luciano; Ganiele, M. Julieta; Lucero, Florencia; Montenegro, Sara; Ponzoni, Lucio	191
<i>Ahorro energético en la extracción de agua con molino de viento y bomba centrífuga.</i> Piassini, Daniel; Lizarde, Gerardo; Lizarraga, Luis; Maceiras, Rodrigo	200
<i>Uso racional y eficiente de la energía en la climatización de edificios hospitalarios. Caso de aplicación en la ciudad de La Plata.</i> Arocas, Sergio Martín; Coria Hoffmann, Geraldine; Fondoso Ossola, Santiago Tomás; Urteneche, Emilia; Martiarena, Tomás	208
<i>Análisis de facturación de electricidad de edificios para la planificación de su sustentabilidad energética. Aplicación a edificio hospitalario.</i> Coria Hoffmann, Geraldine; Arocas, Sergio Martín; Galache, Miguel Ángel Ramón; Martiarena, Tomás	218
<i>Resiliencia de la red eléctrica para un futuro energético sostenible.</i> Lippi, Gianfranco; Scavuzzo, Mauro; Pujol, Miguel; Vandoni, Lucas	228

<i>Desarrollo de tecnología de secado solar para comunidades rurales.</i> García Valladares, Octavio; Gómez Espinoza, Víctor; Hernández Jerónimo, Juan Pablo; Hernández Tamayo, Daniel; Domínguez Niño, Alfredo	238
<i>El impacto social de las redes eléctricas inteligentes, una cuestión pendiente.</i> Donato, Patricio G.; Funes, Marcos A.; Orallo, Carlos M.	245
<i>Adaptación de Turbina a Gas Kingtech K-100 para Hidrógeno.</i> Lipchak, Nicolás; García, Agustín; Gally, Tomás	254
<i>Análisis de los vientos para la instalación de una estación de ensayos de aerogeneradores de baja potencia en el Parque Industrial Tecnológico Aeronáutico Morón.</i> Flores, Mariano Gastón; de Villaflor, Alejandro; Frontera, Juan Pablo; Rubido, Javier Alejandro; González, Melina Sol	264
<i>Método de experimentación y probetas para monitorear bioincrustación (biofouling) marítima.</i> di Prátula, Horacio R.; Malchiodi, Eduardo Luis; Guillermo, Eduardo; Pistonesi, Carlos	274
<i>Generación distribuida Rural on -grid: Aplicación de energía solar.</i> di Prátula, Horacio R.; Anton, Marcelo; Dillon, Rodolfo	285
<i>Parámetros Eléctricos en un sistema de Generación Distribuida, Fallas, Distorsión de ondas, Medición y Normativas.</i> di Prátula, Horacio R.; Di Pietro, Martín; Bocero, Rodolfo; Antón, Marcelo; Pistonesi, Carlos A.	295
<i>Estimación de la intensidad energética en una planta depuradora.</i> Blazquez, Pamela A.; Cifuentes, Olga I.; Escudero, Daniela K.	306
<i>Sistema mecánico para seguimiento solar a dos ejes con una fuerza motriz.</i> Ros, Mario; Crudeli, Rossana; Suligoy, Juan Pablo; Capeletti, Walter	316
<i>Sistema de seguimiento solar para maximizar rendimiento de panel fotovoltaico.</i> Ortúzar, Joaquín; Crisologo, Juan Carlos	326
<i>Cadena de valor del hidrógeno: inyección en la red de gas natural.</i> Gonnet, Adrián; Mainetti, Carlos; Drunday, Jonathan; Martín, Lucas	336
<i>Ensayos de paneles fotovoltaicos afectados por el temporal del 16 de diciembre del año 2023 en Bahía Blanca, un caso de estudio.</i> Mainetti, Carlos; Gonnet, Adrián; Borja, Fernando; Ovejero, Matías	344
<i>Optimización del confort térmico y consumo energético en viviendas bioclimáticas mediante aprendizaje por refuerzos profundo.</i> Henderson, Germán Rodolfo; Arena, Alejandro Pablo; Bromberg, Facundo; Vélez, Javier	353
<i>Caracterización del consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales de la cooperativa de energía de Ibarlucea.</i> Rullo, Pablo G.; Arraña, Ignacio; Hetze, Vanesa; Tielli, Matias; Wild, Gisela	363

<i>Estudio de factibilidad técnica de programa ERA colaborativo a usuario industrial.</i> Sanseverinatti, Carlos I.; Manassero, Ulises; Loyarte, Ariel; López, Diego; Rossi, Lautaro	373
<i>Síntesis de materiales adsorbentes de CO₂, en base a hidrotalcitas con distintas relaciones de Mg/Al, para el reformado de etanol.</i> Avendaño, Roger; Park, Michelle; Bocanegra, Sonia; Amadeo, Norma; Dieuzeide, María Laura	383
<i>Desarrollo experimental de un sistema de monitoreo de vibraciones para aerogeneradores: diseño, implementación y evaluación.</i> Castello, Marcelo C.; Salerno, Juan J.; Marino, Edgardo; Chemes, Jorge; Rullo, Pablo G.	391
<i>Desalinización de agua de mar en la Patagonia por ósmosis inversa: minimización del impacto ambiental.</i> Abuin, Graciela; De Cristofaro, Norma	399
<i>El desarrollo de cultivos energéticos en la región centro de Argentina: un análisis de su potencialidad en el aporte sostenible hacia la energía, la ecología y la economía regional.</i> Binotto, Noelia Celeste; Bernard, Mariana	409
<i>Uso de recursos tecnológicos para el reciclado de residuos de construcción y demolición.</i> Cuchan, Emanuel; Moro, Juan Manuel; Meneses, Romina	419
<i>Estrategias de educación en sustentabilidad de la construcción.</i> Moro, Juan M.; Ratazzi, Alejandro R.; Meneses, Romina S.; Serralunga, Fernando; Serralunga, Martín	428
<i>Análisis preliminar de escenarios de transición energética en el Puerto de Bahía Blanca.</i> Friedrich, Guillermo; Sartor, Aloma; Escudero, Daniela; Gonzalez, Mariana; Viridis, Martin	438
<i>Valorización energética de los efluentes de una planta faenadora de Mendoza (Argentina).</i> Altamiranda, María José; Piastrellini, Roxana	448
<i>Current control mode for a boost converter using a non-average model.</i> Berola, Julián; Garcés Leandro	457
<i>Gasificador de biomasa de lecho móvil de laboratorio: un diseño particular.</i> Saires, Paula; Bertero, Melisa; Sedran, Ulises	464
<i>Experiencias en la evaluación de la eficiencia energética de viviendas construidas en madera mediante el aplicativo informático.</i> Das Neves, Gustavo; Gil, Marcelo; Maccarone, José; Valencia Arotinco, Yannet	474
<i>Generación distribuida y autoconsumo. Análisis del impacto en el retorno económico.</i> Bertossi, Marcelo; Amaya, Juan; Bragagnolo, Sergio; Rasjido, Fabricio	483
<i>Tecnologías del hidrógeno: evaluación del desempeño de catalizadores multicomponentes para celdas de combustible de metanol directo.</i> Villa, Constanza; Cespedes, German; Asteazarán, Mariano	493

<i>Desarrollo e implementación de herramientas de simulación de energías renovables: EnAlTecS SunPower, EnAlTecS WindPower y EnAlTecS HybridPower.</i> Asteazarán, Mariano; Cespedes, German	501
<i>Cocinas eficientes a leña para comedores comunitarios: reseña 2015 a 2024.</i> Lohigorry, Agustín J.; Battaglia, Leonardo; Kulbaba, Pablo O.; Olocco y García, Iciar M.	510
<i>El uso de la energía fotovoltaica en zonas rurales de Argentina.</i> Castro, Lucía; Díaz Cuela, Stephanie; Martín, Lucas; Reucan, Braian	520
<i>Evolución de la estela turbulenta del modelo de un aerogenerador de eje horizontal.</i> Wittwer, Adrián R.; Dorado, Rodrigo; Loredó-Souza, Acir M.; Zuñiga Inestroza, Manuel A.	530
<i>Generación distribuida: atractivos financieros. Análisis basado en una muestra residencial.</i> Petris, Diego; Zabaloy, Mario; di Prátula, Horacio R.	537
<i>Estudio de oleaje y viento en el km 28 del canal principal del estuario de Bahía Blanca con miras a aplicaciones undimotrices.</i> Dotti, Franco Ezequiel; Rojas, Lisandro Miguel; Virla, Juan Nicolás; Oxarango, Lucas; Vera, Carlos Alberto	546
<i>Combinación de fuentes de energía en función del costo y gasto energético en viviendas tipo departamento en la región de La Plata.</i> Cosentino, Agustín; Sale, Francisco	556
<i>Estudio preliminar sobre la producción de biohidrógeno a partir del mucílago de café en un biorreactor semicontinuo: efecto del ácido láctico.</i> Correa-Villa, Cindy; Moreno-Cardenas, Edilson; de Bruijn, Johannes	565

Trabajos Completos



MEDICION Y EVALUACION DE INDICES DE CALIDAD DE ENERGIA PARA AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**Bufanio Ruben; Agnello Ariel; Marasco Damián; Scarone Norberto; Monte
Gustavo**

Facultad Regional del Neuquén, Universidad Tecnológica Nacional
rbufanio@frn.utn.edu.ar

RESUMEN

El objetivo de este trabajo forma parte de la investigación del impacto que podría tener la inserción de la generación eólica de baja potencia sobre los índices de calidad del suministro eléctrico en las redes de baja tensión. Este estudio es continuación del trabajo "Proposal for flicker measurement and evaluation in grid-connected low-power wind turbines", (VI Congreso Bienal ARGENCON 2022, IEEE), agregándose aquí el tratamiento de la emisión del contenido armónico de corriente, componente de continua (DC), y otros índices de interés de análisis de calidad de energía inyectada. Para ello se brinda una propuesta para su medición y evaluación según recomendaciones de normativas internacionales, siguiendo los lineamientos de la IEC-61400-21, "Medida y evaluación de la calidad de la energía eléctrica inyectada por las turbinas eólicas conectadas a la red de suministro eléctrico". En función de dicha norma, se desarrolla y programa un algoritmo completo de medición, y se implementa en un prototipo electrónico experimental. Luego de procesos de ajuste y calibración, se lo aplica en el análisis de un aerogenerador comercial de 1kW inyectando energía a la red (220V-50Hz), ubicado en el laboratorio de evaluación de aerogeneradores de baja potencia que posee el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) en la región de Cutral-Có, provincia de Neuquén, Argentina. Se muestran los primeros resultados, muy dependientes de la velocidad del viento, que luego son comparados con los obtenidos a través de instrumento registrador de calidad de energía. Por último, lo mismo respecto a los límites de emisión recomendados, que muestran la necesidad de tener en cuenta el impacto de este tipo de fuente renovable en la generación distribuida.

Palabras clave:

Eólica, Baja Potencia, Calidad de Energía, Armónicos

Área Temática:

Energías Sustentables

Categoría del Trabajo:

Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCION

Desde hace algunas décadas se plantean cambios en la manera de obtener la energía eléctrica, la cual va hacia un desarrollo sostenible en el lugar de consumo, promoviendo la descarbonización, descentralización y brindando además beneficios socioeconómicos. En función de ello en la Argentina se sanciona y reglamenta la ley 27.424 de generación distribuida, posibilitando el autoconsumo a los usuarios conectados en las redes de distribución de baja tensión. Esto implica desafíos tecnológicos, ya que es de suma importancia predecir el impacto que tendrá en la estabilidad y calidad del suministro eléctrico la inserción de la generación renovable de característica variable y no gestionable, en especial por el incremento como en otros países de la solar fotovoltaica (PV) residencial [1], y surja la necesidad de compensar con otras de diferentes perfiles de generación. Es probable, por lo tanto, que la eólica de baja potencia, según el recurso disponible, pueda convertirse en una interesante opción.

Esta posibilidad promueve desafíos técnicos, dada la variabilidad del recurso eólico con sus consecuentes fluctuaciones bruscas en la potencia, debido a los bajos momentos de inercia [2-3], comparado con los equipos eólicos de gran porte, y la utilización de convertidores de potencia para vincularse a la red, que hace se inyecten corrientes armónicas, así mismo componentes de DC, que pueden ocasionar inconvenientes en el nodo de acople, en especial para cuando la conexión es a baja relación X/R [4]. Por lo tanto, se realiza previo al trabajo un estudio bibliográfico, donde en principio se observa que hay escasa divulgación del tema y por ende justifica la necesidad de evaluar la emisión del contenido armónico, y otros índices eléctricos, de los pequeños aerogeneradores. Más allá de lo anterior, en [5], el NREL, ha encontrado ambigüedades entre la IEEE519 y la IEC61000-3-x, debido a los requisitos que se establecen para el análisis del cumplimiento de los límites de emisión de armónicos, lo que hace según se muestra, que un aerogenerador cumpla para la primera, pero no para la segunda. En [6], muestran que hay elevada generación de armónicos debido al carácter variable del viento, y que por lo tanto la distorsión armónica debe minimizarse no solo por la calidad de la energía sino también por la estabilidad de todo el sistema. Por otra parte, en [7], se considera que es necesario dado su incremento en la generación distribuida, evaluar la calidad de energía eléctrica inyectada por las turbinas eólicas de baja potencia. Se concluye que el incremento de esta generación y por la variabilidad del viento, puede en algún caso afectar la estabilidad del punto común de conexión (PCC), por lo tanto, recomienda analizar su impacto.

A diferencia de [5], [6] y [7], este trabajo intenta con su propuesta aplicar en detalle la normativa IEC-61400-21,[8], procedimientos de implementación [9], y la IEC61000-4-7, [10], que establece el algoritmo, según las series temporales de tensión y corriente, de la medida de la emisión del contenido armónico. Además, dada la necesidad de correlacionar con las velocidades de viento, tiene en cuenta las recomendaciones de la IEC-61400-12-1, anexo H (baja potencia), [11].

Por lo cual, el resto del trabajo se organiza de la siguiente manera. La sección 2 establece el alcance y planteo de las pautas de estudio, y porqué es recomendable evaluarlo en eólica de baja potencia. La sección 3 explica los pormenores del hardware utilizado. La sección 4, el primer firmware desarrollado (algoritmo programado) y su aplicación. La sección 5, dada la evaluación de los primeros resultados, una modificación y readecuación del hardware y el firmware. La sección 6 expone los resultados experimentales obtenidos y comparativa con datos de instrumento comercial. Finalmente, en la sección 7 se presentan las conclusiones.

2. ALCANCE Y PLANTEO DE LAS PAUTAS DEL ESTUDIO.

Esta etapa del estudio agrega al ya realizado sobre la emisión de flicker por parte de la generación eólica de baja potencia en entornos distribuidos sobre redes de baja tensión, las mediciones de tensiones, corrientes, potencias y distorsión armónica, utilizando para ello de análisis mismo aerogenerador (AG1000 de 1kW) e interfaz de vínculo con la red un inversor Omniksolar de 1.5kW. Con dicho fin, el planteamiento y desarrollo del prototipo electrónico necesario, fue conducido por integrantes del grupo GESE de la UTN FRN en el ámbito del Laboratorio de Electrónica, e instalado luego para obtener datos de análisis y conclusiones, en el laboratorio de Energías Renovables que posee el INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) en la región de Cutral Có, provincia de Neuquén.

Se hace uso para tal fin de las directrices y recomendaciones emanadas por la norma IEC 61400-21, la cual especifica en su sección 6.4, en especial para el caso de distorsión armónica, que el valor de sus componentes e interarmónicas y la distorsión armónica total, se debe obtener para cada bin de potencia activa (0, 10, 20, ..., 100%). También, que se debe considerar componentes armónicas hasta 50 veces la frecuencia de línea o fundamental. Para este cometido, con la electrónica propuesta e indicada más adelante, se realizan mediciones repetitivas cuyos valores se acumulan en una base de datos, a fin de que, en un análisis posterior, se haga una búsqueda y clasificación de los valores según estos bins de potencia en acuerdo al aerogenerador utilizado, en este caso uno de la marca EOLOCAL modelo AG1000 de 1kW de potencia cuya figura y conexión se muestran en las figuras 1 y 2 respectivamente, [12].



Figura 1. Aerogenerador EOLOCAL modelo AG1000, 1kW, utilizado para realizar el estudio. [elaboración propia]

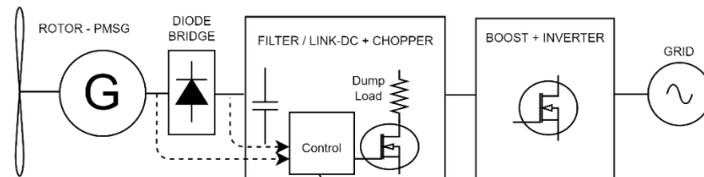


Figura 2. Diagrama de bloques de estructura típica de generación eólica de baja potencia, utilizada en este trabajo, con vínculo a la red (conexión monofásica). [elaboración propia]

En la sección 6.6,[8], se especifica la medición de potencia activa máxima, la cual debe medirse promediando 600s (P600), 60s (P60), y 0,2s (P0,2). En la sección 6.7 se establece la medición de la potencia reactiva en ventanas de 1min para potencias de salida de 0, 10, ---, 90, 100% de la potencia nominal. También se tiene en cuenta lo establecido en la norma IEC61000-4-7, la cual realiza el computo de armónicas por DFT, en ventanas de 10 ciclos y tomando 15 ventanas consecutivas para su promedio (3s). Estos requerimientos presentan la complejidad de necesitar diversas ventanas de tiempos de medición continua (10min, 1min, 3s, 0,2s), y para diferentes tasas de muestreo o algoritmos de cálculo. Por lo cual este trabajo, presenta un procedimiento para la adquisición de magnitudes eléctricas en base a una tasa de muestro que permita la obtención de un contenido armónico válido y consistente, y en función de esta información a su vez calcular los valores de voltaje, corriente y potencia. Este planteo, se muestra en la Figura 3, con el esquema de conexión al sistema eólico.

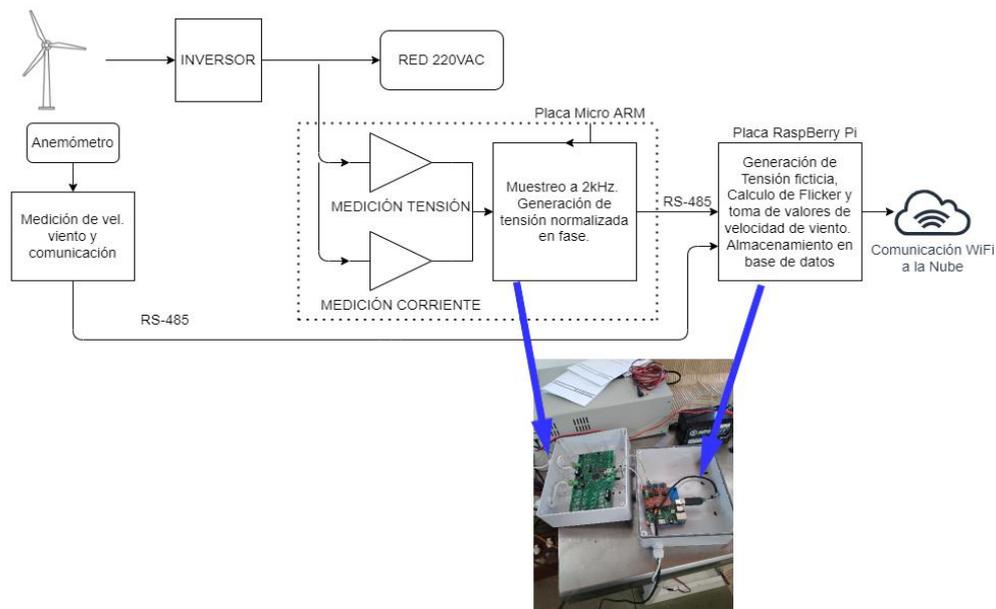


Figura 3. Disposición del sistema desarrollado de medida sobre aerogenerador. [elaboración propia]

3. HARDWARE UTILIZADO

El hardware empleado consiste en dos partes, una primera con la placa de adquisición (PQI), que contiene los circuitos de medición y acondicionamiento para registrar tensión y corriente alterna; un

microcontrolador con entradas y conversor analógico digital (ADC); circuito de comunicación RS485 y de alimentación. La segunda parte consiste en una computadora Raspberry Pi, la cual se ha equipado con puertos serie RS485 para su comunicación con la placa de medición (PQI), y con el sistema de adquisición de las velocidades de viento. En la figura 4, se pueden ver estos circuitos.

La placa PQI consta de un microcontrolador de la familia ARM de 32bits, del cual se han empleado para este proyecto solo algunos recursos, como su conversor analógico digital de 16bits de resolución, frecuencia de reloj para el núcleo de 240MHz, puerto serie asíncrono UART de 115200 Baudios y gran capacidad de memoria de programa y datos.

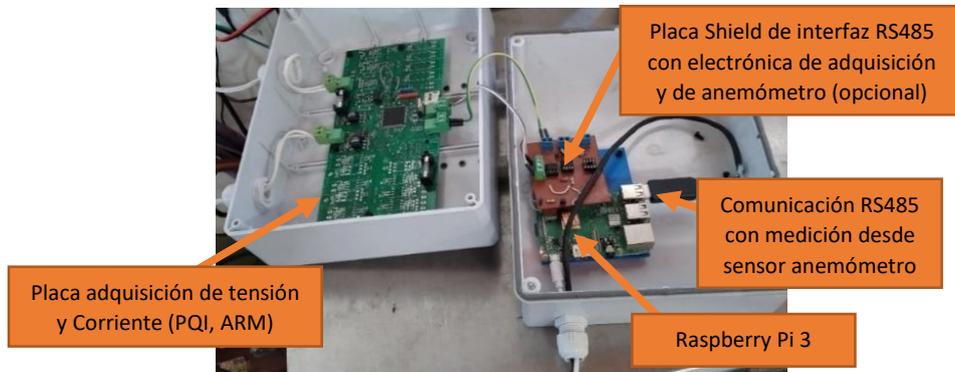


Figura 4: Placa de medición y procesamiento de datos. [elaboración propia]

La placa Raspberry Pi provee la característica de correr un sistema operativo Linux, en el cual se ejecutan programas que brindan al proyecto diversas herramientas, además de dar conectividad a Internet, (ver figura 3). Siendo en resumen los principales servicios aplicados: ejecutar el programa de recepción de datos desde la placa PQI, el procesamiento y guardado en base de datos (software desarrollado en Python), servidor de base de datos Postgresql (para almacenamiento de datos adquiridos), software de desarrollo visual con interfaz Web (NodeRed), y de visualización de datos vía Web (Grafana).

4. FIRMWARE DESARROLLADO Y APLICACIÓN.

A fin de complementar lo desarrollado para la medición de flicker, se programa un nuevo software de procesamiento de datos en Python (implementado en la RaspBerry Pi), dejando inalterado el firmware en la placa de adquisición de variables eléctricas, PQI.

Al utilizar una frecuencia de reloj en el microcontrolador de 31507Hz, y con el objetivo de llegar a medir hasta el armónico número 50 de la fundamental de 50Hz, es requisito una mínima frecuencia de muestreo de al menos el doble de esta frecuencia por 50 veces, $50 \times 50\text{Hz} = 2500\text{Hz}$, por lo tanto, de 5000Hz.

Para acercarse al valor anterior se aplica un pre escalar de 5, obteniéndose una frecuencia de muestreo, F_s , de 5251Hz, lo cual entrega un período de muestreo $T_s = 0.19\text{ms}$. Por lo tanto, según la [10], se deben fijar 1050 muestras para lograr los 10 ciclos completos requeridos de la frecuencia fundamental de red, que luego para obtener las 15 series de 10 ciclos, da un valor $N' = N \times 15 = 15750$ de muestras, y una ventana total de 3 segundos. A posterior, la placa PQI devuelve por el puerto RS485 dos vectores de 15750 muestras, tanto para tensión como para corriente.

4.1 Placa Raspberry Pi.

Para llevar adelante el registro de la medición se desarrollan códigos a través del lenguaje de programación Python, utilizando para ello las librerías scipy y numpy que utilizan las herramientas de cómputo de la transformada rápida de Fourier (FFT), más otras funciones auxiliares de utilidad como `fttfreq`, `find_peaks`.

Luego, a los vectores de voltaje como de corriente, se les aplica la función de FFT, y cálculos auxiliares para desnormalizar los valores de amplitud y tener el valor eficaz de cada componente de frecuencia.

En base a esta clasificación se obtienen los siguientes datos por serie, que definen los índices eléctricos de ecuaciones de más abajo, potencia activa, reactiva, aparente, de deformación y factor de potencia.

- Corriente DC: valor componente de índice 0, del arreglo FFT de corriente.
- Frecuencia fundamental: valor del arreglo de frecuencia para el índice del primer pico de tensión.
- Tensión eficaz (rms) de la fundamental: tensión del armónico para el índice del primer pico de tensión.

- d) Corriente eficaz (rms) de la fundamental: corriente del armónico para el índice del primer pico de tensión.
- e) Tensión eficaz (rms) poliarmónica: raíz cuadrada de la suma de los cuadrados, de los valores pico de tensión a excepción de la fundamental.
- f) Corriente eficaz (rms) poliarmónica: raíz cuadrada de la suma de los cuadrados, de los valores pico de corriente a excepción de la fundamental.
- g) Distorsión armónica de tensión: raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los cocientes de todas las componentes armónicas con respecto a la fundamental.
- h) Distorsión armónica de corriente: raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los cocientes de todas las componentes armónicas con respecto a la fundamental.

$$P = Re(U_{rms}) * Re(I_{rms}) + Im(U_{rms}) * Im(I_{rms}) \quad (1)$$

$$Q = Im(U_{rms}) * Re(I_{rms}) - Re(U_{rms}) * Im(I_{rms}) \quad (2)$$

$$S = U_{rms} * I_{rms} \quad (3)$$

$$FP = \frac{P}{S} \quad (4)$$

$$PD = U_{rms} * \sqrt{\sum I_{rmsN}^2 - I_{rms1}^2} \quad (5)$$

$I_{rms(N)}$: corriente eficaz total.

$I_{rms(1)}$: corriente eficaz del armónico fundamental.

P: potencia activa.

Q: potencia reactiva.

S: potencia aparente.

FP: factor de potencia.

PD: potencia de deformación.

Los valores calculados son ubicados en un vector de 15 elementos (15 series), para luego ser promediados y almacenados como base de datos a través de una tabla. Adicionando además la estampa de tiempo obtenida en el momento de adquisición de datos (medición), y los de velocidad de viento medidos durante esos 3 segundos, (promedio, mediana y desvío estándar).

4.2 Primeros resultados.

Entre las fechas 28-06-2022 al 5-07-2022 se registraron 625 muestras de mediciones sobre el aerogenerador Eolocal, que posee como acople a la red, un inversor de la marca Omnik de 1500W de potencia nominal de la familia Omnisolar.

Sobre este conjunto de valores se eligieron aquellos correspondientes a los puntos medios de los bins de potencia que se resumen en la siguiente tabla 1.

Analizadas las mediciones se observa que no ajustan a lo establecido por la norma (tabla Anexo A.3.1 IEC 61400-21), ya que no se registran los valores de corrientes armónicas y subarmónicas. Aunque la medida se basa en mediciones de 3s acorde con la norma IEC61000-4-7, no cumple con las ventanas de medición de 1 minuto correspondiente a la [11] y [8].

Por otra parte, el procesamiento realizado en el RaspBerry Pi (código en Python) más la transmisión de los datos por puerto RS485, hacen que el sistema sea lento entre cada medición de 3s, impidiendo de esta manera agrupar datos en ventanas más amplias y llegar a lo requerido por las normativas de energía eólica.

Otra deficiencia observada, son los valores altos registrados de valor medio de corriente, lo cual no se corresponde a lo observado en campo. Se analiza que es debido a que la medición de corriente ingresa a un conversor analógico digital (ADC) del tipo monopolar, lo cual requiere de un offset fijo. Este offset se logra con un circuito acondicionador de entrada, que presenta dificultades al pretender eliminarlo por calibración, alterando la medición. Por lo tanto, se propone como mejora, y se desarrolla en la siguiente sección, una medición del tipo diferencial que evita este inconveniente.

Pbin: bins de potencia (%), de la nominal.

THDi: distorsión armónica de corriente.

THDu: distorsión armónica de tensión.

Bin Viento: Valores centrales de velocidades de viento.

Tabla 1. Resultados de distorsión armónica (THD), componente de DC, FP y P en función de bins de potencia. [elaboración propia]

Pbin %	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	%
THDI	11,2	8,31	6,29	4,78	4,38	4,5	3,41	3,69	2,99	S/D	%
THDu	1,61	1,94	1,61	1,55	1,64	1,75	1,58	1,67	1,58	S/D	%
DC %	18,2	15,0	7,6	4,8	4,5	5,2	4,4	3,1	2,5	S/D	%
FP	0,807	0,985	0,996	1	0,977	0,983	0,989	0,987	0,992	S/D	-
P	104	201	304	402	507	600	707	801	909	S/D	W
Bin Viento	6	7	8	14	14	11	13	18	16	S/D	m/s

5. MODIFICACIÓN DEL HARDWARE E IMPLEMENTACIÓN DE NUEVO FIRMWARE.

Teniendo en cuenta lo indicado en sección anterior, se modifica la adquisición de corriente a una entrada del conversor ADC diferencial, figura 5. Para ello, en la placa de sensado solo se requirió anexar un jumper desde la salida del amplificador diferencial hacia la entrada adicional del ADC. De esta manera se evita tener una medición imprecisa cuando no hay presencia de corriente, debido al offset agregado en la medición monopolar. Además, cabe aclarar, el cambio requirió de una nueva programación del microprocesador.

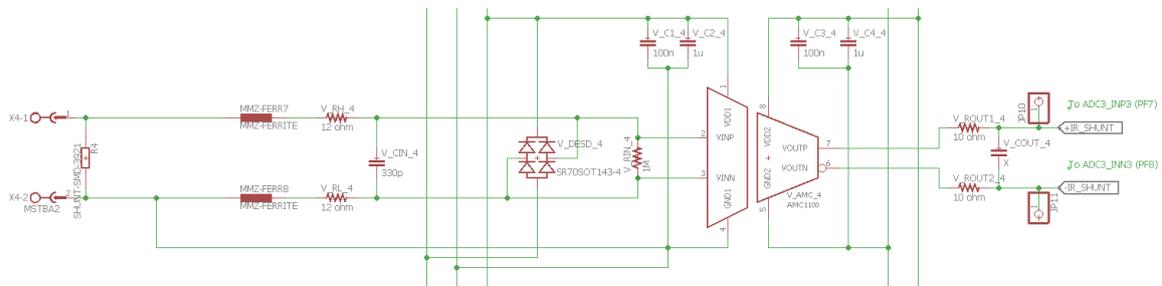


Figura 5. Circuito implementado de medición de corriente, modo diferencial. [elaboración propia]

Otra modificación importante que se anexó sobre el programa del microcontrolador es la de procesar los datos de cálculos de FFT y magnitudes eléctricas. Esto es posible gracias a las prestaciones de velocidad del micro ARM, y las librerías eficientes de FFT (CMSIS). Por otro lado, los datos tratados a transmitir al Raspberry Pi vía RS485, son menos cantidad que los vectores adquiridos de tensión y corriente de la implementación anterior, por lo que las mediciones pueden realizarse con mayor frecuencia.

5.1 Descripción general del Firmware PQI.

Se utilizaron dos conversores (ADC), configurados en 16bits de resolución y con disparo de conversión desde el temporizador (Timer 2). Este temporizador está vinculado a un reloj externo de 2048kHz, en donde se genera un evento cada 400 cuentas que dispara la conversión en ambos ADC.

$$T_s = \frac{1}{2048K} \times 400 = 195,3125\mu s \quad F_s = 5120Hz \quad (6)$$

Con esta frecuencia de muestreo, se obtienen exactamente 1024 muestras en 0,2s.

Luego, tanto para corriente como para tensión, se habilitan las interrupciones para las conversiones ADC, y se declaran buffers de datos de conversión de una longitud igual al doble de la ventana de 0,2s (2048). De esta forma, mientras se procesan los primeros 1024 valores de los buffers de datos, se está midiendo su segunda parte. Esto permite adquirir y procesar datos en forma continua, que posteriormente son tratados para escalarlos según calibración.

5.1.1 Librería de funciones CMSIS

CMSIS es un conjunto de herramientas de programación que permite simplificar el desarrollo del software y su reutilización. En particular, se usó la librería de funciones CMSIS DSP, las cuales implementan el procesamiento de señales comunes optimizadas para la arquitectura del microcontrolador.

Para obtener la transformada de Fourier se requirió de la función `arm_rfft_fast_f32`, la cual desarrolla un FFT para una entrada de valores reales y devuelve solo la mitad del espectro, (ya que, si los datos de

origen son reales, el espectro es simétrico). A pesar de ser la mitad del espectro, el vector de entrada tiene 1024 muestras al igual que el vector de salida, intercalando 512 valores de la componente real con otros 512 de la correspondiente imaginaria.

Para obtener los 50 armónicos de tensión, corriente y los interarmónicos de corriente, se emplea el criterio de agrupación expresado en la norma IEC 61400-21 sección 6.4, el cual está indicado con más detalle en la IEC 61000-4-7, y como resumen en la figura 6.

Además, se calculan valores de potencia activa, reactiva y aparente, utilizando las ecuaciones 1, 2 y 3 respectivamente.

También, para tener un adicional de cálculo, se emplearon las ecuaciones de obtención de valores rms y valor medio de las muestras en función del tiempo. Esto es posible ya que el vector de 1024 muestras adquiere exactamente 10 ciclos completos de tensión y corriente para los 50Hz.

Se reporta también el valor de continua (DC) de tensión y corriente, calculado en el análisis espectral como valor medio de la serie temporal y como valor eficaz para la frecuencia cero.

Por otra parte, se obtiene según ecuación 7 la distorsión armónica de corriente.

$$THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{50} I^2_{hn}}{I^2_{h1}}} \quad (7)$$

En resumen, cada 0,2s se calculan los siguientes valores:

- 50 primeros armónicos de tensión.
- 50 primeros armónicos de corriente.
- 50 primeros interarmónicos de corriente
- Corriente DC (calculado por FFT)
- Potencia Aparente
- Potencia Activa (ecuación 1)
- Potencia Reactiva (ecuación 2)
- Distorsión armónica (ecuación 7)
- Tensión rms (calculado en dominio del tiempo)
- Tensión DC (calculado en dominio del tiempo)
- Corriente rms (calculado en dominio del tiempo)
- Corriente DC (calculado en dominio del tiempo)

Estos datos son acumulados (por medio de registros totalizadores) en la ventana de tiempo seleccionada, y luego cada uno es dividido por el número de valores obtenidos, (promediado). Por ejemplo, si se selecciona una ventana de medición de 1 minuto, cada valor totalizado es dividido por 300, y luego para su análisis enviado por el puerto RS485.

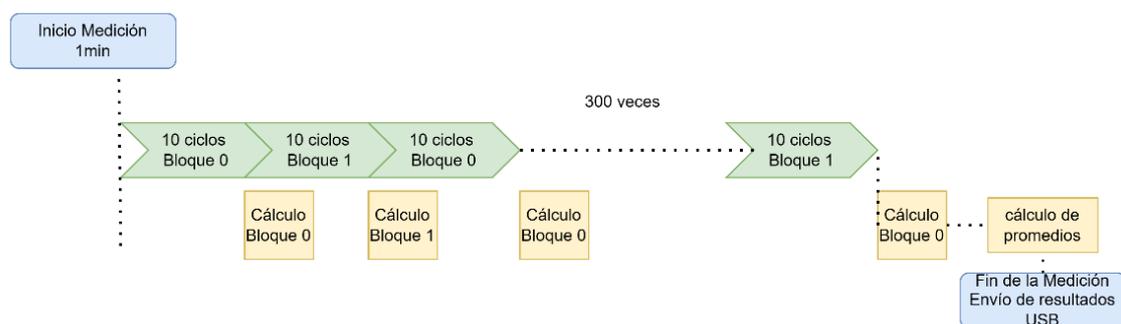


Figura 6. Proceso de medición desarrollado para cumplir con los requerimientos especificados. [elaboración propia]

5.1.2 Implementación en Raspberry Pi

Desde el punto de vista de los recursos implementados en la Raspberry pi, no cambian con respecto a lo utilizado en las mediciones de flicker, [3]. Simplemente, se ajusta el código escrito en Python para que solo obtenga los valores reportados desde la placa PQI y los ingrese a una nueva tabla en la base de datos Posgresql. De esta forma, el código escrito en Python no tiene carga de cálculos y solo provee servicios de comunicación y acceso a la base de datos, incluyendo aquellos de velocidad de viento que se sincronizan con las mediciones eléctricas. Luego desde esta base de datos, se accede a los registrados mediante una interfaz denominada Grafana.

6. RESULTADOS OBTENIDOS

Se realizaron mediciones continuas cada 5 min, tomando una ventana de registro de 1 min, con lo cual desde el 28/06/2023 al 05/07/2023 se obtuvieron 1980 mediciones.

Todas las anteriores se descargan de la base de datos y se procesan en una planilla de Excel, donde cada una se clasifica por bin de potencia, (IEC 61400-21, Sec. 6.4). Paso seguido, y según el bin de potencia determinado, se presentan los valores promedio de cada magnitud registrada.

En la sección citada de la normativa, los valores de corriente armónica e interarmónica, deben ser expresados como porcentaje de la corriente nominal (I_n), sin embargo, como no deja claro si es para todos los bins o solo el nominal, se decide para los de baja potencia brindar los valores de cada armónica e interarmónica como porcentaje respecto al valor de la componente fundamental de cada medición, que va en sintonía con la definición del THD.

$$I_n[\%] = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (8)$$

De esta manera se presentan los datos acordes con el anexo A.3.1 de la IEC 61400-21, [8], tabla 2, así mismo en tabla 3, según A.3.2 para los interarmónicos. Luego por último en tabla 4, 5 y 6, la componente de DC, potencia máxima de 60s y potencia reactiva según bins de potencia.

Tabla 2. Resultados obtenidos de corrientes armónicas en función de bins de potencia. [elaboración propia]

Pbin (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
H	I_h (%)										
2	3,69	2,49	1,20	0,91	0,79	0,76	0,66	0,69	0,73	0,72	0,88
3	20,15	11,88	3,47	2,39	1,73	1,30	1,04	0,89	0,81	0,74	0,85
4	3,56	2,22	1,17	0,83	0,65	0,51	0,44	0,38	0,36	0,35	0,38
5	29,66	19,12	5,15	3,71	3,15	3,14	2,87	2,73	2,46	2,28	2,14
6	3,57	2,51	1,76	1,31	1,01	0,73	0,65	0,50	0,45	0,42	0,41
7	13,02	8,05	3,82	2,76	2,26	1,68	1,37	1,27	1,18	1,14	1,09
---	---	-	--	--	--	---	---	---	---	---	---
49	3,48	2,34	0,82	0,55	0,47	0,38	0,33	0,30	0,27	0,25	0,24
50	3,20	1,52	0,68	0,50	0,36	0,30	0,26	0,23	0,21	0,20	0,18
THDi	46,70	30,57	16,55	11,08	7,71	6,95	5,84	5,38	5,08	4,66	5,16

Tabla 3. Interarmónicos. [elaboración propia]

Pbin (%)	0,00	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00	60,00	70,00	80,00	90,00	100
f (Hz)	I_h (%)										
60/90	3,08	2,01	1,43	1,22	1,18	1,24	1,10	1,20	1,32	1,31	1,66
110/140	2,90	1,63	0,71	0,52	0,45	0,43	0,38	0,38	0,40	0,39	0,47
160/190	2,96	1,83	0,69	0,48	0,42	0,37	0,32	0,31	0,31	0,30	0,36
---	---	----	----	----	----	----	---	----	----	---	----
2460/2490	2,82	1,65	0,67	0,46	0,35	0,29	0,26	0,23	0,21	0,20	0,18
2510/2540	2,69	1,30	0,55	0,41	0,31	0,25	0,22	0,19	0,17	0,16	0,15

Tabla 4. Componente de corriente continua. [elaboración propia]

	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	I (A)										
DC (FFT)	0,012	0,013	0,018	0,017	0,018	0,017	0,018	0,018	0,019	0,020	0,022
DC (Time)	-0,008	-0,009	-0,013	-0,012	-0,012	-0,011	-0,012	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011

Tabla 5. Según A.5.1, máxima potencia de 60s. [elaboración propia]

Valor Medido, P60 (kW)	0,951
Normalized value, p60=P60/Pn	0,951

Tabla 6. Potencia reactiva. [elaboración propia]

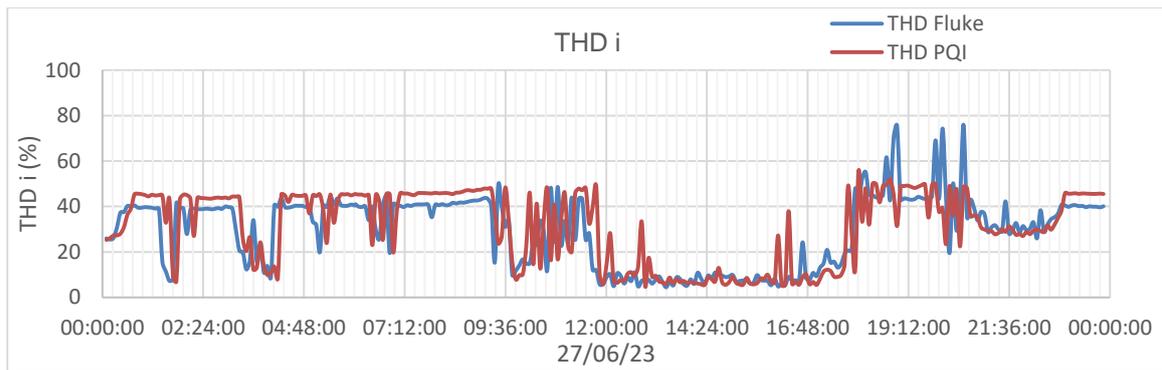
P. Activa (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
P. React. (VA)	22	59	36	35	48	65	78	92	98	101	99
Máx. Pot. React. (%)	76	88	18	12	12	13	13	13	12	12	10

De medidas de Tabla 2, y analizado respecto a los límites que impone tanto la IEEE 519 e IEC-61000-3-2. Para la primera, al expresar un máximo THD del 5%, el resultado obtenido es apenas superior, pero ocurre que la IEEE lo establece sobre la corriente total demandada (TDD, [7]). Por el lado de la IEC cumpliría con los límites de THD a potencia nominal y en la mayoría de los bins de potencia, pero no lo haría en los dos primeros bins, los de más baja potencia, \leq a 150 W, donde el THD es superior a los límites recomendados. Por el lado de las emisiones individuales, acompañan al THD, es decir se observan valores fuera de los límites, pero solo para los dos primeros bins de potencia.

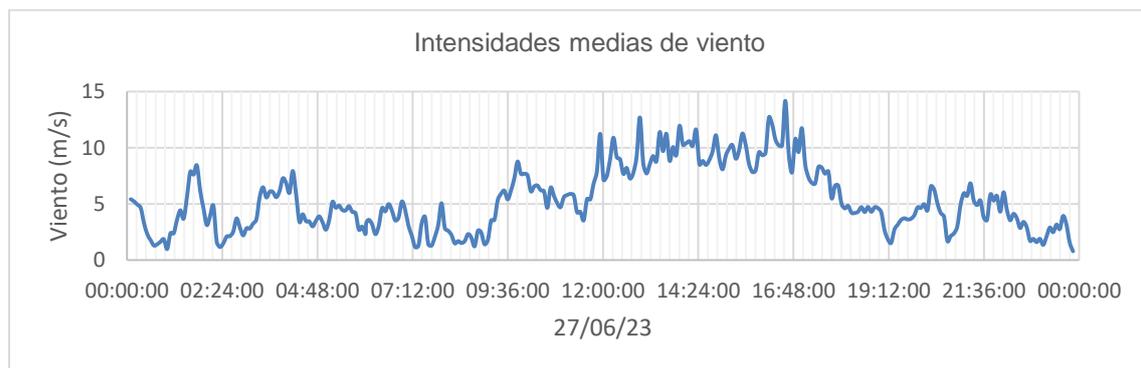
6.1. Comparativa con resultados de registrador comercial, (Marca Fluke, modelo 435).

Frente a los resultados adquiridos, a modo de evaluación y como ejemplo para el THDi, se los compara con los obtenidos de un registrador de calidad de energía comercial, para este caso uno de la marca Fluke modelo 435.

De ambas figuras 7a y 7b, y comparando con los resultados experimentales obtenidos, se observa, que para los vientos por encima de los 9 m/s (bin del 80% de potencia o superior), el contenido armónico está en una media alrededor del 5%, y para los vientos por debajo de los 4 m/s (bin del 0% y 10%), el THDi se encuentra en el orden del 40%, con un error aceptable de acuerdo con la Tabla 2.



a)



b)

Figura 7. a) Gráficas de resultados de THD de corriente y b) Intensidades de velocidades medias de viento de promedios minutales. [elaboración propia]

Por otra parte, tema a seguir analizando, las diferencias encontradas de retardo de la medida del prototipo experimental respecto al registrador comercial, se observa que podrían obedecer a la falta de sincronización de los relojes de ambos instrumentos y al diferente método de registro que ambos utilizan, cada un minuto en el Fluke 435, y cada 5m en el prototipo. Otras, entre un 10% y15%, se observan para las velocidades de viento debajo de los 5m/s, donde las corrientes son menores a 1A, (potencia obtenida es función del viento al cubo), siendo la resolución del registrador de solo 0.1A, lo

cual se presume origina dichas diferencias respecto al prototipo experimental, preparado para medir corrientes en rangos menores, con una resolución de 0.01A.

6. CONCLUSIONES

Se ha logrado un sistema completo de ensayo y obtención de la emisión de contenido armónico y otros índices como componente de DC, potencias máximas y reactiva, para aerogeneradores de baja potencia según normativas internacionales. El algoritmo desarrollado ha cumplido con las recomendaciones indicadas en la IEC-61400-21 e IEC-61000-4-7. Luego integrado a la electrónica experimental, y obtenido los primeros resultados mostrados en tablas y efectuadas comparaciones, ratifican la bondad del sistema desarrollado, que ahora suma a la evaluación del flicker otra cantidad de índices de calidad según establecen las normativas. Por otro lado, se ratifica lo indicado en [13], donde para la eólica de baja potencia por sus particularidades técnicas, conformación de los sistemas, y variabilidad del recurso eólico y por ende consecuentes cambios “rápidos” de potencias instantáneas inyectadas, se considera oportuno evaluar los índices de calidad de energía proponiendo al sistema de generación como una sola unidad, de manera análoga al concepto aplicado para los aerogeneradores de alta potencia. Finalmente, se observa que restan realizar mayor número de evaluaciones, utilizando aerogeneradores en otras potencias y tecnologías, y mejorar el método de validación.

7. REFERENCIAS

- [1] Li, Y.; Gao, W.; Ruan, Y. “Quantifying variabilities and impacts of massive photovoltaic integration in public power systems with PHS based on real measured data of Kyushu, Japan,” *Energy Procedia* ,152, 883–888. 2018.
- [2] International Electrotechnical Commission (IEC). *Wind Turbines—Part 2: Small Wind Turbines*, 3rd ed.; IEC 61400-2; IEC: Geneva, Switzerland, 2013.
- [3] Agnello A., Bufanio R., Marasco D., Monte G., Scarone N., Amadio M.; Oliva R., Zappa a.; Cañon C. “Proposal for flicker measurement and evaluation in grid-connected low-power wind turbines, IEEE ARGENCON 2022”, San Juan, Arg. Agosto 2022.
- [4] Joan Rocabert, Member, IEEE, Alvaro Luna, Member, IEEE, Frede Blaabjerg, Fellow, IEEE, and Pedro Rodríguez, Senior Member, IEEE. “Control of Power Converters in AC Microgrids”. *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 27, no. 11, november 2012.
- [5] Ryan Jacobson, Brian Gregory. “Wind turbine power quality test comparison of power quality standards”, National Renewable Energy Laboratory (NREL). 1999.
- [6] Serhat Berat Efe, Behçet Kocaman. “Harmonic analysis of a wind energy conversion system with small-scale wind turbine”. *International Journal of Energy Applications and Technologies*. January 2019.
- [7] Yu-Jen Liu, Pei-Hsiu Lan. “Power quality assessments of a commercial grid-connected small wind turbine product”. *IEEE 5th Global Conference on Consumer Electronics*. 2016.
- [8] IEC-61400-21-2008, International Electrotechnical Commission. Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. 2008.
- [9] A. Morales, X. Robe and J.C. Maun. “Assessment of Wind Power Quality: Implementation of IEC61400-21 Procedures”, Department of Electrical Engineering. CP 165/52, Université Libre de Bruxelles, RE&PQJ, Vol. 1, No.3. 2005.
- [10] IEC-61000-4-7, International Electrotechnical Commission. Part 4-7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. 2002.
- [11] IEC-61400-12-1, International Electrotechnical Commission. Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. 2005.
- [12] R. Bufanio, L. Arribas, J. de la Cruz, T. Karlsson, M. Amadio, A Zappa, D. Marasco. “An update on the electronic connection issues of low power SWTs in AC-coupled systems: a review and case study,” *Energies*, MDPI. 2022.
- [13] Junji Kondoh and Daisuke Kodaira. “An Evaluation of Flicker Emissions from Small Wind Turbines,” Department of Electrical Engineering, Graduate School of Science and Technology, Tokyo University of Science. 2021.

AGRADECIMIENTOS

Por la gran colaboración prestada, a los integrantes del Laboratorio de Evaluación de Aerogeneradores del INTI Neuquén, Ing., Andres Zappa, Mariano Amadio y Carlos Cañon, y al Mg. Ing. Rafael Oliva de la UNPA, por su asistencia en la toma de datos del recurso eólico.

ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA MEJORA ENERGÉTICA DEL ALUMBRADO EXTERIOR EN UN CAMPUS UNIVERSITARIO

Ortiz-Peña, Aarón, Honrubia-Escribano, Andrés, Gómez-Lázaro, Emilio

Instituto de Investigación en Energías Renovables, Universidad de Castilla-La Mancha
(UCLM) Albacete, España
aaron.ortiz@uclm.es

RESUMEN.

El aumento del consumo eléctrico está asociado al avance de los países, los servicios y la vida diaria. Por lo tanto, se busca reducir este consumo, lo que implica una disminución en la factura eléctrica, con el objetivo de avanzar hacia una sociedad más sostenible y acercarse a cero emisiones en la generación de energía. Para lograr esta reducción en el consumo eléctrico, es necesario contar con datos precisos sobre el consumo real de una determinada red eléctrica. Este estudio se centra en disminuir el consumo de electricidad mediante la instalación de iluminación LED en el campus universitario de Albacete (España), perteneciente a la Universidad de Castilla-La Mancha. En él se estudia el comportamiento del consumo y sus distintos patrones, realizando un análisis económico relacionado con la sustitución de sus luminarias existentes y obteniendo el periodo de amortización de la inversión en dos escenarios distintos.

Palabras Claves: Reducción energética, Iluminación LED, Inversión, Iluminación exterior

Área Temática: Economía Energética

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El aumento de la demanda de electricidad se debe a una variedad de factores, como el crecimiento de los servicios públicos, la mejora en la calidad de vida y el progreso social [1]. A su vez, la creciente conectividad a Internet y la adopción de sistemas domóticos en entornos públicos contribuyen al aumento de la demanda de electricidad [2], lo que se refleja en mayores emisiones de CO₂ [3]. Las condiciones climáticas actuales, marcadas por el calentamiento global, no favorecen la reducción de la demanda energética, ya que se ha demostrado que pueden provocar un aumento en la demanda de energía eléctrica [4]. Este incremento no solo afecta a edificios e instalaciones públicas, sino que también se refleja en un aumento del consumo doméstico, que ha experimentado un aumento del 2% anual en la última década [5].

En España, el consumo de electricidad ha experimentado un aumento del 4,2% anual, superando a varios países de la Unión Europea [6]. Por ejemplo, en China el consumo en zonas residenciales ha pasado de ser de 99.5 billones de kWh a 552.1 kWh desde el año 2000 hasta el 2018, es decir, se ha incrementado su valor 4.55 veces [7].

Una solución efectiva para reducir el consumo energético, tanto en entornos domésticos como públicos, ha sido la adopción de la iluminación LED, que ofrece beneficios como la reducción del consumo de energía y un aumento en la eficiencia energética [8][9]. Los sistemas de iluminación LED pueden alcanzar una eficiencia de hasta 330 lm/W, superando a tecnologías más antiguas como las lámparas de vapor de sodio [10]. Además, los sistemas de iluminación LED son aproximadamente un 70% más eficientes que los sistemas tradicionales [11], y tienen una vida útil más larga, lo que reduce los costes a lo largo de su vida útil. Gracias a la adopción de la tecnología LED, países como Estados Unidos han logrado importantes ahorros energéticos y reducciones significativas en las emisiones de CO₂ [10]. Dado que la iluminación exterior representa aproximadamente el 30% del consumo total de electricidad en un país [12], la implementación de la tecnología LED se presenta como una estrategia efectiva para reducir la demanda energética.

En España, la promoción de la iluminación LED está en línea con los esfuerzos para mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [13]. Normativas como el RD 1890/2008 establecen directrices para limitar la contaminación lumínica y mejorar la calidad del alumbrado público [13]. Además, la legislación española promueve la adopción de tecnologías de iluminación más eficientes como parte de medidas urgentes para fomentar el crecimiento y la competitividad [14].

Se han llevado a cabo múltiples investigaciones sobre la integración de la iluminación LED. Un caso en Fuengirola (España) [15], se propuso una metodología para aplicar iluminación LED en un tramo urbano de 2 km, donde se analizaron parámetros eléctricos y se realizó un estudio económico para evaluar la inversión requerida. El caso de Fuengirola presentó diversos escenarios, considerando luminarias con consumos de 180 W, 190 W, 200 W y 210 W. Para el análisis económico, se recopilaban datos sobre el coste de los proyectores, el desmontaje de los equipos antiguos, así como el coste de instalación de las nuevas luminarias y otros gastos asociados, como materiales auxiliares. Los resultados indicaron que la implementación de estos escenarios reduciría significativamente el consumo total de energía, con disminuciones que oscilan entre 54,690 kWh/año y 68,000 kWh/año, dependiendo del tipo de luminaria LED utilizada, generando así un impacto económico positivo. Respecto al análisis económico, se estimó que el período de retorno de la inversión variaría entre 3.30 y 6.20 años, dependiendo del tipo de luminaria y los costes asociados al reemplazo. Otros estudios han explorado la combinación de la tecnología LED con sistemas de iluminación inteligente para reducir aún más los costes. Por ejemplo, un estudio llevado a cabo por la Universidad Nacional de Singapur [16] investigó la integración de un sistema de iluminación inteligente en un edificio, que ya contaba con iluminación LED. El objetivo fue reducir el consumo en un 60% gracias a la eficiencia de la tecnología LED y el control inteligente de la iluminación.

A pesar de los beneficios evidentes de la tecnología LED, aún existen lagunas en la investigación, especialmente en entidades públicas como los campus universitarios, donde se carece de estudios que proporcionen datos de consumo de energía en tiempo real antes y después de la implementación de la iluminación LED. Además, son limitados los estudios que abordan los aspectos económicos de estos cambios.

2. CASO DE ESTUDIO

En este estudio se examina el consumo energético en la iluminación exterior de un campus universitario. Investigar este consumo utilizando datos reales de una institución educativa representa una gran innovación, dado que tanto instituciones públicas como privadas suelen mantener esta información de una forma confidencial, como se ha señalado previamente. El enfoque se centra en el Campus Universitario de Albacete, perteneciente a la Universidad de Castilla-La Mancha. Esta universidad, ubicada en España, cuenta con cuatro campus distribuidos en varias ciudades de Castilla-La Mancha, como Albacete, Ciudad Real, Cuenca y Toledo, además de dos sedes universitarias en Almadén y Talavera de la Reina, ambas pertenecientes a la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha. El Campus Universitario de Albacete comprende un total de 14 edificios, que incluyen facultades, institutos de investigación y un centro deportivo.

El objetivo de este trabajo es analizar el consumo de iluminación exterior de todos los edificios del campus universitario de Albacete, excluyendo el edificio de la Facultad de Farmacia y Medicina debido a diferencias en el suministro de energía, ya que la zona biosanitaria se encuentra alejado del campus universitario en sí. Además, se busca evaluar la viabilidad de sustituir las luminarias convencionales por luminarias LED en las principales vías del campus o en todo el campus, en lugar de las luminarias tradicionales fabricadas con vapor de mercurio y halógenos metálicos. La iluminación pública del Campus Universitario de Albacete se distribuye por todos los centros que lo componen como bien se muestra en la Figura 1.

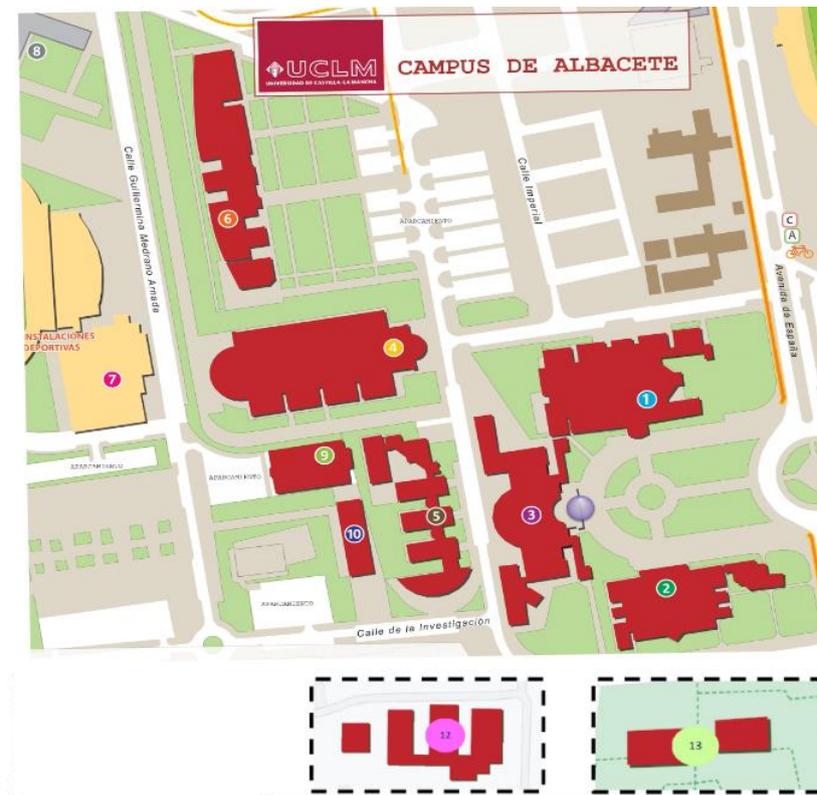


Figura 1. Distribución del Campus Universitario de Albacete. Fuente: [17].

Los centros que componen el Campus Universitario de Albacete (Figura 1) son:

1. Edificio Melchor de Macanaz
 - Facultad de Economía y administración de Empresas
 - Facultad de Derecho
 - Facultad de Relaciones Laborales y Recursos Humanos
2. Edificio Simón Abril
 - Facultad de Educación
3. Edificio José Prat
 - Oficinas del Vicerrectorado
 - Biblioteca
 - Unidad de Estudiantes

4. Edificio Infante Don Juan Manuel
 - Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
 - Escuela Superior de Ingeniería Informática
5. Edificio Manuel Alonso Peña
 - Escuela Técnica Superior de Agrónomos e Ingeniería Forestal
6. Edificio Benjamín Palencia
 - Facultad de Enfermería
 - Facultad de Humanidades
7. Centro Polideportivo
8. Pista de Atletismo
9. Instituto de Desarrollo Regional
10. Edificio Polivalente Universitario
 - Facultad de Biotecnología
 - Centro de Gestión Académica y Promoción del Empleo
 - Oficina de Relaciones Internacionales
 - Deportes y Extensión Universitaria
12. Edificio Francisco Jareño y Alarcón
 - Escuela Técnica Superior de Agrónomos e Ingeniería Forestal
13. Jardín Botánico

El sistema de iluminación del campus consta de aproximadamente 300 luminarias. Con el fin de estudiar distintos escenarios para obtener distintos periodos de recuperación de la inversión, se estudian dos casos en los que varía el número de luminarias LED a cambiar, 300 luminarias (el total del sistema de iluminación) o 135 luminarias. Este último caso se debe a que, internamente en la universidad, es el límite para que la inversión se pueda conseguir de una forma rápida de cara al sistema de gestión económica para poder ejecutar el cambio. Respecto a la distribución lumínica de las nuevas luminarias, estas siguen respetando la ubicación de las anteriores, cumpliendo las indicaciones del Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias [18]. Respecto a los datos lumínicos de las nuevas luminarias de 62 W, como bien se indica en la sección 1, las luminarias LED tienen una mayor eficiencia que las tradicionales, siendo la eficiencia de las nuevas luminarias de 115 lm/W, dejando atrás la eficiencia de las lámparas de vapor de mercurio, las cuáles eran de 35 lm/W.

3. METODOLOGÍA

El objetivo de este trabajo es realizar el análisis económico de los distintos escenarios comentados en la Sección 2. Es por esto por lo que es primordial, por tanto, realizar un estudio energético adecuado con el fin de observar el comportamiento energético del sistema de alumbrado y así conocer parámetros como las horas de funcionamiento por mes o por estación, los consumos mínimos, máximos y patrones diarios a lo largo del año de estudio, en este caso el 2023. Para esto es esencial obtener las lecturas del consumo del sistema de alumbrado, concretamente las lecturas del consumo horario con el fin de conocer el patrón de funcionamiento para obtener las horas de funcionamiento y, junto con sus características eléctricas, obtener el coste del funcionamiento de las luminarias actuales.

En la Figura 2 se muestra la metodología a seguir en este trabajo. Como se ha comentado, los datos serán horarios y del año 2023, con el fin de que el estudio sea lo más aproximado posible. La descarga de los datos se realiza a través de una plataforma privada donde se tiene la posibilidad de acceder a cada uno de los puntos de suministro de la Universidad de Castilla-La Mancha y observar sus consumos en formato quinceminutal, horario, diario, semanal, mensual y anual. Tras adquirir los datos de consumo eléctrico horarios, se realiza un análisis de datos con el software MATLAB [19]. Este software es un entorno de computación numérica que facilitará el estudio energético. Dentro de este entorno informático, el vector de datos de generación se tratará como una matriz para obtener la energía acumulada diaria, mensual y anual. El análisis de datos se basa en observar que el vector de consumo está completo, es decir, que tiene 8760 posiciones completas (sin valores NaN) y observar que no hay valores que se salen de la media. Una vez se ha realizado el tratamiento de datos, se realizan los distintos resultados.

El consumo acumulado mensual se ha obtenido a partir de la Ecuación (1):

$$E_{cm} = \sum_{i=1}^h E_{ch} \quad (1)$$

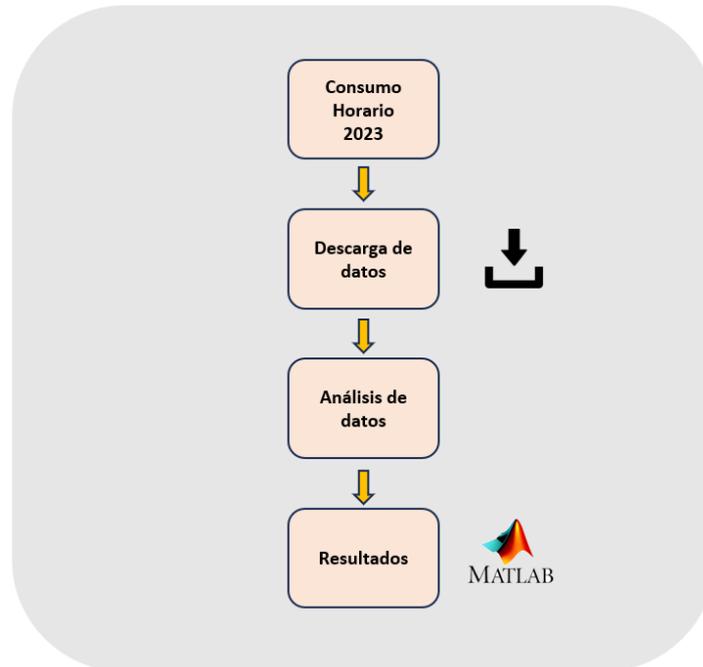


Figura 2. Metodología a seguir.

Donde E_{ch} representa la energía consumida en una hora en específico y h representa cada una de las horas del mes. El consumo anual se obtiene siguiendo la Ecuación (2):

$$E_{cy} = \sum_{i=1}^n E_{cm} \quad (2)$$

Donde E_{cm} representa la energía consumida en un mes específico y n representa cada uno de los meses del año. Otros de los parámetros necesarios para realizar el estudio económico es el cálculo de la potencia total instalada en cada uno de los escenarios. Esta potencia se obtiene a partir de la Ecuación (3):

$$P_{inst} = N * P_{lum} \quad (3)$$

N es el número de luminarias de los distintos escenarios y P_{lum} es la potencia individual de cada una de las luminarias, siendo 185 W la potencia de las luminarias existentes y 62 W la potencia de las nuevas luminarias LED. Con la potencia total instalada y el precio medio mensual de la energía se pueden determinar los ahorros energéticos y así poder ejecutar el análisis económico. El objeto de este trabajo es conocer el ahorro si el sistema de iluminación fuese LED en el año 2023 para cada uno de los escenarios, por lo tanto, con el fin de ser aproximado, se debe de calcular el precio medio mensual de la energía. Este cálculo se realiza a partir de la Ecuación (4):

$$C_{kWh} = \frac{\text{Coste Energía Activa}}{\text{Energía Activa}} \quad (4)$$

El coste de la energía activa corresponde al gasto por la energía activa consumida en el punto de suministro (información disponible en los datos de facturación de la Universidad). Por otro lado, la energía activa se refiere al consumo mensual de energía activa en ese punto de suministro, datos que obtenemos tanto de la facturación como de la plataforma de adquisición de datos.

4. RESULTADOS

Una vez realizado el tratamiento de datos, el primer resultado a obtener son las horas de funcionamiento del sistema de alumbrado por mes, ya que, dependiendo de las horas de funcionamiento el periodo de recuperación de la inversión será mayor o menor. Se ha observado que las horas de operación de la iluminación abarcan desde la tarde hasta la mañana del día

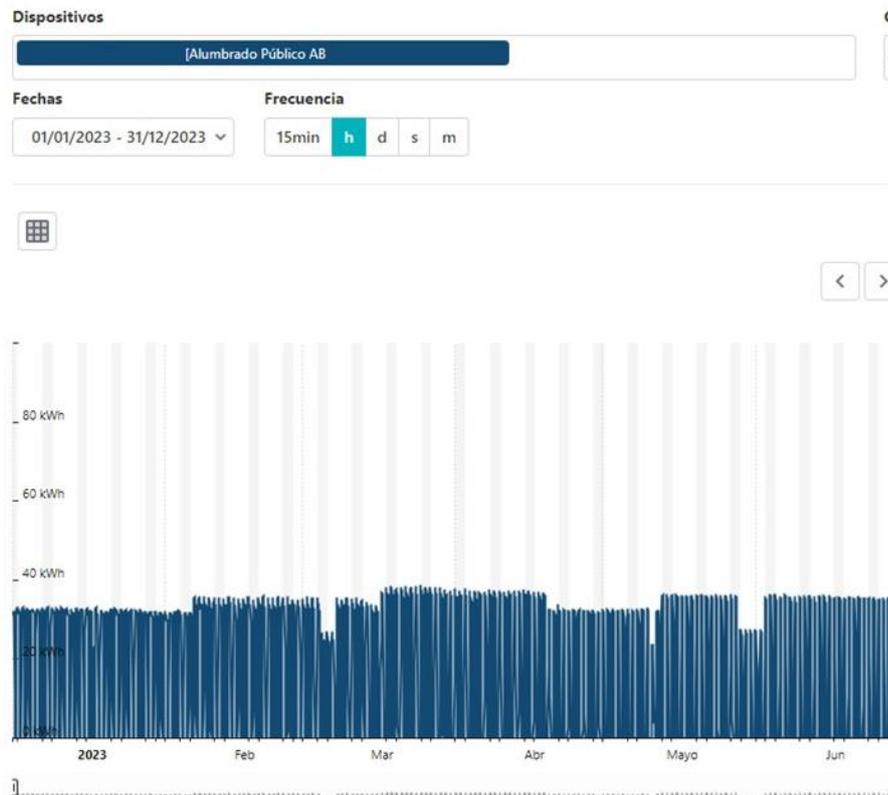


Figura 3. Plataforma de adquisición de datos.

siguiente como bien se puede observar en la Figura 4, y debido a la trayectoria solar a lo largo del año hace que las horas de iluminación medias mensuales varíen a lo largo del año. Los resultados de las horas de funcionamiento del sistema de alumbrado estudiado a lo largo del año son:

- Enero: 15 horas/día.
- Febrero: 13 horas/día.
- Marzo: 12 horas/día.
- Abril: 11 horas/día.
- Mayo: 10 horas/día.
- Junio: 9 horas/día.
- Julio: 9 horas/día.
- Agosto: 10 horas/día.
- Septiembre: 12 horas/día.
- Octubre: 13 horas/día.
- Noviembre: 14 horas/día.
- Diciembre: 14 horas/día.

A partir de la Ecuación (4) se calcula el coste medio mensual de la energía. Una vez conocidos los valores del precio de la energía activa de cada mes y las horas de uso del sistema de alumbrado en ese mismo mes, se calcula la energía activa mensual acumulada para el punto de suministro estudiado, el cual se observa en la Figura 5.

La energía activa acumulada es clave para realizar el estudio económico, el cuál determinará los ahorros mensuales, los ahorros anuales acumulados y, por último, el periodo de recuperación de inversión de los dos escenarios contemplados. En la Tabla 1 se observa cómo en los meses más cálidos el consumo es menor que durante los meses más fríos.

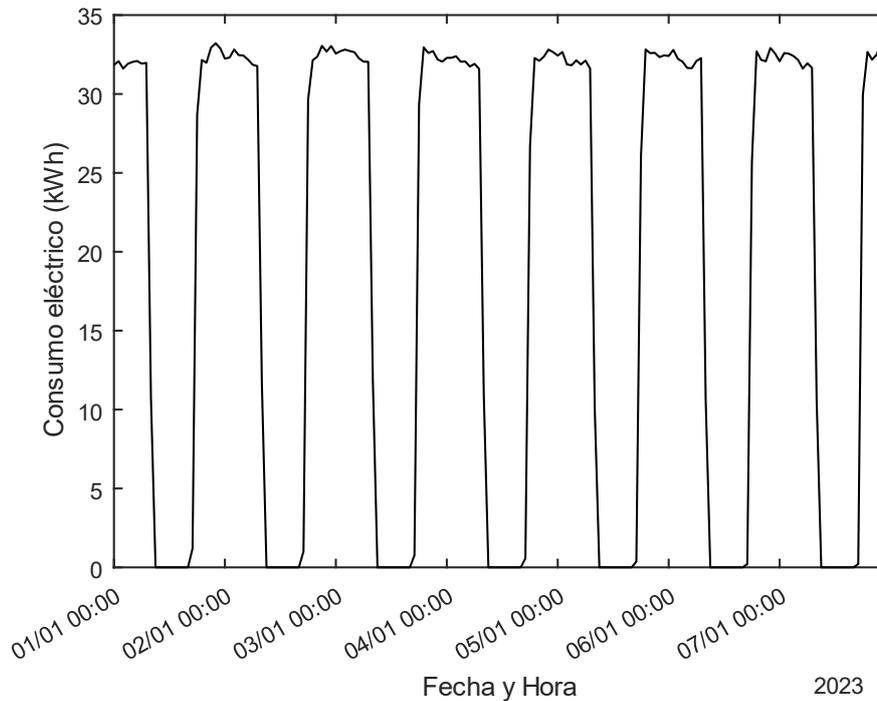


Figura 4. Patrón de funcionamiento del sistema de iluminación la primera semana de enero de 2023. Elaboración propia.

Una vez conocidos los valores de energía activa mensual, se realiza el estudio económico del cambio de iluminación. La potencia total instalada del punto de suministro del alumbrado público es de 66 kW, un valor no superado por la iluminación del campus universitario, ya que, aplicando la ecuación 3, la potencia instalada actual asciende a 55.5 kW en el caso de las 300 luminarias y a 24.975 kW en el caso de las 135 luminarias. Con base en la ecuación (3), se obtiene que, en el escenario de 135 luminarias LED, la nueva potencia total instalada sería de 8.76 kW, y en el escenario de cambiar las 300 luminarias a LED, la nueva potencia total instalada es de 18.6 kW. Al reducir la potencia instalada de la iluminación, se reduce la potencia total contratada en el punto de suministro, disminuyendo en 16 kW en el caso de cambiar las 135 luminarias y en 36.9 kW en el caso de cambiar las 300 luminarias. Esta reducción en la potencia contratada representa un ahorro mensual en costes fijos, como se muestra en la Tabla 2. Además, las luminarias actuales requieren un mantenimiento anual, que asciende a 5625€. Por lo tanto, este ahorro contribuye a una recuperación rápida de la inversión.

Tabla 1. Consumo mensual y acumulado del sistema de alumbrado en 2023.

Mes	Energía Activa (kWh)	Energía Acumulada (kWh)
Enero	1665.50	1665.50
Febrero	2454.11	4119.61
Marzo	1891.77	6011.38
Abril	1504.26	7515.64
Mayo	1294.50	8809.69
Junio	1397.58	10207.30
Julio	1524.46	11731.70
Agosto	1677.88	13409.60
Septiembre	1957.48	15367.10
Octubre	2179.46	17546.50
Noviembre	2017.69	19564.20
Diciembre	2435.45	21999.70

Para determinar el número de años necesarios para recuperar la inversión, es necesario determinar el consumo mensual (ver Tabla 2).

Tabla 2. Estudio económico para ambos escenarios contemplados en el estudio.

Escenario	Potencia Instalada (kW)	Ahorro en Potencia (kW)	Consumos Mensuales (kWh)	Ahorros mensuales (€)	Ahorro por potencia contratada (€/mes)	Ahorro por mantenimiento (€/año)	Periodo Recuperación (años)
1. Cambiar 135 luminarias a LED	8.37	16.6	Enero - 3892.05	875.17	40	5625	2.57
			Febrero - 3046.68	1109.93			
			Marzo - 3113.64	806.07			
			Abril - 2762.10	569.79			
			Mayo - 2594.70	533.07			
			Junio - 2259.90	575.53			
			Julio - 2335.23	638.26			
			Agosto - 2594.70	659.9			
			Septiembre - 3013.20	820.23			
			Octubre - 3373.11	803.8			
			Noviembre - 2762.10	555.52			
			Diciembre - 2854.17	642.78			
2. Cambiar 300 luminarias a LED	18.6	36.9	Enero - 8649.00	1944.84	70	5625	3.29
			Febrero - 6770.40	2466.52			
			Marzo - 6919.20	1791.28			
			Abril - 6138.00	1266.21			
			Mayo - 5766.00	1184.61			
			Junio - 5022.00	1278.95			
			Julio - 5189.40	418.37			
			Agosto - 5766.00	1466.46			
			Septiembre - 6696.00	1822.75			
			Octubre - 7495.80	1786.22			
			Noviembre - 6138.00	1234.50			
			Diciembre - 6342.60	1428.41			

Por lo tanto, se pueden determinar los ahorros de consumo para cada mes en los dos escenarios. Con el coste de la energía para cada mes del año 2023 se obtienen los ahorros mensuales en cada uno de los dos escenarios. Una vez conocida esta información, es necesario determinar la inversión para cada escenario. El coste por luminaria, incluyendo todos los gastos de gestión, mano de obra y compra, es de 280 € por luminaria. Por lo tanto, para el primer escenario, el coste total de la inversión es de 37,800 €, y para el segundo escenario, el coste total de la inversión es de 84,000 €. Contando con que conocemos el coste de la inversión, haciendo el cociente entre el coste total y la suma de los ahorros anuales (ahorro por consumo, ahorro por reducción de potencia y ahorro por mantenimiento) se puede obtener el periodo de recuperación de la inversión para ambos escenarios. Se ha encontrado que para el escenario 1, el período de recuperación de la inversión debido a los ahorros de energía y las condiciones de implementación es igual a 2.57 años. Para el escenario 2, el período de recuperación es muy similar, siendo 3.29 años. Las reducciones significativas tanto en el consumo de energía como en los costos acumulados, aproximadamente un 33% de media como se puede ver en la Figura 7.

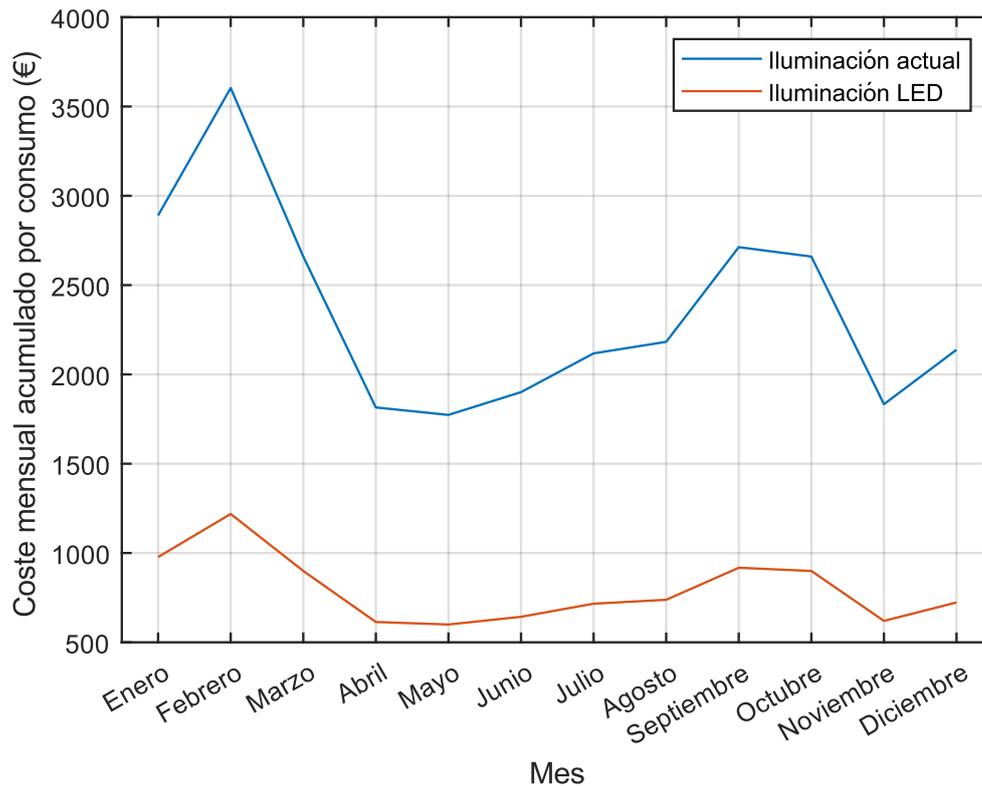


Figura 5. Diferencias del coste mensual total del sistema de alumbrado en 2023. Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

En este estudio se ha demostrado que la implementación de iluminación LED es una herramienta efectiva para reducir el consumo de energía sin afectar las actividades diarias en entornos públicos, además de contribuir a la disminución de la contaminación proveniente de fuentes de energía no renovables. Se observó que, en ambos escenarios analizados, el período de recuperación de la inversión es relativamente corto. Esto sugiere que, adoptar la iluminación LED, ofrece beneficios económicos a corto plazo y resulta una opción financieramente viable a largo plazo, en comparación con los sistemas de iluminación convencionales, como el utilizado actualmente en el Campus Universitario de Albacete. Además, se ha plasmado que disponer de datos de consumo reales es beneficioso para el ámbito del mundo científico, ya que gracias a estos datos los investigadores son capaces de estudiar, de una manera aún más exacta, los posibles ahorros energéticos implementando medidas como esta.

Agradecimientos

Esta investigación fue financiada parcialmente por la Agencia Estatal de Investigación (AEI); por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) a través del proyecto PID2021-126082OB-C21; y por el proyecto financiado por la Embajada de Francia en España.

6. REFERENCIAS

- [1] Santamouris, M., & Vasilakopoulou, K. (2021). Present and future energy consumption of buildings: Challenges and opportunities towards decarbonisation. *e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 1, 100002.
- [2] Espinoza, H., Kling, G., McGroarty, F., O'Mahony, M., & Ziouvelou, X. (2020). Estimating the impact of the Internet of Things on productivity in Europe. *Heliyon*, 6(5).
- [3] Hassan, S. T., Khan, D., Zhu, B., & Batool, B. (2022). Is public service transportation increase environmental contamination in China? The role of nuclear energy consumption and technological change. *Energy*, 238, 121890.
- [4] Pablo-Romero, M. D. P., Sánchez-Braza, A., & González-Jara, D. (2023). Economic growth and global warming effects on electricity consumption in Spain: a sectoral study. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(15), 43096-43112.
- [5] Escobar, P., Martínez, E., Saenz-Díez, J. C., Jiménez, E., & Blanco, J. (2020). Modeling and analysis of the electricity consumption profile of the residential sector in Spain. *Energy and Buildings*, 207, 109629.
- [6] Pérez-Lombard, L., Ortiz, J., Pout, C. (2008). A review on buildings energy consumption information. *Energy and buildings*, 40(3), 394-398.
- [7] Hao, P., Yin, S., Wang, D., & Wang, J. (2023). Exploring the influencing factors of urban residential electricity consumption in China. *Energy for Sustainable Development*, 72, 278-289.
- [8] Moreno, I., & Ramos-Romero, I. R. (2018, September). Light spectrum for maximum luminous efficacy of radiation and high color quality. In *Current Developments in Lens Design and Optical Engineering XIX (Vol. 10745, pp. 145-150)*. SPIE.
- [9] Katzin, D., Marcelis, L. F., & van Mourik, S. (2021). Energy savings in greenhouses by transition from high-pressure sodium to LED lighting. *Applied Energy*, 281, 116019.
- [10] Pattison, P. M., Hansen, M., & Tsao, J. Y. (2018). LED lighting efficacy: Status and directions. *Comptes Rendus Physique*, 19(3), 134-145.
- [11] Cláudio RBS Rodrigues, Pedro S Almeida, Guilherme M Soares, Joao M Jorge, Danilo P Pinto, and Henrique AC Braga. An experimental comparison between different technologies arising for public lighting: Led streetlights replacing high pressure sodium lamps. In *2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pages 141–146. IEEE, 2011.
- [12] Cho, S., & Dhingra, V. (2008, April). Street lighting control based on LonWorks power line communication. In *2008 IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (pp. 396-398)*. IEEE.
- [13] Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07 (2008, 19 de noviembre) (España). BOE, 279. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/11/14/1890>.
- [14] Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. (2014, 17 de octubre) (España). BOE, 252. <https://www.boe.es/eli/es/l/2014/10/15/18/con>.
- [15] Hermoso-Orzáez, M. J., Gago-Calderón, A., & Rojas-Sola, J. I. (2017). Power quality and energy efficiency in the pre-evaluation of an outdoor lighting renewal with light-emitting diode technology: Experimental study and amortization analysis. *Energies*, 10(7), 836.
- [16] Kumar, A., Kar, P., Warriar, R., Kajale, A., & Panda, S. K. (2017). Implementation of smart LED lighting and efficient data management system for buildings. *Energy Procedia*, 143, 173-178.
- [17] Universidad de Castilla-La Mancha. (s.f.). Recuperado el 12 de mayo de 2024, de <https://www.uclm.es/>
- [18] Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias. Boletín Oficial del Estado, núm. 279, de 19 de noviembre de 2008, pp. 46161-46212. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-18707>
- [19] MATLAB. (2023). version R.23.b (R2023b). Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc.

Integración de Energías Renovables en Sistemas Eléctricos Industriales: Un Caso de Estudio Utilizando DigSILENT PowerFactory

Jiménez-Ruiz, Javier, Honrubia-Escribano, Andrés, Gómez-Lázaro, Emilio

*Instituto de Investigación en Energías Renovables, Universidad de Castilla-La Mancha (UCLM)
Javier.JimenezRuiz@uclm.es*

RESUMEN.

Durante la última década, se han realizado considerables esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que ha llevado al significativo desarrollo e implementación de plantas de energía renovable en todos los sistemas eléctricos del mundo. Dentro de las energías renovables, dos tecnologías se han afianzado como las líderes en este sector, siendo estas la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. Estas fuentes de energía, pese a tener una huella de carbono muy inferior respecto a los sistemas de generación de energía tradicional (los cuales se basan en el uso de combustibles fósiles), presentan un gran reto a la hora de integrarlas en el sistema eléctrico, especialmente debido a que dependen de recursos muy variables (como lo son el viento y la radiación solar). A lo largo de este trabajo pondremos de manifiesto cómo se puede usar el software de simulación de sistemas eléctricos 'DigSILENT PowerFactory' para simular y analizar sistemas eléctricos con una alta presencia de energías renovables. En el presente artículo se analizará el comportamiento de la red eléctrica de un polígono industrial, el cual es alimentado por un parque eólico cercano y en el cual, además, se consta de elementos de generación distribuida (sistemas de generación fotovoltaicos). Adicionalmente, se estudia cómo la introducción de puntos de carga de vehículos eléctricos influenciará la demanda de dicho polígono industrial, y cómo esta demanda puede ser cubierta por energía de procedencia renovable, poniendo de manifiesto que el uso de energías renovables puede ser una gran ayuda para descarbonizar no solo la generación de energía eléctrica, sino también el transporte.

Palabras Claves: DigSILENT PowerFactory, Energía Eólica, Energía Solar Fotovoltaica, Simulación de Sistemas Eléctricos.

Área Temática: Generación Distribuida. Optimización en la producción, almacenamiento y uso de la Energía. Uso racional y eficiente de la Energía. Usos especiales.

Categoría del Trabajo: Trabajo de investigador.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos ha desempeñado un papel fundamental en el sector global de la producción de energía, convirtiéndose en una de las fuentes de energía renovable más prometedoras del mundo. Según varias predicciones, para el año 2050 se espera un aumento del 14% en el consumo de energía con respecto a los niveles de 2020 [1], lo que ha llevado a una necesidad desesperada de introducir nuevas formas de producir energía sin la emisión de gases de efecto invernadero. Este aumento en la demanda de electricidad se debe principalmente al aumento global de la población y al constante esfuerzo por electrificar la mayoría de las industrias para reducir la necesidad de usar motores de combustión y, por lo tanto, reducir las emisiones de los gases que producen. Esta situación no solo aumenta la demanda promedio de electricidad, sino que también cambia los perfiles de demanda como resultado de la introducción de estas nuevas cargas. Si también tenemos en cuenta el impacto que los vehículos eléctricos tendrán en un futuro cercano, la necesidad de introducir sistemas de producción de energía capaces de alimentar estas nuevas cargas es extremadamente apremiante [2].

Según los datos publicados por el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés 'Global Wind Energy Council') en 2022, la capacidad acumulada de energía eólica a nivel global alcanzó un máximo de 906 GW después de la instalación de 77,6 GW de nueva potencia eólica en dicho año [3]. Esta potencia instalada ha ido creciendo de forma continuada a lo largo de los últimos años, multiplicándose la capacidad eólica instalada en el mundo más de tres veces entre los años 2012 y 2022 [4] (Figura 1). Si analizamos la distribución de esta capacidad, la mayor parte de las nuevas instalaciones de parques eólicos en los últimos años se han producido en China, Estados Unidos, Brasil, Alemania y Suecia [3]. En el caso particular de la Unión Europea (UE), la preocupación por la reducción de la contaminación y la implementación de políticas respetuosas con el medio ambiente ha llevado a la implementación de regulaciones medioambientales estrictas, lo que ha impulsado la implementación de la energía eólica como una de las principales fuentes de energía. Para el año 2030, la UE ha establecido que se debería instalar una capacidad eólica total de 323 GW, dividiendo dicha capacidad entre plantas en tierra (onshore) y mar adentro (offshore) [5].

La energía solar fotovoltaica igualmente ha incrementado su peso en los sistemas eléctricos de forma muy considerable, pasando de una capacidad global instalada de 100 GWp en 2012 a 1185 GWp en el año 2022. De igual forma que la energía eólica, las nuevas instalaciones de plantas solares fotovoltaicas no se han realizado de forma equitativa a lo largo de todo el mundo, concentrándose las nuevas plantas solares fotovoltaicas en China (en torno al 45%) y Europa [6]. La disminución del precio de los paneles solares fotovoltaicos e inversores ha sido una de las causas que ha impulsado este rápido crecimiento en la instalación de nuevas plantas solares fotovoltaicas, lo que combinado con su gran modularidad y facilidad de instalación ha convertido a esta tecnología en una de las favoritas para reemplazar los sistemas de generación de energía eléctrica clásicos. Adicionalmente, la tecnología solar fotovoltaica se ha convertido en un gran aliado de otro factor determinante de los sistemas eléctricos del futuro, siendo estos los coches eléctricos. Diversos trabajos de investigación han demostrado que la operación coordinada de sistemas fotovoltaicos y vehículos eléctricos puede mitigar los problemas que surgen debido a la integración individual de estos, ayudando además a reducir los gastos asociados a estas dos tecnologías [7].

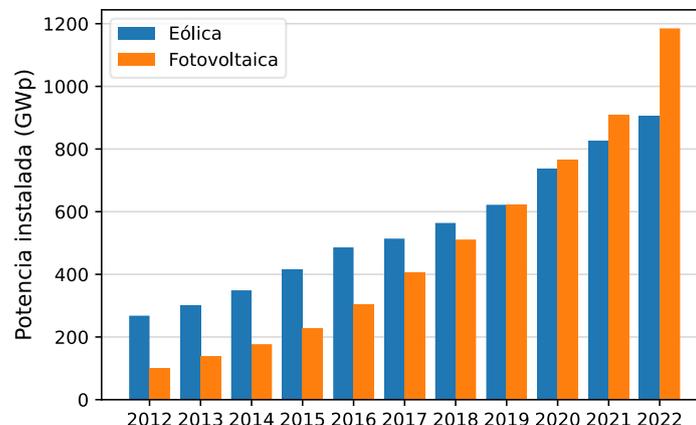


Figura 1 Evolución de potencia instalada eólica y solar fotovoltaica. [Elaboración Propia]

Dadas estas circunstancias, es de gran importancia contar con las herramientas adecuadas para simular escenarios en los que se conecten grandes cantidades de fuentes de energía renovable a la red eléctrica. Para simular el comportamiento de las redes eléctricas, tanto investigadores como

los operadores de red utilizan software como DigSILENT PowerFactory o Siemens PTI PSS®E. Estas herramientas disponen de un amplio abanico de paquetes para simular sistemas eléctricos, tanto en estado estacionario como transitorio, con el suficiente nivel de detalle requerido para emular el comportamiento real de sistemas eléctricos. Estas herramientas además cuentan con una API (Application Programming Interface) que permite interactuar con estos software a través del lenguaje de programación Python, lo que facilita el uso de datos reales y el análisis de los resultados obtenidos mediante estos programas. Por tanto, ayudando a hacer que las simulaciones realizadas se acerquen lo máximo posible al comportamiento del sistema eléctrico que se esté analizando y agilizando los procesos de análisis [8].

En este trabajo se analiza el comportamiento de una red eléctrica industrial, la cual corresponde a un polígono industrial situado en la provincia de Albacete, España. Dicho polígono industrial está conectado a una red eléctrica externa, a la cual también se conecta un parque eólico cercano, el cual, por tanto, cubre parte de la demanda del polígono industrial. Adicionalmente se estudia el impacto que tendría en dicho polígono industrial la instalación de fuentes de generación de energía distribuida (instalaciones solares fotovoltaicas), y cómo estas pueden ayudar a integrar puntos de carga de coches eléctricos en la red. Por tanto, este trabajo pone de manifiesto que el uso de fuentes de generación renovables no solo puede mejorar la sostenibilidad y reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables, sino también optimizar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. En conclusión, este estudio subraya la importancia de la planificación y gestión coordinada de las redes eléctricas industriales con una alta penetración de energías renovables y la incorporación de movilidad eléctrica, promoviendo así una transición energética hacia un modelo más sostenible y resiliente.

2. METODOLOGIA

2.1. Implementación de la red eléctrica en DigSILENT PowerFactory.

La red industrial analizada en este trabajo se implementó en el software DigSILENT PowerFactory ya que este programa es ampliamente utilizado tanto por los operadores de red de múltiples países como por investigadores de todo el mundo [9]. De hecho, este software es uno de los más ampliamente utilizados en este campo, con una base de usuarios que crece cada año. DigSILENT PowerFactory implementa una amplia gama de herramientas para estudiar sistemas eléctricos tanto en estado estacionario como dinámico y, como se mencionó previamente, proporciona una API de Python que otorga al programa una versatilidad inigualable.

En este trabajo, se ha dimensionado una red industrial de acuerdo con la distribuidora local (I-DE) en el que se encuentra ubicado el sistema (Albacete, España). La red tiene una potencia instalada total de 2,45 MW; sin embargo, de acuerdo con la distribuidora local, se debe considerar un coeficiente de simultaneidad de 0,5. Por lo tanto, la potencia real que se espera que demande la red es de alrededor de 1,16 MW. La red industrial comprende cuatro centros de transformación, que se alimentan a través de una red anillada en media tensión (20 kV). Los lados de baja tensión de los transformadores suministran energía a las diferentes cargas dentro del sistema. Todos los elementos presentes en la red (transformadores, líneas, etc.) se dimensionaron según los requisitos de la distribuidora local. La red modelada en DigSILENT PowerFactory se muestra en la Figura 2.

El parque eólico que alimenta a la red también se ha modelado en este mismo software. El parque eólico está compuesto por cinco aerogeneradores *Gamesa G80*, los cuales son generadores Tipo III (generador de inducción doblemente alimentado) con una altura de buje de 78 metros y una potencia nominal de 2 MW. Dado que los datos de entrada en nuestro modelo son la velocidad del viento a la altura del buje, se debe implementar la curva de potencia de los aerogeneradores, que relaciona la velocidad del viento con la potencia generada. Cada uno de los aerogeneradores presentes en el parque eólico está conectado a la red a través de un transformador. Estos transformadores tienen una potencia nominal de 2,5 MVA, con el lado de alta tensión (el que se alimenta a la red) con un valor nominal de tensión de 20 kV y el lado de baja tensión (al que está conectado al aerogenerador) un valor de 0,69 kV. El parque eólico que se ha modelado en DigSILENT PowerFactory se muestra en la Figura 3.

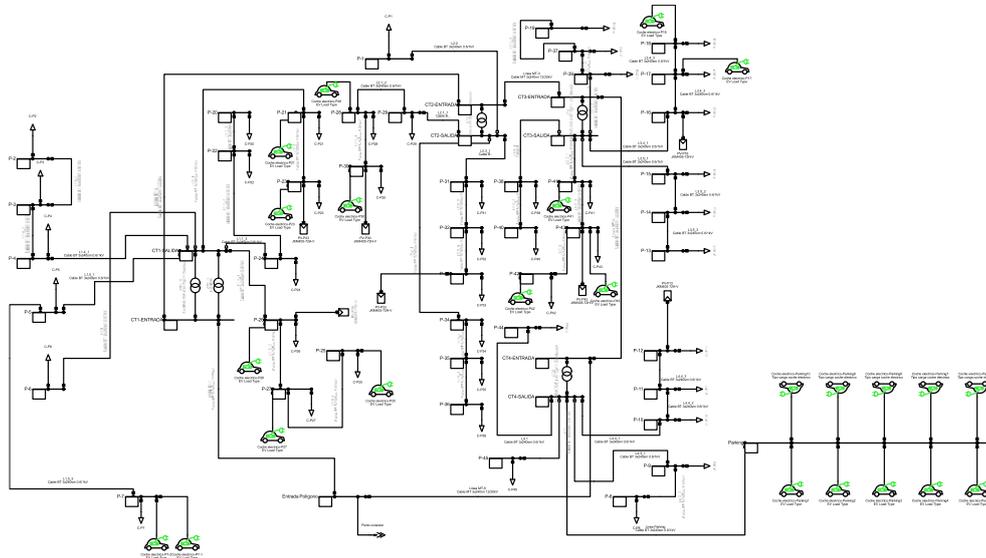


Figura 2 Red eléctrica industrial modelada en DigSILENT PowerFactory. [Elaboración Propia]

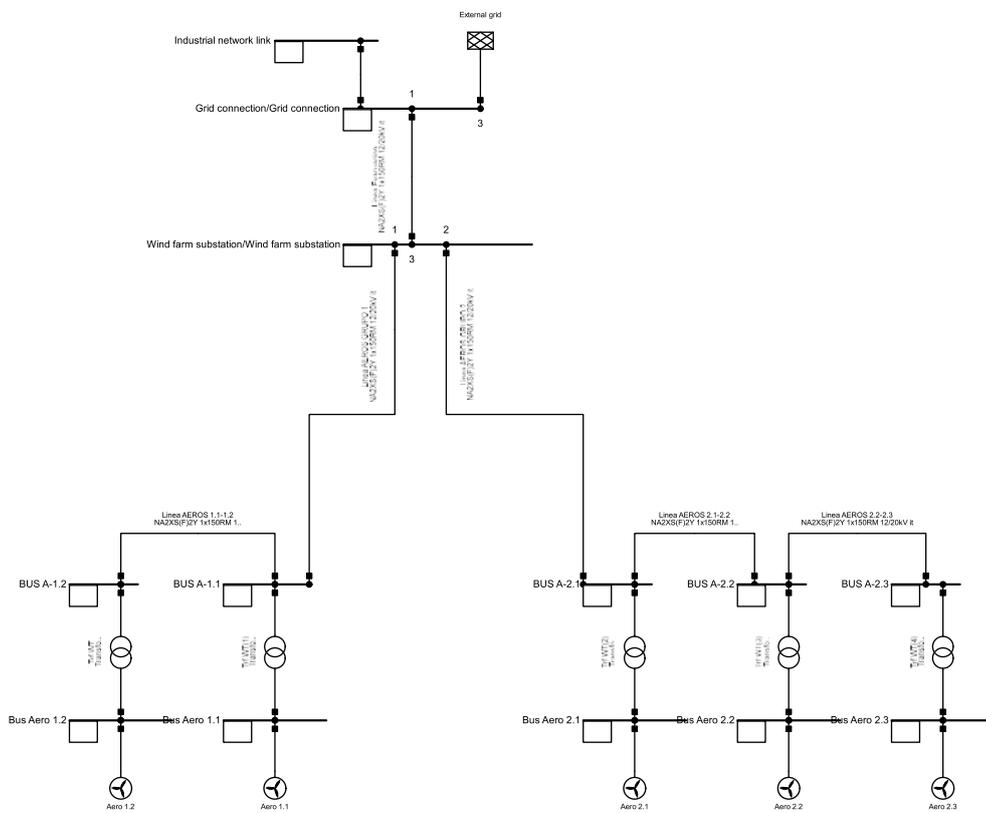


Figura 3 Parque eólico modelado en DigSILENT PowerFactory. [Elaboración Propia]

2.2. Recurso eólico.

Dado que para simular el comportamiento variable de nuestro sistema se debe de tener en cuenta las velocidades de viento en cada instante se usarán como datos de entrada las medidas recogidas por un equipo LiDAR (Light Detection and Ranging), más concretamente mediante un WindCube. Este tipo de equipos basan su funcionamiento en enviar pulsos láser y medir la luz reflejada que recibe, obteniendo información respecto a la variación en la longitud de onda y tiempo de llegada de dichos reflejos de luz. Este tipo de equipos son capaces de obtener unos resultados de una extremada precisión, lo que los convierte en una solución ideal para caracterizar el recurso eólico en una zona determinada. Es importante destacar, además, que este tipo de equipos se pueden programar para que realicen campañas de medida de forma autónoma, por lo que no es necesario que haya nadie presente durante la operación de estos equipos [10]. El LiDAR ha sido configurado para tomar medidas a 40, 50, 62, 72, 85, 95, 110, 140, 160 y 200 metros. Esta campaña de medida se realizó desde el día 2 de diciembre hasta el 17 de febrero (periodo el cual coincidirá con las posteriores simulaciones), durante el periodo 2021-2022. En base a la disponibilidad de este equipo, se deberían haber registrado un total de 11094 datos (medidas diezminutales que se empezaron a

medir a partir de las 11:10 a.m.), sin embargo, sólo se registraron 11032 datos, esta situación fue debida a diferentes fallos aislados del equipo.

Si bien se dispone de medidas para las alturas de 40, 50, 62, 72, 85, 95, 110, 140, 160 y 200 metros nos interesaría disponer de un modelo capaz de caracterizar la velocidad del viento en este emplazamiento para cualquier altura, y no solo de las que disponemos de medidas experimentales. Para crear dicho modelo se ha usado la Ecuación (1), la cual relaciona la velocidad del viento medida (v_0) a una determinada altura (H_0) con la velocidad del viento a cualquier otra altura mediante un coeficiente de fricción 'α', el cual depende del tipo de terreno en el que se localice el parque eólico [11].

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (1)$$

Al disponer de medidas de velocidad de viento para diferentes alturas, se ha podido estimar el valor del coeficiente de fricción. El coeficiente de fricción medio se obtuvo fijando para cada una de las medidas la altura de 40 metros y la velocidad correspondiente a dicha altura, variando las alturas y velocidades de viento obtenidas para cada una de las medidas se pudo calcular un coeficiente de fricción medio para cada medida (mediante el uso de la Ecuación (1)). Mediante este procedimiento se obtuvo un coeficiente de fricción medio de un valor aproximado de 0,0892. Una vez obtenido este valor es posible, mediante el uso de la Ecuación (1), determinar la velocidad de viento a cualquier altura para nuestro emplazamiento. Dado que los aerogeneradores presentes en el parque eólico tienen una altura de buje de 78 metros, se han calculado las velocidades de viento para cada medida a dicha altura, dichas velocidades se pueden observar en la Figura 4. Tal y como se puede ver en la Figura 4, la distribución de velocidades de viento a una altura de 78 metros es muy dispar, alcanzándose valores pico de 25 m/s y valores mínimos que oscilan entre 0 y 1 m/s.

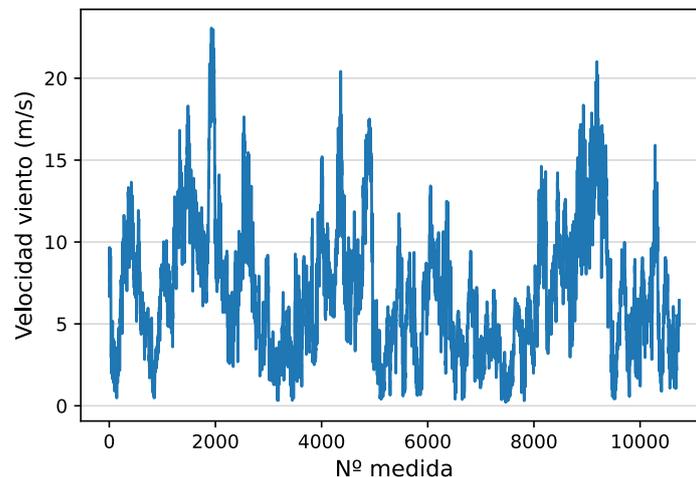


Figura 4 Velocidades de viento a 78 metros de altura. [Elaboración Propia]

2.3. Generación distribuida y coche eléctrico.

En este trabajo, además de disponer de un parque eólico que alimenta a nuestro polígono industrial, se dispone de siete puntos de generación distribuida, correspondientes a siete parcelas que cuentan con sistemas fotovoltaicos con una potencia instalada de 40 kWp (nótese que la potencia instalada de sistemas fotovoltaicos es muy inferior a la potencia del parque eólico). Para simular el comportamiento variable de estos sistemas de producción de energía, se ha configurado la opción 'Solar Calculation' dentro del software DiGSILENT PowerFactory. Al usar este modo de simulación, la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos será la correspondiente para la irradiancia que reciben los paneles fotovoltaicos para cada instante de tiempo, calculándose dicha potencia de salida mediante la Ecuación (2).

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} * P_{pk,panel} * \eta_{rel} * \eta_{inv}}{ESTD} \quad (2)$$

Siendo los elementos de la Ecuación (2)

- P_{panel} : Potencia de salida del panel fotovoltaico (kW)
- $E_{g,pv}$: Irradiancia global en el plano de los paneles fotovoltaicos (W/m^2)
- $P_{pk,panel}$: Potencia nominal del panel fotovoltaico (kW)
- η_{rel} : Eficiencia relativa del panel fotovoltaico
- η_{inv} : Eficiencia del inversor

- E_{STD} : Valor de irradiancia nominal (1000 W/m²)

A la hora de simular los sistemas fotovoltaicos es necesario definir su inclinación y orientación, los cuales en este caso tienen un valor de 30° y orientación sur, respectivamente. Otro aspecto importante al definir sistemas fotovoltaicos en PowerFactory es su ubicación. En este caso, para cada uno de nuestros sistemas, definimos una latitud de 39° y una longitud de -1.85° (que son las coordenadas de Albacete, la provincia donde se encuentra la red industrial). Basándose en los parámetros de la hoja de características de los módulos fotovoltaicos utilizados (se han usado módulos fotovoltaicos JKM405-72H-V) y las coordenadas GPS de los sistemas fotovoltaicos, PowerFactory calcula la producción de energía de los módulos teniendo en cuenta la irradiancia incidente para cada instante en el tiempo.

Como se observa en la Figura 2, en nuestro polígono industrial se dispone de un total de 24 puntos de carga de vehículo eléctrico. Diez de estos puntos de carga pertenecen a un parking en el que los trabajadores del turno de tarde de una empresa cercana aparcarán sus vehículos. El resto de puntos de carga se reparten por las diferentes parcelas del polígono industrial. Se debe tener en cuenta que los puntos de carga se ha supuesto que empezarán a funcionar entre las 7:00 y las 9:00 horas (cuando los trabajadores empiecen a llegar al polígono industrial), no obstante dado que los usuarios del parking trabajarán en el turno de tarde se estima que la llegada de vehículos para los puntos de carga que se encuentran en este parking comenzarán a funcionar entre las 15:00 y las 20:00 horas. Para modelizar el comportamiento de los vehículos eléctricos se usará el modelo cuasidinámico del que dispone PowerFactory, el cual tiene los siguientes parámetros de entrada (los parámetros usados para modelizar los puntos de carga se basan en datos habituales encontrados en la literatura científica [12]):

- *Fastcharging*: Este parámetro indica si el punto de carga permite la carga rápida de los vehículos eléctricos o no. Si se le asigna un valor de 0 significará que el punto de carga no admite este tipo de carga y si se le asigna un valor de 1, sí que lo admitirá. En nuestro caso este parámetro tendrá un valor de 0 para todos los puntos de carga.
- *MaxP*: Este parámetro indica la potencia del punto de carga si admite carga rápida. En nuestro caso este parámetro tendrá un valor de 11 kW (aunque no se usará en nuestro caso ya que nuestros cargadores no admiten carga rápida).
- *lowP*: Este parámetro indica la potencia del punto de carga si no admite carga rápida. En nuestro caso este parámetro tendrá un valor de 9 kW.
- *SOCmax*: Este parámetro indicará el punto en el que el coche eléctrico dejará de cargarse. En nuestro caso consideraremos un 80% respecto a la capacidad de la batería del coche eléctrico.
- *Eini*: Este parámetro indica la capacidad media de las baterías de los coches eléctricos que se cargarán en los puntos de carga. En nuestro caso se ha asignado un valor de 100 kWh.
- *EarliestArrival*: Este parámetro indica la hora más temprana a la que pueden llegar los vehículos a los puntos de carga, en nuestro caso a las 07:00 para los puntos de carga generales y a las 15:00 para los puntos de carga del parking.
- *LatestArrival*: Este parámetro indica la hora más tardía a la que pueden llegar los vehículos a los puntos de carga, en nuestro caso a las 09:00 para los puntos de carga generales y a las 20:00 para los puntos de carga del parking.

El funcionamiento del script (el cual está integrado en PowerFactory) que modeliza el comportamiento de los coches eléctricos es sencillo, la hora de llegada del vehículo a los puntos de carga es elegida aleatoriamente entre los tiempos de llegada tardía y temprana, asimismo el estado de la carga de la batería de los coches eléctricos que se conectan a los puntos de carga es también aleatoria (es decir, que puede llegar un vehículo eléctrico que esté casi descargado o por el contrario uno que esté casi cargado al 100%). Los vehículos se cargarán hasta que se alcance el valor del parámetro 'SOCmax', momento en el cual la carga de los vehículos se detendrá. Mediante el uso de este script como podemos ver, se puede estudiar el comportamiento altamente variable que tienen los puntos de carga de los coches eléctricos.

Una vez definidos todos los elementos presentes en la red eléctrica industrial a simular, se puede simular el comportamiento de esta.

3. RESULTADOS

En primer lugar, conviene identificar cuál será la demanda de nuestro sistema. Como no puede ser de otra forma, la demanda de nuestro sistema tendrá una parte constante, la cual será la correspondiente a la carga fija de las parcelas (en torno a 1,16 MW) y una parte variable

(correspondiente a la demanda de los vehículos eléctricos). Si representamos la demanda de nuestro sistema se obtienen los resultados que se presentan en la Figura 5, en la que se puede observar que la mínima demanda del sistema será de 1,16 MW (correspondiente a la carga constante del sistema) y un máximo de en torno a 1,29 MW (gracias a la contribución de los coches eléctricos).

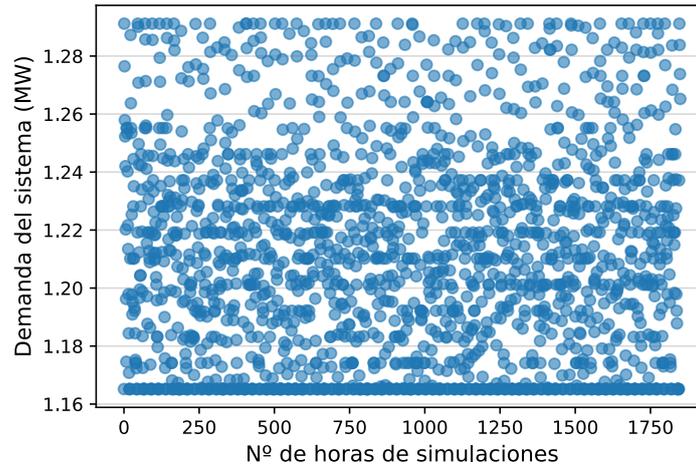


Figura 5 Demanda del sistema. [Elaboración Propia]

Si agrupamos los datos de la demanda de energía de nuestro sistema en base a su probabilidad de ocurrencia se obtienen los resultados mostrados en la Figura 6, en la cual se puede ver claramente que los valores de la demanda del sistema no se distribuyen de manera uniforme. Se debe tener en cuenta que las cargas variables de nuestro sistema (coches eléctricos), sólo se conectan durante períodos específicos de tiempo, de ahí que la mayor parte de las veces la demanda del sistema se corresponda únicamente con la parte de demanda fija del sistema. Este comportamiento variable puede apreciarse con claridad si representamos la carga variable correspondiente a un día cualquiera, en este caso estudiaremos el 1 de enero. Si representamos la evolución de la carga variable durante un día se obtiene el comportamiento que se puede observar en la Figura 7, la demanda variable en el sistema crece a partir de las horas de llegada temprana de los coches eléctricos a los puntos de carga. Debido a que en nuestro polígono industrial la mayor cantidad de usuarios empezarán a llegar a partir de las 7:00 am, el pico de demanda variable se produce durante esa hora (a partir de las 20:00 pm se da otro pico de demanda causado por los usuarios del parking presente en el polígono). Cabe destacar sobre este punto, que dado que se está usando un modelo probabilístico para determinar la hora de llegada de los coches eléctricos a los puntos de carga, el comportamiento individual de cada punto de carga no será el mismo si repetimos el análisis cuasidinámico, no obstante, el gran número de puntos de carga en nuestro polígono hace que el comportamiento general de la demanda se mantenga constante.

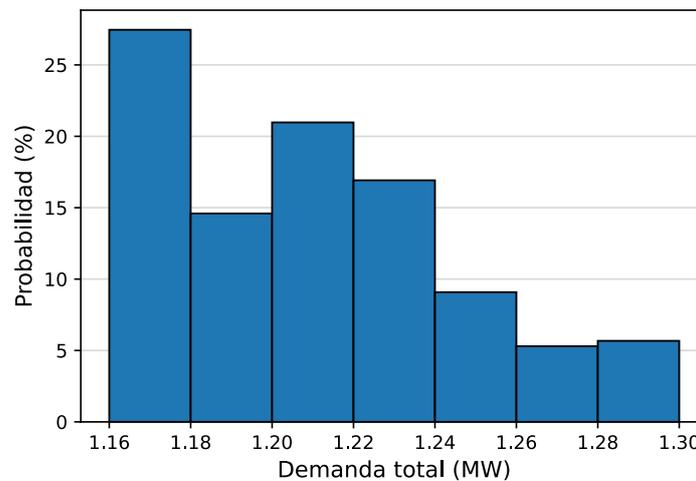


Figura 6 Histograma de la demanda del sistema. [Elaboración Propia]

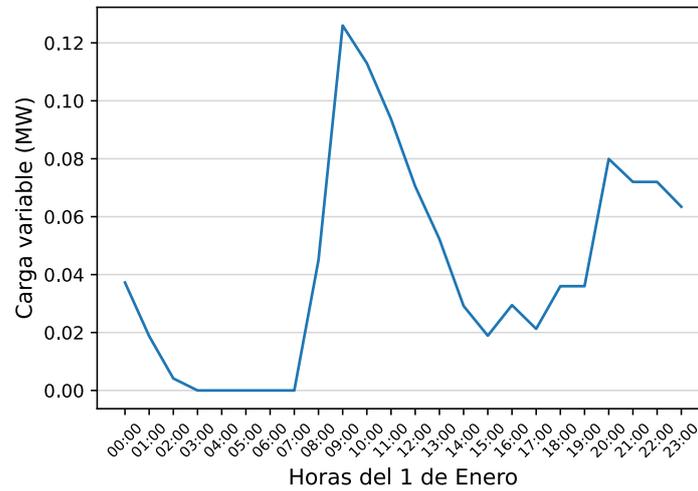


Figura 7 Demanda variable del sistema (1 de enero). [Elaboración Propia]

En cuanto a la producción eólica, al representar su evolución se obtienen los resultados que se plasman en la Figura 8. El comportamiento de la producción de energía eólica se corresponde con las velocidades de viento que hemos definido anteriormente (ver Figura 4), aunque traduciendo las velocidades de viento a potencia a través del uso de la curva de potencia del aerogenerador. Cuando la producción de energía eólica sea inferior al valor de la demanda de energía del polígono industrial, será la red externa la que haga frente a la demanda que los aerogeneradores son incapaces de cubrir.

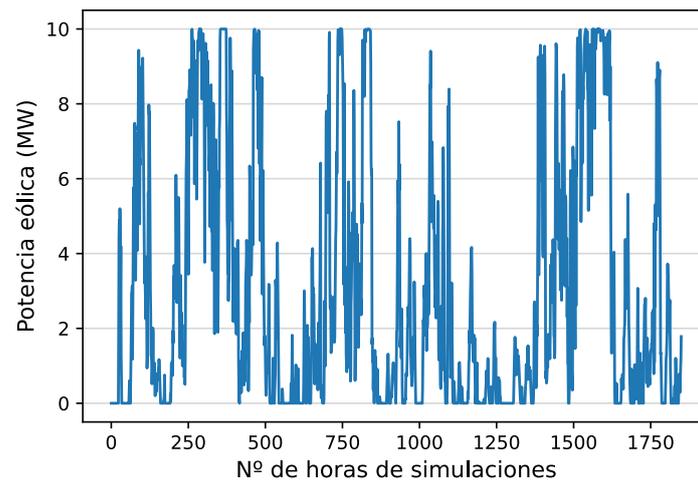


Figura 8 Producción de energía eólica [Elaboración Propia]

A este mismo respecto si representamos los puntos de trabajo de la red externa que alimenta al polígono industrial (cuando el parque eólico no puede cubrir la totalidad de la demanda) se obtiene el comportamiento que se observa en la Figura 9. La red externa del polígono industrial puede presentar dos comportamientos diferentes, bien puede aportar energía al sistema (alimentando a las cargas del polígono industrial cuando no existe generación eólica), o bien puede absorber la energía excedente que puede producir el parque eólico (potencias negativas indicarán que se está vertiendo energía a red, mientras que potencias positivas reflejarán que la red está alimentando al polígono industrial).

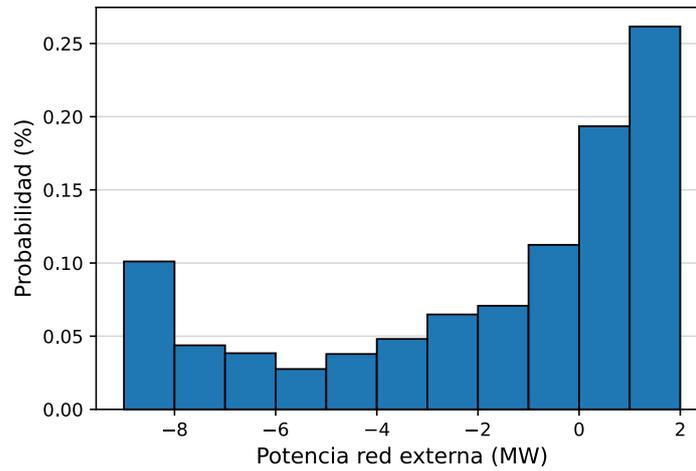


Figura 9 Histograma red externa [Elaboración Propia]

Dado que en nuestra red se dispone de dos fuentes de energía renovable, un punto de gran interés es el análisis de la posible correlación entre la energía eólica y la fotovoltaica. Para analizar la correlación entre varias variables un método común es la representación de la matriz de correlación de dichas variables. En dicha matriz se representan los valores de correlación entre las diferentes variables. Valores cercanos a 1, indican que dos variables crecen a la vez, mientras que valores cercanos a -1 indican que cuando una variable crece la otra disminuye (un valor cercano a 0 indica que las variables no tienen ninguna correlación). La matriz presentada en la Figura 10 representa la correlación existente entre la producción de energía fotovoltaica, energía eólica y carga en nuestro sistema. Particularmente el estudio de correlación se realizó usando las potencias horarias tanto de producción eólica y fotovoltaica, además de la potencia horaria demandada por el sistema. Se observa que la correlación que existe entre la producción de energía fotovoltaica y eólica tiene un factor cercano a 0, por lo que no existe ningún tipo de correlación entre ambos resultados.

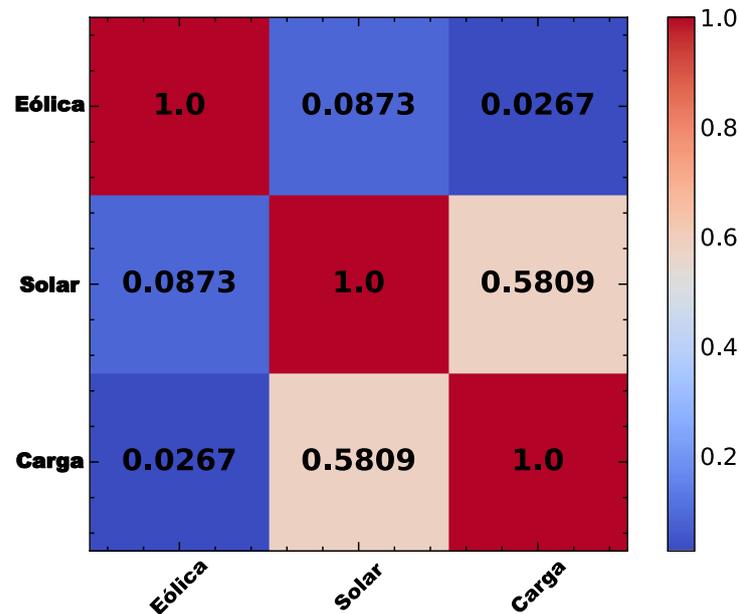


Figura 10 Matriz de correlación [Elaboración Propia]

Si bien al observar la Figura 10 podemos ver que no existe ninguna correlación entre la producción de energía eólica y fotovoltaica, sí que se puede observar que existe cierto grado de correlación positiva (0,5809) entre la producción de energía fotovoltaica y la carga del sistema. Obviamente la parte variable de la carga del sistema se debe a los puntos de carga del coche eléctrico, por lo que con estos resultados se observa que la instalación de placas fotovoltaicas ayuda a hacer frente a la demanda de estas cargas (a medida que los coches eléctricos llegan al polígono, las placas fotovoltaicas comienzan a generar energía).

4. CONCLUSIONES.

En este artículo, se han usado datos reales obtenidos mediante un sistema LiDAR para estudiar el comportamiento de un parque eólico el cual alimenta a una red eléctrica industrial, la cual fue

dimensionada previamente de acuerdo a los criterios reales de la distribuidora local. A lo largo de este trabajo se ha demostrado que el uso del software DigSILENT PowerFactory es una herramienta de gran utilidad para el estudio de sistemas con una alta penetración de fuentes de energías renovables, ya que este software permite implementar datos reales medidos de forma experimental para luego ser usados en las diferentes simulaciones. Se ha podido comprobar que el uso de energías renovables, pese a tener un carácter altamente variable, son capaces de dar soporte a la red industrial objeto de este trabajo. Adicionalmente se ha podido comprobar que las energías renovables pueden complementarse de una forma eficaz con las nuevas cargas que se irán incorporando progresivamente a la red eléctrica, en este caso los coches eléctricos. Por tanto, este trabajo demuestra que el uso de energías renovables en el sector eléctrico no solo puede ayudar a descarbonizar la generación de energía eléctrica, sino también el sector del transporte, ayudando por tanto de forma mucho más acuciante a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero.

5. AGRADECIMIENTOS.

Esta investigación ha sido financiada parcialmente por la Agencia Estatal de Investigación (AEI) a través del proyecto PROJECT PID2021-126082OB-C21, PRE2022-102783

6. REFERENCIAS.

- [1] D. Raimi, E. Campbell, R. Newell, B. Prest, S. Villanueva, and J. Wingenroth, "Global Energy Outlook 2022: Turning Points and Tension in the Energy Transition A Global Energy Outlook 2022: Turning Points and Tension in the Energy Transition," 2022. Available: https://media.rff.org/documents/Report_22-04_v1.pdf
- [2] C. F. Heuberger, P. K. Bains, and N. Mac Dowell, "The EV-olution of the power system: A spatio-temporal optimisation model to investigate the impact of electric vehicle deployment," *Applied Energy*, vol. 257, p. 113715, Jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113715>.
- [3] GWEC, "Global Wind Report 2023," Global Wind Energy Council, Feb. 14, 2023. <https://gwec.net/globalwindreport2023/>
- [4] T. Haidi and B. Cheddadi, "IJTPE Journal STATE OF WIND ENERGY IN THE WORLD: EVOLUTION, IMPACTS AND PERSPECTIVES," 2022. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.ijotpe.com/IJTPE/IJTPE-2022/IJTPE-Issue51-Vol14-No2-Jun2022/43-IJTPE-Issue51-Vol14-No2-Jun2022-pp347-352.pdf>
- [5] E. P. P. Soares-Ramos, L. de Oliveira-Assis, R. Sarrias-Mena, and L. M. Fernández-Ramírez, "Current status and future trends of offshore wind power in Europe," *Energy*, vol. 202, p. 117787, Jul. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117787>.
- [6] "Snapshot of Global PV Markets 2023 Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach PVPS." Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf.
- [7] A. Tavakoli, S. Saha, M. Taufiqul Arif, M. E. Haque, N. Mendis, and A. Oo, "Impacts of Grid integration of Solar PV and Electric Vehicle on Grid Stability, Power Quality and Energy Economics: A Review," *IET Energy Systems Integration*, Dec. 2019, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-esi.2019.0047>.
- [8] Claudio David López and L. Rueda, "Python Scripting for DigSILENT PowerFactory: Leveraging the Python API for Scenario Manipulation and Analysis of Large Datasets," *Green energy and technology*, pp. 19–48, Dec. 2017, doi: https://doi.org/10.1007/978-3-319-50532-9_2.
- [9] J. Jimenez-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, and E. G. Lázaro, "USE OF PYTHON PROGRAMMING LANGUAGE FOR SOLVING PRACTICAL PROBLEMS RELATED TO ELECTRICAL ENGINEERING," *INTED2024 Proceedings*, pp. 562–569, 2024, doi: <https://doi.org/10.21125/inted.2024.0205>.
- [10] N. Mehendale and S. Neoge, "Review on Lidar Technology," *papers.ssrn.com*, May 18, 2020. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3604309
- [11] C. Pérez Albornoz, M. A. Escalante Soberanis, V. Ramírez Rivera, and M. Rivero, "Review of atmospheric stability estimations for wind power applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 163, p. 112505, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112505>.
- [12] Safayatullah, M., Elrais, M. T., Ghosh, S., Rezaii, R., & Batarseh, I. (2022). A comprehensive review of power converter topologies and control methods for electric vehicle fast charging applications. *IEEE Access*, 10, 40753-40793.

CARACTERIZACIÓN DEL ERROR DE MEDIDA DE RADIÓMETROS FOTOVOLTAICOS DURANTE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN SOLARIMÉTRICA PAMPEANA 2023

Ghignone, Ramiro Adrián; Lacomi, Héctor

Grupo de Aplicaciones en Sistemas Embebidos (ASE) – UTN FRH
rghignone@frh.utn.edu.ar

RESUMEN

En este trabajo se realiza un análisis estadístico sobre mediciones de radiación solar recolectadas a lo largo del año 2023, en tres estaciones de la Red Solarimétrica Pampeana administradas por la Universidad Nacional de Luján en la República Argentina. Las estaciones están en las provincias de Buenos Aires y Santa Fe, y en cada una se compararon dos instrumentos de medición: un piranómetro clase B y un radiómetro fotovoltaico de fabricación nacional.

El objetivo de este trabajo es identificar las fortalezas y debilidades en el uso de estos dispositivos para medir radiación solar. El menor costo de estos dispositivos facilita su implementación en redes de gran escala, aumentando la disponibilidad de mediciones directas de recurso solar. Esto reduce la incertidumbre asociada a la evaluación de proyectos energéticos solares térmicos, fotovoltaicos o arquitectónicos. Se analizó la variabilidad del error de medida en diferentes escalas temporales y su correlación con variables relativas a la trayectoria solar y al estado de la atmósfera. Se observa una dependencia marcada del error respecto al ángulo de incidencia y a la nubosidad. Los resultados permiten identificar oportunidades de mejora ya sea en el diseño y fabricación del dispositivo sensor o en el procesamiento a posteriori de las mediciones.

El trabajo se organiza en 6 secciones: La sección 1 presenta una introducción a la temática y sus antecedentes, mientras que la sección 2 describe el desarrollo de la campaña de medición y tratamiento de los datos. La sección 3 detalla los resultados de las mediciones, y en la sección 4 se presentan las conclusiones del trabajo. Las secciones 5 y 6 corresponden a los agradecimientos y referencias, respectivamente.

Palabras Claves: Radiación Solar, Radiómetros Fotovoltaicos,

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad – Energía y Medio Ambiente

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Problemática.

Todo proyecto energético, cualquiera sea su naturaleza, requiere una evaluación profunda del recurso disponible. En el estudio de fuentes de energía renovables tales como la eólica, solar o bioenergías, esta necesidad se ve acentuada por la variabilidad temporal y geográfica que las caracteriza. En particular, la radiación solar se ve fuertemente afectada por las condiciones climáticas ya que al atravesar la atmósfera terrestre sufre diversas alteraciones [1].

Para el caso de la energía solar, la variable de estudio fundamental es la irradiancia, entendida como la densidad de potencia electromagnética por unidad de área y expresada normalmente en W/m^2 . También se emplea usualmente el concepto de irradiación, definida como la energía que ha incidido sobre una superficie durante un periodo de tiempo por unidad de área, y expresada en unidades de Wh/m^2 o J/m^2 . Los radiómetros pueden estar basados en termocuplas, en cuyo caso también se los llama piranómetros, o también pueden emplear celdas fotovoltaicas semiconductoras. La Figura 1 muestra ejemplos de ambas tecnologías.



Figura 1 – Izq.: piranómetro Eppley [cortesía GERSolar]. Der: radiómetro fotovoltaico [cortesía CNEA-DES]

Adicionalmente, los radiómetros deben cumplir con las especificaciones impuestas por la Organización Internacional de Normalización o ISO (del inglés *International Organization for Standardization*) en la norma ISO 9060. Según su desempeño, se subdividen en instrumentos de Clase A, B o C [2]. Esta clasificación indica la pertinencia del elemento de medida a ensayos científicos, medición de parámetros climáticos o estaciones de monitoreo, respectivamente. La Organización Meteorológica Mundial (OMM) también emplea como base las especificaciones ISO 9060 para subdividir los radiómetros en calidad alta, buena y moderada [3].

La principal limitación de los radiómetros fotovoltaicos radica en su respuesta espectral [4]. Como se indica en la Ecuación 1, los fotones cuya energía E_f sea inferior al ancho de la banda prohibida de la celda E_g no podrán generar pares de portadores [5]. Por lo tanto, esa porción del espectro no es registrada por el sensor y genera un defecto en la medición.

$$E_f = h\nu = \frac{hc}{\lambda} > E_g \quad (1)$$

La Figura 2 representa el espectro solar de mediodía estimado por el modelo parametrizado SPCTRAL2 [4] a tope de atmósfera y en la superficie, superpuesto con la respuesta espectral (RE) del radiómetro CNEA, medido en [6]. Se aprecia que las longitudes de onda mayores a 1100 nm no son absorbidas por la celda. La consecuencia directa de esta respuesta espectral acotada es un error sistemático en la medición de la irradiancia. La dificultad de calcular el espectro solar exacto y de medir la respuesta espectral de los radiómetros fotovoltaicos ha llevado al desarrollo de métodos de corrección basados en modelos físicos y ecuaciones empíricas para cumplir los criterios de las normas ISO 9060.

1.2. Antecedentes.

Desde el año 1998, el Departamento de Energía Solar (DES) de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) diseña y fabrica celdas fotovoltaicas basadas en un proceso Al:BSF (del inglés *Aluminium Back Surface Field*). Si bien su propósito original fue de asistencia al control de actitud de satélites, también encontraron utilidad como sensores terrestres de radiación solar. Desde entonces, se han realizado estudios y mejoras sucesivas a estos dispositivos con el fin de reducir su error de medición en comparación con instrumentos de referencia térmicos [7].

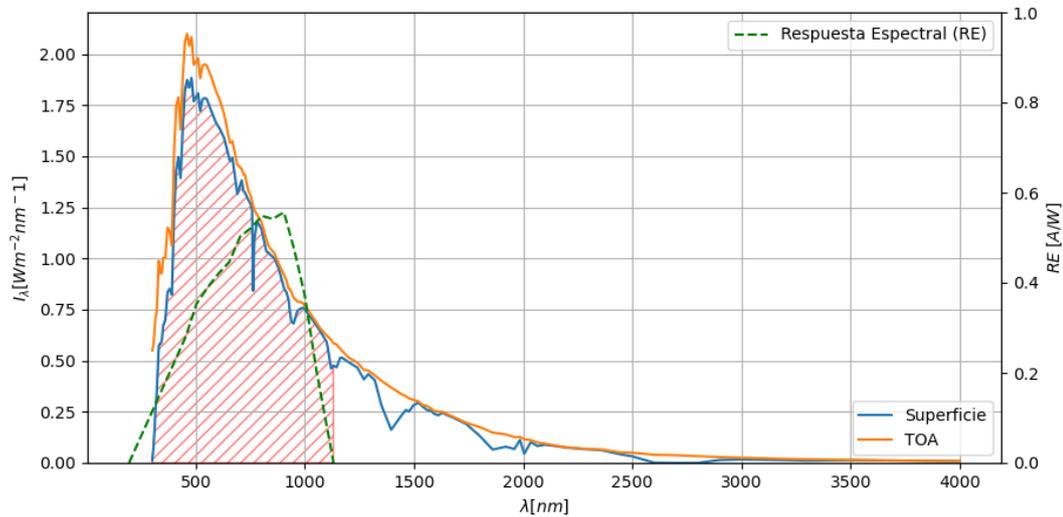


Figura 2 - Espectro a tope de atmosfera, a nivel de suelo y RE del radiómetro CNEA [elaboración propia]

La caracterización y calibración de estos radiómetros es realizada por el Grupo de Estudios sobre la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján (UNLu). Este equipo de trabajo es miembro del Instituto de Ecología y Desarrollo Sustentable (INEDES), una de las unidades ejecutoras del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Además, el GERSolar tiene a su cargo desde su creación el desarrollo, mantenimiento y gestión de la Red Solarimétrica del país. Gracias a esta red y estaciones adicionales se han trazado mapas de radiación para toda la República Argentina, hoy usados como referencia en la evaluación de recurso solar [8]. Actualmente se busca mejorar y expandir la red solarimétrica empleando los radiómetros fotovoltaicos desarrollados por CNEA con el fin de reducir la incerteza en la evaluación de aprovechamientos solares térmicos y fotovoltaicos. Este esfuerzo se enmarca en el Proyecto Interinstitucional en Temas Estratégicos “Desarrollo de infraestructura, capacidades de calibración y producción de instrumental destinados a la medición de energía solar a nivel nacional” aprobado en el año 2021 por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación.

1.3. Estado del Arte

Se realizó una búsqueda bibliográfica de publicaciones relacionadas a radiómetros fotovoltaicos a partir del año 2018. La mayor parte de los trabajos encontrados abarcan el estudio y la corrección de error de medida en periodos acotados. Una introducción detallada a los procedimientos de medida y principales variables que influyen en el desempeño de estos sensores puede encontrarse en [2], [9] y [10]. Como el contenido espectral no es medible directamente, se usan modelos físicos y empíricos basados en el ángulo de incidencia de la radiación y el estado de la atmósfera (por ejemplo, mediante la fracción difusa) [11], [12], [13], [14]. En trabajos más recientes se estudia el uso de modelos de aprendizaje automático o ML (del inglés *Machine Learning*) [15], [16], [17].

También se han encontrado nuevas metodologías para mejorar la calidad de las mediciones de radiación. Además de la eliminación del sesgo o error sistemático, hay trabajos cuyo objetivo es minimizar la incertidumbre en la medición [18], [19], [20], [21] mientras que en otros trabajos se estudia el impacto de la pérdida de datos [22], sobre-irradiancia [23] y suciedad [24]. Se encuentran también implementaciones de métodos de medida de acuerdo con la norma ISO 9847 [25], la cual indica lineamientos para mejorar la calidad de la medición. Con las nuevas tendencias en Internet de las Cosas o IoT (del inglés *Internet of Things*) aparecieron trabajos cuyo eje es el desarrollo de nuevos dispositivos de menor costo [26] a fines de implementar redes de medición más extensas. Por ejemplo, [27], [28] y [29] muestran el uso de sensores complementados con mediciones de otros parámetros tales como temperatura o humedad. Por otro lado, en [30] y [31] se detalla la implementación de una red de medición de radiación solar a gran escala en Alemania, de forma análoga al proyecto de GERSolar para la República Argentina. La OMM posee guías y lineamientos para el desarrollo de este tipo de redes de medición autónomas [32], [33].

2. DESARROLLO

2.1. Red de medición.

El equipo instrumental, que se describe en la Tabla 1, consta de tres estaciones de medición pertenecientes al GERSolar, cada una de las cuales posee un piranómetro clase B de referencia marca Kipp & Zonen (K&Z) modelo CMP11 y el radiómetro fotovoltaico desarrollado por CNEA a ser evaluado por comparación. Las mediciones de los sensores son registradas por un equipo Campbell Scientific CR800 y por un sistema embebido elaborado por el GERSolar. Este último equipo tiene por finalidad almacenar las mediciones en una tarjeta de memoria y enviarlas a un servidor donde son almacenadas para su análisis posterior. Todos los radiómetros son previamente calibrados por contraste en el laboratorio propio del GERSolar, que cuenta con trazabilidad metrológica al instrumento patrón ubicado en la localidad de Davos, Suiza. Para este trabajo se emplearon mediciones entre los meses de enero y diciembre del año 2023 para la estación de Luján y mediciones entre marzo y diciembre del mismo año para las estaciones de Armstrong y General Villegas.

Tabla 1 – Estaciones de medición. [Elaboración propia con datos de GERSolar]

Estación	Piranómetro de referencia	Radiómetro fotovoltaico
Luján (Pcia. De Buenos Aires)	N° serie: 149433 Cte. calibración: 8.51 $\mu\text{VW}^{-1}\text{m}^2$	N° serie: G2021-04 Cte. calibración: 16.97 $\mu\text{VW}^{-1}\text{m}^2$
Armstrong (Pcia. De Santa Fe)	N° serie: 152933 Cte. calibración: 8.59 $\mu\text{VW}^{-1}\text{m}^2$	N° serie: G2021-05 Cte. calibración: 16.27 $\mu\text{VW}^{-1}\text{m}^2$
General Villegas (Pcia. De Buenos Aires)	N° serie: 152934 Cte. calibración: 8.02 $\mu\text{VW}^{-1}\text{m}^2$	N° serie: G2021-03 Cte. calibración: 16.06 $\mu\text{VW}^{-1}\text{m}^2$

2.2. Herramientas de análisis y metodología

La metodología de trabajo utilizada puede dividirse en las siguientes etapas:

1. Recolección de datos: los equipos descritos en la subsección anterior toman mediciones cada un segundo, a partir de las cuales se generan promedios minutales. Estos valores se guardan en planillas de cálculo en un servicio de almacenamiento en línea. Mensualmente, los datos se descargan a archivos en formato CSV (del inglés *Comma-Separated Values*) cuya compilación genera la base de datos de trabajo.
2. Aplicación de constantes de calibración: las mediciones reportadas por la red se encuentran en milivoltios (mV), por lo cual deben ser divididas por las constantes de la Tabla 1 para obtener valores de irradiancia global.
3. Calidad de datos: se analiza la cantidad de mediciones faltantes, comparando la cantidad de mediciones obtenidas con la que se deberían obtener para una tasa de muestreo minutil. La pérdida de mediciones puede deberse a problemas en el equipo o en su conexión remota.
4. Filtrado de datos: se eliminan las mediciones cuyo valor supera el percentil 95, ya que se trata de datos extremos de baja ocurrencia que pueden distorsionar el análisis estadístico posterior. Además, se anulan los valores negativos, que corresponden a horas nocturnas.
5. Cálculo de variables adicionales: los equipos reportan la fecha y hora de cada medición, junto con su posición obtenida a partir de un receptor GPS (del inglés *Global Positioning System*) integrado. Esta información se usa para calcular variables asociadas a la trayectoria solar aparente tales como el ángulo de declinación, ángulo horario o irradiancia a tope de atmósfera [4]. Por otro lado, se calcula el error relativo de medición según la Ecuación 2.
6. Generación de gráficos: Una vez calculadas todas las variables necesarias, se construyen las figuras de irradiancia, irradiación y error para diferentes escalas de medición.

$$E = \frac{G_{CNEA} - G_{CMP}}{G_{CMP}} \quad (2)$$

Se desarrolló una aplicación web empleando el lenguaje de programación Python y las librerías Numpy [34], SciPy [35], SymPy [36], pandas [37], IPython [38], Matplotlib [39], PVlib [40] y Plotly Dash [41]. Esta aplicación es capaz de leer una base de datos con mediciones en formato CSV y proveer gráficos interactivos que muestran los valores de irradiancia e irradiación en diferentes escalas temporales, así como también gráficas de error y correlaciones entre variables. Algunos ejemplos de estas gráficas se presentan en las secciones siguientes. Las gráficas son interactivas, permitiendo al usuario elegir la fecha y variables para las cuales se desea realizar el análisis, o filtrar datos por índice de claridad y ángulo de incidencia.

3. RESULTADOS

3.1. Recurso solar por escala temporal (estación Luján)

3.1.1 Irradiancia media minotal

La Figura 3 presenta las mediciones de irradiancia media minotal y error relativo para un día soleado. Puede apreciarse un error más marcado en las horas cercanas a la salida y puesta del sol, como consecuencia de la respuesta del sensor al ángulo de incidencia. Por su parte, la Figura 4 ilustra las mismas variables para un día nublado. En este caso, la diferencia relativa máxima entre ambos sensores supera el 50%, mientras que para el día soleado la misma diferencia no excede el 20%.

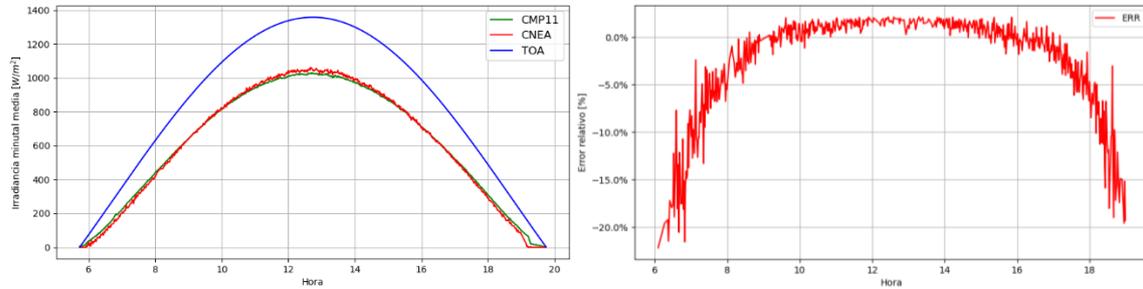


Figura 3 – Irradiancia y error relativo para un día soleado (26/11/23) [elaboración propia]

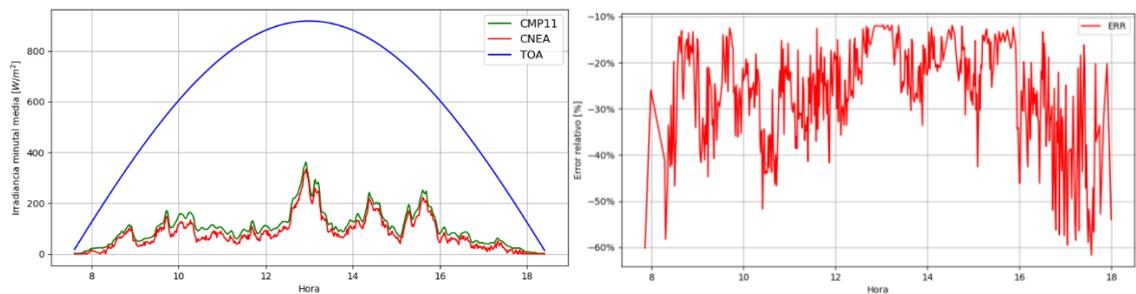


Figura 4 - Irradiancia y error relativo para un día nublado (23/08/23) [elaboración propia]

3.1.2 Irradiación horaria.

Al integrar la irradiancia en intervalos de una hora se obtiene la irradiación horaria, cuya distribución se aprecia en la Figura 5. Se observa el perfil característico de mayor irradiación en horas centrales y en meses de verano. Por su parte, la Figura 6 presenta el error en la irradiación horaria por mes y por franja horaria. Nuevamente se aprecia un error más acentuado hacia el amanecer y atardecer, pero también en los meses de invierno en los cuales el ángulo de incidencia es mayor.

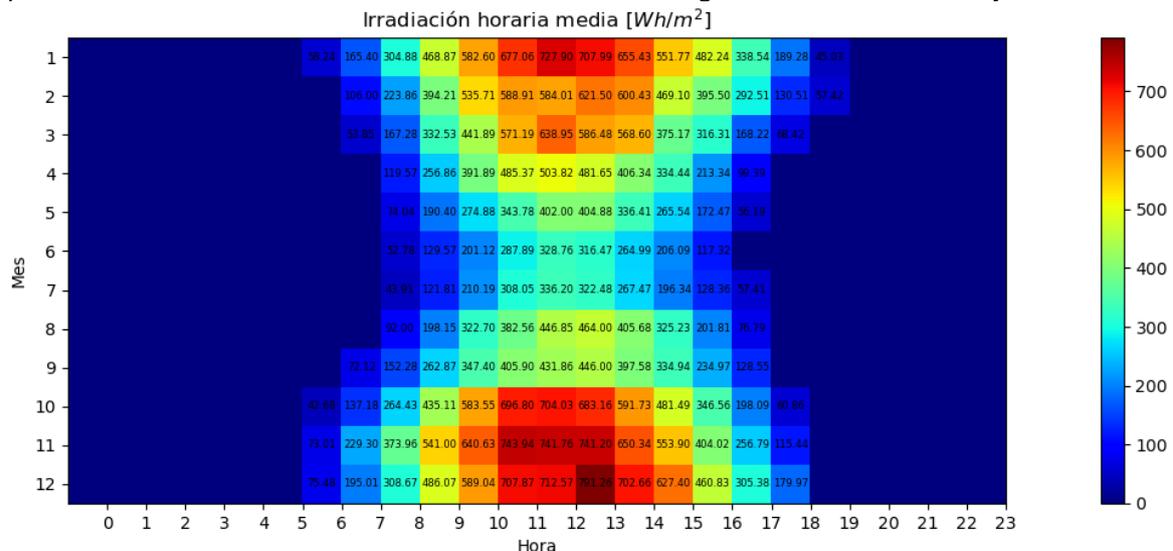


Figura 5 - Irradiación horaria medida por el radiómetro CNEA [elaboración propia]

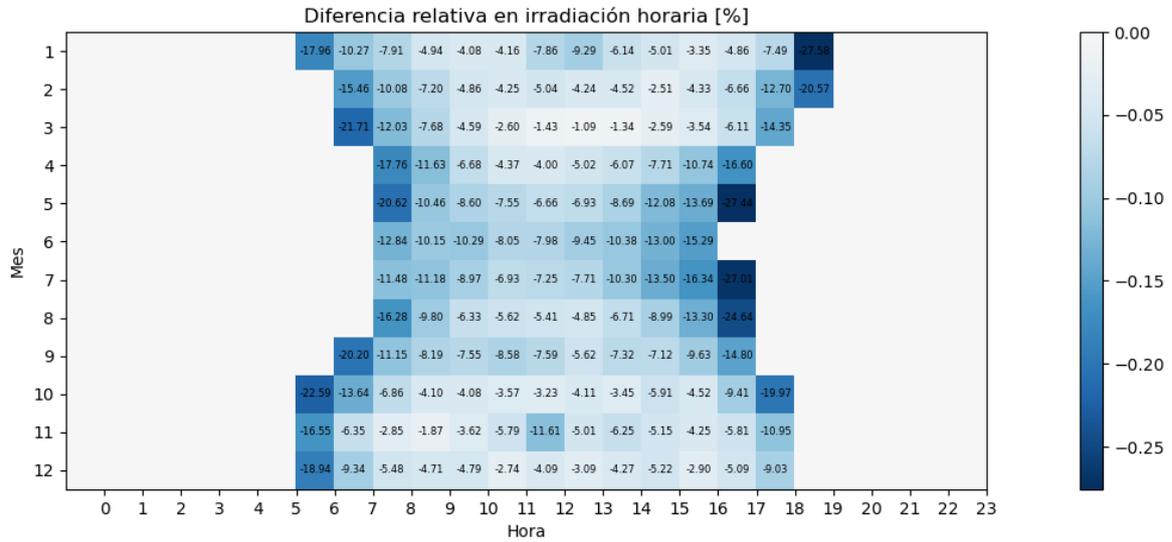


Figura 6 - Error relativo cometido por el radiómetro fotovoltaico en la irradiación horaria [elaboración propia]

3.1.3 Irradiación diaria y mensual.

La Figura 7 ilustra los valores de irradiación diaria registrados, mientras que la Figura 8 presenta el error relativo cometido en la irradiación diaria para cada mes. En ambos casos se han empleado diagramas de caja o *boxplot* para analizar el comportamiento estadístico de ambas variables. Nuevamente se aprecia una diferencia mayor en meses de invierno, así como un claro sesgo negativo.

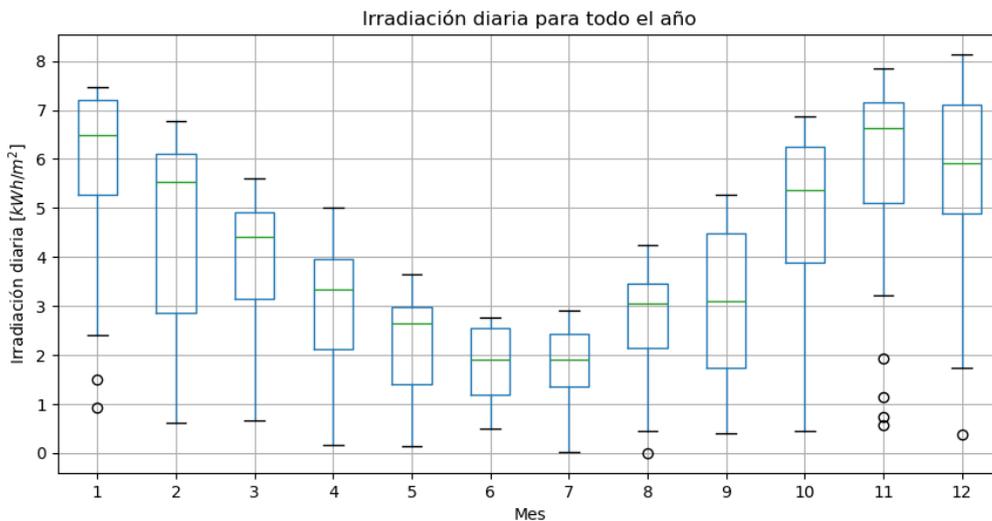


Figura 7 - Diagrama boxplot de irradiación diaria medida por el radiómetro CNEA [elaboración propia]

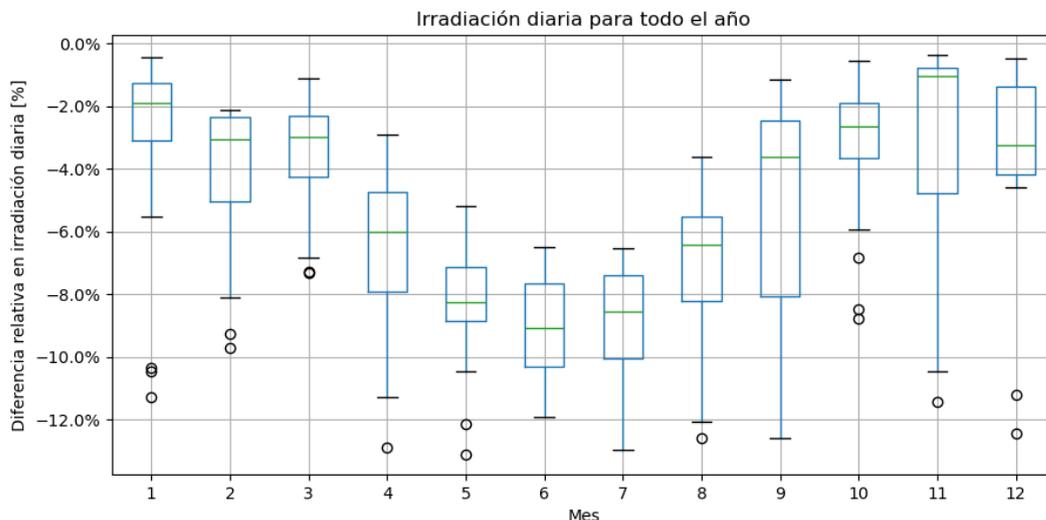


Figura 8 - Diagrama boxplot del error relativo en la irradiación diaria [elaboración propia]

Similares conclusiones se obtienen de la Figura 9 respecto a la irradiación mensual. En este caso el error no supera el 10%, mientras que llegaba al 15% para la irradiación diaria y 25% para la irradiación horaria.

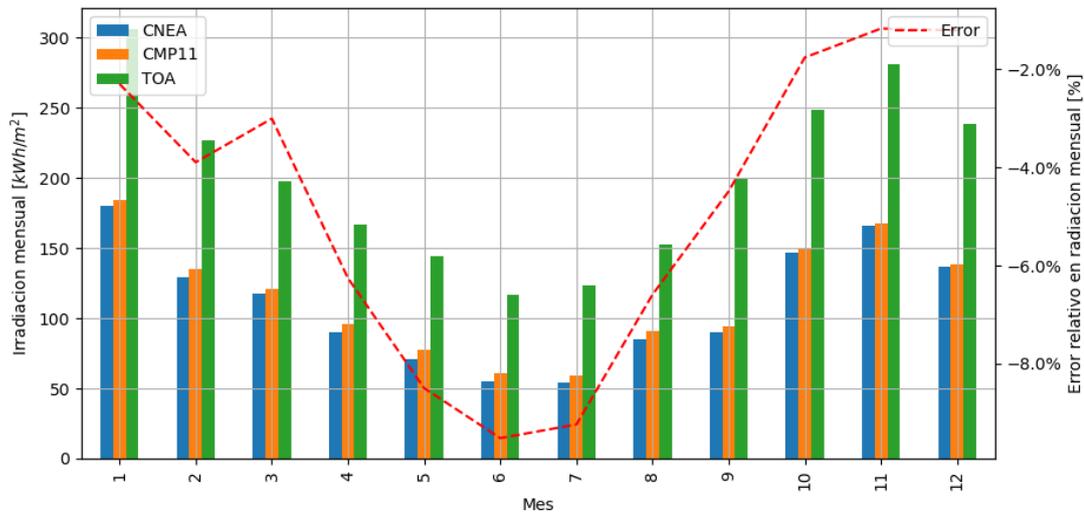


Figura 9 - Irradiación mensual medida por cada instrumento y error relativo cometido [elaboración propia]

3.3. Correlación con variables geométricas y atmosféricas

Además de estudiar el error cometido para cada mes o franja horaria, se realizó un estudio de correlaciones con otras variables asociadas a la trayectoria solar o al estado de la atmósfera. La Figura 10 presenta un diagrama de dispersión entre el error en la medición y el coseno del ángulo de incidencia para un día soleado. Este comportamiento se encuentra relacionado con la respuesta al coseno característica del radiómetro. También para un día soleado se grafica el error relativo en función del índice de claridad o transmitancia atmosférica K_t definido como la relación entre la irradiancia que llega a la superficie terrestre y la que llega al tope de atmósfera. Los índices de claridad son relativamente elevados (0,45 hasta casi 0,8) y se aprecia una correlación lineal positiva alta ($>0,9$) indicativa de la degradación del espectro al disminuir el valor de K_t .

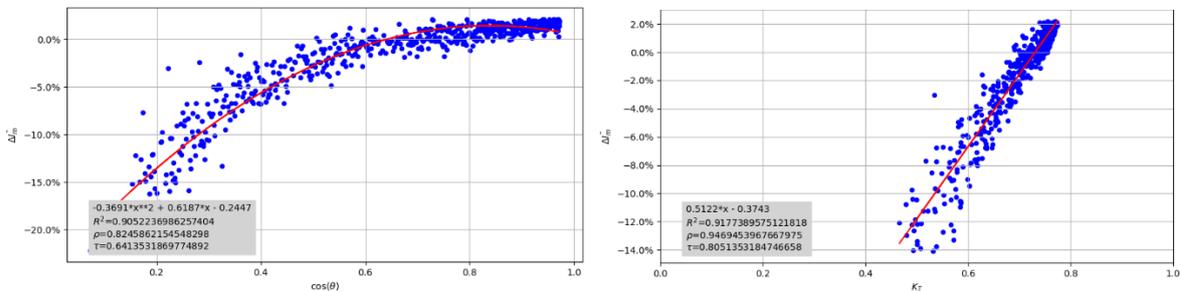


Figura 10 - Error relativo vs coseno del ángulo de incidencia e índice de claridad [elaboración propia]

4. CONCLUSIONES

La Tabla 2 presenta la raíz del error cuadrático medio o RMSE (del inglés Root of Mean Square Error) y el sesgo medio o MBE (del inglés Mean Bias Error) cometido por los radiómetros fotovoltaicos en las estaciones analizadas.

Tabla 2 - Métricas de error por estación y magnitud medida [elaboración propia]

Estación	Métrica	Irradiancia [W/m^2]	Irradiación [Wh/m^2]		
		Minutal	Diaria	Horaria	Mensual
Lujan	RMSE	25,586793	17,489666	173,083	4.729,986
	MBE	-15,680326	-12,253883	-150,009	-4.450,279
Gral. Villegas	RMSE	26,915816	18,382253	173,995	4.571,455
	MBE	-7,04260	-5,350544	72,741	-2.218,606
Armstrong	RMSE	16,350014	10,584380	82,688	1.592,184
	MBE	-5,368143	-4,149011	-50,643	-1.266,07

Se observa un sesgo medio negativo debido al defecto en la medición del radiómetro fotovoltaico como consecuencia de su respuesta espectral. También se aprecia que el radiómetro instalado en la estación de Armstrong posee un mejor desempeño que los de Luján y General Villegas, lo cual puede deberse al procedimiento de fabricación o a la calibración del dispositivo sensor. Esta información puede servir a los equipos del GERSolar y de CNEA-DES para reconstruir los procedimientos utilizados y detectar la potencial fuente de variación.

Si bien la mejora del error intrínseco del dispositivo físico queda fuera del alcance de este trabajo, el análisis realizado ofrece nueva información sobre su correlación con variables temporales, geométricas y atmosféricas. Estos resultados permitirán refinar los modelos físicos existentes o desarrollar nuevos modelos basados en nuevas técnicas de aprendizaje automático. El objetivo final de este trabajo a futuro será reducir los niveles de error a valores acordes a lo requerido por las normativas internacionales. De la misma manera, será importante realizar una evaluación consciente en las incertidumbres de medida para estos dispositivos. Una estimación y tabla de valores típicos puede encontrarse en [4].

5. AGRADECIMIENTOS

Se agradece principalmente a UNLu-GERSolar por la provisión de mediciones de radiación, y a CNEA-DES por brindar información detallada acerca de los radiómetros que sirven como eje de la investigación. Este trabajo se enmarca en la Tesis de Maestría en Energías Renovables “*Reducción del error de medida de radiómetros fotovoltaicos empleando técnicas de aprendizaje automático*” aprobado por Resolución 3255/23 de la UTN FRBA.

6. REFERENCIAS.

- [1] T. Stoffel, «Terms and Definitions,» de *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 1st ed., Oxford, Elsevier, 2013, pp. 1-19.
- [2] D. S. Kumar, G. M. Yagli, M. Kashyap y D. Srinivasan, «Solar irradiance resource and forecasting: a comprehensive review,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, n° 10, pp. 1641-1656, 2020.
- [3] World Meteorological Organization, «Measurement of Radiation,» de *Guide to Instruments and Methods of Observation - Measurement of Meteorological Variables*, 2021 ed., vol. I, Ginebra, Ginebra: World Meteorological Association, 2021, pp. 256-308.
- [4] H. G. Gallegos y C. Raijchijk, *Radiación Solar: Medición y Modelado*, 1° ed., Ciudad Autónoma de Buenos Aires: edUTecNe, 2018.
- [5] K. Taretto, *Celdas Solares: Teoría, ensayo y diseño*, 2° ed., Ciudad Autónoma de Buenos Aires, : Nueva Librería, 2018.
- [6] C. Bolzi, M. Tamasi y C. Cadena, «Primer prototipo de radiómetro fotovoltaico sumergible de bajo costo desarrollado en la CNEA,» *Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA)*, vol. 37, pp. 49-54, 7 2016.
- [7] M. E. Videla, M. Martínez Bogado, M. Tamasi, A. Moreno, N. Kondratiuk y M. Díaz Salazar, «Comparación entre un piranómetro clase B comercial y un radiómetro fotovoltaico desarrollado en el departamento energía solar,» *Energías Renovables Y Medio Ambiente*, vol. 46, pp. 43-18, 2021.
- [8] Secretaría de Gobierno de Energía, «Mapas de Irradiación Global sobre Plano Horizontal,» de *Guía del recurso solar*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Secretaría de Gobierno de Energía, 2019, pp. 5-18.
- [9] M. Rivera y C. Reise, «Silicon Sensors vs. Pyranometers - Review of Deviations and Conversion of Measured Values,» de *37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, EU PVSEC 2020*, 2020.
- [10] A. Azouzoute, A. A. Merrouni, E. G. Bennouna y A. Gennioui, «Accuracy Measurement of Pyranometer vs Reference cell for PV resource assessment,» de *Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability, TMREES18*, Atenas, Grecia, 2019.
- [11] F. Vignola, J. Peterson, R. Kessler, M. Dooraghi, M. Sengupta y F. Mavromatakis, «Evaluation of Photodiode-based Pyranometers and Reference Solar Cells on a Two-Axis Tracking System,» de *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, Waikoloa, HI, USA, 2018.
- [12] W.-S. E. A., K. G. Hubbard, M. A. Mesarch y G. Roebke, «Improving the calibration of silicon photodiode pyranometers,» *Meteorology and Atmospheric Physics*, vol. 131, pp. 1111-1120, 2019.

- [13] M. Gostein, B. Marion y B. Stueve, «Spectral Effects in Albedo and Rearside Irradiance Measurement for Bifacial Performance Estimation,» de *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Calgary, AB, Canada, 2020.
- [14] R. Mubarak, H. Schilke y G. Seckmeyer, «Improving the Irradiance Data Measured by Silicon-Based Sensors,» *Energies*, vol. 14, n° 10, 2021.
- [15] A. Viswanath, D. K. M., S. B. y P. E., «Calibration of a Pyranometer using Regression Analysis,» de *2020 5th International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES)*, Coimbatore, India, 2020.
- [16] M. Linani, B. Mokhtari y A. Checknane, «Design of Low-cost Pyranometer Sensors Based on Artificial Neural Network for an Electric Vehicle,» de *3rd International Conference on Control Systems, Mathematical Modelling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA)*, Lipetsk, Rusia, 2021.
- [17] R. Righini, R. Aristegui y S. Fioretti, «Calibración de un radiómetro fotovoltaico segmentada en función de la irradiancia,» *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 27, 2023.
- [18] E. M. El-Mahdy, S. A. El-Mongy y A. M. Karmalawi, «Apparatus for Calibration of Photovoltaic Cells at National Institute of Standards,» *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*, vol. 25, n° 3, pp. 22-29, 2022.
- [19] A. Driesse, «PV Reference Cells for Outdoor Use: An Investigation of Calibration Factors,» U.S. Department of Energy (DOE), Office of Scientific and Technical Information (OSTI), Golden, CO (United States), 2021.
- [20] A. Forstinger, S. Wilbert, A. Driesse y B. Kraas, «Uncertainty Calculation Method for Photodiode Pyranometers,» *Solar RRL*, vol. 6, n° 5, p. NA, 2022.
- [21] C. R. Osterwald, L. Ottoson, R. Williams, C. Mack, J. Brewer, N. Kopidakis y T. Song, «Improved Primary Reference Cell Calibrations for Higher Accuracy Photovoltaic Cell and Module Performance Measurements,» *Solar RRL*, vol. 7, n° 17, p. NA, 2023.
- [22] G. M. S. Pereira, R. L. B. Stonoga, D. H. M. Detzel, K. K. Küster, R. A. P. Neto y L. A. Catussi Paschoalotto, «Analysis and Evaluation of Gap Filling Procedures for Solar Radiation Data,» de *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM)*, Salto, Uruguay, 2018.
- [23] G. L. Martins, S. L. Mantelli y R. Rütger, «Evaluating the performance of radiometers for solar overirradiance events,» *Solar Energy*, vol. 231, n° 1, pp. 47-56, 2022.
- [24] L. Campos, S. Wilbert, J. Carballo, J. Meyer zu Zöcker, F. Wolfertstetter, J. La Casa, E. Borg, K. Schmidt, L. F. Zarzalejo, A. Fernández García, F. Norde Santos y G. García, «Autonomous measurement system for photovoltaic and radiometer soiling losses,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 30, n° Special Issue, p. N/A, 2022.
- [25] G. Abal, A. Monetta y R. Alonso-Suárez, «Outdoor solar radiometer calibration under ISO-9847:1992 standard and alternative methods,» de *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM)*, Salto, Uruguay, 2018.
- [26] S. Oyelami, A. Z. Nurudeen, S. A. Adedigba, O. J. Akinola y R. Ajayi, «A Pyranometer for Solar Radiation Measurement-Review,» *Adeleke University Journal of Engineering and Technology (AUJET)*, vol. 3, n° 1, pp. 61-68, 2020.
- [27] Á. B. da Rocha, E. de M. Fernandes, C. A. C. dos Santos, J. M. T. Diniz y W. F. A. Junior, «Development of a Real-Time Surface Solar Radiation Measurement System Based on the Internet of Things (IoT),» *Sensors*, vol. 21, n° 11, 2021.
- [28] M. Taha, S. Khan, M. Usman y M. Omar, «A Low-Cost IoT-Enabled Pyranometer based on the Peltier Element,» *International Journal of Engineering Trends and Technology*, vol. 71, pp. 334-340, 2023.
- [29] K. Tohsing, D. Phaisathit, S. Pattarapanitchai, I. Masiri, S. Buntoung, O. Aumporn y R. Wattan, «A development of a low-cost pyranometer for measuring broadband solar radiation,» *Journal of Physics: Conference Series (JPCS)*, vol. 1380, n° 1, p. 012045, 2019.
- [30] E. Lorenz, N. Holland, A. Dittmann, W. Herzberg, S. Karalus, W. Heydenreich, C. Braun, P. Guthke y A. Semmig, «Minute Resolution Measurement Network for Global Horizontal and Tilted Solar Irradiance for a Transmission System Control Area in Southern Germany,» de *37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, EU PVSEC 2020*, 2020.
- [31] E. Lorenz, P. Guthke, A. Dittmann, N. Holland, W. Herzberg, S. Karalus, B. Müller, C. Braun, W. Heydenreich y Y.-M. Saint-Drenan, «High resolution measurement network of global horizontal and tilted solar irradiance in southern Germany with a new quality control scheme,» *Solar Energy*, vol. 231, pp. 593-606, 2022.

- [32] World Meteorological Organization, «Measurement at Automatic Weather Stations,» de *Guide to Instruments and Methods of Observation - Observing Systems*, 2021 ed., vol. III, Ginebra, Ginebra: World Meteorological Organization, 2021, pp. 1-35.
- [33] World Meteorological Organization, *Guide to Instruments and Methods of Observation - Quality Assurance and Management of Observing*, 2021 ed., vol. V, Ginebra, Ginebra: World Meteorological Organization, 2021.
- [34] C. Harris, J. Millman, S. van der Walt, R. Gommers, P. Virtanen, D. Cournapeau, E. Wieser, J. Taylor, S. Berg, N. Smith, R. Kern, M. Picus, S. Hoyer, M. van Kerkwijk, M. Brett, A. Haldane, J. Fernandez del Rio, M. Wiebe, P. Peterson, P. Gerard-Marchant, K. Sheppard, T. Reddy, W. Weckesser, H. Abbase, C. Gohlke y T. Oliphant, «Array Programming with NumPy,» *Nature*, vol. 585, n° 7825, pp. 357-362, 09 2020.
- [35] P. Virtanen, R. Gommers, T. Oliphant, M. Haberland, T. Reddy, D. Cournapeau, E. Burovski, P. Peterson, W. Weckesser, J. Bright, S. van der Walt, M. Brett, J. Wilson, J. Millman, N. Mayorov, A. Nelson, E. Jones, R. Kern, E. Larson, C. Carey, I. Polat, Y. Feng, E. Moore, J. van der Plas, D. Laxalde, J. Perktold, R. Cimrman, I. Henriksen, E. Quintero, C. Harris, A. Archibald, A. Ribeiro, F. Pedregosa y P. van Mulbregt, «SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python,» *Nature Methods*, vol. 17, n° 3, pp. 261-272, 2020.
- [36] A. Meurer, C. Smith, M. Paprocki, O. Čertík, S. Kirpichev, M. Rocklin, A. Kumar, S. Ivanov, J. Moore, S. Singh, T. Rathnayake, S. Vig, B. Granger, R. Muller, F. Bonazzi, H. Gupta, S. Vats, F. Johansson, F. Pedregosa, M. Curry, A. Terrel y Š. Roučka, «SymPy: symbolic computing in Python,» *PeerJ Computer Science*, p. e103, 2017.
- [37] The pandas development team, «pandas-dev/pandas: Pandas,» 02 2020. [En línea].
- [38] B. E. G. Fernando Perez, «IPython: a System for Interactive Scientific Computing,» *Computing in Science and Engineering*, vol. 9, n° 3, pp. 21-29, 05 2007.
- [39] J. Hunter, «Matplotlib: A 2D graphics environment,» *Computing in Science & Engineering*, vol. 9, n° 3, pp. 90-95, 2007.
- [40] K. S. Anderson, C. W. Hansed, W. F. Holmgren, A. R. Jensen, M. A. Mikofski y A. Driesse, «pvlib python: 2023 project update,» *Journal of Open Source Software*, vol. 8, n° 92, 12 2023.
- [41] P. T. Inc., «Collaborative data science,» Plotly Technologies Inc., Montréal, QC (Canada), 2015.

ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO PARA LA INSTALACIÓN DE PARQUES AEROGENERADORES EN ARGENTINA

Pralong, Sebastián^a; Kröhling, Dan^a; Alvarez, Gonzalo^a; Martinez, Ernesto^a

^aInstituto de Desarrollo y Diseño INGAR (UTN-CONICET)

galvarez@santafe-conicet.gov.ar

RESUMEN.

Argentina enfrenta la necesidad de diversificar su matriz energética y reducir su dependencia de los combustibles fósiles. Un recurso clave para lograr esta diversificación es el viento. Este trabajo se concentra en evaluar el potencial eólico del país con el objetivo de identificar áreas adecuadas para la instalación de parques aerogeneradores. Los objetivos del estudio incluyen determinar el potencial eólico en distintas regiones de Argentina y analizar la viabilidad de instalar nuevos aerogeneradores en estas áreas. Así, los principales aportes derivados del trabajo son la identificación de regiones con un alto potencial eólico a la vez que se consideran factores como la altura del terreno, la inclinación, la vegetación existente, la distancia a centros urbanos, etc. a partir de la herramienta Google Earth Engine. Las conclusiones señalan que Argentina posee un potencial eólico significativo en la región patagónica, pero que se debe realizar un análisis exhaustivo que contemple los factores señalados si se pretende diversificar la matriz energética con esta forma de generación. Además, se discute sobre la instalación de parques aerogeneradores mientras se consideran nuevos factores como la cercanía a carreteras y tendidos eléctricos.

Palabras Claves: Energía Renovable, Potencial Eólico, Aerogeneración, Análisis de Datos Geoespaciales.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

La adopción de fuentes de energía renovable (fotovoltaica o PV, eólica, hidroeléctrica, geotérmica) conlleva una serie de beneficios a corto y a largo plazo. En términos económicos, la generación a partir de estas fuentes de energías diversifica la matriz energética, reduce la dependencia de los combustibles fósiles y la vulnerabilidad a las fluctuaciones en los precios de los combustibles, y mejora la seguridad energética al aumentar la estabilidad del suministro eléctrico [1]. La transición hacia fuentes renovables promueve también la creación de empleo, la autosuficiencia energética de comunidades alejadas de los grandes centros urbanos y la distribución del riesgo inversor. La industria de las energías renovables ha generado millones de puestos de trabajo en todo el mundo, desde la fabricación y la instalación hasta la operación y el mantenimiento de infraestructuras renovables [2]. Además, las energías renovables promueven el cambio de consumidores por prosumidores. En estos nuevos esquemas energéticos, surge la necesidad de encontrar formas de acumulación de energía que brinden mayor flexibilidad a las nuevas fuentes generadoras, como puede ser el caso del hidrógeno verde. Esta tecnología, por ejemplo, permitiría el consumo de la energía generada en medios de transporte en centros urbanos [3]. En términos medioambientales, la adopción de energías renovables contribuye a mitigar el cambio climático y a mejorar la calidad del aire y del agua [4]. En primer lugar, las energías renovables generan electricidad sin emitir dióxido de carbono (CO₂) u otros gases de efecto invernadero (GEI) durante su operación [5]. Esto contrasta fuertemente con la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, que es una de las principales fuentes de emisiones de GEI a nivel mundial [6]. En segundo lugar, la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles produce una variedad de contaminantes atmosféricos, como óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), material particulado (PM), compuestos orgánicos volátiles (COV) y mercurio. Estos contaminantes no solo contribuyen a la formación de smog y la lluvia ácida, sino que tienen efectos nocivos para la salud humana y el medio ambiente [7]. Finalmente, los combustibles fósiles tienen impactos negativos que se asocian con su extracción, transporte y combustión, como los derrames de petróleo, la contaminación del agua y la degradación del suelo [8]. Al reducir la dependencia de los combustibles fósiles y aumentar la proporción de energía renovable en la matriz energética, se puede reducir significativamente la cantidad total de emisiones de GEI, contaminantes atmosféricos y los impactos negativos mencionados, ayudando así a mitigar el cambio climático y sus impactos asociados [9].

La energía eólica se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable más importantes y de más rápido crecimiento en todo el mundo. Su conveniencia se deriva de una serie de características distintivas que la hacen atractiva tanto desde el punto de vista técnico como económico y medioambiental [10], [11]. Estas características son: abundancia, bajo impacto ambiental, costos competitivos, flexibilidad, confiabilidad.

Argentina, con su extenso territorio y condiciones climáticas favorables, se presenta como un escenario propicio para el desarrollo de la energía eólica. Con extensiones vastas de tierra y recursos eólicos excepcionales, especialmente en regiones como la Patagonia y la provincia de Buenos Aires, el país cuenta con un gran potencial para la instalación de aerogeneradores [12]. La abundancia de vientos constantes y de alta velocidad en estas zonas ofrece condiciones óptimas para la generación de energía limpia y sostenible, lo que convierte a Argentina en un candidato ideal para la expansión de la energía eólica y la diversificación de su matriz energética.

La instalación de más aerogeneradores en Argentina sería conveniente por varias razones a mencionar [13]. El país cuenta con recursos eólicos excepcionales, con vientos constantes y de alta velocidad ideales para la generación de energía. Incorporar más aerogeneradores diversifica la matriz energética del país, actualmente dominada por el gas natural y el petróleo, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y aumentando la seguridad energética. La energía eólica no produce emisiones de GEI durante su operación, y contribuye a reducir las emisiones de carbono y cumplir con los compromisos climáticos. Además, los costos operativos y de mantenimiento son más bajos que los de las fuentes convencionales, lo que podría generar ahorros significativos y crear empleos en el sector de energías renovables, estimulando la economía local. Por último, aprovechar mejor el vasto potencial eólico de Argentina, que actualmente está subutilizado, podría posicionar al

país como un líder regional en energía eólica. Finalmente, Argentina cuenta con una importante industria metal-mecánica que podría impulsar la producción local de aerogeneradores con ventaja competitiva y gran capacidad de generar empleo.

Este estudio presenta una investigación sobre el potencial de los recursos eólicos en la República Argentina. Con este fin, la Sección 2 introduce el Atlas Eólico Mundial como fuente de datos y Google Earth Engine para la visualización gráfica de esos datos, así como la metodología utilizada para filtrar las regiones con mejor potencial eólico de Argentina. Los resultados obtenidos se detallan en la Sección 3, donde también se hace una discusión sobre la viabilidad de la instalación de parques aerogeneradores en el sur de Argentina. Finalmente, la Sección 4 presenta las conclusiones del trabajo.

2. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍA

En esta sección se analizará en detalle el software utilizado, y el conjunto de acciones realizadas, para obtener datos y analizar las posibilidades de las distintas regiones que serán sometidas a la evaluación a fin de revelar su potencialidad eólica.

2.1. Uso de Google Earth Engine (GEE)

La herramienta que permite el análisis y visualización de datos geoespaciales en este trabajo es Google Earth Engine (GEE) [14]. Ofrece acceso a una extensa colección de imágenes satelitales y otros datos, permitiendo realizar análisis a gran escala de manera sencilla. Con GEE, se pueden estudiar cambios en la cobertura forestal, monitorear el uso del suelo o evaluar la salud de cultivos, entre otros [15]. Es gratuito para uso no comercial y se puede acceder a través de un proyecto en Google Cloud.

Los datos eólicos que se utilizan en este trabajo se obtienen del Atlas Eólico Mundial (GWA, *Global Wind Atlas* [16]). Este atlas es una colaboración entre la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) y el Grupo Banco Mundial, que ofrece acceso global a datos sobre recursos eólicos de manera gratuita a través de la web. La plataforma está desarrollada para identificar zonas de viento idóneas para la generación de energía eólica en cualquier parte del mundo [17]. Este proyecto es parte de una iniciativa más amplia que promueve un futuro energético sostenible, que también incluye el Atlas Solar Mundial y ENERGYDATA.INFO [16].

2.2. Metodología

El proceso de filtrado de las áreas con mayor potencial eólico para la instalación de parques aerogeneradores en Argentina se realizará siguiendo diferentes criterios recomendados por bibliografía, así como otros criterios de selección que se ajustan particularmente al país. Inicialmente, se utiliza el software online provisto por GWA para obtener los datos que refieren a la velocidad media de viento y la densidad de potencia en toda la superficie del territorio argentino. Los datos de las mediciones se obtienen a 100 metros de altura, que es un valor estándar para el eje de rotación de las aspas de las turbinas eólicas [18]. Los datos se descargan en formato raster [19]. Estos datos son los que luego procesa GEE para el análisis y visualización. Las fórmulas para obtener la velocidad promedio del viento y la densidad promedio de potencia se denotan en las Ecuaciones (1) y (2), respectivamente.

$$V_p = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n v_t \quad (1)$$

$$DP_p = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{1}{2} \rho (v_t)^3 \quad (2)$$

Donde V_p es la velocidad promedio del viento, v_t es la velocidad instantánea para un momento particular del día, t es el período donde se toma la medición, DP_p es la densidad de potencia promedio y ρ es la densidad del aire.

El primer paso del filtrado de datos que se realiza a través de software GEE es la elección de regiones con velocidad promedio de viento mayor o igual a 7 m/s y densidades promedio de potencia mayores a 450 W/m², de acuerdo a lo que señala la bibliografía [18]. Los patrones tomados para el filtrado son superiores a los recomendados en la literatura (6 m/s y 250 W/m²) [20] debido a que se pretende lograr un mayor margen de seguridad en el proceso de filtrado. En la Figura 1 se presenta parte del código Javascript desarrollado para llevar adelante el análisis y la visualización del área en GEE.

```
// Filtrar la imagen dejando velocidades mayores a 7 m/s a 100 mts
var velocidad_viento = Arg_vient_vel_100m.select('b1');
var umbral = 7;
var mascara = velocidad_viento.gt(umbral);
var velocidad_viento_con_filtro1 = velocidad_viento.updateMask(mascara);

// Filtrar la imagen dejando densidades de potencia mayores a 450 W/m2 a 100 mts
var pot_viento = Arg_vient_dens_pow_100m.select('b1');
var umbral = 450; //
var mascara = pot_viento.gt(umbral);
var pot_viento_con_filtro1 = pot_viento.updateMask(mascara);
```

Figura 1. Código Javascript para filtrado de la velocidad media y densidad de potencia [elaboración propia].

El segundo paso del filtrado se focaliza en las características del terreno para la instalación de aerogeneradores en las áreas identificadas en el filtrado previo [21]. Dado que el mantenimiento y montaje de los aerogeneradores en lugares de mucha altura y pendiente de suelo significativa es difícil, se realiza una selección de lugares donde la altura sobre el nivel del mar no excede los 1000 metros. y la pendiente de inclinación del lugar es menor a 5% [22]. La metodología empleada en GEE, paso a paso, se ve resumida en la Figura 2.

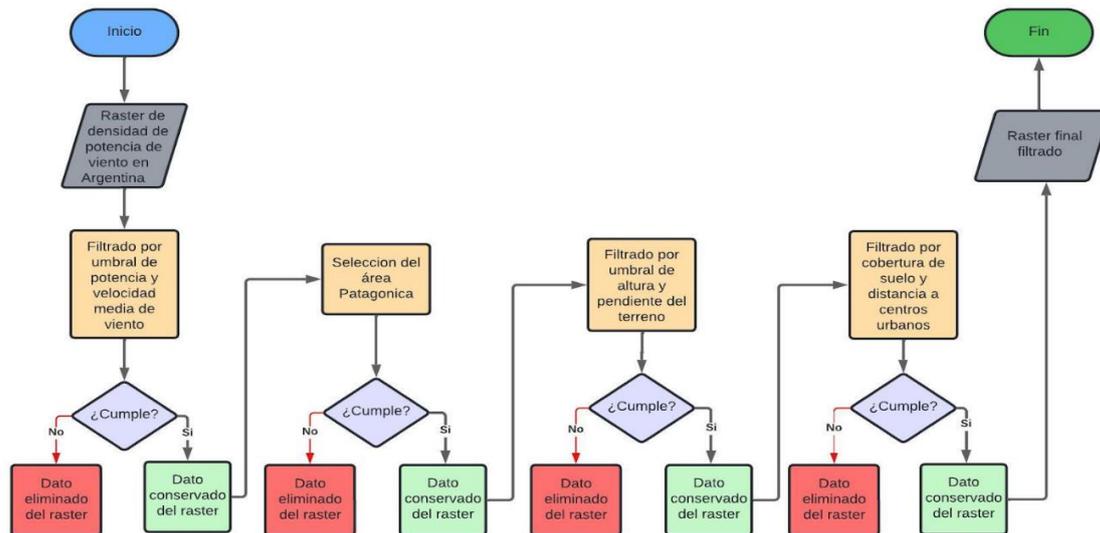


Figura 2. Metodología empleada en GEE para el proceso de filtrado y evaluación [elaboración propia].

Por último, el tercer paso del filtrado considera cuestiones medioambientales, la reducción del impacto de las instalaciones y en las urbanizaciones adyacentes [23]. Para ello, se obtienen los datos de cobertura de suelo para cada región del país [24]. Luego, se utiliza la codificación de cada área prevista por la capa raster para descartar áreas de producción agrícola intensa, bosques, espejos

de agua, urbanizaciones, entre otros, y conservar solo los lugares donde la superficie vegetal es menor al 60%, zonas áridas y de matorrales. También, se localizan las áreas urbanas de Argentina y se delimita un perímetro de 10 km. alrededor de ellas, ya que no es recomendable la instalación de aerogeneradores dentro de ese límite [25].

3. RESULTADOS

La Figura 3 presenta los resultados obtenidos con el software GEE que permiten visualizar la velocidad media del viento (a) y la densidad de potencia esperada (b) en todo el territorio argentino. En la Figura 3 (a), es de notar que la velocidad media del viento es mejor en la Patagonia, sur de Buenos Aires y el Mar Argentino. También, en la Figura 3 (b) puede verse que la densidad de potencia es mucho mejor al sur del país, aunque también lo es a lo largo de la cadena montañosa que conforma la Cordillera de los Andes.

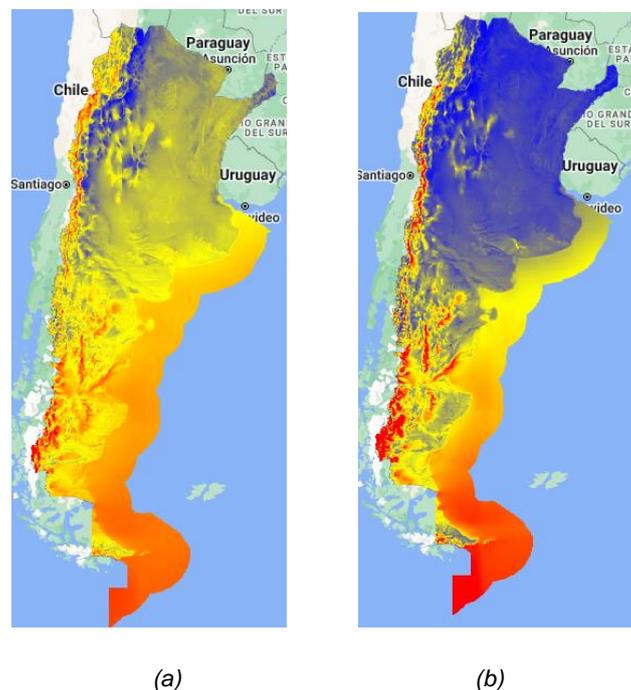


Figura 3. (a) Velocidades promedio de viento y (b) densidades promedio de potencia en Argentina. El rango de valores se señala con colores que van del azul al amarillo y del amarillo al rojo, de menor a mayor. Estos señalan, para (a) una velocidad promedio entre 0 y 16 m/s, y para (b) una densidad promedio de potencia entre 0 y 2200 W/m² [elaboración propia].

En la Figura 4, se muestra la densidad media de potencia en el área obtenida luego de aplicar el primer filtro que se menciona en la Subsección 2.2. El filtrado, en esta visualización, cumple con los dos requisitos de incorporar regiones con velocidades promedio de viento mayores a 7 m/s y densidades promedio de potencia mayores a 450 W/m². Con este primer filtro, se considera oportuno utilizar el área patagónica correspondiente a Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego para el análisis subsecuente. Esto es visible por la gran superficie disponible para la obtención del recurso eólico. Cabe destacar que se analizan solamente las condiciones en tierra (*onshore*) y se relegan para un análisis futuro los recursos en el Mar Argentino (*offshore*).

Luego, la Figura 5 muestra el raster de densidad de potencia media considerando (a) solo las provincias involucradas en el análisis y (b) el segundo filtrado mencionado en la Subsección 2.2, que considera las condiciones de terreno, esto es, áreas con alturas que no excedan los 1000 mts. y donde la pendiente de inclinación es menor a 5%. El raster de la Figura 4 (b) presenta un resumen

de lo realizado hasta aquí, ya que incluye todos los filtros aplicados anteriormente. A partir de esta figura, es de notar que se descartan áreas como las que incluyen a la zona cordillerana. El tercer y último filtrado mencionado en la Subsección 2.2 consiste en utilizar aquellas zonas donde la cobertura del suelo y la presencia de centros urbanos limitan la instalación de aerogeneradores. En la Figura 6, se observan los rasters de cobertura de suelo (a) y zonas urbanas (b) de Argentina.

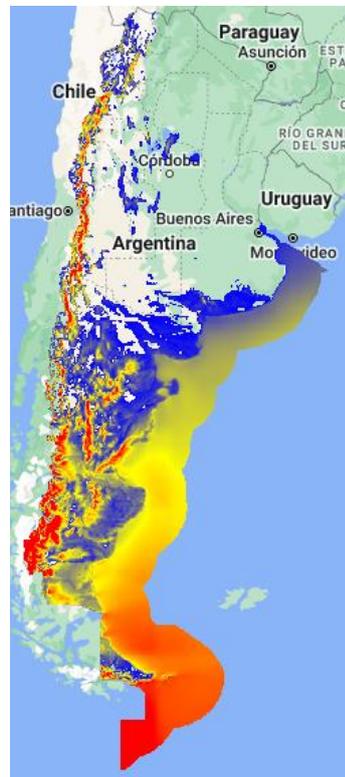


Figura 4. Densidad media de potencia en Argentina luego del primer filtrado. El rango de valores se señala con colores que van del azul al amarillo y del amarillo al rojo, de menor a mayor. Estos señalan la densidad promedio de potencia entre 450 y 2200 W/m² [elaboración propia].

Se obtiene, a través del último filtro, el área definitiva de análisis que cumple con las condiciones señaladas en la Subsección 2.2. En la Figura 7, se muestra entonces el raster de densidad de potencia media filtrado por velocidad media, acotado al área patagónica continental, filtrado por altura, pendiente de terreno, tipo de cobertura de suelo y distancia a centros urbanos.

Para proseguir con el análisis, se vectoriza el área que cumple con todos los requisitos y filtros establecidos. Esto permite determinar el área efectiva que cada provincia aporta, de acuerdo a su potencial eólico, para la implantación de parques aerogeneradores. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 1, donde se colocan las provincias patagónicas, el área de cada una, el área calculada con potencial para la generación eólica en cada una, el porcentaje que representa en cada una respecto del total de su superficie y el porcentaje de área total factible patagónica.

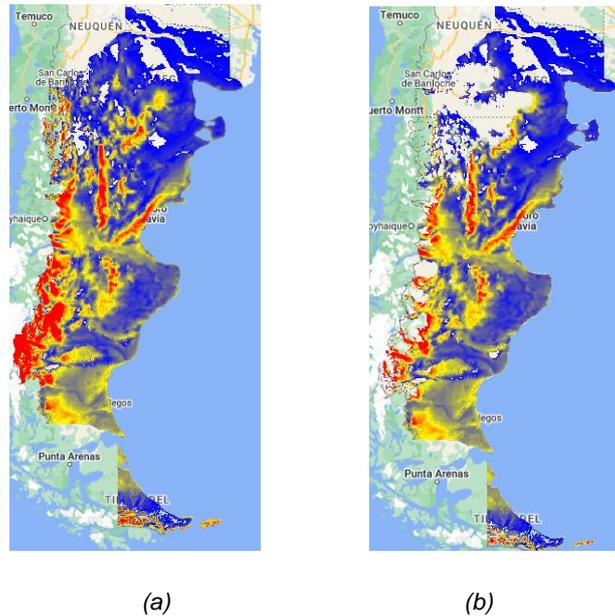


Figura 5. Densidad media de potencia (a) con las provincias seleccionadas para analizar y (b) el segundo filtrado. El rango de valores se señala con colores que van del azul al amarillo y del amarillo al rojo, de menor a mayor. Estos señalan la densidad promedio de potencia entre 450 y 2200 W/m² [elaboración propia].

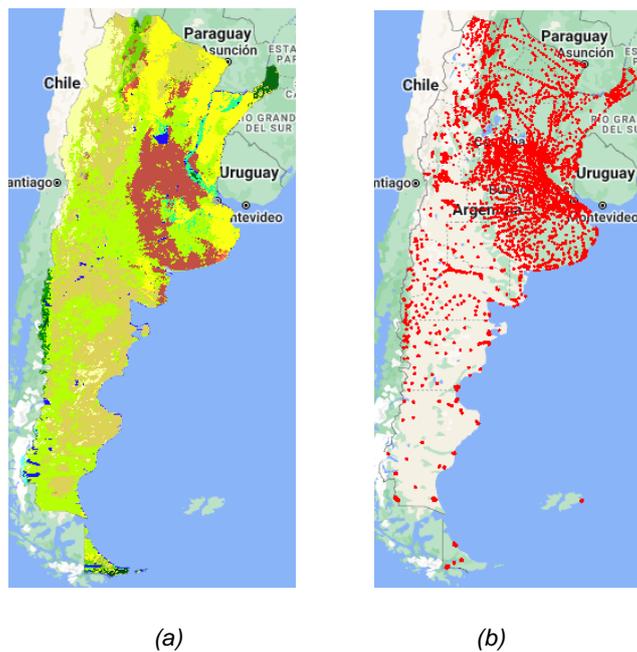


Figura 6. (a) Cobertura de suelos y (b) centros urbanos en Argentina [elaboración propia].

Como se puede observar, todas las provincias tienen un porcentaje amplio de potencial eólico para la instalación de parques aerogeneradores. Se destaca el caso de Santa Cruz, donde más de un 75% de la superficie provincial tiene el potencial para convertirse en un área para la generación de energía eólica. Además, es notable que casi el 64% del área analizada cumple con las condiciones requeridas. Esto impulsa a proseguir con futuras investigaciones que se orienten a determinar la viabilidad económica y técnica de instalar parques aerogeneradores en la región patagónica.

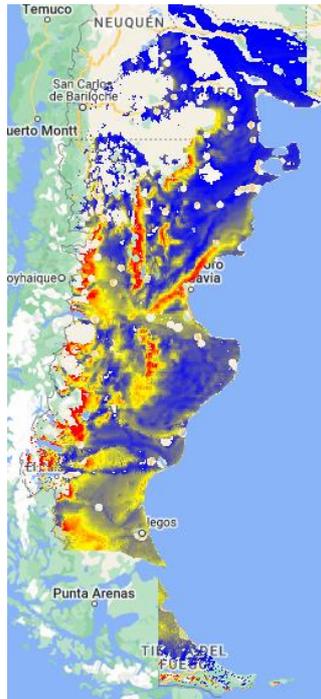


Figura 7. Densidad media de potencia en Argentina luego del último filtrado. El rango de valores se señala con colores que van del azul al amarillo y del amarillo al rojo, de menor a mayor. Estos señalan la densidad promedio de potencia entre 450 y 2200 W/m² [elaboración propia].

Tabla 1. Área con potencial eólico discernida por provincia [elaboración propia]

Provincia	Río Negro	Chubut	Santa Cruz	Tierra del Fuego	TOTALES
Área superficial continental [Km ²]	203.013	224.688	243.943	21.263	692.907
Área con potencial eólico [Km ²]	98.672	146.475	187.316	8.337	440.800
Porcentaje área [%]	48,60	65,19	76,79	39,21	63,62

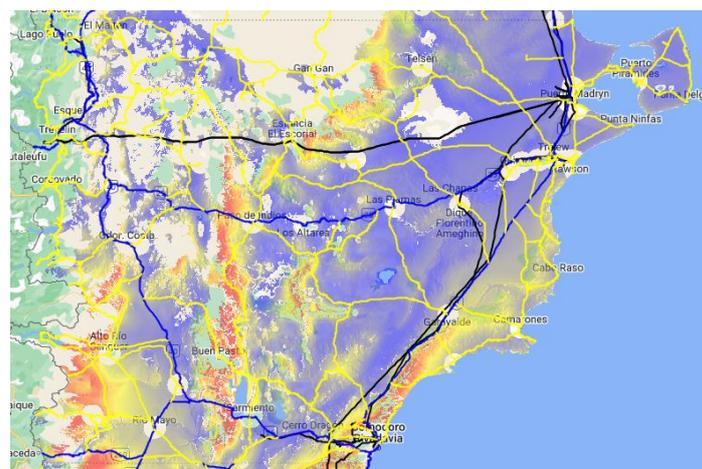


Figura 8. Densidad media de potencia (transparente) en la provincia de Chubut identificando las líneas de alta tensión (negro) y las rutas nacionales y provinciales (azul y amarillo, respectivamente) [elaboración propia].

En futuros análisis, quedan otros aspectos por evaluar. Si se considera la extensión de las provincias en el sur de Argentina, se torna relevante contemplar en el análisis la cercanía a carreteras y tendidos eléctricos. En la Figura 8, se puede observar la provincia de Chubut con las líneas de alta tensión y las rutas nacionales y provinciales que hacen contraste con el área con potencial eólico [25]. Este tipo de estudio permitirá analizar la viabilidad de instalar parques aerogeneradores a la vez que se contempla la posibilidad de inyectar la energía directamente a la red, los costos asociados al transporte de la energía, el mantenimiento de las turbinas, etc. Otra posible línea de investigación consiste en estudiar con detenimiento la zona donde se podrían instalar los parques aerogeneradores, la disposición de las turbinas y el tipo de turbina eólica a seleccionar [26].

4. CONCLUSIONES

Este trabajo evalúa el potencial eólico de Argentina con el fin de identificar áreas adecuadas para la instalación de parques aerogeneradores. Los objetivos principales incluyeron la determinación del potencial eólico en distintas regiones y el análisis de la viabilidad de establecer granjas de aerogeneradores. El estudio ha identificado regiones con alto potencial eólico, considerando factores como la velocidad del viento, la densidad media de potencia, la altura del terreno, la inclinación, la cobertura del suelo y las zonas urbanas, utilizando la herramienta GEE y datos del GWA.

Las conclusiones indican que Argentina posee un potencial eólico significativo, especialmente en la región patagónica. Sin embargo, se subraya la necesidad de realizar un análisis exhaustivo que contemple todos los factores mencionados para lograr la diversificación de la matriz energética de Argentina. Futuras líneas de investigación podrían ahondar en áreas concretas a analizar con series de datos temporales, selección de las turbinas a colocar según el tipo de característica de viento, disposición óptima de parque y sus turbinas en él, y a posterior evaluar las potencias eléctricas resultantes de esos parques. Se recomienda con énfasis realizar mediciones en los terrenos elegidos para montar parques eólicos. Esto también será una condición necesaria para que los fondos de inversión realicen sus desembolsos.

5. REFERENCIAS

- [1] J. P. Ríos-Ocampo, S. Arango-Aramburo, and E. R. Larsen, "Renewable energy penetration and energy security in electricity markets," *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 12, pp. 17767–17783, Oct. 2021, doi: 10.1002/er.6897.
- [2] C. R. Kumar. J and M. A. Majid, "Renewable energy for sustainable development in India: current status, future prospects, challenges, employment, and investment opportunities," *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 10, no. 1, p. 2, Dec. 2020, doi: 10.1186/s13705-019-0232-1.
- [3] F. Mneimneh, H. Ghazzawi, M. Abu Hejjeh, M. Manganelli, and S. Ramakrishna, "Roadmap to Achieving Sustainable Development via Green Hydrogen," *Energies*, vol. 16, no. 3, p. 1368, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031368.
- [4] D. J. Arent, A. Wise, and R. Gelman, "The status and prospects of renewable energy for combating global warming," *Energy Econ.*, vol. 33, no. 4, pp. 584–593, Jul. 2011, doi: 10.1016/j.eneco.2010.11.003.
- [5] S. Vares, T. Häkkinen, J. Ketomäki, J. Shemeikka, and N. Jung, "Impact of renewable energy technologies on the embodied and operational GHG emissions of a nearly zero energy building," *J. Build. Eng.*, vol. 22, pp. 439–450, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.jobe.2018.12.017.
- [6] C. Pappas, C. Karakosta, V. Marinakis, and J. Psarras, "A comparison of electricity production technologies in terms of sustainable development," *Energy Convers. Manag.*, vol. 64, pp. 626–632, Dec. 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2012.06.006.

- [7] A. Markandya and P. Wilkinson, "Electricity generation and health," *Lancet*, vol. 370, no. 9591, pp. 979–990, Sep. 2007, doi: 10.1016/S0140-6736(07)61253-7.
- [8] F. Martins, C. Felgueiras, M. Smitkova, and N. Caetano, "Analysis of Fossil Fuel Energy Consumption and Environmental Impacts in European Countries," *Energies*, vol. 12, no. 6, p. 964, Mar. 2019, doi: 10.3390/en12060964.
- [9] S. A. Sarkodie, S. Adams, and T. Leirvik, "Foreign direct investment and renewable energy in climate change mitigation: Does governance matter?," *J. Clean. Prod.*, vol. 263, p. 121262, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121262.
- [10] G. BoroumandJazi, B. Rismanchi, and R. Saidur, "Technical characteristic analysis of wind energy conversion systems for sustainable development," *Energy Convers. Manag.*, vol. 69, pp. 87–94, May 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.01.030.
- [11] M. Caduff, M. A. J. Huijbregts, H.-J. Althaus, A. Koehler, and S. Hellweg, "Wind Power Electricity: The Bigger the Turbine, The Greener the Electricity?," *Environ. Sci. Technol.*, vol. 46, no. 9, pp. 4725–4733, May 2012, doi: 10.1021/es204108n.
- [12] M. Recalde, "Wind power in Argentina: Policy instruments and economic feasibility," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 11, pp. 5908–5913, Jun. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.12.114.
- [13] Q. Tang, J. Wu, J. Xiao, F. Zhou, and X. Wu, "A Case Study of Renewable Energy Resources Assessment Results in Argentina," in *2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, May 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/CIEEC50170.2021.9510993.
- [14] N. Gorelick, M. Hancher, M. Dixon, S. Ilyushchenko, D. Thau, and R. Moore, "Google Earth Engine: Planetary-scale geospatial analysis for everyone," *Remote Sens. Environ.*, vol. 202, pp. 18–27, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.rse.2017.06.031.
- [15] A. Velastegui-Montoya, N. Montalván-Burbano, P. Carrión-Mero, H. Rivera-Torres, L. Sadeck, and M. Adami, "Google Earth Engine: A Global Analysis and Future Trends," *Remote Sens.*, vol. 15, no. 14, p. 3675, Jul. 2023, doi: 10.3390/rs15143675.
- [16] N. N. Davis *et al.*, "The Global Wind Atlas: A High-Resolution Dataset of Climatologies and Associated Web-Based Application," *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, vol. 104, no. 8, pp. E1507–E1525, Aug. 2023, doi: 10.1175/BAMS-D-21-0075.1.
- [17] S. B. K. Hansen, "Guidance on Mesoscale Wind Mapping," 2024. [Online]. Available: <http://documents.worldbank.org/curated/en/487951544824248725/Guidance-on-Mesoscale-Wind-Mapping>
- [18] R. L. Mendizaba and Consuelo Alonso, *Con el viento a favor = With a fair wind*. Madrid Fundación Esteyco, 2015.
- [19] P. Burrough, R. A. McDonnell, and C. D. Lloyd, *Principles of geographical information systems*. USA: Oxford University Press, 2015.
- [20] H. Cetinay, F. A. Kuipers, and A. N. Guven, "Optimal siting and sizing of wind farms," *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 51–58, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.08.008.
- [21] N. E. Benti *et al.*, "Site suitability assessment for the development of wind power plant in Wolaita area, Southern Ethiopia: an AHP-GIS model," *Sci. Rep.*, vol. 13, no. 1, p. 19811, Nov. 2023, doi: 10.1038/s41598-023-47149-x.
- [22] E. G. Jarvis, A., H.I. Reuter, A. Nelson, "Hole-filled SRTM for the globe Version 4, available from the CGIAR-CSI SRTM 90m Database," 2008. [Online]. Available: <https://srtm.csi.cgiar.org>
- [23] and A. Ş. Ayalke, Zelalem Getachew, "Site selection for wind farms using geographic information system with best-worst method: A case study Amhara Region of Ethiopia," *Adv. L. Manag.*, vol. 2, no. 2, pp. 69–78, 2022, [Online]. Available: <https://publish.mersin.edu.tr/index.php/alm/article/view/624>
- [24] USGS and NASA, "MCD12Q1 v061," *MODIS/Terra+Aqua Land Cover Type Yearly L3 Global 500 m SIN Grid*. <https://lpdaac.usgs.gov/products/mcd12q1v061/>
- [25] Ministerio de Defensa de Argentina, "CAPAS SIG," *Informacion Geoespacial*, 2024. <https://www.ign.gov.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG>
- [26] IEC, *Wind turbines part 1: Design requirements*. ISBN 978-2-8322-6571-0, 2005.

REUTILIZACION DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS CON TRIZADURA DE CRISTAL

Rojo, Jeremias^a, Ariel Graziani^b, Speroni, Alejandro^b

^a Universidad Siglo 21
rojojeremias@gmail.com

^b Universidad Siglo 21

RESUMEN

En Argentina existen más de 50 parques solares en operación. La energía solar pasó de representar el 1% del total de la energía renovable en 2013 al 18% en lo que va del 2024. Para 2050 se espera una generación de 78 millones de toneladas a nivel mundial de residuos fotovoltaicos representando un valor de 15 mil millones de dólares. El artículo tiene como objetivo comparar el rendimiento energético de una instalación solar fotovoltaica (FV) realizada utilizando paneles solares recuperados que fueron descartados, por contar con fallas, durante la construcción de un parque solar en la provincia de Córdoba, versus el rendimiento teórico que debería tener la instalación, calculado mediante un método analítico y el software SOLARGIS para diseño de instalaciones solares. El rendimiento de la instalación FV prototipo fue determinada mediante el software de seguimiento del inversor GROWATT permitiendo analizar en tiempo real la cantidad de energía generada. Los paneles solares utilizados tenían daños menores en sus vidrios y antes de ser utilizados se sometieron a un tratamiento de impermeabilización para sellar las grietas y permitir el ingreso de la luz solar. Los resultados fueron comparados con el rendimiento teórico de una instalación equivalente con paneles sanos. La energía eléctrica generada por los módulos FV dañados representó un 51% respecto a la de los módulos sanos. Si bien este valor no resulta óptimo para la reutilización de estos en parques solares, se considera suficiente para su aprovechamiento en instalaciones de menor exigencia (domiciliaria, urbana, rural) ya que continúan generando energía. Su reutilización promueve un beneficio ambiental positivo y un impacto favorable desde el punto de vista social y de la economía circular.

Palabras clave: Módulos solares fotovoltaicos, Reutilización, Energía solar fotovoltaica, Economía circular.

Área temática: Energía y Medio Ambiente. Desafíos para las ciudades.

Categoría del trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

El artículo tiene como objetivo comparar el rendimiento energético de una instalación solar fotovoltaica (FV) realizada utilizando paneles solares recuperados que fueron descartados después de sufrir daño en sus cristales, durante la construcción de un parque solar en la provincia de Córdoba, versus el rendimiento teórico de una instalación de igual potencia con paneles sanos, calculado mediante un método analítico y a través del software SOLARGIS para diseño de instalaciones solares.

Teniendo en cuenta que en el mundo y en Argentina, la energía solar fotovoltaica está creciendo a gran escala, según fuentes oficiales de CAMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) en nuestro país existen más de 50 parques solares en operación y la energía solar pasó de representar el 1% del total de la energía renovable en 2013, al 18% en lo que va del 2024.

Si bien estos datos son alentadores y existe un consenso general sobre el impacto ambiental positivo que tiene la energía solar fotovoltaica (FV) frente a las fuentes de energía convencional, actualmente no existe una solución precisa sobre el problema ambiental que generan los módulos solares FV descartados ya que estos residuos no presentan un destino final adecuado, y por sus componentes químicos y eléctricos, se consideran residuos peligrosos. Según la agencia internacional de la energía (AIE), para el año 2050 se espera una generación de 78 millones de toneladas a nivel mundial de materiales resultantes de residuos fotovoltaicos, representando un valor de 15 mil millones de dólares.

Teniendo en cuenta la situación actual y considerando que la falta de una solución a la disposición final de los paneles solares FV significa un daño ambiental significativo, la reutilización de estos podría ser una alternativa que permita: Por un lado, mitigar el impacto ambiental negativo de sus residuos contaminantes y por el otro generar un beneficio social y económico permitiendo su aprovechamiento en instalaciones con menores exigencias energéticas.

2. PROCEDIMIENTOS, EQUIPOS, Y MÉTODOS

Para el análisis de sus daños, y la posterior instalación prototipo se realizaron los siguientes pasos:

2.1. Revisión y análisis de daños

De un parque solar de 35MW y 100.000 paneles solares, ubicado en la provincia de Córdoba, funcionando desde el año 2023, se descartaron 245 paneles, de los cuales se seleccionaron 6 para la presente investigación. Los mismos se encontraban almacenados en contenedores dentro de las instalaciones de la empresa integradora.

Para realizar la instalación solar FV se utilizaron paneles solares clasificados bajo la categoría de “daño menor /vidrio roto/trizadura de vidrio” descartados en alguna de las etapas del proceso de construcción del parque, ya que las exigencias de calidad de este tipo de proyectos no permiten la utilización de estos por normativa de calidad y rendimiento de generación.

2.2. Recuperación de los paneles solares.

Antes de comenzar la recuperación de los módulos se realizó un segundo control de estos con el objeto de descartar la presencia de otro tipo de daños y el buen estado de: fichas de conexión, marcos, etc.

En primer lugar y antes de comenzar con el proceso de recuperación, los módulos se apoyaron en una base fija manteniéndose en una posición horizontal a 0° y se procedió a la limpieza general de los mismos. Posterior al proceso de la limpieza se comenzó con la metodología de recuperación pintando con **pintura poliuretánica transparente**, vertiendo en pequeñas cantidades de pintura en la cara frontal (vidrio superior) de los paneles, que luego eran esparcidas con la ayuda de espátulas de plástico buscando sellar las fisuras del panel y obteniendo una mayor adherencia del producto. Solo se aplicó una capa de pintura. Una vez tratado cada módulo con su respectiva pintura, los mismos se colocaron por 15hs en una zona libre de polvo para secar la pintura.

2.3. Montaje de equipos y paneles

La instalación solar se construyó utilizando 6 paneles; 4 de 395W, 1 de 390W y 1 de 400W todos de la marca JETION, logrando una potencia pico máxima de 2370W. El inversor que transforma la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna es de marca GROWATT del tipo monofásico de 2.000W modelo MIC2000TL-X.

Además de los paneles y el inversor también se colocaron las protecciones de corriente continua (térmica y descargador de sobretensión) y de corriente alterna (Térmica, interruptor diferencial y descargador de sobretensión).

Antes de realizar el montaje de los paneles se midió la tensión de circuito abierto de cada panel, obteniendo tensiones muy similares a las indicadas por el fabricante (Tabla 1). La conexión de los paneles entre sí es en serie, es decir el conector positivo de un panel se conecta al conector negativo del siguiente y de esa forma hasta terminar la serie.

Con el fin de disminuir los costos de construcción de la instalación y aprovechando que el techo del edificio en donde se realizó la instalación contaba con una inclinación de 35°, los paneles se montaron sobre una estructura coplanar sobre el techo respetando la orientación original del edificio (desviación de 30° respecto al norte).

Tabla 1 **Parámetros eléctricos de los paneles para condiciones estándar** [Data Sheet Jetion]

					Coeficientes de temperatura datasheet		
Potencia (Wp)	Voc	Isc	Vmp	Imp	(γ Pmp)	(β Voc)	(α Isc)
390	48,4	10,16	40,5	9,64	-0.35%/°C	-0.30%/°C	0.05%/°C
395	48,6	10,23	40,7	9,71	-0.35%/°C	-0.30%/°C	0.05%/°C
395	48,6	10,23	40,7	9,71	-0.35%/°C	-0.30%/°C	0.05%/°C
395	48,6	10,23	40,7	9,71	-0.35%/°C	-0.30%/°C	0.05%/°C
395	48,6	10,23	40,7	9,71	-0.35%/°C	-0.30%/°C	0.05%/°C
400	48,9	10,29	41	9,76	-0.35%/°C	-0.30%/°C	0.05%/°C

2.4. Determinación del rendimiento de la instalación

Para determinar el rendimiento de la instalación se utilizó el software Server Growatt desarrollado por el fabricante del inversor.

La instalación se materializó a fines de diciembre, por lo tanto, se consideran como meses de comparación enero y febrero. Los meses de marzo y abril no se consideran, debido a que desde el 16 de marzo se colocó un power meter (medidor de energía) que permite limitar la energía generada, evitando que el inversor inyecte energía a la red eléctrica.

2.5. Estimación de la energía generada

La investigación determinó sus resultados mediante dos métodos:

- 1) El método analítico tradicional que tienen en cuenta los datos nacionales de radiación y,
- 2) Utilizando un software de diseño y estimación de generación de energía solar fotovoltaica de uso habitual en proyectos de gran envergadura a nivel internacional.

3. RESULTADOS

Durante el mes de enero la energía total generada fue de 192,6 kWh, mientras que en febrero fue de 163,7 kWh (Figura 1).

En el mes de febrero el día de mayor generación fue el 14 de febrero, registrando una generación de energía diaria total de 8,2 kWh y una potencia máxima de 1241,3 W, mientras que el 15 de febrero la energía total generada fue de 8,1kWh y la potencia máxima 1087,5 W (Figura 2).

En carácter opuesto, el 25 de febrero fue el día que menor cantidad de energía, se generaron 1,6 kWh con una potencia máxima de 364,3 W.

Teniendo en cuenta el estado del tiempo y considerando las mediciones tomadas por la estación meteorológico más cercana a la instalación (6,64km), perteneciente al ministerio de agroindustria de la provincia de Córdoba, la radiación promedio para el día 14 de febrero fue de 522,2 W/m², el 15 de febrero 528 W/m² mientras que el 25 de febrero fue de 101 W/m². Estos valores guardan cierta relación con la generación de energía y demuestran claramente que el sistema generó menor energía los días de menor radiación y mayor energía los de mayor radiación.

Con el software de seguimiento del inversor es posible conocer la cantidad de energía generada por día y por mes, por lo tanto, en la figura 1 se puede observar la cantidad de energía generada en los meses de enero y febrero, mientras que en la figura 2 se muestra la curva de generación diaria.

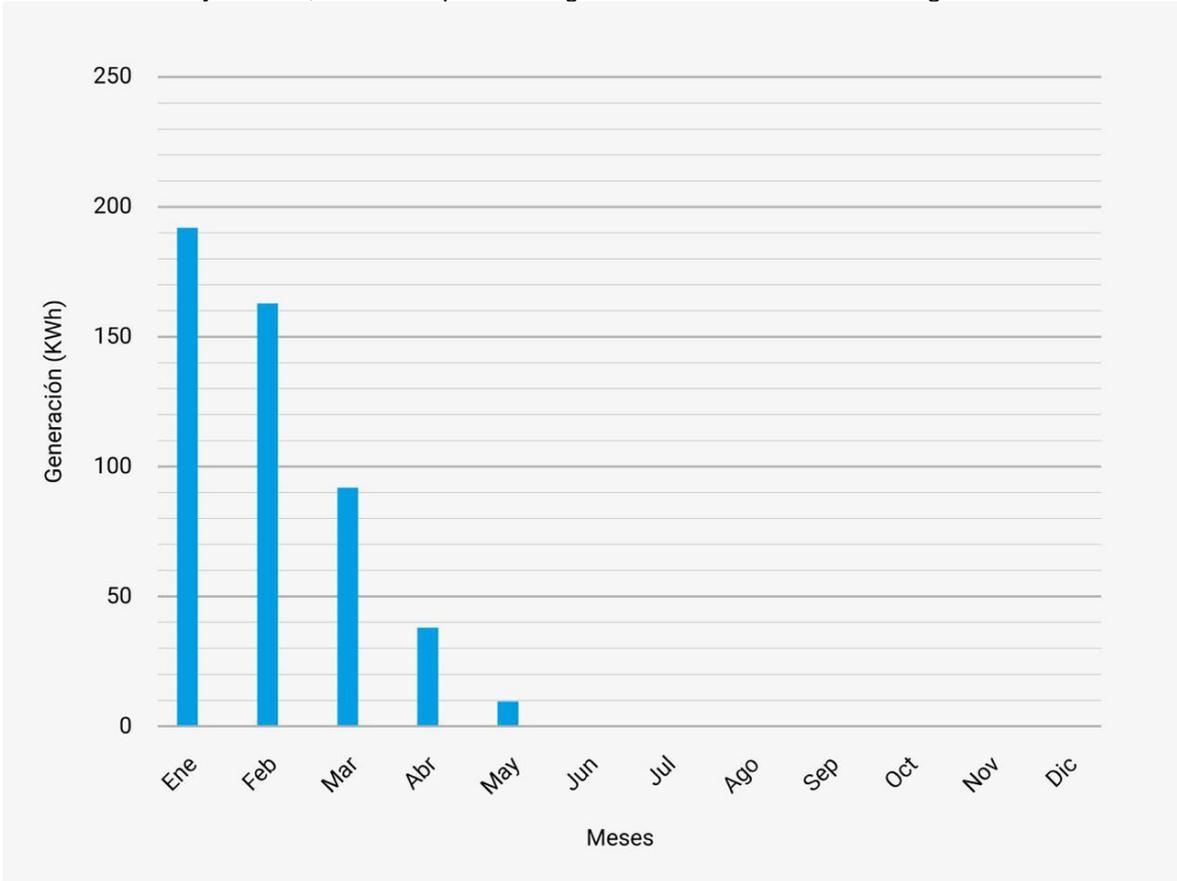


Figura 1 Generación mensual de energía real. [Growatt Shine]

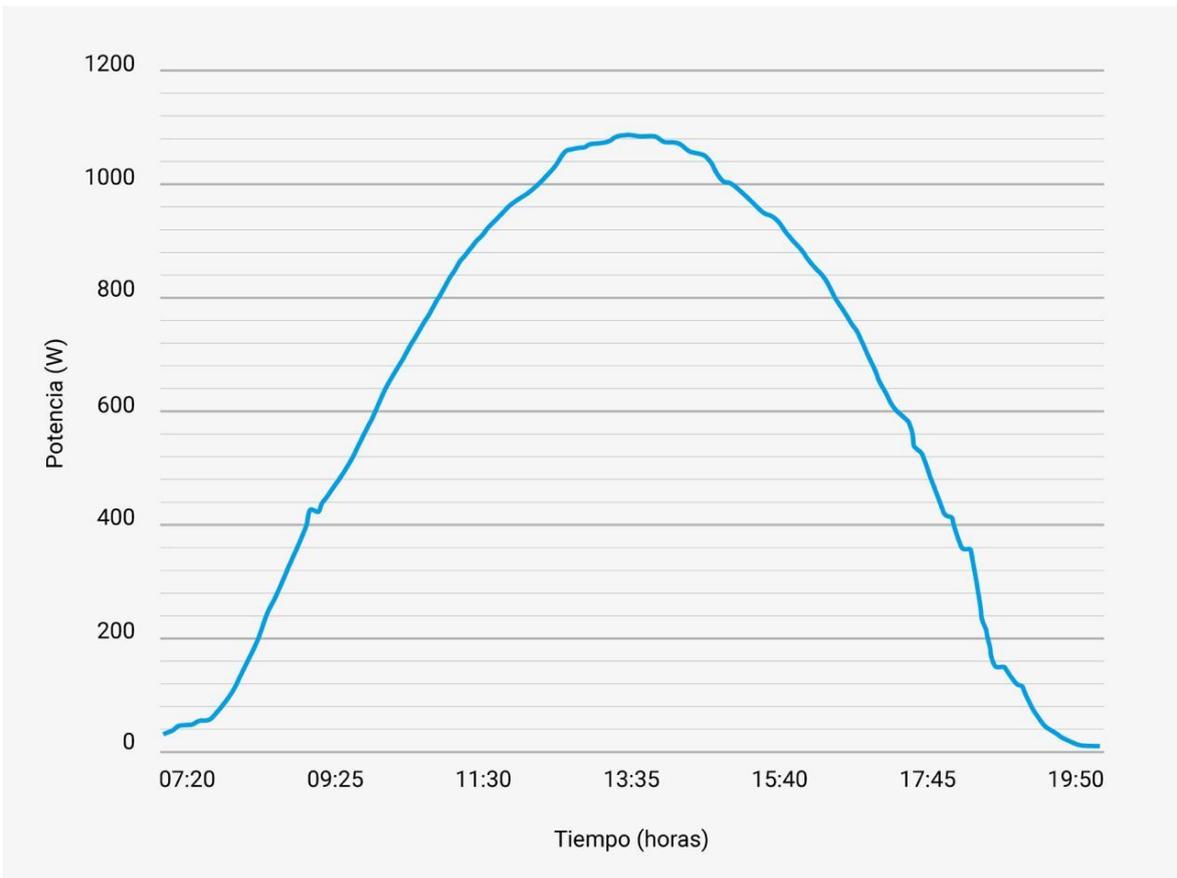


Figura 2 Generación FV correspondiente al 15 de febrero. [Growatt Shine]

3.1. Cálculo del rendimiento teórico mediante método analítico

Es fundamental conocer la cantidad de energía que generará por año la instalación fotovoltaica, ya que este valor permitirá saber cuánta energía se ahorrará en el caso de las instalaciones con autoconsumo y para el caso de las instalaciones sin autoconsumo cuánta energía se comercializará. En función de la inversión es la precisión necesaria al momento de estimar el rendimiento energético de la instalación.

Existen formas analíticas de obtener el valor de la generación mensual pero también pueden utilizarse software, el más utilizado es el PVSyst aunque también puede realizarse mediante PVsol, SunnyDesign, Cypacad entre otros. Para realizar los cálculos de estimación de energía mensual generada, se realiza de forma analítica con la ecuación (1), la cual permite determinar la energía generada teniendo en cuenta, la potencia pico de los paneles solares (P_{mp}) en kWp, la irradiación solar en el plano inclinado del mes a calcular teniendo en cuenta los factores de corrección de azimut e inclinación medida en kWh/m² día (HT), el rendimiento energético de la instalación (PR), la constante solar en kWh/m² (G_{cem}) y por último la cantidad de días por mes (n).

$$E = \frac{(P_{mp} \times HT \times Pr)}{G_{cem}} \times n \quad (1)$$

Para determinar la irradiación en el plano inclinado correspondiente a cada mes del año, se utilizaron los valores de irradiación de las tablas de Grossi Gallegos y sus correspondientes factores de corrección de azimut e inclinación para cada mes (Tabla 2).

Para realizar este cálculo, se considera que la potencia pico en corriente continua del sistema es de 2.340 W (teniendo en cuenta que los módulos instalados son de tres potencias distintas, se considera que el sistema está construido con 6 módulos de 390W nuevos sin ningún tipo de daño), que la irradiación para la ciudad de Córdoba en el mes de enero es de 6.30kWh/m² día y en febrero de 5.70kWh/m² día, estos valores se corrigen teniendo en cuenta un azimut de 30° y una inclinación del techo de 35° (Tabla 2). Por último, se adopta que el rendimiento energético de la instalación (PR) de 0.9, de esta forma se obtiene una generación teórica de 366.06kWh en el mes de enero y 319.31kWh en el mes de febrero.

En la figura 3 se pueden observar la cantidad de energía generada para cada mes del año teniendo en cuenta la irradiación para Córdoba y sus correspondientes factores de corrección.

Tabla 2 Valores de Transposición para 30° de azimut en Córdoba [Atlas de la energía solar de la República Argentina. Hugo Grossi Gallegos]

β	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
35	0.89	0.95	1.03	1.15	1.33	1.38	1.34	1.21	1.07	0.97	0.91	0.88	1.09

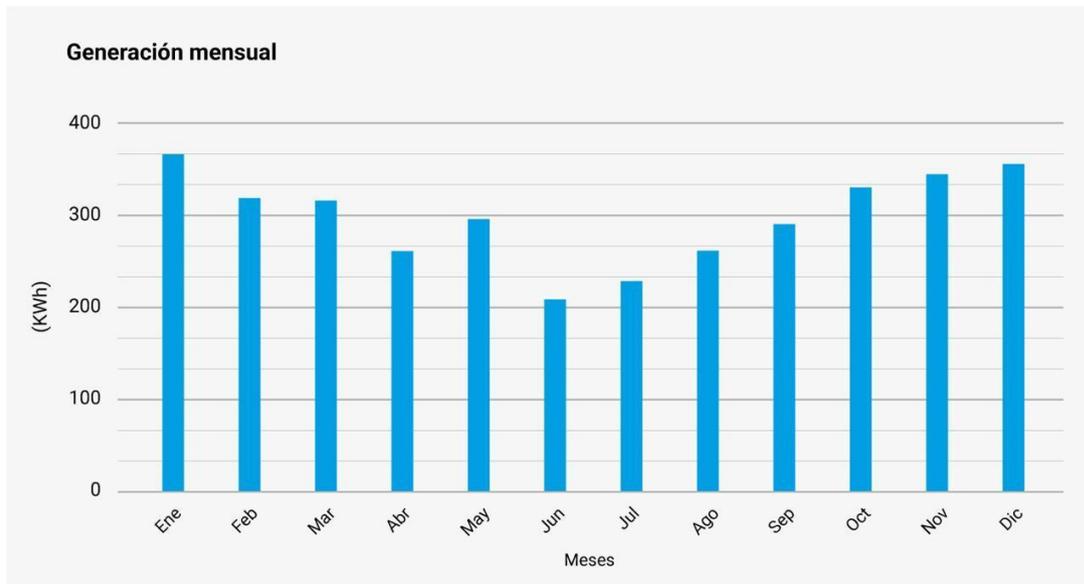


Figura 3 Generación mensual de energía teórica. [Elaboración propia]

3.2. Cálculo del rendimiento teórico mediante SOLARGIS

Solargis es un Software desarrollado para brindar datos exactos de los recursos solares, permitiendo a las grandes empresas planificar y modelar sus proyectos de energía renovable utilizando datos validados y confiables.

Teniendo en cuenta la ubicación de la instalación, la forma en que fueron colocados los módulos (inclinación 35° y azimut 30°) y potencia total del sistema fotovoltaico (2340 Wp), el software nos brinda la información de la energía que generaría la instalación cada mes y por año, siendo 350 kWh para el mes de enero y 290 kWh en febrero, valores que se aproximan bastante a los obtenidos mediante el método analítico (Figura 4).

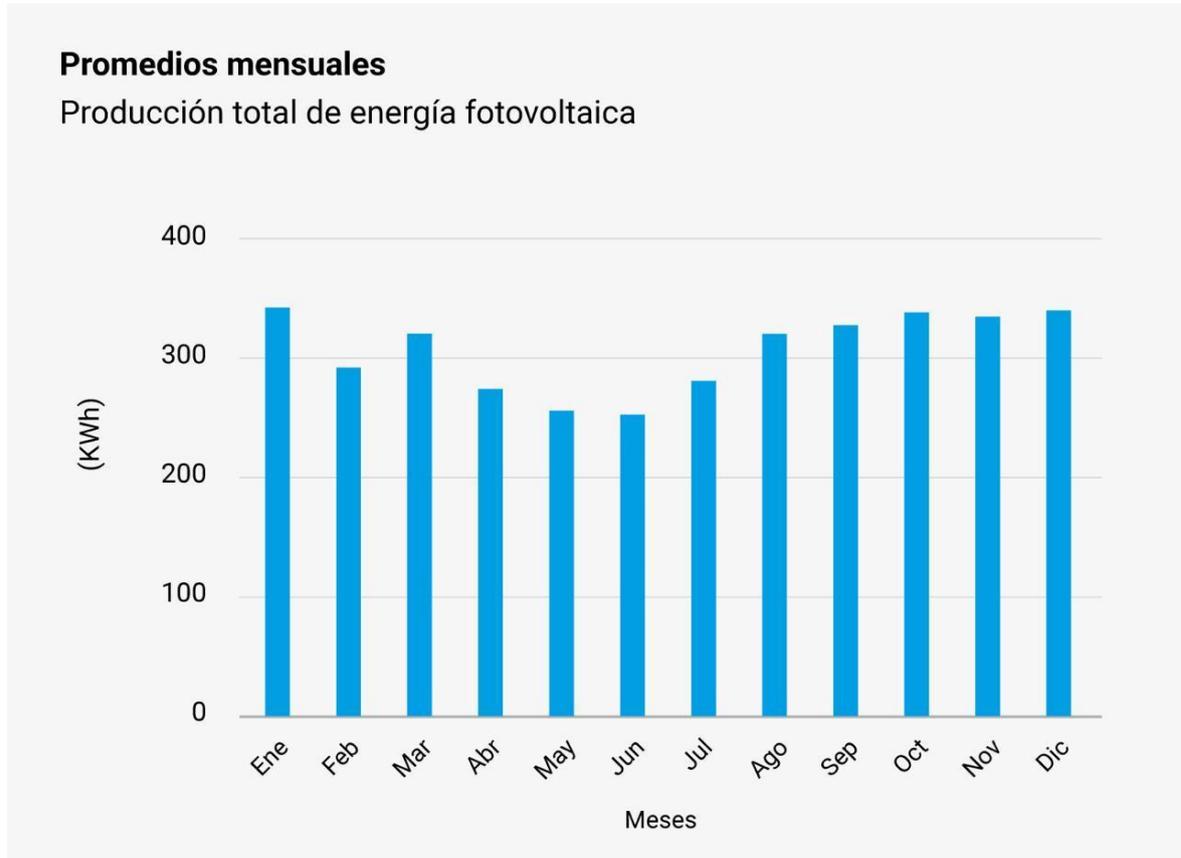


Figura 4 Generación mensual de energía teórica según SOLARGIS. [SOLARGIS]

5. CONCLUSIÓN.

El prototipo fue construido utilizando paneles solares FV con daños en sus vidrios (vidrio trizado) y descartados en la construcción del parque solar, sometidos a un tratamiento de recuperación con una película que permite generar una capa impermeable que sella de forma definitiva las roturas y fisuras del vidrio superior, haciendo factible que los módulos fotovoltaicos puedan ser reutilizados en instalaciones que requieran menores valores de potencia.

De acuerdo con la comparación entre los valores de generación real y los teóricos (considerando una instalación con paneles nuevos), para los meses de enero y febrero, en donde se esperaba una generación de 366.06kWh y 319.31kWh respectivamente, la instalación construida con los paneles recuperados generó 192.6kWh en enero y 163.7kWh en febrero. Teniendo en cuenta estos valores se puede afirmar que la relación entre la energía real generada y la energía teórica esperada representa el 52% de la teórica, tanto para los meses de enero como febrero de 2024.

Si bien los valores de generación de energía son considerablemente menores, la reutilización permitiría ayudar a las empresas que desarrollan parques solares a mitigar problemas ambientales, reduciendo el potencial impacto de sus residuos electrónicos, promoviendo el cumplimiento de las normativas internacionales de protección del medio ambiente. Por último y no menos importante el aprovechamiento de dispositivos de generación eléctrica, da la posibilidad de energizar otro tipo de actividades, generando impactos positivos a nivel económico, social y ambiental.

Es importante tener en cuenta que para el caso de los proyectos de generación renovable regulados por la secretaría de energía de la nación (generación distribuida), la normativa específica claramente que los paneles deben cumplir con normas de calidad y seguridad (IRAM 210013-17 o IEC 61215-

1/2:2016 o IEC 612015:2005 y la IEC 61730), que para el caso de los paneles recuperados sería difícil de certificar.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] González Cano, M; Moretón, A. (2020). "Estudio económico de la reutilización de paneles solares en pequeñas instalaciones fotovoltaicas". *XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*. España.
- [2] Reguera Gil, Francisco Jesús. (2015). "Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos". Edición electrónica. 978-84-7993-682-2. Editorial. Universidad Internacional de Andalucía.
- [3] Juan Pablo Romero Campos. (2019). "Análisis ciclo de vida y económico aplicado a la reutilización y reciclaje de paneles solares fotovoltaicos". Santiago de Chile.
- [4] Hugo Grossi Gallegos, Raúl Righini . (2007). "Atlas de la energía solar de la república Argentina". ISBN: 978-987-9285-36-7. Universidad Nacional de Luján.
- [5] Christian Navntoft, María Paz Cristóbal. (2019). "Guía del recurso solar". ISBN:978-987-47110-1-4. Secretaría de Energía de la República Argentina.

ALTERNATIVAS BIOENERGÉTICAS PARA LA PATAGONIA ARGENTINA

Wanda Masnatta, M. Florencia Torres, Jonathan González Díaz, Daniela Flores, Fernando García

Escuela de Producción, Ambiente y Desarrollo Sostenible. Universidad del Chubut
wjmasnatta@udc.edu.ar

RESUMEN

El sistema energético actual evidencia una serie de problemáticas que han llevado al planteamiento de un cambio de paradigma en relación a la provisión de energía. En particular se observa: 1) un agotamiento de las reservas de combustibles fósiles; 2) un alto impacto de las fuentes no renovables sobre el cambio climático global; y 3) un sistema muy desigual en su distribución. En este sentido, la producción de energía de la biomasa es una de las tecnologías más promisorias para mitigar el aumento en la concentración de gases de efecto invernadero, aumentar el secuestro de carbono, y sustituir gradualmente a los combustibles fósiles. Sin embargo, plantea el dilema relacionado a la planificación del uso de la tierra. El desarrollo de cultivos energéticos debería evitar la competencia por la tierra destinada a cultivos para la alimentación. La incorporación al sistema productivo de especies de áreas marginales como la Patagonia, que respondan a criterios agro-ecológicos que contemplen las limitaciones ambientales que presenta la región, resulta en una opción productiva que puede contribuir al desarrollo económico en el territorio sin deterioro del agro-ecosistema. También es una alternativa productiva que podría diversificar la matriz energética incluyendo nuevas regiones productivas al sector agrícola. En el presente trabajo se evalúa la incorporación a parcelas experimentales de *Brassica napus* L. como cultivo para biodiesel y *Grindelia chilensis* C. como cultivo de biomasa para su transformación en pellets de alta concentración de energía para calefacción.

Palabras Claves: Bioenergía, Domesticación, Zonas Marginales, Biocombustibles

Área Temática: Energías altern.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La producción de energía a partir de biomasa es una de las tecnologías más promisorias para mitigar el aumento en la concentración de gases de efecto invernadero, aumentar el secuestro de carbono del ecosistema, y sustituir gradualmente a los combustibles fósiles. [1-4] A diferencia de otras fuentes de energía, la biomasa presenta una gran versatilidad ya que permite obtener combustibles líquidos (como por ejemplo, el biodiesel), sólidos (pellets, briquetas) y gaseosos (tales como el biogás) según la especie utilizada y el proceso químico empleado.

Sin embargo, el desarrollo de cultivos destinados a la producción de energía debe plantearse en torno a la planificación del uso de la tierra. Por esto, su implementación debería evitar la competencia por la superficie con aptitud agrícola, donde se producen los cultivos destinados a la alimentación humana o animal. [5,6] También, la incorporación de cultivos bioenergéticos al sistema productivo de las áreas marginales para la agricultura podría influir en la sustentabilidad regional a través de impactos positivos sobre el agroecosistema que incluyen aumento de la cobertura vegetal, aumento de la biodiversidad y mayor secuestro de carbono. [7,8] Por esta razón se propone la incorporación al sistema productivo de las áreas marginales para la agricultura, dentro de las que se encuentran algunas superficies pertenecientes a la Patagonia, particularmente en el este de la provincia de Chubut. Las áreas marginales se definen de acuerdo a tres criterios: 1) tierras no adecuadas para la producción agrícola de alimentos, 2) tierras con recursos edáficos e hídricos limitantes, o 3) tierras donde la producción no es rentable. [9] Dichas áreas son ambientalmente frágiles y su uso es ecológicamente arriesgado. [10] Por este motivo la explotación de áreas consideradas marginales plantea una adecuada planificación para evitar futuras amenazas a la biodiversidad, a la productividad del suelo y a la provisión de servicios ecosistémicos en general. [11-14]

En ambientes como la Patagonia extra-andina, con precipitaciones por debajo de los 200 mm, con vientos fuertes que causan altas tasas de evaporación, baja temperatura media anual y temperaturas extremas durante el invierno, se generan severas restricciones para el crecimiento de las plantas en una estación de crecimiento muy corta. En particular en la provincia de Chubut, la desertificación aparece como el principal problema ecológico y productivo, [15] siendo una de las principales causas de la degradación de estos ecosistemas frágiles el impacto negativo de las actividades agrícolas y ganaderas (sobrepastoreo, extracción de leña, monocultivo anual bajo riego, etc.). Este deterioro ecológico asociado al inadecuado uso de la tierra y sumado a las severas restricciones ambientales resulta en escasas opciones productivas sustentables que complementen la producción ovina. [16,17]

La integración de las cuestiones ambientales al desarrollo socio-productivo de la región, implica un cambio en el paradigma del desarrollo de los nuevos cultivos y su manejo. [18,19] En busca de un ideotipo de cultivo energético para zonas marginales, la integración de una especie comercial capaz de adaptarse a una zona de bajos recursos junto con una especie nativa que genere algún compuesto de interés, el cual sea promovido por las condiciones ambientales de la zona, resulta en una opción que puede contribuir al desarrollo económico en el territorio sin deterioro del agroecosistema. Y además resulta en una actividad productiva que tiende a diversificar la matriz energética incluyendo nuevas regiones productivas al sector agrícola.

En este contexto, el desarrollo de nuevos cultivos plantea la domesticación. Esta domesticación es un proceso complejo que consta de varias etapas. En la primera se evalúa en las especies candidatas un número de rasgos (supervivencia, valor del producto de interés, potencial de rendimiento, facilidad de cosecha, bajos requerimientos de agua, provisión de servicios ecosistémicos, etc.) que deben caracterizarse en poblaciones naturales y en parcelas experimentales introductorias. En la segunda etapa, se evalúan las estrategias en la adquisición y asignación de recursos de las plantas puestas en sistema de cultivo. Por último, en la tercera etapa, se procede a generar un ideotipo de planta y cultivo y al mejoramiento para optimizar los rasgos seleccionados después de la domesticación inicial. [20]

Como potencial especie destinada a un cultivo bioenergético para la zona del Valle inferior del río Chubut, (VIRCh) se plantea a la especie *Brassica napus* L. "colza", como candidata. Esta especie es la tercera oleaginosa de importancia mundial, después de la palma y la soja, siendo una excelente materia prima para aceite comestible y biodiesel y su harina es una fuente proteica para alimentación animal. [21]

El interés en *Brassica napus* como especie candidata para la región radica en que la colza es una de las pocas fuentes de aceite vegetal que puede cultivarse en climas templados fríos, con posibilidad de riego. Además, en los últimos años esta especie ha demostrado la capacidad de ajustarse a circunstancias productivas cambiantes. Su incorporación a los nuevos sistemas de rotaciones agrícolas resultará promisorio a la luz de sus beneficios como un cultivo de invierno alternativo. [22] Además, si bien en la zona objetivo propuesta para el cultivo el balance hídrico resulta negativo prácticamente durante todo el año, la zona del VIRCh tiene la posibilidad de riego desde fines de primavera hasta fines de verano. Este período coincide con el inicio del período reproductivo de las plantas, que es determinante del rendimiento. Como especie nativa se evalúa

Grindelia chilensis (Cornel.), la cual ha sido propuesta como un nuevo cultivo productor de resina con propiedades físico-químicas similares a las de la resina de pino,[23] debido a que se adapta a estas condiciones extremas, con escasos requerimientos de agua y fertilizantes. Además, posee ciertas ventajas, que incentivan su estudio: 1) es una especie de crecimiento más rápido en relación a las otras especies arbustivas de la región, 2) tiene la capacidad de rebrotar luego del corte de la biomasa aérea para aprovechamiento, por lo cual no requeriría el establecimiento anual del cultivo, 3) produce resinas diterpénicas en respuesta a las condiciones que generan estrés, lo que incrementa la capacidad calorífica de la biomasa producida.[24-26]

Los agro-ecosistemas del futuro serán ecosistemas con estrés propio o inducido por el uso humano sin descanso. Así, el aumento de los rendimientos dependerá de reducir los efectos negativos de los cultivos en la calidad del medio ambiente.[27] Como así también identificar caracteres estructurales y funcionales relacionados con la provisión de servicios ecosistémicos particulares, evaluar los compromisos involucrados, y definir criterios y métodos de selección [28,29] para diseñar agroecosistemas autosustentables y resilientes (i.e. mínimo aporte de insumos externos).[30]

En este contexto, el desarrollo de nuevos cultivos energéticos debería responder a criterios agro-ecológicos que contemplen las limitaciones ambientales de las zonas marginales que presenta la región. Con este trabajo experimental buscamos evaluar en parcelas experimentales a la especie *Grindelia chilensis* como cultivo de biomasa para su transformación en pellets de alta concentración de energía, para calefacción de zonas vulnerables. Y la incorporación a la región de la especie *Brassica napus* para la producción de aceite vegetal destinado a la elaboración de biodiesel.

2. METODOLOGÍA

2.1 Área de estudio

El sitio experimental está localizado en Rawson, provincia del Chubut (43° 18' 0" S, 65° 6' 0"), en el Valle Inferior del Río Chubut (VIRCh), dentro del ecotono Monte-Patagonia. El tipo climático es templado-frío-ventoso. Este es un ambiente de tipo Mediterráneo, pero con posibilidad de riego desde primavera temprana hasta principios de otoño. Las precipitaciones ocurren predominantemente durante el invierno y la humedad del suelo declina rápidamente durante la primavera y el verano. Las plantas generalmente tienen una adecuada humedad del suelo para el crecimiento durante el período vegetativo, pero se torna deficitario desde la floración hasta la madurez.[31] Las escasas precipitaciones distribuidas a lo largo del año poseen un promedio de 181,9 mm. La temperatura mínima absoluta es de -12,0° C mientras que la máxima absoluta supera los 38,0° C. La presencia de heladas cubre 169 días como promedio y es una condición de suma importancia para la producción del valle. El balance hídrico resulta negativo prácticamente durante todo el año, pero principalmente desde fines de primavera hasta fines de verano. Este período coincide con las altas temperaturas y con una mayor demanda atmosférica. De esta manera, la posibilidad de realizar cultivos en el VIRCh está dada por el riego, el cual tiene una etapa que se extiende desde septiembre a fines de abril.

2.2. Material Vegetal

Se trabajó con colza (*Brassica napus* L.) la cual es una planta herbácea anual perteneciente a la familia de las Brassicáceas (Crucíferas) que alcanza hasta 2 m de altura y posee en su semilla un alto contenido de aceite (40-45 % de aceite). Se utilizaron dos variedades: B. napus de invierno y primavera, las cuales están diferenciadas por sus requerimientos de vernalización (acumulación de horas de frío). Los cultivares clasificados como invernales, son aquellos que poseen requerimientos de vernalización para florecer, en cambio los primaverales no tienen o tienen bajos requerimientos de horas de frío [32].

También se eligió a *Grindelia chilensis* (Cornel.) conocida como botón de oro, especie nativa de la zona central del Monte y Patagonia,[33] que pertenece a la familia de las Asteráceas. Es un arbusto de tipo perenne que posee una resina de estructura química muy similar a la resina de pino. Esta resina está presente en los tallos, inflorescencias y hojas.

2.3. Diseño experimental

Para la especie *Grindelia chilensis*, las semillas se colectaron de poblaciones nativas ubicadas en la provincia de Chubut, específicamente en la zona cercana a Playa Unión conocida como "El Elsa", durante el mes de diciembre del 2021. Estas semillas fueron pretratadas con lavado para eliminar la presencia de inhibidores de la germinación de manera de romper la dormancia, durante 10 días antes de la siembra. La semilla de colza doble cero "00" o CANOLA (*Brassica napus* L. ssp oleifera (Metz) Sinks f. Annu) utilizada en este trabajo fue provista por colegas que trabajan en investigación en relación al cultivo de colza, en las Provincias de Buenos Aires y Entre Ríos. Debido a que la colza es una especie comercial, la cual viene con un poder germinativo ya establecido, no fueron sometidas a pretratamientos.

2.4. Ciclo de cultivo

Para la producción de las especies promisorias en Patagonia todavía no se ha desarrollado la tecnología de siembra directa, y el establecimiento del cultivo se realiza por medio del trasplante manual de plántulas. La siembra se realiza en el mes de marzo, dado que la temperatura óptima para la germinación es de 20°C. La siembra de las semillas de ambas especies, *Grindelia chilensis* y *Brassica napus* variedad de invierno, se realizó el 15 de marzo del 2022 en bandejas de propagación con sustrato de arena, turba y tierra, en partes iguales. Las variedades de *B. napus* primaverales, fueron sembradas el 4 de junio del 2022. Para ambas especies se colocaron tres semillas por spot que se cubren con una capa de sustrato. Las bandejas se regaron manualmente dos veces al día y se mantuvieron en invernáculo hasta su trasplante a campo. Las plántulas de *B. napus* fueron trasplantadas a macetas de 1 L cuando alcanzaron el estadio de roseta (1 plántula por maceta). Estas macetas fueron mantenidas en condiciones de invernáculo durante los meses de junio y julio, y regadas a capacidad de campo para facilitar el establecimiento y la aclimatación de las especies a la zona. Las plántulas de ambas especies (*Brassica napus* y *Grindelia chilensis*) permanecieron en estado vegetativo (roseta) durante el invierno mostrando un crecimiento lento debido a las bajas temperaturas.

2.5. Mediciones

Se realizaron conteos diarios de número de plantas germinadas. Se evaluó la supervivencia luego del invierno, como la relación entre el número de individuos vivos y el número de individuos iniciales. Se siguió la dinámica del desarrollo con mediciones semanales del número de plantas que alcanzaron los diferentes estadios fenológicos: plántula, roseta, elongación, floración y madurez. El pasaje de estadio se determinó cuando el 50% de las plantas de cada especie alcanzaron cada estado fenológico.

El trasplante a campo se realizó al inicio de la primavera. Para la especie *G. chilensis* las parcelas experimentales (4) consistieron en 3 filas separadas un metro y 6 plantas separadas entre sí 0,5 m (para un total de 16 plantas por parcela y 64 plantas en total). Las parcelas se evaluaron durante 1 año. En estas parcelas se realizaron las mediciones de fenología [23,34].

Para *B. napus* en las dos variedades, las parcelas experimentales constaron de 16 parcelas por variedad con 16 plantas por parcela, con 4 filas separadas por 0,25 m y 4 plantas separadas entre sí por 0,3 m, para una densidad de 60 plantas/m². Completado el ciclo de cultivo se evaluó el rendimiento como peso de cápsulas, gramos de semilla y porcentaje de aceite producido. Los parámetros de calidad estarán determinados por el porcentaje de ácidos grasos presentes en la semilla [22].

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para evaluar la especie *Brassica napus* L. como potencial cultivo de aceite para zonas marginales se midió el % de germinación (calculado como semillas que germinaron*100/semillas sembradas), el tamaño promedio de la roseta, el número promedio de hojas por planta y el número medio de tallos elongados. Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: porcentaje de germinación y valores medios del tamaño de la roseta, número de hojas y tallos elongados, para las variedades invernales y primaverales de Colza (*Brassica napus* L.). [Elaboración propia]

Variedad de colza	% Germinación	Roseta (cm)	Nº de hojas	Nº tallos elongados
Invernal	85	13	8	1,2
Primaveral	61	4,6	3,27	0

Se observó que la variedad invernal tuvo un mayor % de germinación y mejores características, como así también mayor número de plantas en estado fenológico de floración (Figura 1).

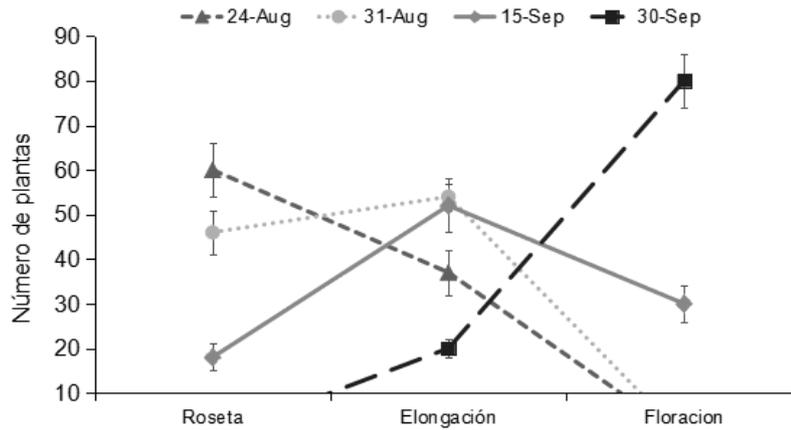


Figura 1: Plantas de colza, variedades invernales, días después de la siembra (DDS) que alcanzaron los estadios ontogénicos de roseta, elongación y floración. Los valores representan las medias \pm el error estándar (E.E). [Elaboración propia]

Debido al mayor porcentaje de germinación de la variedad invernal, se siguió el ciclo ontogenético y se evaluó el rendimiento de dicha variedad (Tabla 2). El interés en *Brassica napus* como especie candidata para la región, radica en que la colza es una de las pocas fuentes de aceite vegetal que puede cultivarse en climas templados fríos, con posibilidad de riego. Además, en los últimos años esta especie ha demostrado la capacidad de ajustarse a circunstancias productivas cambiantes. Su incorporación a los nuevos sistemas agrícolas resultará promisoriosa a la luz de sus beneficios como un cultivo de invierno alternativo.[22] En particular, es notable la estabilidad de la calidad nutricional del aceite de colza, la cual está determinada por la relación porcentual de sus ácidos grasos, que la diferencia de otros aceites, como el girasol el cuál modifica en forma relevante su composición de ácidos grasos ante variaciones en la temperatura y radiación durante el llenado de grano. [35-37]

Tabla 2: Rendimiento, en gramos de semilla por planta y porcentaje de aceite, de parcelas experimentales de colza variedad invernal. Los valores representan las medias \pm el error estándar (E.E). [Elaboración propia]

Parcelas	gramos de semilla/planta	% Aceite
1	7,1 \pm 0,5	27,7 \pm 1,3
2	13,1 \pm 0,9	22,0 \pm 1,2
3	6,4 \pm 0,6	28 \pm 2
4	7,6 \pm 0,8	25,2 \pm 1,1

El interés en *Brassica napus* como especie candidata para la región, radica en que la colza es una de las pocas fuentes de aceite vegetal que puede cultivarse en climas templados fríos, con posibilidad de riego. Además, en los últimos años esta especie ha demostrado la capacidad de ajustarse a circunstancias productivas cambiantes. Su incorporación a los nuevos sistemas agrícolas resultará promisoriosa a la luz de sus beneficios como un cultivo de invierno alternativo.[22] En particular, es notable la estabilidad de la calidad nutricional del aceite de colza, la cual está determinada por la relación porcentual de sus ácidos grasos, que la diferencia de otros aceites, como el girasol el cuál modifica en forma relevante su composición de ácidos grasos ante variaciones en la temperatura y radiación durante el llenado de grano. [35-37]

La germinación de la especie nativa, *Grindelia chiloensis*, fue lenta. Recién después de los 10 días de realizada la siembra unas pocas semillas empezaron a germinar. Mientras que la mitad de las semillas sembradas germinaron recién después de los 25 días de realizada la siembra (Figura 2).

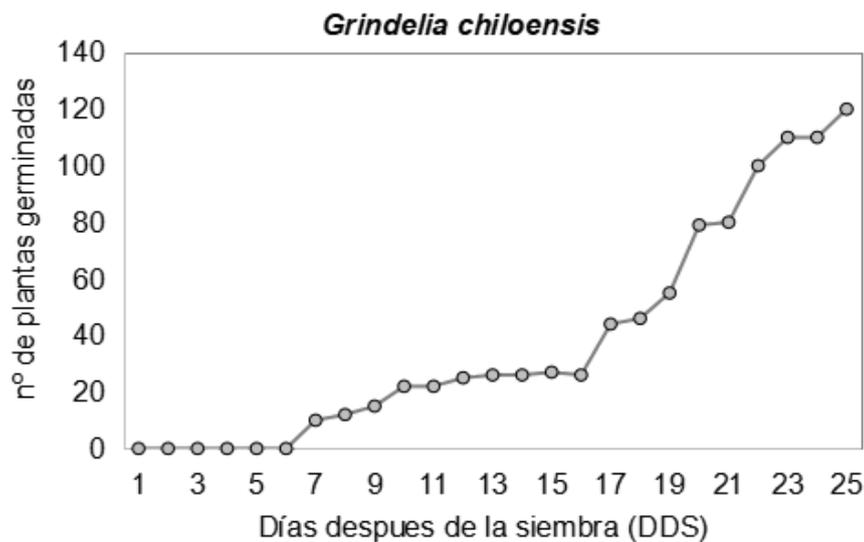


Figura 2: Evolución de la germinación para semillas de *Grindelia chilensis*. [Elaboración propia]

Las demás etapas ontogenéticas alcanzadas fueron la etapa de plántula y la etapa de formación de roseta. Así, el 46 % de los individuos germinados alcanzaron la etapa de plántula a los 51 días desde la siembra. Mientras que a los 92 días después de la siembra un 44% de las plantas alcanzaron el estadio de roseta.

4. CONCLUSIONES

En el presente estudio se evaluó una especie nativa de la Patagonia *Grindelia chilensis* (Cornel.) y otra especie comercial de áreas templadas frías colza (*Brassica napus* L.), como potenciales cultivos energéticos para zonas marginales de la Patagonia en particular en el Valle Inferior del Río Chubut (VIRCh). La incorporación de nuevos cultivos requiere el estudio del ajuste entre los factores ambientales y el manejo agronómico. Así, la fecha de siembra y el ciclo del cultivar suelen ser los factores más importantes que definen un adecuado acoplamiento del ciclo del cultivo en una determinada región. La información generada en este trabajo indicaría que la especie *Brassica napus* variedad de invierno, la cual fue sembrada más temprano por sus requerimientos de vernalización, es la que mejor respondió a los inicios de su ciclo de cultivo en la zona de estudio. Dicha variedad obtuvo un mayor porcentaje de germinación, con un alto porcentaje de plantas en los estadios fenológicos de plántula, roseta y floración, en relación con la variedad primaveral. Por esta razón se evaluó el rendimiento de colza invernal, el cual fue óptimo en relación especies cultivadas en zonas más cálidas.[38] Esta variedad estaría mostrando una buena aclimatación al invierno de la zona y buenas condiciones de implantación. Conocer la ocurrencia de los distintos eventos ontogénicos en el cultivo de colza y su rendimiento en una zona marginal es el primer paso para establecer la adaptabilidad de los distintos genotipos y poder tomar decisiones de manejo. De esta manera esta variedad se presenta como una alternativa productiva para una zona de bajos recursos propendiendo la diversificación de la matriz energética y mitigando el cambio climático. Para la especie *Grindelia chilensis*, que ha sido propuesta como un nuevo cultivo productor de resina, la cantidad de semillas germinadas y el establecimiento de las plántulas no fue el esperado. Es decir esperábamos una germinación mayor al 50% debido a ser esta especie arbustiva nativa del Monte y Patagonia. Las plantas nativas de zonas marginales suelen necesitar tratamientos pre-germinativos para promover la germinación. En el caso de este trabajo, utilizamos el tratamiento de lavado de las semillas para romper la dormición, condición característica de las semillas de especies nativas de zonas marginales. Dados los resultados aquí presentes para el establecimiento del segundo ciclo de cultivo de la especie, luego del lavado utilizaremos estratificado en frío por 7 días para mejorar el poder germinativo.

5. AGRADECIMIENTOS

A la Universidad del Chubut y la Secretaría de Políticas Universitarias del Ministerio de Educación de la Nación por el financiamiento. Al Municipio de Rawson y el Vivero Municipal por la cesión del espacio para la realización de este proyecto.

6. REFERENCIAS

[1] E. Ericsson. "Carbon Accumulation and Fossil Fuel Substitution During Different Rotation Scenarios", *Scandinavian Journal of Forest Research*, 18, 3, 269-278. 2003

- [2] A. Karp, I. Shield. "Bioenergy from plants and the sustainable yield challenge", *New Phytol.* 179: 15–32. 2008
- [3] J. Fernández. *Guía completa de la biomasa y los biocombustibles*. Madrid, A. Madrid Vicente ed. 2010
- [4] C. Wever, M. Höller, L. Becker, A. Biertümpfel, J. Köhler, D. van Inghelandt, P. Westhoff, R. Pude, E. Pestsova. "Towards high-biomass yielding bioenergy crop *Silphium perfoliatum* L.: phenotypic and genotypic evaluation of five cultivated populations". *Biomass and Bioenergy*, 124: 102-1013, 2019
- [5] P Robson, E Jensen, S Hawkins, S White, K Kenobi, J Clifton-Brown, I Donnison y K Farrar. "Accelerating the domestication of a bioenergy crop: Identifying and modelling morphological targets for sustainable yield increase in *Miscanthus*". *Journal of Experimental Botany* 64, 14, 4143-4155. 2013
- [6] J. Valentine, J Clifton- Brown, A Hasting, P Robson, G Allison y P Smith. "Food vs. Fuel: the use of land for lignocellulosic next generation energy crops that minimize competition with primary food production". *GCB Bioenergy* 4: 1–19. 2012
- [7] G P Robertson, V H Dale, O C Doering, S P Hamburg, J M Melillo, M M Wander, W J Parton, P R Adler, J N Barney, R M Cruse, C S Duke, P M Fearnside, R F Follet, H K Gibs, J Goldemberg, D J Mladenoff, D Ojima, M W Palmer, A Sharpley, L Wallace, K C Weathers, J A Wiens, W W Wilhelm. "Sustainable Biofuels Redux". *Science*, 322, 49-50.
- [8] V Dale, R Efrogmson, K Kline, M Davitt. "A framework for selecting indicators of bioenergy sustainability". *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*, 9, 435–446. 2015
- [9] S Shortall. "Sociology, Knowledge and Evidence in Rural Policy Making". *Sociologia Rurales* 53, 3: 265–271. 2013
- [10] Wiegmann, K., Hennenberg, K.J., Fritsche, U.R. 2008. In: Joint International Workshop on High Nature Value Criteria and Potential for Sustainable Use of Degraded Lands, Paris, France.
- [11] D Tilman, R Socolow, J Foley, J Hill, E Larson, L Lynd, S Pacala, J Reilly, T Searchinger, C Somerville y R Williams. "Beneficial Biofuels—The Food, Energy, and Environment Trilemma". *Science* 325, 5938, 270-271. 2009
- [12] A Sheppard, I Gillespie, M Hirsch y C Begley. "Biosecurity and sustainability within the growing global bioeconomy". *Curr. Op. in Env. Sustainability* 3, 4-10. 2011
- [13] J Paruelo. "¿Conviene seguir fomentando las plantaciones forestales en el norte de la Patagonia Argentina? ¿Dónde? ¿Para qué? ¿A quién le conviene?" *Ecología Austral* 25:112-118. 2015
- [14] O Duchene, F Celette, M Ryan, L DeHaan, T Crews, C David. "Integrating multipurpose perennial grains crops in Western European farming systems". *Agriculture, Ecosystems and Environment*, 284,106591.2019
- [15] H del Valle, N Elissalde, D Gagliardini, J Milovich. "Status of desertification in the Patagonian region: assessment and mapping from satellite imagery". *Arid Soil Research and Rehabilitation* 55, 319-324.1998
- [16] D Ravetta y A Soriano. "Alternatives for the development of new industrial crops for Patagonia". *Ecología Austral* 8, 297-307. 1998
- [17] A Vilela, M.L. Bolkovic, P. Carmanchahi, M. Cony, D. De Lamo & D. Wassner. "Past, present and potential uses of native flora and wildlife of the Monte Desert" *J. Arid Environ.* 73 238-243. 2009.
- [18] K Kline, V Dale, R Lee y P Leiby. "In defense of biofuels, done right". *Issues in Sci. and Tech.* 25, 75–84.2009
- [19] L González-Paleo y D Ravetta. "Carbon acquisition strategies uncoupled from predictions derived from species life-cycle". *Flora: Morphology, Distribution, Functional Ecology of Plants*, 212, 1-9. 2015
- [20] L DeHaan, D Van Tassel, J Anderson, S Asselin, R Barnes, G Baute, D Cattani, S Culman, K Dorn, B Hulke, M Kantar, S Larson, M Marks, A Miller, J Poland, D Ravetta, E Rude, M Ryan, D Wyse y X Zhang. "A Pipeline Strategy for Grain Crop Domestication". *Crop Science*, 56, 917–939. 2016
- [21] FAO. 2018. Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación. Base de datos estadísticos. Disponible en forma electrónica: <http://www.fao.org>
- [22] N Gómez, D Miralles, A Mantese, Y Menéndez, D Rondanin. "Colza: un cultivo con historia en la FAUBA". *Agronomía y ambiente, Revista de la Facultad de Agronomía, FAUBA*. 2018
- [23] D A Ravetta, A Anouti, S P McLaughlin, "Resin production of *Grindelia* accessions under cultivation", *Industrial Crops and Products* 5, (3) 197-201
- [24] D Wassner y D Ravetta. "Vegetative propagation of *Grindelia chilensis* (Asteraceae)". *Industrial Crops and Products* 11-10. 2000
- [25] A Zavala y D Ravetta. "Allocation of photoassimilates to biomass, resin and carbohydrates in *Grindelia chilensis* as affected by light intensity". *Field Crops Research* 69,143-149. 2001

- [26] A Zavala y D Ravetta. "The effect of solar UV-B radiation on terpenes and biomass production in *Grindelia chilensis* (Asteraceae), a woody perennial of Patagonia, Argentina". *Plant Ecology* 161,185-191. 2002
- [27] K Cassman, A Dobermann, D Walters y H Yang. "Meeting cereal demand while protecting natural resources and improving environmental quality". *Annual Review of Environment and Resource* 28, 315–58. 2003
- [28] L DeHaan, D Van Tassel. "Useful insights from evolutionary biology for developing perennial grain crops". *American Journal of Botany* 101. 1801-1819. 2014
- [29] A Pastor-Pastor, A Vilela, L González-Paleo. "Tradeoffs between productivity and nitrogen conservation in wild and domesticated plants of the perennial crop *Physaria* (Brassicaceae)". *Annals of Applied Biology* 173:121-133. 2018
- [30] C Peterson, V Eviner, A Gaudin. "Ways forward for resilience research in agroecosystems". *Agricultural Systems* 162: 19–27. 2018
- [31] R Richards. "Crop improvement for temperate Australia: Future opportunities". *Field Crops Res.*, 26: 141-169. 1991
- [32] G Murphy y N Pascale. "Agroecología de la colza de primavera (*Brassica napus* L. ssp. *Oleifera* (Metz) Sinsk f. *Annu*) y su posible difusión en Argentina". *Rev. Facultad de Agronomía* 10: 3, 159-176. 1998
- [33] D Ravetta, D Wassner y A Vilela. "Changes in physical and chemical properties of the soil underneath terpene-producing shrubs in eastern Patagonia. The effect of precipitation events on the production and transport of resin to the soil". 87th Annual Meeting of the Ecological Society of America and the 14th Annual International Conference of the Society for Ecological Restoration. Tucson, Arizona, EE.UU. 2002
- [34] D Ravetta, A Anouti, S Mclaughin. "Resin production of *Grindelia* accessions under cultivation". *Industrial Crops and Products* 5, 197-201. 1996
- [35] D Rondanini, R. Savin, A. Hall. "Dynamics of fruit growth and oil quality of sunflower (*Helianthus annuus* L.) exposed to brief intervals of high temperature during grain filling". *Field Crops Res.* 83, 79–90. 2003.
- [36] D Rondanini, A. Mantese, R. Savin, A. Hall. "Responses of sunflower yield and grain quality to alternating day/night high temperature regimes during grain filling: Effects of timing, duration and intensity of exposure to stress". *Field Crops Res.* 96, 48-62. 2006
- [37] Echarte, M.M; P. Angeloni; F. Jaimes; J., Tognetti; N.G., Izquierdo; O. Valentinuz and L.A.N., Aguirrezábal. "Night temperature and intercepted solar radiation additively contribute to oleic acid percentage in sunflower oil". *Field Crops Research* 119: 27–35. 2010.
- [38] F Dreccer, J Faingesb, J Jeremy Whisha, F Ogonnayac, V Sadras. "Comparison of sensitive stages of wheat, barley, canola, chickpea and field pea to temperature and water stress across Australia". *Agricultural and Forest Meteorology*, 248, 275-294. 2019.

CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

Pascual, Héctor Osvaldo ^a; Albanese, Ariel Adrián ^a; Maccarone, José Luis ^a

a: Grupo de I+D TSSE (Tratamiento de Señales en Sist. Eléctricos) – CODAPLI – UTN FRLP
e-mail: opascual@frlp.utn.edu.ar

RESUMEN.

El presente trabajo muestra una metodología que permite calcular las pérdidas de energía eléctrica en grandes sistemas eléctricos provinciales y/o nacionales.

La citada propuesta de cálculo se encuentra orientada para su utilización por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de la República Argentina. Contemplando para ello su situación, principalmente en relación con su estado de digitalización, comunicación y automatización de sus redes de baja, media y alta tensión.

Además, a través del presente trabajo se busca marcar un rumbo que permita identificar las pérdidas de energía en las distribuidoras con un menor grado de incertidumbre y considerando que se propone que el método de cálculo presentado se aplique de forma general en todas las distribuidoras del país, los valores de pérdidas obtenidos de este modo puedan ser comparables entre las diferentes compañías.

Considerando lo mencionado precedentemente, el método de cálculo presentado se nutre de información disponible en la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Argentina. La metodología propuesta se basa en dividir el sistema eléctrico en tres estratos (Alta, Media y Baja tensión), con el objeto de calcular las pérdidas técnicas a través de la realización de flujos de carga en el estrato de Alta tensión y utilizar el factor de carga de pérdidas en los estratos de Media y Baja tensión.

Palabras Claves: Pérdidas, Energía Eléctrica, Metodología, Cálculo.

Área Temática: Generación Distribuida. Optimización en la producción, almacenamiento y uso de la Energía. Uso racional y eficiente de la Energía. Usos especiales.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

En relación con la operación y explotación de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución [1-4], la determinación de sus pérdidas de energía tiene vital importancia.

La diferencia de energía ingresada (compra) y la energía egresada (venta) se define generalmente como pérdida total de energía. Estas pérdidas pueden dividirse en técnicas y no técnicas.

- **Pérdidas técnicas:** tienen su origen en el hecho de que los sistemas eléctricos se encuentran compuestos por una variada cantidad de elementos, que no presentan un comportamiento ideal de funcionamiento en su régimen de explotación. Por lo que estas pérdidas son producto principalmente del hecho físico que constituye la circulación de corriente eléctrica y la presencia de tensión en las redes. [5-9]
- **Pérdidas no técnicas:** Están constituidas por la energía efectivamente suministrada pero no medida, o bien no registrada comercialmente como tal (fraude, robo, hurto de energía, errores de facturación, errores de lectura de mediciones, etc.)

Cabe mencionar que las *Pérdidas no técnicas* se obtienen restando el resultado de las *Pérdidas técnicas* (obtenido por cálculo), al valor de las *Pérdidas totales* de energía, esta última obtenida de las mediciones de energía comprada y vendida de la Empresa de distribución eléctrica bajo análisis.

Actualmente, en la República Argentina, las diferentes distribuidoras de energía eléctrica no emplean la misma metodología para el cálculo de las pérdidas técnicas, lo cual lleva a que los resultados obtenidos de dichas pérdidas no permitan una comparación apropiada. Lo dicho en virtud de que, en las metodologías utilizadas para la estimación del valor de las pérdidas técnicas de grandes redes, se realizan consideraciones y simplificaciones que impactan directamente en los resultados de las pérdidas obtenidas por cálculo.

La propuesta de cálculo desarrollada en el presente trabajo podría ser adoptada por todas las distribuidoras de energía eléctrica de Argentina, lo cual permitiría que los resultados de las pérdidas técnicas obtenidos por las distribuidoras puedan ser comparados.

2. METODOLOGIA DE CÁLCULO PROPUESTA.

En relación con la metodología de cálculo de pérdidas técnicas de energía de los sistemas eléctricos, cabe mencionar que la que arroja resultados más cercanos a los reales es aquella que se basa en la realización de corridas de flujos de carga sobre un modelado completo de la red eléctrica (Alta, Media y Baja tensión) con sus equipos asociados, contemplando a tal efecto la variación que presenta la topología de la red a lo largo del periodo de tiempo considerado, como así también las variaciones de las cargas en las diferentes fases, con sus respectivas alinealidades.

Más allá de lo mencionado y teniendo presente la información que actualmente se dispone de las redes que componen el sistema eléctrico de las diferentes distribuidoras de energía de Argentina, como así también, los datos de mediciones asociados para la gestión de las mismas, es que se propone una metodología de cálculo que contempla la mencionada situación.

Para el desarrollo de la metodología propuesta, el sistema eléctrico se desagrega en los siguientes estratos:

ALTA TENSIÓN:

- Red de transmisión primaria de alta tensión.
- Transformación alta tensión/alta tensión.
- Red de transmisión secundaria de alta tensión.
- Transformación alta tensión/media tensión.

MEDIA TENSIÓN:

- Red de sub-transmisión interurbana.
- Transformación media tensión/media tensión.
- Red de distribución primaria de media tensión.

BAJA TENSIÓN:

- Transformación media tensión/baja tensión.
- Red de distribución secundaria de baja de tensión.
- Acometidas a clientes.
- Medidores.

Las pérdidas técnicas totales se obtienen como resultado de la suma de las pérdidas calculadas para cada uno de los mencionados estratos.

2.1. Pérdidas en el estrato de ALTA TENSIÓN.

Debido a la importancia de este estrato de red y el grado de detalle que presenta la información asociada al mismo, habitualmente el sistema de alta tensión se encuentra modelado en herramientas de simulación y análisis de sistemas de potencia para operaciones y planificación de redes eléctricas (como ser el software *Power System Simulator for Engineering PSS@E*). En tal sentido, para el cálculo de sus pérdidas técnicas de energía se propone realizar corridas de flujos de potencias a intervalos de tiempo no mayores a una hora (periodo total de análisis de un año). Utilizando para ello, datos de curvas de potencia en función del tiempo, obtenidas de diferentes sistemas de mediciones para la gestión de la red (SMEC, SCADA, etc.).

En el caso de no contar con la ventana completa de datos para el periodo propuesto (un año=8760Hs), se deberá proceder de la siguiente forma:

Se utilizarán datos de demanda medidos correspondientes a determinados días representativos (hábiles, sábados, domingos y feriados, contemplándose a este último como un domingo). Además, se deben considerar las variaciones estacionales de consumo a través de la selección de días representativos para los distintos meses del año.

2.2. Pérdidas en el estrato de MEDIA TENSIÓN.

En virtud de que la información disponible en este caso no presenta el mismo grado de detalle que la vinculada con el estrato de alta tensión, es que el cálculo de las pérdidas técnicas de energía se debe realizar considerando el instante de demanda máxima del periodo en estudio.

Se deberá modelar el sistema de sub-transmisión interurbana, transformación media tensión/media tensión y red de distribución primaria de media tensión en su totalidad y los clientes de media tensión con su potencia para el momento de demanda máxima del alimentador considerado. Con estos datos se realizan corridas de flujo de potencia, determinándose la pérdida en potencia correspondiente al momento de demanda máxima " P_{p_max} " de cada alimentador, para el periodo de tiempo en análisis. (Para obtener los valores de P_{p_max} se utiliza el software *NEPLAN Electricity*).

Para calcular las pérdidas de energía se utilizará la siguiente expresión.

$$E_{P_MT} = P_{p_max} * t * F_{cp} \quad (1)$$

Donde:

E_{P_MT} : Pérdidas de energía para cada alimentador de MT. [Wh].

P_{p_max} : Pérdidas de potencia para el momento de la demanda máxima del periodo "t". [W].

t: Periodo de tiempo involucrado en el cálculo. [Hs].

F_{cp} : Factor de carga de pérdidas. (Relación entre la energía pérdida durante un periodo determinado de tiempo " $E_{energía_perd}$ " y las pérdidas de energía que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima " $P_{Perd}^{S_{max_dem}}$ " durante dicho período de tiempo "t").

$$F_{cp} = \frac{E_{energía_perd}}{t * P_{Perd}^{S_{max_dem}}} \quad (\leq 1) \quad (2)$$

Mediante la aplicación de la ecuación (1) se calcula la energía perdida en cada uno de los alimentadores que componen el sistema. El cálculo de los F_{cp} se efectúa para cada alimentador, y dado que resulta poco práctico calcularlo mediante la ecuación (2), es que para determinar dicho factor existen expresiones empíricas de uso común en estudio de planificación de redes (Tabla 1) [3], [10], [11] y [12], las cuales son función del factor de carga F_c . Siendo este último la relación entre el consumo durante el periodo de tiempo considerado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima durante dicho tiempo.

El valor del factor de carga de pérdida F_{cp} se obtiene actualmente en Argentina a través de la expresión (A) de la Tabla 1, pero luego de un análisis comparativo realizado por el grupo de trabajo en [13], en el cual se determinan los errores que se cometen en la estimación de las pérdidas de energía al utilizar los diferentes algoritmos de aproximación del F_{cp} (Tabla 1), se desprende que para poder contar con valores de pérdidas que se encuentren más cercanos a la realidad es que se deberá utilizar la expresión (D). Lo mencionado no invalida el hecho de que pueden emplearse otros

métodos que permitan ajustar el valor del F_{cp} para diferentes tipos de comportamiento de la demanda, como el mostrado en [14].

Tabla 1 Fórmulas para el cálculo del F_{cp} . [Elaboración propia]

(A)	$F_{cp} = 0.3F_c + 0.7F_c^2$
(B)	$F_{cp} = 0.2F_c + 0.8F_c^2$
(C)	$F_{cp} = 0.15F_c + 0.85F_c^2$
(D)	$F_{cp} = 0.083F_c + 1.036F_c^2 - 0.119F_c^3$
(E)	$F_{cp} = 0.08F_c + 0.92F_c^2$
(F)	$F_{cp} = F_c^{1.8}$
(G)	$F_{cp} = F_c^{1.912}$
(H)	$F_{cp} = \frac{F_c^2(2 + F_c^2)}{1 + 2 F_c}$

Para que se pueda apreciar con mayor claridad las diferencias entre los errores que se presentan en la estimación de las pérdidas de energía cuando se utilizan las expresiones del F_{cp} (Tabla 1), se muestra la Figuras 1, en la cual se pueden observar dichos errores de cálculo para un alimentador típico de media tensión correspondientes a una distribuidora de Argentina.

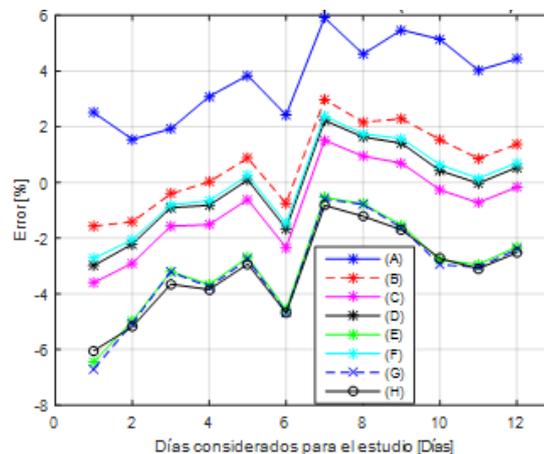


Figura 1 Errores en el cálculo de la Energía de Pérdida para un Alimentador típico. [Elaboración propia]

Cabe aclarar que, considerando la experiencia de los integrantes del grupo de trabajo en relación a la temática y del análisis de numerosos perfiles de carga correspondientes a diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica ubicadas en la provincia de Buenos Aires, para el factor de carga (F_c) se adoptan como valores típicos: 0.6 para sistemas urbanos y 0.45 para sistemas rurales, los cuales aplicados en la ecuación (D), resultan los siguientes factores de carga de pérdidas (F_{cp}): 0.397 y 0.236 respectivamente.

Se utilizarán datos de demanda medidos correspondientes a determinados días representativos (hábiles, sábados, domingos y feriados, contemplándose a este último como un domingo). Además, se deben considerar las variaciones estacionales de consumo a través de la selección de días representativos para los distintos meses del año.

2.3. Pérdidas en el estrato de BAJA TENSIÓN.

Debido a las características inherentes de este estrato de red y dado que no se encuentra modelado en su totalidad en herramientas (software) de simulación y análisis de sistemas eléctricos como los estratos anteriores (Alta y Media tensión) es que para el cálculo de sus pérdidas técnicas se debe operar de la siguiente manera:

2.3.1. Transformación Media tensión/Baja tensión.

Con los datos característicos de los transformadores, es decir valores de pérdidas en vacío y totales para potencia nominal y para cada uno de los módulos de transformación normalizados, se utiliza la siguiente metodología a fin de calcular la energía perdida en función de la potencia máxima demandada por cada centro de transformación.

Se determina la pérdida de potencia en el cobre para potencia nominal con la siguiente ecuación:

$$Pp_{cu}^{Snom} = Pp_{total}^{Snom} - Pp_{vacío} \quad (3)$$

Donde:

Pp_{cu}^{Snom} : Pérdida de potencia en el cobre para potencia nominal. [W]

Pp_{total}^{Snom} : Pérdida de potencia total para potencia nominal. [W]

$Pp_{vacío}$: Pérdida de potencia en vacío. [W]

La pérdida de potencia en el cobre para distintos valores de potencia demandada se obtiene mediante la siguiente expresión (4):

$$Pp_{cu}^{Smax_dem} = Pp_{cu}^{Snom} * \left(\frac{S_{max_dem}}{S_{nom}} \right)^2 \quad (4)$$

Donde:

$Pp_{cu}^{Smax_dem}$: Pérdida de potencia en el cobre para la potencia máxima demandada en el periodo considerado. [W]

S_{max_dem} : Potencia aparente máxima demandada al transformador en el periodo considerado. [VA]

S_{nom} : Potencia nominal del transformador. [VA]

El valor de la potencia aparente máxima demandada al transformador " S_{max_dem} " durante el periodo " t " se obtendrá distribuyendo la demanda máxima registrada (SCADA) en la cabecera del alimentador de MT, en función de la potencia instalada en cada uno de los centros de transformación conectados a dicho alimentador y considerando fija la demanda contratada por los clientes de MT (si la hubiese) en el momento que se registró la citada demanda máxima.

La pérdida de energía del transformador para el tiempo considerado " t " se obtiene a través de la expresión (5):

$$E_{Perdida_TV} = (Pp_{vacío} + Pp_{cu}^{Smax_dem} * F_{cp}) * t \quad (5)$$

A modo de ejemplo, en la Tabla 2, se puede visualizar el comportamiento de las pérdidas de energía correspondiente a un transformador cuya potencia nominal considerada fue de 200 kVA, y ubicado en un centro de transformación de una zona urbana. Para los mencionados cálculos se consideró un periodo de tiempo t correspondiente a un año.

Tabla 2 Pérdidas en transformador. [Elaboración propia]

S_{max_dem} [kVA]	$Pp_{vacío}$ [W]	Pp_{tot}^{Snom} [W]	$Pp_{cu}^{Smax_dem}$ [W]	Factor Carga	F_{cp}	$E_{Perdida_TV}$ considerando un año [kWh]
50	720	900	180	0.60	0.397	6933
75	720	1125	405	0.60	0.397	7716
100	720	1440	720	0.60	0.397	8811
125	720	1845	1125	0.60	0.397	10220
150	720	2340	1620	0.60	0.397	11941
175	720	2925	2205	0.60	0.397	13976
200	720	3600	2880	0.60	0.397	16323

Utilizando los valores, de potencia demandada (S_{max_dem}) y pérdida de energía ($E_{Perdida_TV}$), es posible genera la gráfica de la Figura 2, en la cual además se puede apreciar la expresión que se utilizará para obtener las pérdidas de energía del resto de los transformadores que tengan las mismas características que el mostrado.

Para el estrato de BAJA TENSIÓN, también se consideran 0.6 y 0.45 como valores típicos del factor de carga (F_c) para sistemas urbanos y rurales respectivamente, que aplicados a la ecuación (D) resultan los siguientes factores de carga de pérdidas (F_{cp}): 0.397 y 0.236.

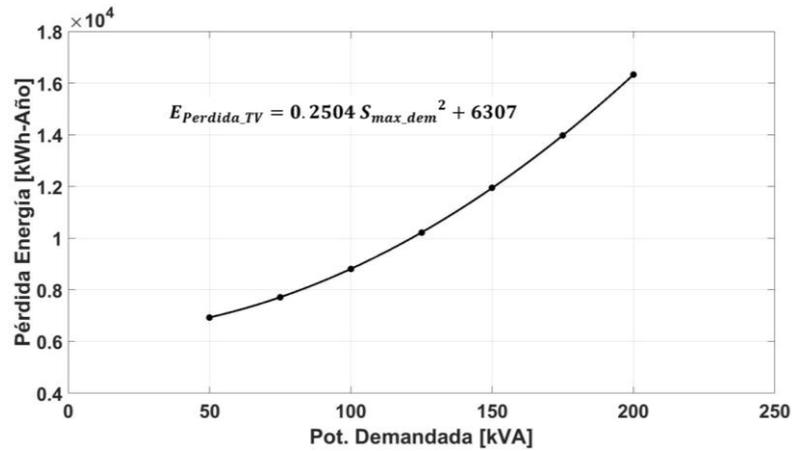


Figura 2 Pérdida de energía en un año en función de la Pot. demandada. [Elaboración propia]

2.3.2. Red de distribución secundaria de Baja Tensión.

Tal como se mencionó, este estrato de red no se encuentra modelado en su totalidad en herramientas (software) de simulación y análisis de sistemas eléctricos por lo cual para el cálculo de sus pérdidas se deben seleccionar islas representativas, las cuales se modelarán en detalle y mediante corridas de flujos de potencia se definirán las relaciones de pérdidas de energía en función de la demanda máxima del periodo considerado.

A modo de ejemplo, en la Tabla 3 –Columna 4– se exponen los resultados de los flujos de potencia para distintos estados de carga de uno de los modelos típicos representativos de isla. Luego aplicando la expresión (6) se obtienen las pérdidas de energía –Columna 5–. (Para obtener los datos consignados en la Tabla 3 se utilizó el software *NEPLAN Electricity*).

Tabla 3 Pérdidas en red de baja tensión. [Elaboración propia]

S_{max_dem} [kVA]	Factor de Carga	F_{cp}	P_{p_max} [W]	$E_{Perd_{Isla_{BT}}}$ Periodo un año [kWh]
47	0.60	0.397	206	716
66	0.60	0.397	426	1481
86	0.60	0.397	725	2521
120	0.60	0.397	1399	4865
153	0.60	0.397	2301	8002
186	0.60	0.397	3435	11946
200	0.60	0.397	3949	13734

$$E_{Perd_{Isla_{BT}}} = P_{p_max} * t * F_{cp} \quad (6)$$

Utilizando los pares de valores, potencia demandada (S_{max_dem}) y pérdida de energía ($E_{Perd_{Isla_{BT}}}$), se genera la gráfica de la Figura 3, en la cual también se puede apreciar la expresión que se utilizará para obtener las pérdidas de energía del resto de las islas semejantes asociadas al modelo típico de isla representativo analizado. El valor de la demanda de la isla bajo análisis será el mismo que el de su transformador de abastecimiento asociado " S_{max_dem} ".

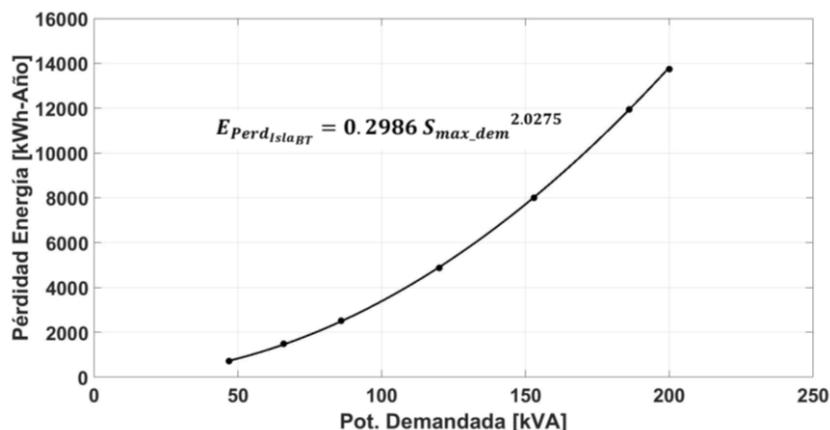


Figura 3 Pérdida técnica de energía Vs. Estado de carga de la red de baja tensión. [Elaboración propia]

El resultado así obtenido se deberá multiplicar por un factor de corrección ($C_{dist.}$), dado por la expresión (7), el cual contempla la diferencia de longitud que pueda presentar la isla en estudio con respecto a su representativa correspondiente.

$$C_{dist.} = \frac{\text{longitud total red BT isla a considerar}}{\text{longitud total red BT isla representativa}} \quad (7)$$

La pérdida total de energía para la red de distribución secundaria de baja de tensión se obtendrá de realizar la sumatoria de los resultados obtenidos de las pérdidas de energía de cada una de las islas que componen la totalidad de la red de Baja Tensión.

$$E_{Perd_{Red_{BT}}} = \sum E_{Perd_{Isla_{BT}}} \quad (8)$$

2.3.2.1. Criterio para selección de islas representativas.

La selección de estas se basa en contemplar los diferentes grupos de islas pertenecientes al estrato de red de BT que presenten similares características vinculadas con:

- Topología de red:
 - o Aérea.
 - o Subterránea.
 - o Mixta.
- Tipo de conductores:
 - o Material.
 - o Secciones.
- Densidad de carga por zonas:
 - o Microcentro.
 - o Centro.
 - o Urbana.
 - o Suburbana.
 - o Countries.
 - o Rural.

2.3.3. Acometidas a clientes.

De la base comercial de facturación de los usuarios, se extrae la energía de cada uno de ellos y a través de la expresión (9) se obtiene su demanda máxima.

$$S_{max_dem} = \frac{E_{total}}{F_p * F_c * t} * 1000 \quad (9)$$

En la cual:

S_{max_dem} : Potencia aparente máxima demandada durante el periodo "t" de análisis de cada cliente. [VA]

E_{total} : Energía activa total consumida por cada cliente durante el tiempo "t" de análisis. [kWh]

F_p : Factor de potencia. Se adopta 0.875 como valor típico.

F_c : Factor de carga. Se adoptan como valores típicos a: 0.60 para clientes urbanos y 0.45 para clientes rurales.

t: Tiempo considerado para el cálculo de pérdidas de energía, el cual coincide con el tiempo en el que se consumió la energía " E_{total} ". [Hs]

- En el caso de acometidas trifásicas:

$$E_{Perd_Acomet_trif_{BT}} = 3 * r_{cond} * long * \left(\frac{S_{max_dem}}{\sqrt{3} * 380} \right)^2 * t * F_{cp} \quad (10)$$

Donde:

$E_{p_max_Acom_{trif}}$: Pérdida de energía para la demanda máxima de la acometida trifásica considerada representativa. [Wh]

r_{cond} : Resistencia del conductor de la acometida. [Ohms/km]

long: Longitud de la acometida, (se considera para esta, la longitud de un solo conductor). [km]

t: Periodo de tiempo involucrado en el cálculo. [Hs].

F_{cp} : Factor de carga de pérdida obtenido de la expresión D de la Tabla 1.

- En el caso de acometidas monofásicas:

$$E_{Perd_Acomet_monofBT} = 2 * r_{cond} * long * \left(\frac{S_{max_dem}}{220} \right)^2 * t * F_{cp} \quad (11)$$

Donde:

$E_{p_max_Acom_monof}$: Pérdida de energía para la demanda máxima de la acometida monofásica considerada representativa. [Wh]

r_{cond} : Resistencia del conductor de la acometida. [Ohms/km]

$long$: Longitud de la acometida, (se considera para esta, la longitud de un solo conductor). [km]

t : Periodo de tiempo involucrado en el cálculo. [Hs].

F_{cp} : Factor de carga de pérdida obtenido de la expresión **D** de la Tabla 1.

El valor de la pérdida total de energía para las acometidas trifásicas y monofásicas se obtendrán de realizar la suma de las pérdidas de energía para cada tipo considerada:

$$E_{Perd_Acomet_trifBT} = \sum E_{Perd_acometida\ trifásica_BT} \quad (12)$$

$$E_{Perd_Acomet_monofBT} = \sum E_{Perd_acometida\ monofásica_BT} \quad (13)$$

2.3.4. Medidores.

Se consideran las pérdidas técnicas en los medidores monofásicos y trifásicos como la de un medidor tipo para cada caso. La pérdida total se obtiene multiplicando la pérdida de este medidor por la cantidad total de cada tipo de ellos.

$$E_{Perd_Medidores} = E_{Perd_Medidor\ Trif\ representativo} * C_{Trif} + E_{Perd_Medidor\ Monof\ representativo} * C_{Monof} \quad (14)$$

En la cual:

$E_{Perd_Medidores}$: Pérdida total de energía en el periodo considerado de tiempo. [Wh]

$E_{Perd_Medidor\ Trif\ representativo}$: Pérdida de energía del medidor trifásico típico utilizado en la empresa. [Wh]

C_{Trif} : Cantidad total de medidores trifásicos.

$E_{Perd_Medidor\ Monof\ representativo}$: Pérdida de energía del medidor monofásico típico utilizado en la empresa.

C_{Monof} : Cantidad total de medidores monofásicos.

Nota: En el caso de que la distribuidora presente diferentes tipos de medidores trifásicos y/o monofásicos que por sus características constructivas presenten diferentes valores de pérdidas de energía, se deberá contemplar la cantidad de medidores de cada tipo para realizar los cálculos de pérdidas.

3. CONCLUSIONES.

Teniendo presente el estado de situación de las empresas y en virtud de que estas no utilizan la misma metodología para realizar los cálculos de las Pérdidas Técnicas de energía, se considera importante y conveniente que todas cuenten con un método unificado para realizarlos, permitiendo de este modo la comparación de los resultados obtenidos.

Lo dicho, se sustenta en el hecho de que los errores sistemáticos que presentan los diversos métodos actualmente utilizados son consecuencia, entre otras, de:

- Empleo de diferentes expresiones empíricas vinculadas con los cálculos.
- Consideraciones realizadas en relación a la tipificación de cargas (variabilidad en el tiempo y su ubicación física en la red).
- Datos disponibles de mediciones.
- Simplificaciones realizadas en los modelos utilizados para la representación de las redes y equipos que componen el sistema de transmisión, subtransmisión y distribución.

En la metodología propuesta para el cálculo de las pérdidas en los estratos de la red de baja y media tensión se utiliza un factor de carga de pérdidas " F_{cp} ", el cual vincula la energía perdida durante un periodo determinado de tiempo y las pérdidas de energía que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima durante dicho período. La elección de la expresión a utilizada para la determinación de este factor se basó en un estudio previo del grupo de trabajo, razón por la cual se optó por la ecuación D de la Tabla 1.

Es importante mencionar que, en la distribución de la energía eléctrica, los sistemas trifásicos de tensiones y corrientes no son perfectos, sino que comúnmente presentan una serie de apartamientos de su condición ideal (Sobre y sub tensiones, armónicos, flicker y desbalances entre otros), los cuales en su gran mayoría provocan un incremento de los niveles de pérdidas en los equipos y redes. Por lo cual para obtener un valor de pérdidas técnicas más cercanos a los reales se deben incorporar factores de corrección que consideren la mayor cantidad de las mencionadas perturbaciones, y el procedimiento para contemplarlas debería ser el mismo para todas las empresas distribuidoras.

4. REFERENCIAS.

- [1] Turan Gönen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, United States of America, 1986.
- [2] Turan Gönen, *Modern Power System Analysis*, John Wiley & Sons, United States of America, 1988.
- [3] A. S. Pabla, "Electric Power Distribution", New York, McGraw-Hill, 2004, ISBN 1-85233-324-3, pp 199-216.
- [4] J. Grainger y W. D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw-Hill, Mexico, 1996.
- [5] H. O. Pascual, F. H. Sansogni y A. A. Albanese, "Metodología de Cálculo de Pérdidas Técnicas de Energía en Redes Eléctricas", *Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica CLADE 2008*, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina, 22-24 de septiembre de 2008.
- [6] J. Nazarko, Z. Styczynski, M. Poplawski, "The fuzzy approach to energy losses calculations in low voltage distribution networks", *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, Vol 4, Page(s): 2763 – 2768, 23-27 Jan. 2000.
- [7] H. M. Khodr, J. Molea, I. García, C. Hidalgo, P. C. Paiva, J. M. Yusta, and A. J. Urdaneta, "Standard Levels of Energy Losses in Primary Distribution Circuits for SCADA Application", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, N° 3, August 2002.
- [8] JIANG Hui-lan, AN Min, LIU Jie, XU Jian-qiang "A Practical Method of Calculating the Energy Losses in Distribution Systems Based on RBF Network", *2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Asia and Pacific, Dalian, China*.
- [9] Hong-Rui Wang, Guo-Jie Yang, Xiu-Ling Liu, "A New Algorithm for the Theoretical Energy Loss Calculation of the Distribution Network Based on Artificial Neural Networks", *Proceedings of the Sixth International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, Hong Kong, 19-22 August 2007.
- [10] F. H. Buller, C. A. Woodrow, "Load Factor Equivalent Hour Values. Compared", *Electrical World*, pp 59-60, July 1928.
- [11] M. W. Gangel and R. F. Propst, "Distribution Transformer Load Characteristics", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 84, pp 671-685, August 1965.
- [12] M. W. Gustafson; J. S. Baylor; S. S. Mulnix, "The equivalent hours loss factor revisited", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp 1502-1508, 1988.
- [13] H. O. Pascual, A. A. Albanese, J. L. Maccarone, O. A. Fata, L. D. Bellomo y C. Di Clemente, "Evaluación de un Algoritmo de Cálculo de Pérdidas Técnicas, Utilizado por Distribuidoras de Energía Eléctrica de Argentina," *III CONGRESO DE LAS AMERICAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CLADE 2016*, Córdoba, Argentina, 03 al 05 de octubre de 2016. (6 páginas) (<http://www.clade2016.com>).
- [14] H. O. Pascual, A. A. Albanese, O. A. Fata y E. Bonavita, "Determinación del factor de carga de pérdidas de energía en redes eléctricas de media tensión mediante el uso de redes neuronales," *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica CIDEL Argentina 2010*, Buenos Aires, Argentina, 27-29 de septiembre de 2010.

HACIA LA SOSTENIBILIDAD ENERGETICA EN UNIVERSIDADES PÚBLICAS ARGENTINAS: IMPORTANCIA Y DESAFÍOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA

Borucki, Federico^a; Pitman, Juan Carlos^a; Melo, Leonardo^a

a. Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Argentina
fborucki@fra.utn.edu.ar, jcpitman@fra.utn.edu.ar, lmelo@fra.utn.edu.ar

RESUMEN.

En este trabajo se aborda la importancia y los desafíos relacionados con la implementación de Sistemas de Gestión de Energía (SGEn) en Universidades Públicas Argentinas, con el fin de promover su sostenibilidad energética. Se destaca la relevancia de la gestión energética como un paso crucial hacia la sistematización de la eficiencia energética en este contexto. Se propone un modelo basado en estándares internacionales, como la norma ISO 50001, y se examinan tanto los beneficios potenciales como los desafíos inherentes a la implementación de prácticas de gestión energética en este ámbito específico.

Palabras Claves: ISO 50001, Eficiencia Energética, Universidad Pública, Sostenibilidad, Gestión Energética

Área Temática: Energía y Medio Ambiente

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un recurso esencial para el desarrollo sostenible de los pueblos [1]. Esta sostenibilidad es amenazada por el calentamiento global, derivado del efecto invernadero, y se posiciona como una de las principales preocupaciones a nivel global en relación con el uso de la energía. [2] La inquietud planteada no se limita únicamente a la sustitución de fuentes de energía no renovables o dañinas para el medio ambiente, sino que también implica una utilización eficiente, responsable y consciente de los recursos energéticos.

La experiencia internacional reconoce al uso eficiente de la energía como la medida más efectiva, a corto y mediano plazo, para lograr una significativa reducción de las emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) y de otros gases de efecto invernadero [3]. Por lo tanto, la eficiencia energética no debe ser considerada como una actividad coyuntural, sino de carácter permanente de mediano a largo plazo. Debe ser entendida como la adecuación constante de los sistemas de producción, transporte, distribución, almacenamiento y consumo de energía, destinados a lograr un mayor desarrollo sostenible con los medios tecnológicos al alcance, minimizando el impacto sobre el ambiente, optimizando la conservación de la energía y la reducción de los costos.

En particular, en la República Argentina, se entiende que la eficiencia energética conforma una componente imprescindible de la política energética y de la preservación del medio ambiente. En este sentido ya en el año 2007, se promulgó el Decreto 140/2007, enfocado en el uso eficiente de la energía y la creación del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE). De esta reglamentación surgieron dos herramientas, "SAORE" y "DEP", pero ninguna tuvo el impacto esperado en su utilización por parte de la Administración Pública Nacional (APN). Tanto el PRONUREE como estas herramientas no consideraban las necesidades específicas de cada actividad ni los diversos factores sociotécnicos, culturales, económicos y regionales, lo que dificultó su implementación efectiva.

En el año 2011, la resolución N°121/2011 de la Secretaría de Coordinación Administrativa y Evaluación Presupuestaria estableció los procedimientos y formularios para el empadronamiento obligatorio de los Administradores Energéticos, Ayudantes del Administrador Energético y edificios alcanzados por el "Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE)", creado también por el decreto 140/2007 para edificios públicos, hecho que tampoco tuvo el impacto esperado.

En el año 2014, en el marco de un proyecto de investigación desarrollado en el ámbito de la Universidad Tecnológica Nacional, se inicia la Red Tecnológica Nacional Sobre Eficiencia Energética (RedTecNEE) con el objetivo de *"promover la gestión energética en los sectores productivos y en las organizaciones públicas y privadas, a través de la interacción, cooperación y la transferencia de conocimientos entre los grupos que integran la Red."* Y, además, el objetivo de *"proveer a las distintas organizaciones de los diferentes sectores del país, de una herramienta capaz de ayudarles en la gestión energética y que contemple los requisitos para en el futuro poder implementar y/o certificar la Norma IRAM/ISO 50001:2011 de Gestión de la Energía."* [4]

Años más tarde la resolución 107/2023, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 31/23, creó el "Programa Edificios Públicos Sostenibles para los Organismos del Sector Público Nacional", en la órbita de la Unidad Gabinete de Asesores del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAyDS), cuyo objetivo general fue el de *"promover el manejo y gestión sostenible de recursos mediante buenas prácticas sostenibles de consumo y habitabilidad"*.

Las Universidades Nacionales, entendidas como un "Sujeto Público" inserto dentro de la administración, tienen una gran responsabilidad ante el paradigma energético, ya que son un importante agente dinamizador de la sociedad y formadoras de profesionales que en un futuro tendrán poder de decisión sobre muchas de las acciones que se necesitarán emprender para solucionar los problemas generados por el modelo de consumo energético actual. En este sentido, la implementación de prácticas de gestión de la energía se considera crucial no solo para reducir costos operativos, sino también para cumplir con los compromisos ambientales y promover la sostenibilidad en el ámbito educativo.

En Argentina existen antecedentes interesantes sobre proyectos desarrollados en Universidades Públicas que apuntan a la eficiencia energética de sus instalaciones, entre los que se pueden citar:

- La Facultad Regional Reconquista de la Universidad Tecnológica Nacional llevó a cabo la *"aplicación de un plan de gestión energética apoyado en los lineamientos de la Norma ISO 50001 en sus instalaciones"* [5]. Donde, en base a una auditoría energética realizada durante el período noviembre 2018 - octubre 2019, se determinó que, *"aplicando las modificaciones y mejoras sugeridas, se podrá obtener una disminución del 33% en el consumo de energía eléctrica en la institución"*. [5]
- La Universidad Nacional de La Plata ha llevado a cabo proyectos para mejorar la eficiencia energética en sus instalaciones, ha promovido el uso de energías renovables en sus campus,

como la instalación de paneles solares y ha desarrollado programas de concienciación y capacitación para promover prácticas más sostenibles entre estudiantes, docentes y personal administrativo [6].

- La Universidad Nacional de Córdoba ha realizado proyectos para mejorar la eficiencia energética en sus edificios, incluyendo la actualización de sistemas de iluminación y la instalación de equipos más eficientes en calefacción y refrigeración. También ha implementado medidas de gestión de la energía para monitorear y controlar el consumo en sus instalaciones, identificando áreas de mejora y estableciendo objetivos de eficiencia energética.
- La Universidad Nacional de Buenos Aires ha realizado proyectos para mejorar la gestión de la energía en sus numerosos campus, implementando sistemas de monitoreo y control del consumo energético en edificios y facultades.
- La Universidad Nacional Arturo Jauretche ha creado el GENUP, sistema para la gestión eficiente de la energía eléctrica en Universidades Públicas [7].
- La Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Avellaneda, el año 2023, ha optado a unirse al Programa de Edificios Públicos Sostenibles del ex MAyDS [8].
- La Universidad Nacional de Santiago del Estero ha realizado un diagnóstico energético en la Facultad de Ciencias Exactas y Tecnologías de la propia Universidad. *“El objetivo es analizar los desempeños energéticos y realizar propuestas para una mayor eficiencia energética edilicia”* [9].

En este punto es interesante plantear la siguiente pregunta: ¿De qué manera se puede lograr que las acciones que han conducido a la mejora del desempeño energético de las Universidades Públicas, sean sistematizadas y sostenibles a largo plazo?

Una posible respuesta, que propone este trabajo, es la de implementar un Sistema de Gestión de la Energía (SGEn) siguiendo los lineamientos de la norma internacional ISO 50001 [10]. Esta norma establece un marco para la implementación de sistemas de gestión de la energía, con el objetivo de mejorar en forma sostenible y sistemática el desempeño energético.

Existen Universidades en el mundo que ya han implementado SGEn basados en la norma ISO 50001. Entre las que se pueden citar La Universidad de Newcastle [11], la Universidad de Cranfield [12] y la Universidad London South Bank [13] entre otras.

En la Argentina, si bien no se han encontrado experiencias sobre la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía en Universidades, se pueden citar algunos trabajos que tratan sobre posibles aplicaciones [14], [15].

La Facultad Regional Avellaneda, a través de su grupo de investigación G.E.Co.R (Grupo de Energías Convencionales y Renovables) ha realizado un Proyecto de Investigación y Desarrollo titulado: *“Desarrollo de una herramienta de Gestión para la evaluación, seguimiento y control del desempeño energético de las Instituciones Públicas Universitarias”*, cuyo producto final es la publicación científica *“Gestión de la Energía - Guía para la implementación en Universidades Públicas”* (actualmente en prensa), principal referencia para la elaboración de este trabajo.

El presente artículo tiene como objetivo plantear un análisis sobre la importancia de implementar un Sistema de Gestión de Energía en Universidades Públicas Argentinas y los desafíos asociados, con el propósito de contribuir al logro de la sostenibilidad energética.

2. PROPUESTA METODOLÓGICA.

A continuación, se presenta una posible metodología empleada para llevar a cabo la implementación del SGEn, abordando tanto los aspectos técnicos como los desafíos culturales que pueden surgir en el proceso. Esta metodología, por lo tanto, se centra en la adaptación del SGEn teniendo en cuenta las particularidades de las instituciones educativas argentinas, destacando la importancia de un enfoque integral y colaborativo.

2.1. Caracterización de la institución

La estructura del sistema de Educación Superior en Argentina es diversa y segmentada, incluyendo Universidades públicas, privadas e institutos universitarios, así como otras instituciones de educación superior no universitarias. Las Universidades Públicas, regidas por la Ley de Educación Superior N°24.521 de 1995, destacan por su autonomía, gratuidad de estudios, y promoción académica y científica basada en méritos válidos. Este tipo de instituciones asumen la responsabilidad de implementar medidas en beneficio de la sociedad y el medio ambiente, incluyendo el cuidado de los recursos energéticos.

La estructura de gobierno de las universidades nacionales se compone de órganos colegiados y unipersonales, como la Asamblea Universitaria, el Consejo Superior y el Rector, además de las Secretarías que apoyan las funciones ejecutivas.

2.2. Cultura organizacional

La Universidad Pública es un ámbito de formación, donde básicamente se pueden distinguir 5 categorías de actores que en forma permanente u ocasionalmente se encuentran dentro de las instalaciones de la institución:

- Docentes
- No docentes
- Directivos y funcionarios
- Estudiantes
- Público en general

Esta estratificación determina cuáles son los sectores encargados de realizar la inversión, el mantenimiento y los incentivos para una mejor utilización de los recursos energéticos, definiendo quiénes son los encargados de seguir los planes de acción para lograr un aporte sociocultural significativo.

En cualquier organización, la implementación de una política de gestión sufre un cambio cultural que debe ser asumido por todos sus integrantes. Es por ello que las organizaciones formalizan el comportamiento para disminuir su variabilidad, principalmente para predecirlo y controlarlo. Si bien las Universidades pueden caracterizarse organizacionalmente como Burocracias Profesionales, la implementación de un SGE respondería a seguir la metodología de una Burocracia Mecánica [16]. Mientras que la Burocracia Profesional origina sus normas fuera de su propia estructura, la Burocracia Mecánica elabora sus propias normas a través de la tecnoestructura. Esto lleva a una implementación basada en la capacitación y socialización de las conductas como un proceso en el cual sus integrantes adquieren el sistema de valores, las normas y los esquemas de comportamiento requeridos por la organización. Su objetivo es reducir los conflictos que generen una resistencia al cambio (ver apartados 3.1 y 3.2).

2.3. Caracterización edilicia y de infraestructura

La infraestructura edilicia de las universidades públicas exhibe una diversidad considerable, influenciada por múltiples factores. En primer lugar, la tipología edilicia, que se refiere a la forma y distribución espacial de los edificios, los cuales suelen ser adaptados para el uso académico a partir de donaciones, expropiaciones o compras de propiedades. Sin embargo, la demanda energética inherente a estos espacios no siempre se contempla adecuadamente, a pesar de los esfuerzos por realizar reorganizaciones funcionales.

La ubicación geográfica de los edificios académicos también desempeña un papel crucial, ya que está estrechamente relacionada con la variabilidad climática. Esto influye en los requisitos de habitabilidad, como la climatización, la humidificación, la ventilación y la iluminación, así como en la orientación de los locales habitables respecto a la trayectoria solar y los vientos predominantes, lo que puede afectar significativamente su comportamiento y sus necesidades energéticas.

Las técnicas constructivas y los materiales utilizados son otro aspecto importante, ya que determinan desde el tipo de mantenimiento del edificio hasta su capacidad para regular el intercambio de calor con el medio ambiente y prevenir posibles patologías constructivas.

Además, los servicios necesarios para la operación del edificio, como la iluminación, la climatización y otros equipos específicos para áreas académicas, también consumen energía. Sin embargo, el mantenimiento de estas instalaciones a menudo se realiza sin considerar su eficiencia energética, lo que afecta tanto la implementación de prácticas más sostenibles como la relación con el sector encargado de aprobar la compra o reposición de equipos. En resumen, la falta de seguimiento del comportamiento energético de las instalaciones dificulta la implementación de medidas para un funcionamiento más eficiente desde el punto de vista energético.

2.4. Coyuntura

El análisis del contexto universitario establece los términos a tener en cuenta para asegurar la viabilidad de las propuestas a implementar.

En particular, a la fecha de realización de este trabajo se presenta una inflación interanual cercana al 290%. El presupuesto actual destinado a la educación superior es una prórroga de las partidas de 2023, lo que resulta en una pérdida adquisitiva real de alrededor del 65% [17]. Esto afecta directamente a las universidades públicas, ya que no cuentan con los recursos necesarios para cubrir sus gastos operativos. Aunque se anunció un aumento del presupuesto del 70% a partir de marzo de 2024, esto no es suficiente para cubrir los costos reales debido a la inflación y la anualización de los incrementos [18].

Asimismo, la problemática eléctrica en Argentina también afecta a las universidades y, en particular, la discusión sobre subsidios y tarifas eléctricas impacta en los costos operativos y la sostenibilidad de las instituciones.

2.5. Sistema de Gestión de la Energía (SGEn)

El desarrollo y la implementación de un SGEn incluyen los siguientes elementos: una política energética, objetivos, metas energéticas, y planes de acción relacionados con su eficiencia energética, uso y consumo de energía. El SGEn permite a la institución establecer y alcanzar las metas y los objetivos energéticos, tomando acciones según lo necesite para mejorar su desempeño energético.

Estos elementos pueden incorporarse mediante la "mejora continua". Esta noción fue planteada por Walter A. Shewhart en el año 1931 [19] y fuertemente trabajada por William E. Deming, resultando en el planteo del conocido "Ciclo PHVA". El acrónimo se debe a la conjunción de Planificar-Hacer-Verificar-Actuar, que en el ámbito del desempeño energético se explica de la siguiente manera:

- **Planificar:** implica planificar los objetivos energéticos y las acciones para concretarlos con una comprensión del contexto que influye en el ámbito energético de la organización. Es decir, se debe reconocer a todas aquellas partes interesadas que la rodean, determinar con precisión el rol que cumplen y la potencial incidencia que tendrán en el aspecto energético, conociendo sus expectativas y sus necesidades. Es importante en esta instancia evaluar certeramente los riesgos que pueden interponerse en el cumplimiento de los diferentes objetivos energéticos que la organización se propone.
- **Hacer:** consiste en la implementación de los planes de acción, los controles que se llevarán adelante, el aseguramiento de la competencia del personal y todas aquellas consideraciones que hagan al desarrollo del SGEn.
- **Verificar:** resulta fundamental poder evaluar el desempeño de las acciones que fueron realizadas y aquellas que no pudieron ser llevadas adelante. Es aquí donde se analizarán los indicadores de desempeño energético y se realizarán diversas actividades de auditoría y evaluación para poder determinar el estado del sistema.
- **Actuar:** abarca esencialmente la toma de decisiones que permitirán accionar sobre las No Conformidades que hayan surgido y que llevarán a la mejora continua del SGEn y del desempeño energético.

Estos conceptos están entrelazados transversalmente por el "Liderazgo", que resulta fundamental para el éxito del SGEn y que se basa en el compromiso de la Alta Dirección de la organización y en la definición adecuada de roles y responsabilidades, permitiendo así seguir el rumbo establecido por la Política Energética.

La Figura 1 muestra un esquema del proceso PHVA de un SGEn planteado anteriormente.



Figura 1. Ciclo PHVA de un SGEn [10].

2.6. Pasos iniciales para implementar un Sistema de Gestión de la Energía basado en la norma ISO 50001

2.6.1. Gestión del cambio

Cuando una universidad pública argentina decide implementar un Sistema de Gestión Energética (SGEn), es recomendable realizar actividades estratégicas preliminares antes de la implementación táctica. Este proceso sigue las consideraciones típicas de la Gestión del Cambio, donde un modelo efectivo es el de Kotter [20], que establece 8 pasos:

1. Establecer el sentido de urgencia: Las autoridades deben justificar la relevancia de implementar un SGEn y asegurar que sea considerado como una prioridad.
2. Desarrollar una coalición de liderazgo: Las autoridades deben liderar el proceso y empoderar al equipo de implementación.
3. Definir una visión y estrategia para el cambio: Las autoridades deben definir los objetivos del SGEn y la estrategia para alcanzarlos.
4. Comunicar la visión a las partes interesadas: La visión del SGEn debe ser comunicada para generar apoyo y alineamiento.
5. Eliminar los obstáculos: Es importante liberar al equipo de implementación de sus tareas habituales para evitar obstáculos.
6. Celebrar las victorias tempranas: Los hitos de implementación deben ser celebrados para generar confianza y apoyo.
7. Realizar ajustes y optimizaciones: Se deben realizar ajustes según el aprendizaje durante la implementación.
8. Anclar el cambio en la cultura organizacional: Es crucial asegurar que las nuevas prácticas sean mantenidas a través de actividades de verificación.

2.6.2. Análisis de brechas

Para una implementación exitosa del SGEn, es crucial realizar un diagnóstico de brechas y elaborar un plan de implementación. Esto implica recopilar información sobre la organización, realizar un análisis de brechas con respecto a los requisitos de ISO 50001:2018 a fin de estimar los esfuerzos necesarios para la implementación.

El análisis de brechas comprende tres actividades principales:

- Analizar la información documental recopilada para comprender la actividad de la organización, el funcionamiento de sus procesos y activos, y el estado actual de la gestión de la energía.
- Realizar un recorrido por las instalaciones para comprender la actividad de la organización y las relaciones entre las áreas involucradas en el SGEn.
- Organizar reuniones de trabajo con las personas involucradas en la gestión de la energía para complementar la recopilación de información, consensuar brechas y sensibilizar sobre los futuros elementos del SGEn a diseñar [21].

Una propuesta de información documentada para la gestión de la eliminación de las brechas identificadas se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Gestión de brechas

Requisito normativo	Análisis de brecha					Seguimiento			
	Documentación existente	Descripción del cumplimiento	Plan de acción	Responsable	Fecha	Estado	Fecha programada	Documentación final	% de avance

3. DISCUSIÓN

La implementación de un sistema de gestión energética en una universidad pública argentina requiere abordar tanto los aspectos técnicos como los culturales. A continuación, se identifican y

analizan los principales desafíos y barreras que pueden surgir durante el proceso de implementación de prácticas de gestión de la energía.

3.1. Conflictos técnicos:

- Infraestructura obsoleta: Muchas universidades públicas en Argentina tienen edificios antiguos con sistemas eléctricos y de climatización desactualizados. La adaptación de estas infraestructuras para un sistema de gestión energética puede ser costosa y compleja.

- Integración de tecnologías: La implementación de un sistema de gestión energética implica la integración de diversas tecnologías, como sensores, medidores inteligentes y sistemas de automatización. La compatibilidad y sincronización entre estas tecnologías pueden generar conflictos.

- Capacitación: El personal y los usuarios de la universidad pueden resistirse a adoptar nuevas prácticas y tecnologías. La falta de capacitación y concienciación sobre la importancia de la eficiencia energética puede dificultar la implementación exitosa.

3.2. Conflictos culturales:

- Cultura organizacional: Cada universidad tiene su propia cultura organizacional, valores y normas. La implementación de un sistema de gestión energética requiere cambios en los hábitos y comportamientos de las personas. La resistencia al cambio cultural puede ser un obstáculo a salvar.

- Participación y comunicación: La falta de participación activa de la comunidad universitaria en la planificación y ejecución del sistema de gestión energética puede generar conflictos. La comunicación efectiva y la inclusión de diferentes actores son clave para superar esta barrera.

- Prioridades institucionales: Las universidades enfrentan múltiples demandas y prioridades, como la docencia, la investigación y la extensión. La eficiencia energética puede no estar en la parte superior de la lista de prioridades, lo que dificulta la asignación de recursos y la toma de decisiones.

4. CONCLUSIONES.

La implementación de un Sistema de Gestión de Energía (SGEn) en universidades públicas argentinas es una estrategia fundamental para promover la sostenibilidad energética y optimizar el uso de recursos. A través de la adopción de la norma ISO 50001, las instituciones pueden establecer políticas energéticas claras, con objetivos medibles y planes de acción concretos que permitan una gestión sistemática y eficiente de la energía.

La gestión del cambio como paso inicial para la implementación de un SGEn basado en ISO 50001 es un proceso complejo que involucra la transformación de las prácticas, comportamientos y actitudes de los miembros de la comunidad universitaria. Este proceso requiere un liderazgo fuerte y comprometido que pueda motivar y guiar a la comunidad hacia la adopción de nuevas prácticas energéticas. Es fundamental que se promueva una cultura organizacional que valore la sostenibilidad y la eficiencia energética, lo cual se puede lograr mediante programas de sensibilización y capacitación continua.

Además, la resistencia al cambio es un desafío común que debe abordarse de manera proactiva. Para mitigar esta resistencia, es crucial involucrar a todas las partes interesadas desde las primeras etapas de la implementación del SGEn, asegurando que comprendan los beneficios a largo plazo de la gestión energética y cómo estas iniciativas pueden impactar positivamente tanto en la institución como en el medio ambiente. La transparencia en la comunicación, junto con la participación activa de la comunidad universitaria en el proceso de toma de decisiones, puede facilitar una transición más fluida y menos conflictiva.

Asimismo, es esencial reconocer y gestionar adecuadamente las diferencias culturales y estructurales presentes en cada institución, adaptando las estrategias de cambio a las particularidades de cada contexto. La flexibilidad en la implementación y el seguimiento continuo del proceso de cambio son necesarios para ajustar las estrategias cuando sea necesario, garantizando así que los objetivos de sostenibilidad se mantengan en el centro de las decisiones institucionales.

La gestión energética no solo contribuye a la reducción de costos operativos, sino que también, como ya se ha dicho, refuerza el compromiso de las instituciones con el cuidado del medio ambiente y el desarrollo sostenible.

Bibliografía

- [1] L. Melo, J. C. Pitman, B. Brea, F. Ingrasiotano, E. Leguizamón y J. Zárate, «Desarrollo de herramienta de Gestión para la evaluación, seguimiento y control del desempeño energético

- de las Instituciones Públicas Universitarias,» de *II Jornadas de Investigación y Vinculación de la Universidad Nacional Arturo Jauretche.*, Florencio Varela, 2017.
- [2] F. Zabaloy, M. Ibañez y C. Guzowski, «LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA Y LA POBREZA ENERGÉTICA EN ARGENTINA: ¿Que rol juega el territorio,» *Revista Planeo*, vol. 47, 2023.
- [3] COP 21, «Acuerdo de París,» de *Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, París, 2015.
- [4] L. Hernandez, N. Odobez, J. Fernandez, J. Torres, J. C. Pitman, P. D'Angona, J. Castro y J. Maccarone, «RED TECNOLÓGICA NACIONAL SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA,» de *CIDEL*, Buenos Aires, 2014.
- [5] S. Villán, G. Martínez y D. Tourne, «Eficiencia energética en el edificio de la UTN FRRq con la aplicación de la Norma ISO 50001,» de *X Seminario Nacional Virtual : Energía y su uso eficiente*, Virtual, 2020.
- [6] F. Tauber y H. Martino, «Propuestas innovadoras para la transición energética en la Argentina: El caso paradigmático de la Universidad Nacional de La Plata,» *Anuario 2023 de Municipios de Argentina*, vol. 7, 2023.
- [7] B. Brea, «Crean un sistema para la gestión eficiente de la electricidad en las Universidades Públicas,» *Página 12*, 1 agosto 2023.
- [8] MAYDS, «Guía de Implementación n° 1 : Programa Edificios Públicos Sostenibles para los organismos del Sector Público Nacional,» MAYDS, Buenos Aires, 2023.
- [9] G. Giulano, M. Ortega y B. Garzón, «Diagnóstico energético en la Universidad Nacional de Santiago del Estero, Argentina,» *Anales de Investigación en Arquitectura*, 2022.
- [10] IRAM-ISO 50001, *Sistemas de gestión de la energía - Requisitos con orientación para su uso*, Buenos Aires: Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM), 2019.
- [11] Universidad de Newcastle, «Gestión Ambiental y Energética,» Universidad de Newcastle, 2024. [En línea]. Available: <https://www.ncl.ac.uk/sustainable-campus/about-us/environmental-management/>. [Último acceso: 7 agosto 2024].
- [12] Cranfield University, «Energy Management System Manual,» 05 2021. [En línea]. Available: https://www.cranfield.ac.uk/-/media/files/corporate_documents/iso-50001-manual.ashx?la=en&hash=50A3C05B616D91CD9AC1EAC60AEF4BA26E64F843. [Último acceso: 12 08 2024].
- [13] BSI Group, «<https://www.bsigroup.com>,» [En línea]. Available: <https://www.bsigroup.com/globalassets/documents/iso-50001/case-studies/bsi50001casestudylondonsouthbankuni-v2.pdf>. [Último acceso: 7 agosto 2024].
- [14] M. Machicote, R. Morello y S. Nuñez, «Guía y análisis económico de la implementación de ISO 50001 en la sede ITBA – Parque patricios (tesis de grado),» ITBA, Buenos Aires, 2017.
- [15] M. Caballo Torres, *Diseño de un SGen basado en la norma ISO 50001 para la Facultad de Ingeniería y Arquitectura en la Universidad de El Salvador*, El Salvador: Universidad de El Salvador, 2018.
- [16] H. Mintzberg, *Diseño de Organizaciones Eficientes*, Buenos Aires: El ateneo, 2004.
- [17] INDEC - Argentina, «Informes técnicos / Vol. 8, n° 82,» INDEC, CABA, 2024.
- [18] «cronista.com,» *El Cronista*, 18 abril 2024. [En línea]. Available: <https://www.cronista.com/economia-politica/el-gobierno-anuncio-un-acuerdo-con-las-universidades-para-aumentar-el-presupuesto/>. [Último acceso: 9 mayo 2024].
- [19] W. A. Shewart, *Economic control of quality of manufactured product*, Van Nostrand Company, 1931.
- [20] J. Kotter, *El líder del Cambio*, México: Leading Change, 2006.
- [21] Agencia de Sostenibilidad Energética, «Guía de Implementación de Sistema de Gestión de la Energía basada en la ISO 50001,» Agencia de Sostenibilidad Energética, Santiago, 2022.

ANÁLISIS DE LA PROPAGACIÓN DE LA THD DE TENSIÓN EN UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 35 MW CONECTADA A RED

Carretero Hernández, Alejandro^{1,*}, Artigao, Estefanía¹, Martín Martínez, Sergio¹,
Gómez Lázaro, Emilio¹

1. Instituto de Investigación en Energías Renovables, UCLM, 02071 Albacete, España.

*Comunicaciones: Alejandro.Carretero@uclm.es

RESUMEN.

Se han realizado dos estudios con el objetivo de analizar la propagación de los armónicos de tensión procedentes de la red de distribución eléctrica a través de diferentes elementos de un gran huerto solar fotovoltaico. El primero de ellos analiza la tasa de distorsión armónica de tensión entre dos fases distintas en diferentes emplazamientos de medida. El segundo de ellos compara la tasa de distorsión armónica de tensión de un inversor con la del centro de transformación al que está conectado. Los resultados muestran que no existen grandes desequilibrios en la tasa de distorsión armónica de tensión en dos o más fases de los inversores ni centro de transformación estudiados. También se observa cómo la tasa de distorsión armónica de tensión del centro de transformación que agrupa varios inversores no se ve afectada por la agregación de inversores, y que conforme se aumenta la cantidad de inversores conectados al centro de transformación, se incrementa la diferencia entre la tasa de distorsión armónica de tensión de los inversores frente a la del centro de transformación que los agrupa.

Palabras Claves: Armónicos, Sistemas Eléctricos de Potencia, Inversor String, Energía Fotovoltaica, Calidad Eléctrica.

Área Temática: Generación Distribuida. Optimización en la producción, almacenamiento y uso de la Energía. Uso racional y eficiente de la Energía. Usos especiales.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN.

La energía solar fotovoltaica ha emergido como una de las tecnologías de generación renovable más económicas en los últimos años, impulsando la rápida expansión de plantas de generación fotovoltaica en todo el mundo. Según [1], la energía solar fotovoltaica es la segunda más barata, justo después de la eólica terrestre. Además, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) señala que el costo nivelado de la energía (LCOE) solar fotovoltaica ha disminuido significativamente, siendo en muchos mercados más barato que las fuentes tradicionales de energía como el carbón y el gas natural [2]. De igual manera, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) destaca que la energía solar fotovoltaica es considerada la fuente de energía más barata en la historia [3].

Este crecimiento acelerado ha tenido un impacto significativo en el panorama energético global, particularmente en países como España, donde las políticas de energía renovable y la conciencia medioambiental han fomentado un aumento notable de la instalación de sistemas fotovoltaicos. Como resultado, se ha observado una proliferación de huertos solares fotovoltaicos, tanto de pequeñas instalaciones para autoconsumo como de grandes plantas de generación eléctrica, entre las que se incluye el huerto objeto de estudio en este trabajo, con una capacidad de 35 MW y ubicado en España. Según [4], se ha alcanzado un total de 25,1 GW de potencia solar fotovoltaica en España a finales del año 2023 y se pretende que la potencia total instalada de esta tecnología alcance los 39,2 GW en el año 2030 [5].

Aunque la expansión de la energía fotovoltaica conlleva innumerables beneficios en términos de sostenibilidad y reducción de emisiones de carbono, también plantea importantes desafíos en el ámbito de la calidad eléctrica, especialmente en la emisión de armónicos [6-9], cuya aparición puede afectar significativamente la estabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico. Los sistemas fotovoltaicos requieren equipos de electrónica de potencia para convertir la energía generada en corriente continua (CC) en corriente alterna (CA), los cuales generan señales armónicas que se propagan a lo largo de la red eléctrica. Estos armónicos pueden provocar problemas como la distorsión de la forma de onda, el calentamiento excesivo de equipos y la interferencia con otros dispositivos conectados a la red [10,11]. Por lo tanto, comprender y mitigar el impacto de los armónicos generados por los huertos solares fotovoltaicos es crucial para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Es por este motivo que se han realizado diversos estudios referentes al análisis de la emisión de armónicos en huertos solares fotovoltaicos. No obstante, la mayor parte de ellos se ha llevado a cabo mediante simulaciones, con datos medidos en condiciones de laboratorio, o bien con potencias o periodos muy reducidos. En [11,12] los autores estudiaron la Tasa de Distorsión Armónica (THD, por sus siglas en inglés, *Total Harmonic Distortion*) utilizando datos simulados de un sistema de energía fotovoltaica de 1,2 MW hasta el armónico 31. De manera similar, los autores en [13] simularon una instalación fotovoltaica de 4 MW y analizaron hasta el armónico 15. Más estudios presentados en [14-16] utilizaron datos simulados y estudiaron hasta el armónico 29, así como la THD. En [17], se llevó a cabo un estudio basado en un modelo de simulación. En [18], se realizó una simulación y contraste con datos reales en la universidad de Florida en una instalación PV de 1,4 MW medidos en un periodo de un día, comparando la THD de corriente en función de diferentes niveles de irradiancia. Otro enfoque común para el análisis de distorsión armónica e interarmónica es probar diferentes condiciones de laboratorio, como se describe en [19-21].

A su vez, se sabe que los armónicos de corriente emitidos en una instalación de generación de energía eléctrica son fuertemente dependientes de los niveles de armónicos de tensión existentes en la red a la que están conectados [22-24]. Evaluar la propagación de estos armónicos de tensión a través de los diferentes elementos dentro de la instalación ayudará a clarificar las condiciones de operación de los inversores y, por tanto, a evaluar en mejor detalle los niveles de armónicos de corriente emitidos. No obstante, los estudios existentes en la literatura científica referentes a los armónicos de tensión se centran en analizar las condiciones de funcionamiento en el punto de conexión a red (PC). Esto se debe principalmente a que la normativa referente a los niveles de tensión describe únicamente las características que deben cumplir las redes de distribución y transporte en el PC, y no en el interior de las instalaciones.

La norma UNE-EN 50160 [25] describe las características de la tensión suministrada en el PC por las redes de distribución hasta 150 kV. Las normas EN IEC 61000-3-2 [26] y 61000-3-12 [27] establecen las características que deben cumplir las tensiones armónicas en el PC para realizar medidas adecuadas sobre los armónicos de corriente. De igual modo, la norma IEEE std 519 [28] establece límites de tensiones armónicas en el PC.

En este contexto, se han realizado dos estudios con el objetivo de analizar los armónicos de tensión en diferentes puntos de un huerto solar fotovoltaico de 35 MW en España. El primer estudio compara la tasa de distorsión armónica de tensión (THD U) entre dos fases de un elemento en función de la potencia. Los elementos estudiados son un inversor, un centro de transformación inteligente (STS, por sus siglas en inglés, *Smart Transform Station*) y la salida de la planta en el PC. Este análisis busca identificar posibles desequilibrios entre fases y determinar las condiciones de potencia en las que se producen. El segundo estudio se enfoca en comparar la THD U del inversor con la del STS, también en función de la potencia. Este enfoque proporcionará una comprensión más profunda de la relación entre la THD U en diferentes puntos del sistema y permitirá identificar cómo se propagan estos armónicos a través de los diferentes elementos de la instalación, así como el impacto que la agregación de inversores pueda tener en esta variable.

2. BASE DE DATOS.

Se ha llevado a cabo una campaña de medición en una gran planta fotovoltaica conectada a red, operativa en España y con una capacidad aproximada de 35 MW. La Figura 1 muestra un diagrama de la planta, la cual está dividida en 7 zonas diferenciadas, cada una con su propio STS. Estos STS disponen a su vez de uno o dos devanados en sus transformadores, a los cuales están conectados en promedio 17 inversores de 185 kW a cada uno, obteniendo potencias en el STS de alrededor de 3 MW por devanado.

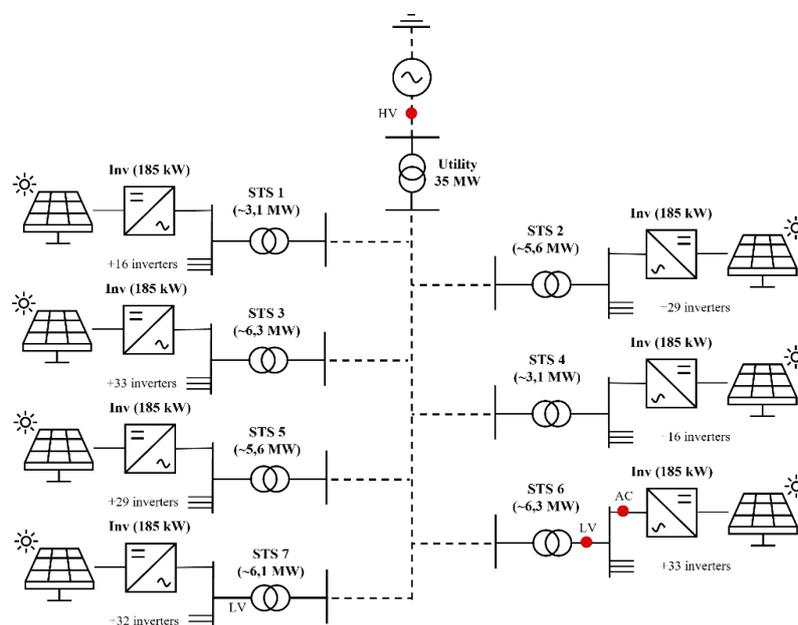


Figura 1. Disposición de la planta fotovoltaica. [Elaboración propia].

Los datos se recopilaban utilizando el Fluke TM 1760, un analizador PQ Clase A fabricado por Fluke Coporation (EEUU), durante un período de 4 meses. Para las mediciones se empleó la sonda de corriente flexible Fluke TPS FLEX 24. Según el fabricante, este instrumento tiene un error intrínseco máximo del 1% y un error de fase máximo de $0,5^\circ$, ambos con un rango de medición de $23^\circ\text{C} \pm 2\text{K}$; $74^\circ\text{F} \pm 2\text{K}$, y una frecuencia de 48 a 65 Hz. En conjunto, el equipo es capaz de realizar mediciones conforme a la norma internacional IEC 61000-4-30:2015+A1:2021 Clase-A [29].

Se han definido tres puntos de medición en la planta fotovoltaica: el primero de ellos en el lado CA de uno de los inversores de la zona 6, otro en la entrada del STS, y el último en el PC de la planta con la red de distribución, como se ilustra en la Figura 1 con marcas rojas que representan estas ubicaciones. Tanto las medidas del inversor como las del STS 6 han sido tomadas en la parte de baja tensión (BT) y CA, a una tensión de 800 V. Los datos de la planta se han obtenido en el lado de alta tensión (AT), en el PC con la red de distribución, a 132 kV.

Los inversores de la planta son inversores string de 185 kW que emplean modulación por ancho de pulso (PWM) para la conversión de energía. Estos inversores se destacan por su alta eficiencia de conversión y técnicas avanzadas de control para minimizar la distorsión armónica. En la zona 6, se dispone de una STS con dos devanados y una configuración Dy11-y11, a los que se conecta un total de 17 inversores a cada devanado.

Los datos recopilados incluyen valores diarios estándar y valores promedio de 10 y 1 minuto para tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y potencia aparente,

registrados en intervalos de 3 segundos. Los armónicos de tensión y corriente se calculan utilizando un intervalo promedio de 10/12 ciclos (200 ms), que contiene exactamente 2048 valores de muestra. A partir de estas muestras se calculan 1024 subintervalos FFT (Transformada Rápida de Fourier) con una resolución de 5 Hz. El cálculo de armónicos e interarmónicos se realiza de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7:2002 [30], sección 5.6 (sin suavizado), utilizando una evaluación de subgrupos de armónicos sin espacios. Durante la campaña de medición, se obtuvieron más de 12 millones de adquisiciones, permitiendo el análisis de más de 3 mil millones de parámetros, como se muestra en la Figura 2.

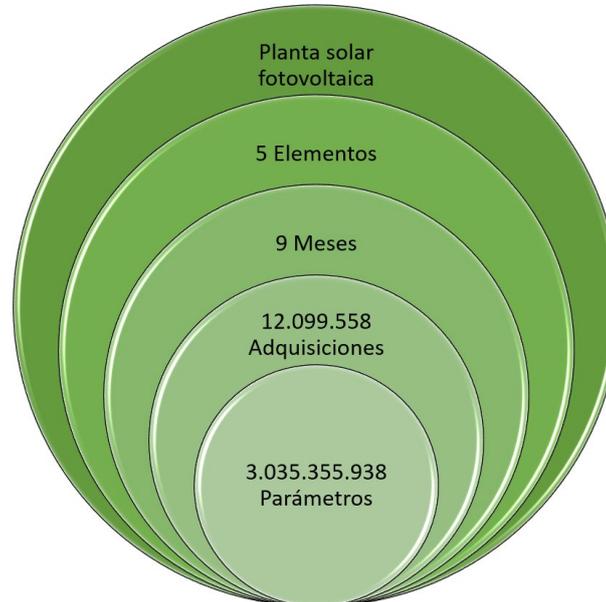


Figura 2. Datos obtenidos en la campaña de medición. [Elaboración propia].

3. METODOLOGÍA.

De igual modo que una señal eléctrica queda completamente definida por su tensión, corriente y ángulo entre ellas, las componentes armónicas eléctricas se pueden diferenciar entre componentes armónicas de tensión y de corriente, así como el ángulo existente entre ellas. Este estudio pretende analizar el comportamiento de los armónicos de tensión en diferentes puntos de la planta fotovoltaica, para lo cual se han realizado dos estudios.

El primer estudio trata de evaluar las diferencias o similitudes en la THD U entre dos fases de cada elemento en función de la potencia. En primer lugar, se realiza un filtrado para eliminar los valores pertenecientes a momentos en los que al menos una de las tres fases del elemento estudiado no alcanza el 20% de la potencia nominal del elemento. Para ello, se ha empleado la corriente nominal como indicador de la potencia, cuyos valores se muestran en la Tabla 1. El valor de la corriente nominal del inversor se ha obtenido del catálogo del fabricante; para el STS, este valor se ha multiplicado por los 17 inversores conectados a cada devanado, mientras que para la planta se ha utilizado la Ecuación 1.

$$I_{planta} = \frac{185 \frac{kW}{Inversor} \cdot 195 \text{ inversores}}{\sqrt{3} \cdot 132 \text{ kV}} \quad (1)$$

Posteriormente, se comparan las THD U (%) de dos fases de un elemento mediante un diagrama de dispersión, donde se ubica la fase 1 en el eje X y la fase 3 en el eje Y. Asimismo, se añade una recta con una pendiente de 45°, cuya función es la de determinar de forma más rápida y sencilla si un punto de la nube tiene mayor valor en una de las fases que en la otra. Por el contrario, en los casos en que los puntos tiendan a agruparse alrededor de la recta, se considera que las dos fases están bien equilibradas. A su vez, la potencia del elemento se representa mediante una escala de colores, utilizando la corriente del armónico fundamental I H1 (A).

Tabla 1. Corrientes y tensiones nominales de medición por elemento. [Elaboración propia].

Elemento	Corriente nominal (A)	Tensión de medición (V)
Inversor	126,3	800
STS	2147,1	800
Planta	157,8	132000

El segundo estudio compara la THD U del inversor con la del STS, además de evaluar la influencia que tiene la potencia en ambos elementos. De esta manera, se puede identificar si la THD U existente en los inversores se transmite, amplifica o reduce desde la entrada del STS. Asimismo, se analiza en qué condiciones se observan mayores valores de THD U en el STS o en el inversor. Para ello se han seleccionado únicamente los valores en los que todas las fases de ambos elementos están por encima del 20% de la potencia nominal. Adicionalmente, se ha realizado un reordenamiento para establecer qué valor del inversor corresponde a cada uno de los valores del STS, pues las mediciones no comienzan al mismo tiempo.

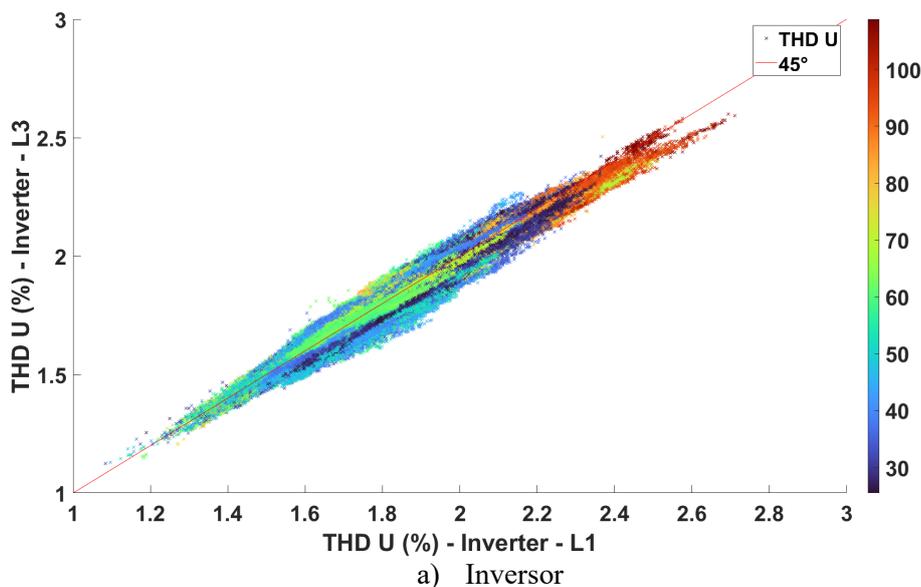
Finalmente, ambas variables se representan en un diagrama de dispersión, mostrando en el eje X la THD U del STS, en el eje Y la THD U del inversor, y la potencia del STS mediante una escala de colores. Al igual que en el primer estudio, se añade una recta con pendiente de 45° para facilitar la comparación de los valores entre ambos elementos.

Ambos estudios han sido realizados con los tres inversores y las tres fases de cada elemento, obteniéndose resultados muy similares. Por lo tanto, se ha decidido mostrar únicamente los correspondientes al inversor 14 como representativo de los tres, por ser del que más adquisiciones se obtuvieron.

4. RESULTADOS.

4.1 Comparativa entre la THD U de dos fases en distintos puntos de medida

En este estudio se presentan mediante gráficos de dispersión la THD U de dos fases de un elemento, así como la I H1 en colores. En la Figura 3a, se muestra como las THD U de las fases 1 y 3 de todos los elementos se adaptan perfectamente a la recta de 45°, indicando que no hay grandes desequilibrios entre las distintas fases. En lo referente a la potencia, se puede observar que los niveles más elevados de THD U se corresponden a instantes en que la I H1 del elemento es elevada, lo que también indica un alto nivel de potencia. En estos puntos se obtienen ligeros desequilibrios entre las fases, siendo superiores las THD U de la fase 1 frente a la de la fase 3. Por otro lado, los instantes en que el elemento trabaja con una I H1 menor son también aquellos en los que las THD U de las fases están más desequilibradas, alejándose más de la recta de 45°. Estos resultados se mantienen tanto para los inversores como para el STS, como se puede ver al comparar las Figuras 3a y 3b.



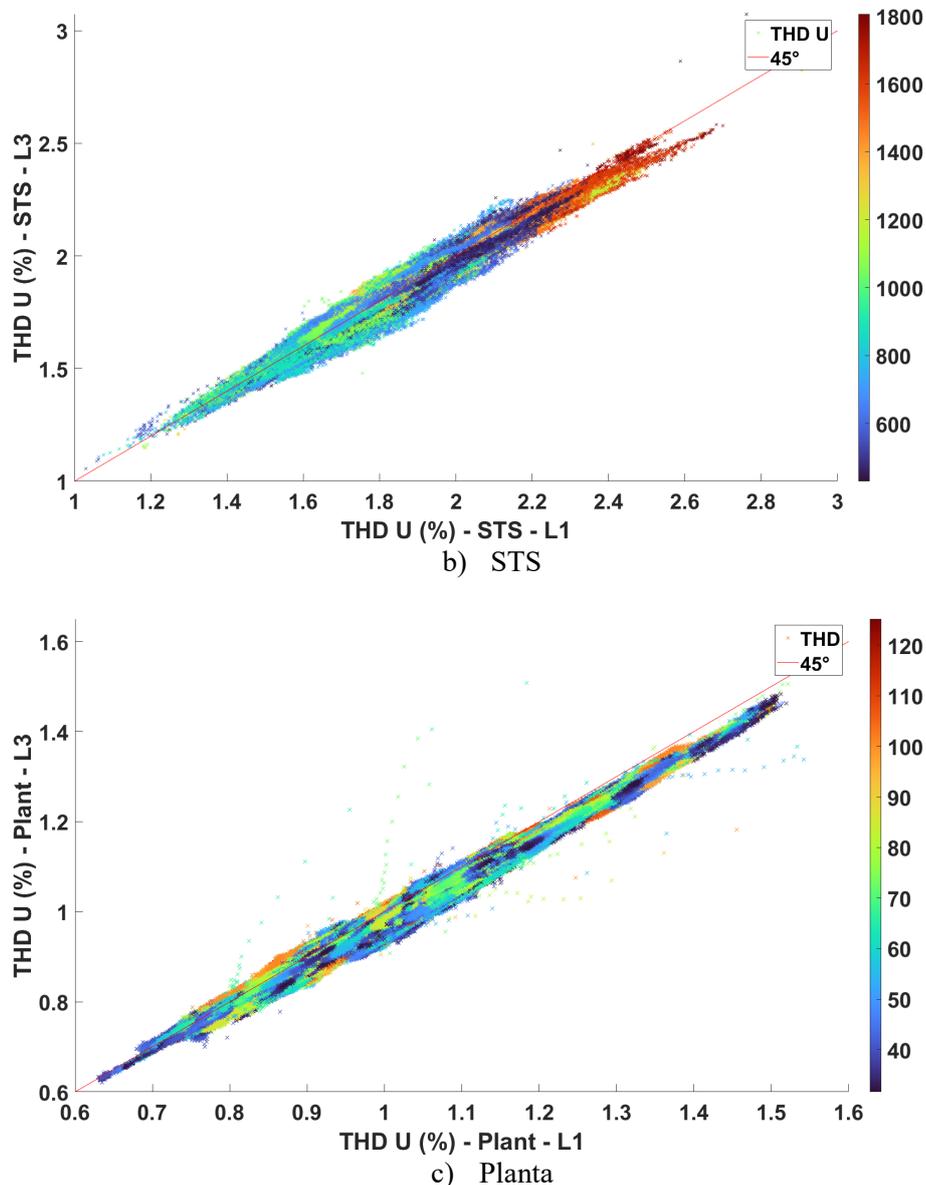


Figura 3. Comparativa entre la THD U (%) de dos fases y la I H1 (A). Fases 1 and 3. [Elaboración propia].

En cuanto a la planta, la Figura 3c muestra como la THD U sigue manteniéndose equilibrada entre sus fases, pero la THD U de la planta no guarda ninguna relación con la I H1, ya que se tienen valores muy diferentes en todo el rango estudiado. Esto es debido a que los valores de la THD U vienen marcados por la red eléctrica ya que las medidas han sido tomadas en el lado de AT y, por lo tanto, no depende de la producción interna de la planta.

Además, en la Figura 3c se observa que los valores de THD U son inferiores al 1,5% en todos los casos en el PC, cumpliendo así con el límite del 3% establecido en la norma EN 50160:2010/A1:2015 y con las recomendaciones del límite de 1,5% de la norma IEEE std 519. En cambio, en el interior de la planta estos valores aumentan tanto en el inversor como en el STS hasta el 2,7%.

4.2 Comparativa entre la THD U del inversor y el STS

En este estudio se representan mediante gráficos de dispersión la evolución de la THD U de los diferentes inversores en comparación con la del STS, así como la I H1 del STS en colores. La Figura 4 muestra cómo los valores que quedan por encima de la recta de 45° pertenecen a instantes en que la THD U del inversor es superior a la del STS, coincidiendo con los instantes de mayor producción. Por otro lado, los puntos que quedan por debajo de la recta indican que, cuando la producción es reducida, se tienen mayores valores de THD U en el STS que en el inversor. El aumento de la producción genera mayores valores de THD U en los inversores que no se reflejan en el aumento de la THD U del STS, lo que implica que la THD U del STS es independiente de la agregación de inversores.

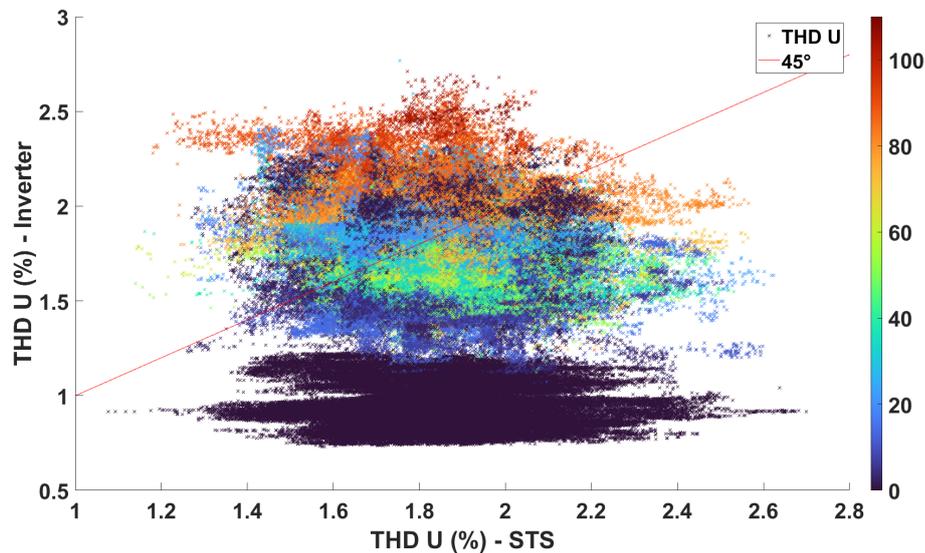


Figura 4. Comparativa entre la THD U del inversor y el STS en relación con la I H1 (A) del STS - Fase 1. [Elaboración propia].

Por otro lado, se pueden atisbar unas líneas horizontales en la parte inferior del gráfico, todas ellas correspondientes a instantes con valores de potencia prácticamente nulos. El funcionamiento interno escalonado del inversor impide que se produzcan valores en ciertas áreas del gráfico, limitando la producción en unos intervalos específicos. Esto explica por qué aparecen rectas horizontales en vez de una dispersión de puntos, ya que ningún modo de funcionamiento produce valores entre dos líneas consecutivas.

5. CONCLUSIONES.

Se ha realizado un estudio de la propagación de armónicos de tensión en diferentes puntos de una gran planta fotovoltaica. Durante un periodo de 4 meses, se han medido los parámetros de tensión armónica hasta el armónico 50 en tres ubicaciones internas del huerto. Se realizaron dos estudios para comparar el comportamiento de la THD U tanto entre diferentes fases en el mismo punto de medición como entre diferentes puntos de medición. Con base en los resultados y discusiones presentados anteriormente, se pueden extraer varias conclusiones importantes.

En primer lugar, se observó que la THD U de los inversores aumenta en correlación con el incremento del I H1 y, por ende, con la potencia generada. Además, no se detectaron desequilibrios significativos en la THD U entre dos o más fases en ningún punto de la planta, lo que indica una distribución homogénea de los armónicos de tensión entre las fases. Asimismo, se encontraron valores de THD U más elevados en los inversores en comparación con el STS cuando los niveles de potencia son altos. Finalmente, se concluyó que la THD U del STS no se ve afectada por la agregación de inversores, lo que sugiere que la combinación de múltiples inversores no incrementa la distorsión armónica de tensión en el STS, y que esta viene definida por las condiciones de la red.

Estos hallazgos proporcionan una comprensión más profunda de la relación entre la generación de armónicos y la operación de sistemas fotovoltaicos a gran escala, y son fundamentales para mejorar la calidad y estabilidad del suministro eléctrico en redes con alta penetración de energía solar.

En este contexto, se pretende realizar futuras investigaciones en este campo analizando el comportamiento de cada uno de los armónicos de tensión desde el H2 hasta el H50, así como la THD U global, comparando el comportamiento de estos parámetros antes y después de la puesta en marcha de la planta, con el objetivo de evaluar la influencia que esta instalación ha tenido en la red de distribución.

6. AGRADECIMIENTOS.

Esta investigación ha sido financiada por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España, la Unión Europea y la AEI a través del proyecto de referencia PID2021-126082OB-C21. También ha recibido el apoyo financiero de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha (JCCM) a través del proyecto de referencia SBPLY/23/180225/000226.

7. REFERENCIAS.

- [1] Lazard, "Levelized Cost of Energy+ (LCOE+), June 2024," Lazard, 2024.
- [2] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2022," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.
- [3] IEA, "World Energy Outlook 2020," International Energy Agency, Paris, 2020.
- [4] UNEF, Informe Anual UNEF 2023, Unión Española Fotovoltaica, 2023.
- [5] MITECO, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020.
- [6] K. Peiris, S. Elphick, J. David, and D. Robinson, "Impact of Multiple Grid-Connected Solar PV Inverters on Harmonics in the High-Frequency Range," *Energies*, vol. 17, no. 11, Article 2639, 2024.
- [7] X. Xu, A. J. Collin, S. Z. Djokic, R. Langella, A. Testa, J. Meyer, and F. Möller, "Harmonic emission of PV inverters under different voltage supply conditions and operating powers," en 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016, pp. 373-378.
- [8] D. Barkas, A. Menti, P. Pachos, and C. Psomopoulos, "Experimental investigation of the impact of environmental parameters on the supraharmonic emissions of PV inverters," *AIMS Energy*, vol. 12, pp. 761-773, Jan. 2024.
- [9] A. Varatharajan, S. Schoettke, J. Meyer, and A. Abart, "Harmonic Emission of Large PV Installations: Case Study of a 1 MW Solar Campus," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 12, pp. 701-706, Apr. 2014.
- [10] J. Sreedevi, N. Ashwin and M. N. Raju, "A study on grid connected PV system," 2016 National Power Systems Conference (NPSC), Bhubaneswar, India, 2016, pp. 1-6.
- [11] A. Chidurala, T. K. Saha, N. Mithulananthan and R. C. Bansal, "Harmonic emissions in grid connected PV systems: A case study on a large scale rooftop PV site," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA, 2014, pp. 1-5.
- [12] A. Chidurala, T. Saha and N. Mithulananthan, "Harmonic characterization of grid connected PV systems & validation with field measurements," 2015, IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-5.
- [13] J. Sreedevi, N. Ashwin, M. N. Raju, "A study on grid connected pv system," 2016 National Power Systems Conference (NPSC), IEEE, 2016, pp. 1-6.
- [14] R. Sinvula, K. M. Abo-Al-Ez and M. T. Kahn, "Total Harmonics Distortion (THD) with PV System Integration in Smart Grids: Case Study," en 2019 *International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, Wellington, South Africa, 2019, pp. 102-108.
- [15] R. R. Fortes, R. F. Buzo, L. C. de Oliveira, "Harmonic distortion assessment in power distribution networks considering dc component injection from pv inverters," *Electric Power Systems Research*, Volumen 188, 2023.
- [16] S. Sakar, M. E. Balci, S. H. Abdel Aleem, A. F. Zobaa, "Integration of large-scale pv plants in non-sinusoidal environments: Considerations on hosting capacity and harmonic distortion limits," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 82, 2018, 176-186.
- [17] F. J. Ruiz-Rodriguez, J. Hernandez Casa, F. Jurado, "Harmonic modelling of pv systems for probabilistic harmonic load flow studies," *International Journal of Circuit Theory and Applications*, Volumen 43, 2015, 1541-1565.
- [18] S. Roy, A. Debnath, M. Tariq, M. Behnamfar, and A. Sarwat, "Characterizing current THD's dependency on solar irradiance and supraharmonics profiling for a grid-tied photovoltaic power plant," *Sustainability*, vol. 15, no. 2, Article 1214, 2023.
- [19] S. Djokic, J. Meyer, F. Möller, R. Langella, A. Testa, "Impact of operating conditions on harmonic and interharmonic emission of PV inverters," 2015 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), IEEE, 2015, pp. 1-6.
- [20] X. Xu, A. J. Collin, S. Z. Djokic, R. Langella, A. Testa, J. Meyer, F. Möller, "Harmonic emission of pv inverters under different voltage supply conditions and operating powers," en 2016 17th *International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, IEEE, 2016, pp. 373-378.
- [21] R. Langella, A. Testa, J. Meyer, F. Möller, R. Stiegler, S. Z. Djokic, "Experimental-based evaluation of pv inverter harmonic and interharmonic distortion due to different operating conditions," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 65, 2016, 2221-2233.
- [22] J. Schlabbach, A. Grob and G. Chicco, "Influence of Harmonic System Voltages on the Harmonic Current Emission of Photovoltaic Inverters," en *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, Setubal, Portugal, 2007, pp. 545-550.
- [23] A. Carretero-Hernandez, E. Artigao, S. Martin-Martinez, C. Alvarez-Ortega, M. Ochoa-Gimenez, E. Gomez-Lazaro, "Comparison of harmonic emission in LV side of a large grid connected PV power plant," *Electric Power Systems Research*, Volume 223, 2023.
- [24] K. Daniel, L. Kütt, M. N. Iqbal, N. Shabbir, and M. Jarkovoi, "Description of Practical Load Harmonic Current Emission due to Voltage Harmonic Variation," en 2021 IEEE 62nd

- International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2021, pp. 1-6.
- [25] Asociación Española de Normalización y Certificación, "UNE-EN 50160:2010. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución," 2010.
- [26] International Electrotechnical Commission, "EN IEC 61000-3-2:2019. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)," 2019.
- [27] International Electrotechnical Commission, "EN IEC 61000-3-12:2011. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-12: Limits - Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase," 2011.
- [28] IEEE Standards Association, "IEEE Std 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," 2014.
- [29] International Electrotechnical Commission, "IEC 61000-4-30:2015+A1:2021. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods - Class A," 2021.
- [30] International Electrotechnical Commission, "IEC 61000-4-7:2002. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto," 2002.

Análisis de metodologías para la evaluación de Eficiencia Energética en edificios

Hernández, Luis ^a; Juárez, Pedro ^a; Borhi, Juan ^a; Alcaino, Leandro ^a

a: UTN Facultad Reg. Gral Pacheco – Grupo de Estudio Sobre Energía GESE.
Email: pjuarez@docentes.frgp.utn.edu.ar

RESUMEN.

El trabajo describe los resultados de comparación de dos metodologías diferentes para medir la eficiencia energética en edificios. Por un lado, el aplicativo informático de la Secretaría de Energía de la Nación (SE), que se basa en clasificar energéticamente a los edificios según las dimensiones y los materiales de sus envolventes y determinar el Índice de Prestaciones Energéticas (IPE) de los mismos, creando una Etiqueta de Eficiencia Energética, que, a partir de una tabla comparativa, clasifica a las viviendas y edificios en categorías que van desde la A (más eficiente) hasta la G (menos eficiente). Por otro lado, la metodología Building Energy Quotient “in Operation” desarrollada por la organización ASHRAE (Sociedad Americana de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado), la que evalúa el rendimiento energético con las características constructivas del edificio, la energía consumida por el mismo, una revisión in situ y, según su operación, clasifica a las construcciones edilicias con un puntaje en una escala adimensional con categorías que van desde la A (Net zero o productor de energía), hasta la F (Insatisfactoria).

A tal fin, se tomó como base de comparación, un edificio perteneciente a una cooperativa de servicios públicos de telecomunicaciones, que, entre otras, posee varias sedes comerciales y de servicio técnico.

En consecuencia, se hace una descripción de las características del edificio principal, presentando las metodologías desarrolladas para llevar a cabo los análisis energéticos.

Palabras Claves: Eficiencia, Energía, Etiquetado, Edificios.

Área Temática: Energía y Medio Ambiente

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La Cooperativa en la cual se estudió el comportamiento energético de su edificio, inició sus actividades en 1967 para dar satisfacción a una necesidad básica de comunicación en una localidad del Gran Buenos Aires. Desde ese momento, la localidad ha ido creciendo, y, por consiguiente, dicha cooperativa ha ido sumando prestaciones y hoy cuenta con cinco sedes.

Con anterioridad a este análisis energético del edificio de la cooperativa, el GESE (Grupo de Estudios Sobre Energía) de la UTN Regional Gral. Pacheco, realizó un diagnóstico energético cuyos objetivos primordiales fueron:

- Conocer el estado de la cooperativa con relación a eficiencia energética.
- Identificar los diversos proyectos de eficiencia energética que se pueden ejecutar en base a su viabilidad y/o rentabilidad.

De los objetivos primordiales mencionados precedentemente, surge el impulso de aplicar eficiencia energética (EE) al edificio principal de la cooperativa, dado que su principal actividad es brindar el servicio de telecomunicaciones y, por ende, los equipos de su centro de datos, corazón del negocio, requieren condiciones inmejorables para su correcto funcionamiento, como lo son las instalaciones de servicios (facility) donde las más importantes son: el aire acondicionado, para establecer las condiciones de temperatura y humedad y, por lógica consecuencia, la energía eléctrica. Por tal motivo, en el edificio principal de esta cooperativa, el consumo de energía más importante es requerido por los equipos de aire acondicionado, debido a que su centro de datos requiere, para el funcionamiento óptimo de los equipos de telecomunicaciones, un ambiente con una temperatura de 20 °C +/- 1°C y 50% de HR y, el mismo está operativo las 24 horas los 365 días del año. El resto del edificio funciona 8 horas por día con personal administrativo y atención al público.

1.1. SITUACION DE CONTEXTO

En otro orden de cosas, es sabido que el sector residencial, comercial y público, demanda el 32% del total de la energía consumida en el país, y en el mismo orden está el transporte, siendo dicho valor superior a lo que consume la Industria (Figura 1).

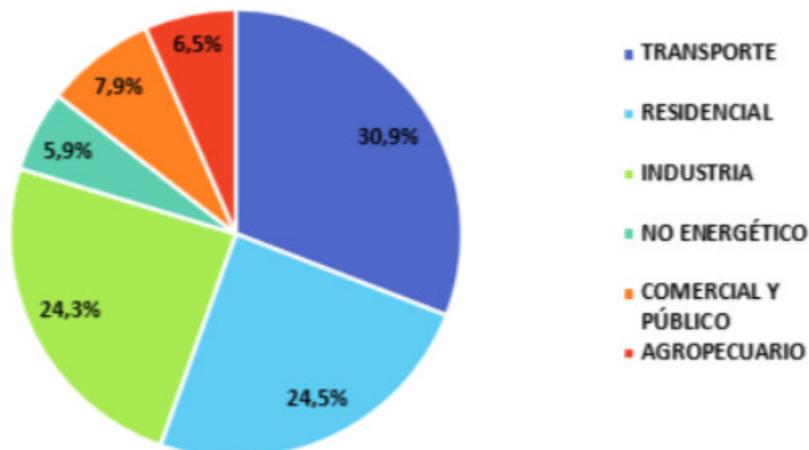


Figura 1. [Fuente: datos de la Secretaría de Energía de la Nación. Distribución de consumo de la oferta energética final. Año 2019]

Esto es que, el sector residencial y de servicios es uno de los mayores consumidores de energía. Además, por otro lado, existen investigaciones que confirman que, de la energía total demandada por los edificios para su normal funcionamiento, alrededor del 70% es requerida para acondicionar. Es decir, dependiendo del clima, y la estación del año, la energía consumida es para climatizar (calefaccionar y refrigerar). Siendo un porcentaje menor el destinado a iluminación, funcionamiento de equipos y calentamiento de agua sanitaria.

Respecto de la demanda de energía, en el ejemplo considerado de servicio de telecomunicaciones, para satisfacer las condiciones de confort y/o brindar servicios, entre otras, estas dependen fundamentalmente del diseño del edificio y de su uso. El uno y el otro, son determinantes de la demanda, la que en este caso particular el sistema de climatización del sector centro de datos, es el principal consumidor de energía y, en menor medida los equipos de telecomunicaciones y la iluminación. Ante esta circunstancia y motivado por el primer objetivo, o sea, conocer el estado de la cooperativa con relación a eficiencia energética, y dada la necesidad de mantener el centro de datos con las condiciones de temperatura y humedad, citadas precedentemente, es imperioso disminuir el consumo de energía para que el edificio sea eficiente. Esta condición implica que se debe disminuir la demanda, la cual es difícil, dado el requerimiento de los equipos de

telecomunicaciones, o aumentar la eficiencia energética (η) de los componentes, tanto de los equipos como del edificio. Ecuación (1).

$$\text{CONSUMO} = \text{DEMANDA} / \eta \quad (1)$$

De esta ecuación (1) se observa que, para una eficiencia energética superior, indefectiblemente es necesario disminuir la demanda lo máximo posible, lo que conlleva, en primera instancia, a trabajar sobre el mayor consumo y los componentes de menor eficacia.

Por el motivo o las razones antes mencionadas, las instalaciones en general, y particularmente las destinadas al acondicionamiento ambiental, deben estar orientadas a desarrollar las máximas condiciones de confort con el mínimo consumo de energía e impacto sobre el ambiente. De manera que, se puede definir a la eficiencia energética como “el conjunto de acciones que permiten optimizar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos”. Si el servicio final es el acondicionamiento ambiental para lograr una determinada condición de confort o servicio, será más eficiente aquel edificio que lo logre con el menor consumo de energía [1].

Además, el hecho de disminuir la demanda energética del edificio de la cooperativa está vinculada directamente con el diseño edilicio y su relación con el emplazamiento, la orientación, el aislamiento de la envolvente, la radiación solar, la ventilación, la inercia térmica, etc. Asimismo, cumplir con las leyes vigentes y, establecer las condiciones de acondicionamiento térmico exigibles en la construcción de los edificios, para contribuir a una mejor calidad de vida de la población y a la disminución del impacto ambiental a través del uso racional de la energía [2].

De lo antedicho surge la necesidad de llevar a cabo la comparación de metodologías para medir la eficiencia energética en edificios. Por una parte, la propuesta de ASHRAE (Sociedad Americana de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado) con el método Building Energy Quotient “in Operation” y, por otra, con el Aplicativo Informático Nacional de Etiquetado de Vivienda (AEV) del Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV) de la Secretaría de Energía con el cual se pretende poner en práctica un sistema de etiquetado de eficiencia energética de viviendas único para todo el país (Figura 2).



Figura 2. [Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV) de la Secretaría de Energía]

Respecto del marco regulatorio, la Secretaría de Energía a través de la Resolución Nro. 05/2023, creó el Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV), con el objetivo general de implementar un sistema de etiquetado de eficiencia energética de vivienda unificado para todo el territorio nacional, que permita clasificarlas según su grado de eficiencia en el requerimiento global de energía primaria, mediante una etiqueta de eficiencia energética y, a través de Resolución 418/2023 de la misma Secretaría, estableció el procedimiento de implementación del Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV) a todo el país (Figura 3).

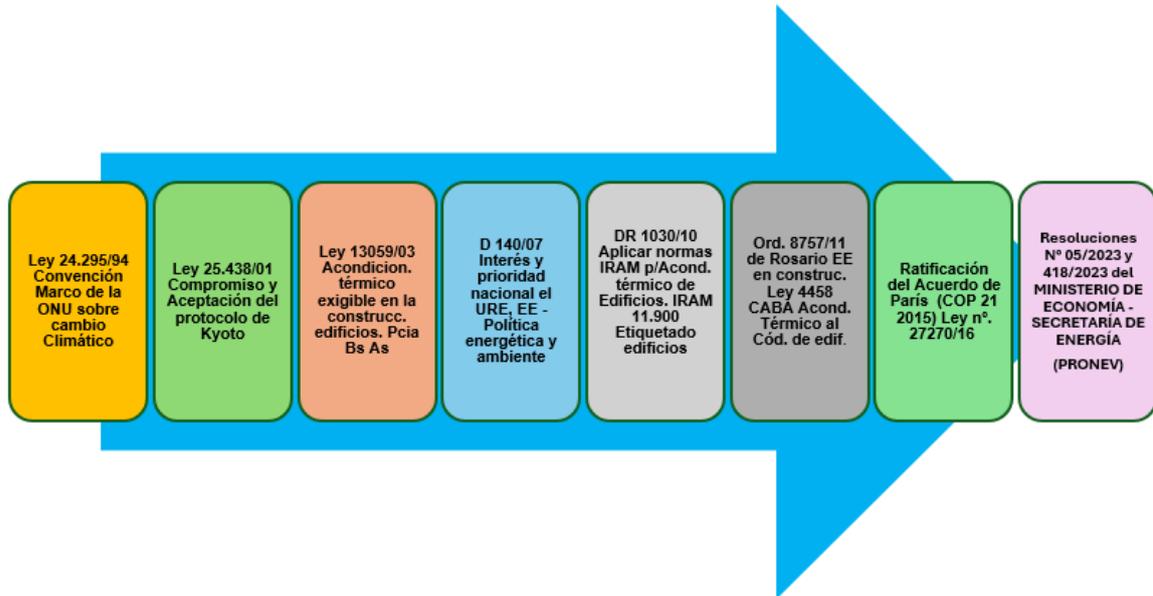


Figura 3. [Evolución normativa de la eficiencia energética, elaboración propia]

1.2. Método AEV (Aplicativo Informático Nacional de Etiquetado de Vivienda)

Este aplicativo on line propuesto por la Secretaría de Energía del PRONEV (Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas) tiene como objetivo general implementar un sistema de etiquetado de eficiencia energética de viviendas y edificios uniforme para todo el país y, proporciona una importante herramienta para alcanzar el uso eficiente de los recursos. Así mismo, permite llevar a cabo un diagnóstico detallado de las características técnicas y del desempeño energético de una vivienda o construcción en su conjunto y de cada uno de sus componentes, donde a través de Índice de Prestaciones Energéticas (IPE) se puede diagnosticar y cuantificar el requerimiento energético de las viviendas o edificaciones a partir de sus características técnicas.

De esta manera, las construcciones edilicias podrán ser clasificadas a través de una etiqueta de eficiencia energética según su grado de eficiencia en relación con el requerimiento global de energía primaria [3].

El IPE es independiente del uso, y permite cuantificar las Prestaciones Energéticas (PE) de las viviendas para poder compararlas entre sí con una pauta única, y a partir de esto construir una línea de base que sirva como referencia para la elaboración de políticas públicas y el direccionamiento de mecanismos de incentivos diversos [4].

Por consiguiente, con el aplicativo se puede determinar, entre otros, el impacto del aislamiento térmico de una construcción y, a partir de ello, evaluar posibles intervenciones de mejora de eficiencia energética, con el consecuente potencial ahorro energético cuantificado.

El cálculo del Índice de Prestaciones Energéticas (IPE) y los requerimientos de energía primaria, secundaria y útil para calefacción y refrigeración son realizados de acuerdo con los procedimientos y norma IRAM 11900 (Figura 4 y 5).

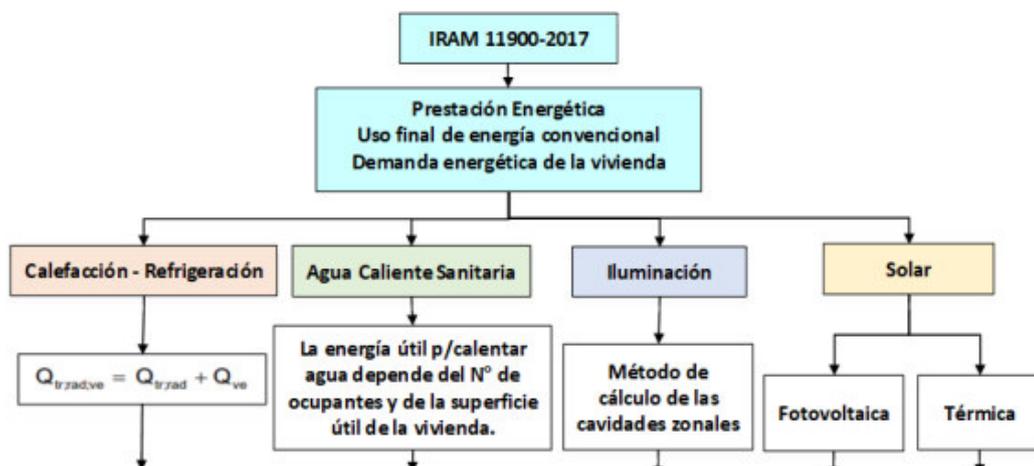


Figura 4. [Diagrama de flujo, parte inicial, norma IRAM 11900:2017 Fuente: elaboración propia 2021]

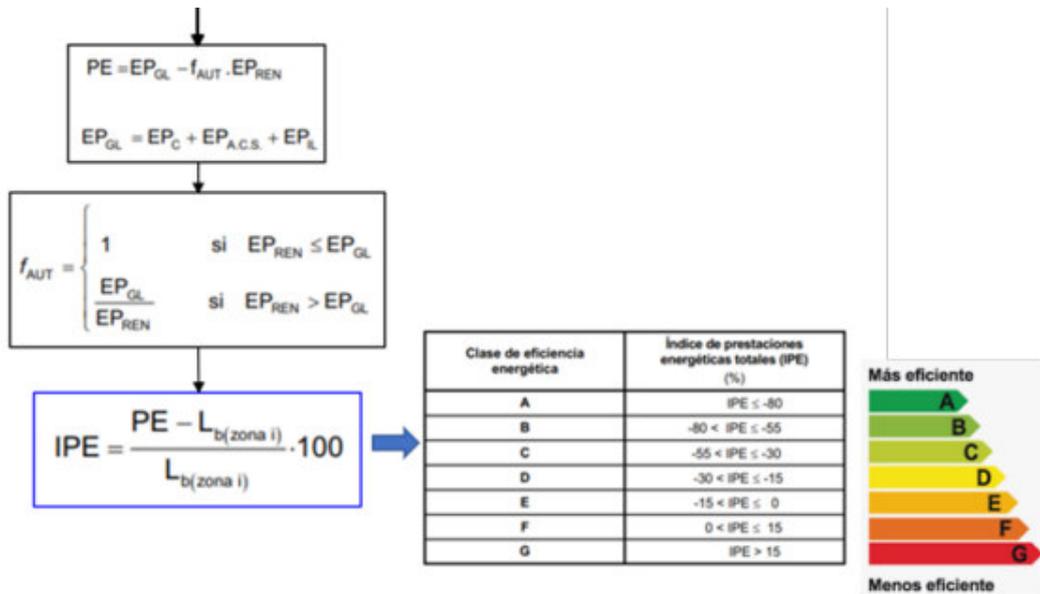


Figura 5. [Diagr. de flujo, parte final, etiquetado, norma IRAM 11900:2017 Fuente: elaboración propia 2021]

Resumiendo, la norma IRAM 11900-2017 establece el cálculo de las prestaciones energéticas para viviendas unifamiliares y/o edificios [5].

- **Aplicación del Método AEV (Aplicativo Informático Nacional de Etiquetado de Vivienda)**

Al acceder al aplicativo, entre otros, se ingresaron los datos identificatorios del edificio de la cooperativa al que se desea calcular el grado de eficiencia energética y los datos correspondientes del responsable del proyecto. Posteriormente el sistema aplicativo requiere, a través de una nueva ventana, ingresar los datos constructivos de cada uno de los componentes de la envolvente que también incluyen tanto los cerramientos opacos como los transparentes (techos, muros, paredes, puertas, ventanas, etc.) y sus elementos constitutivos (capas). Por otra parte, el aplicativo calcula automáticamente la transmitancia térmica media (K_m), conforme con el tipo de elemento constructivo y el espesor en milímetros (mm) del edificio, (Figura 6). Los valores de la conductibilidad térmica (λ) ($W/m \cdot ^\circ K$) y resistencia térmica R_t ($m^2 \cdot ^\circ K/W$) utilizados en los cálculos corresponden a los indicados en la norma IRAM 11601 [6] (Aislamiento térmico de edificios. Método de cálculo. Propiedades térmicas de los componentes y elementos de construcción en régimen estacionario). Otras secuencias del aplicativo con la carga de datos del relevamiento y de cálculo de superficies, volumen, cálculo transmitancia media, coeficiente global de intercambio térmico (H_{ver}) (Figura 6), requerimiento de energía secundaria (energía eléctrica en kWh/año), etc. (Figura 7).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS					
Superficie útil de la vivienda	613,15	m^2			
Área de la envolvente	2.031,55	m^2			
Volumen total climatizado	2.759,63	m^3			
Relación área de envolvente - volumen climatizado (S/V)	0,74	m^2/m^3			
Factor de intercambio térmico medio (b_T)	0,38				
Invierno		Verano			
Coficiente global de intercambio térmico (H_{inv})	2.341	W/K	Coficiente global de intercambio térmico (H_{ver})	5.483	W/K
Coficiente global de intercambio térmico específico (H_{inv}/A_U)	3,82	W/m^2K	Coficiente global de intercambio térmico específico (H_{ver}/A_U)	8,94	W/m^2K
Constante de tiempo (τ_{inv})	18,22	h	Constante de tiempo (τ_{ver})	7,78	h
Transmitancia media (K_m)					
Paredes	2,65	W/m^2K			
Cubierta	-				
Piso	-				
Aberturas	-				

Figura 6. [captura pantalla del AEV aplicado al edificio de la cooperativa. Elaboración propia]



Figura 7. [captura pantalla del AEV aplicado al edificio de la cooperativa. Elaboración propia]

El aplicativo, al accionar la opción “generar etiqueta” el sistema cierra el proyecto cargado y muestra la etiqueta resultante juntamente con las opciones de impresión y es posible imprimir o reimprimir la etiqueta cuantas veces sea necesario (Figura 8).



Figura 8. [captura pantalla del AEV aplicado al edificio de la cooperativa. Elaboración propia]

1.3. Método Building Energy Quotient “in Operation” de ASHRAE.

La metodología Building EQ se utiliza para comparar las características de los edificios según la ocupación, actividad, ubicación geográfica, etc. y facilita un análisis que permite comparar el rendimiento energético de un edificio recurriendo a distintas auditorías y recolección de datos, para luego poder establecer estrategias de mejoras de eficiencia evaluando costos y los respectivos retornos de inversión. Independientemente de las características de los edificios, se puede utilizar de dos formas: en operación, que es el método que hemos aplicado, el cual compara el consumo real del edificio basado en auditorías en sitio contra las mediciones efectuadas. La otra forma es en diseño, donde se compara el potencial consumo de energía, obtenida a través de cálculos y simulaciones energéticas en función de las características físicas del edificio y sus sistemas. Este programa del estándar ASHRAE 100 versión 2015: “Eficiencia energética en Construcciones Existentes” [7], posibilita comparar, con un estudio rápido, el desempeño energético de un edificio y proponer una Auditoría Energética ASHRAE Nivel 1 con el objetivo de establecer mejoras energéticas para un edificio con medidas de eficiencia energética de bajo o sin costo.

Este estándar fija un nivel de intensidad en el uso de energía (EUI) y se aplica prácticamente a todos los edificios existentes. El valor de la EUI depende del tipo de edificio, del tiempo de ocupación y del clima en el que se encuentra.

Esta metodología se basa en realizar una evaluación comparativa entre edificios, que se denomina benchmarking y, por tal razón, es fundamental medir el consumo energético de los edificios y compararlo con el consumo de otros edificios de similares características, considerando infraestructura, nivel de ocupación, perfiles de uso de energía, tipo de uso (ej., oficinas, comercios, escuelas, hospitales, etc.), tipo de clima. O sea, mismo tipo de uso y clima similar y obtener un valor del uso intensivo de la energía EUI (Energy Use Intensity), con el que calcula el puntaje del BEQ (Building Energy Quotient) y lo traduce a una escala o etiqueta que va desde la A hasta la F, es decir, “mejores” y “peores” respectivamente, desde el punto de vista energético (Figura 12). Incluso tiene en cuenta la calidad del aire, a través del Índice de calidad del aire (IEQ), el cual es un Indicador basado en mediciones para asegurar los niveles de servicios y propuestas de mejoras. Además, se puede considerar que se trata de un método de evaluación energética que promueve la mejora continua.

- **Aplicación del Método Building Energy Quotient “in Operation” de ASHRAE**

De acuerdo con los cuadros siguientes el método ASHRAE Building EQ se basa en:

- Información precedente del clima código de zona climática DOE: (3B-O).
- Características constructivas del edificio
- Energía: Uso energético total y puntaje Building EQ
- Información sobre los usos anuales de energías, tanto de electricidad como combustibles
- Usos finales de energías
- Evaluación IEQ (Índice de calidad del aire):
- Revisión de IEQ y condiciones de confort térmico
- Revisión de las condiciones de IEQ
- Mediciones de confort térmico espacios por espacios
- Revisión de la calidad de la iluminación
- Revisión de la ventilación para la calidad del aire interior
- Medidas de Eficiencia Energética (EEMs)

A continuación, entre otros, mostramos algunos de los parámetros que hemos tenido en cuenta para la carga de datos al programa para el estudio del edificio de la cooperativa de telecomunicaciones, por ejemplo, los datos de la zona climática donde está ubicado el edificio, mediante un código de zona climática DOE (3B-O) (Figura 9). Respecto de las características del edificio, el área total, las áreas de las zonas acondicionadas y no acondicionadas, año de construcción, horas de operación, horas de ocupación por semana y por año y número de ocupantes. En relación con la fuerza electromotriz, se ingresaron los datos del consumo mensual de energía eléctrica de los últimos 12 (doce) meses, en kWh (Figura 10) y, también, los datos de los costos de energía de cada mes (Figura 10). De forma idéntica para la parte térmica, como ser, los consumos de gas. En caso de existir instalación de vapor, también se deben cargar los datos de los consumos mensuales y el costo respectivo.

Paralelamente este programa solicita colocar propuestas de sugerencias de mejoras en los siguientes aspectos: iluminación, sistemas de refrigeración y generación de energía.

Información del Clima	
Zona Climática DOE: 3B-O	HDD65: 14
Fuente de Datos Climáticos: Norma Ashrae Standard 100-2014	CDD50: 11
	Período de datos: Año 2018/9

Figura 9. [captura pantalla del programa EBQ aplicado al edificio de la cooperativa. Elaboración propia]

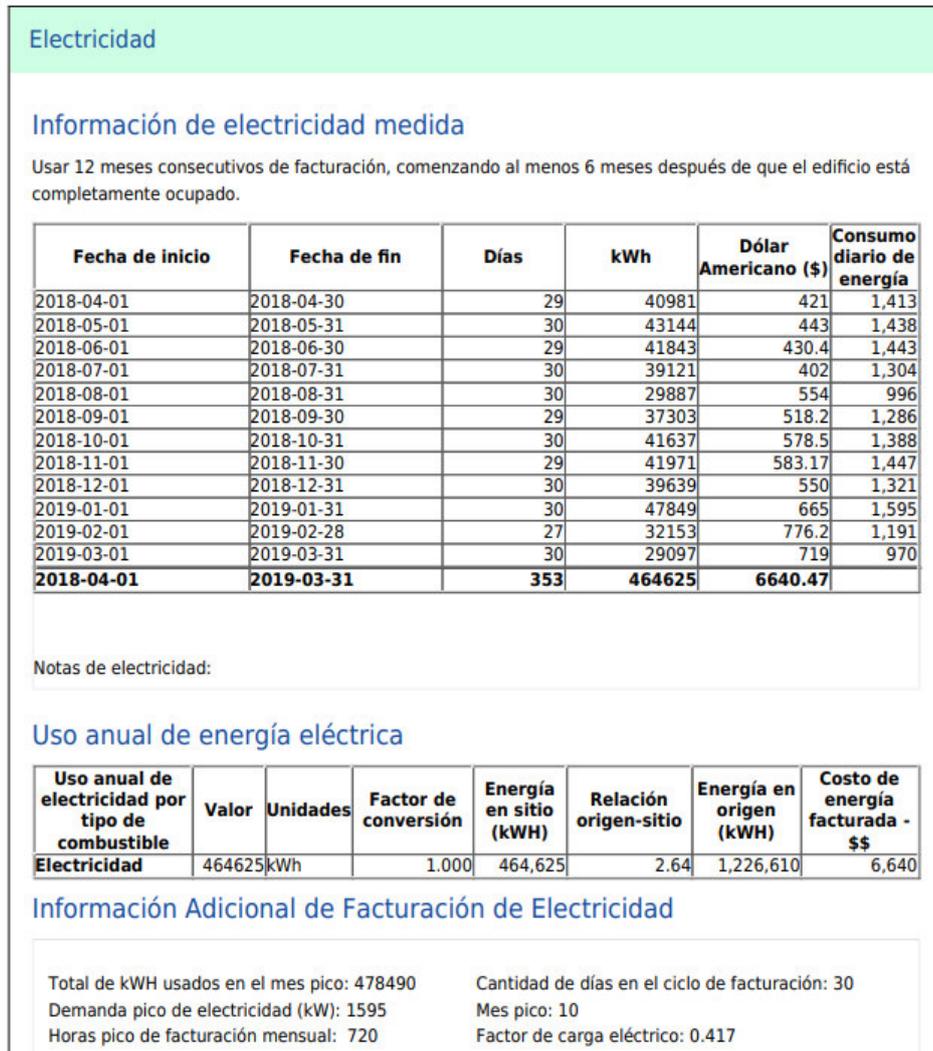


Figura 10. [captura pantalla del programa EBQ aplicado al edificio de la cooperativa. Elaboración propia]

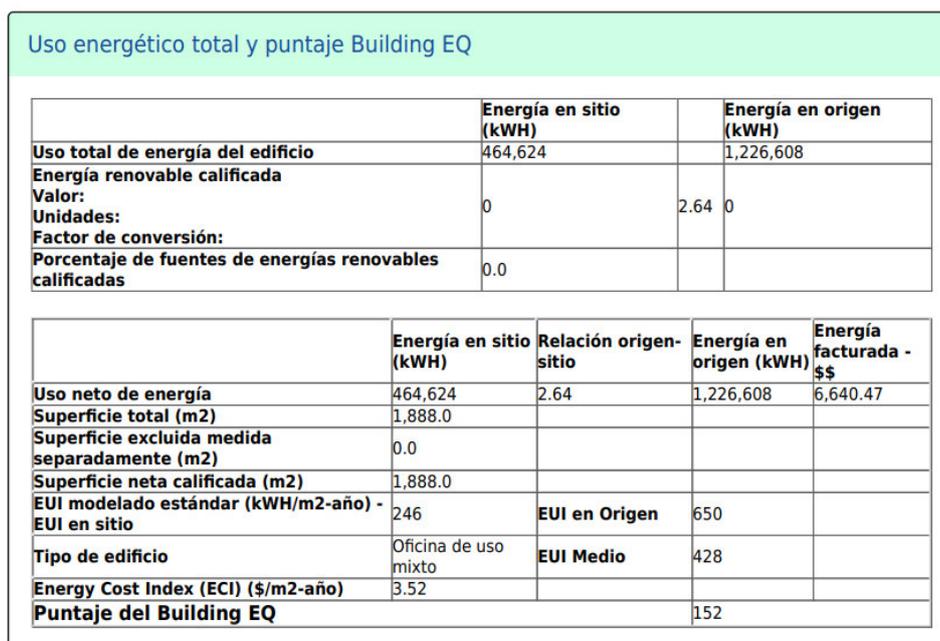


Figura 11. [captura pantalla del programa EBQ aplicado al edificio de la cooperativa. Elaboración propia]

De la figura precedente (Figura 11), podemos afirmar que, el edificio de la cooperativa posee los siguientes valores de EUI (Energy Use Intensity) y, es una medida del uso de la energía de un edificio normalizado según su tamaño. Este se calcula como la energía consumida en un año,

dividida por la superficie total del edificio (kBtu/ft² - yr o MJ/m² - yr). El EUI puede expresarse como energía “en origen” o “en sitio”. Esta última, la energía en sitio, tal cual su nombre lo indica, es la cantidad de energía usada por el edificio en cuestión y, por ende, es las que indican las facturas de servicios (Electricidad, gas, etc.). Es decir, la información está en las facturas.

La metodología empleada por Building Energy Quotient “in Operation” de ASHRAE, consiste en calcular el Energy Use Intensity (EUI) y, comparar la energía real consumida por el edificio, o sea, el EUI medido o en origen, contra el EUI base o medio. Este último valor está basado en la mediana que brinda el CBECS (Commercial Building Energy Consumption Survey). Esto traducido significa: La Encuesta de Consumo de Energía de Edificios Comerciales (CBECS) la cual es realizada por la Administración de Información de Energética (AIE, su sigla en inglés) de los EEUU. Esta encuesta identifica 16 tipos básicos de edificios, entre ellos los de servicio y, cada tipo de edificio es corregido para la ubicación y horas de operación. De esta manera el CBECS supervisa regularmente el consumo de energía de una muestra estadística de edificios comerciales en los Estados Unidos de América y, dicha información del CBECS, es la base para los promedios nacionales de la mayoría de los edificios comerciales. De manera tal que, el puntaje del BEQ (Building Energy Quotient) es:

$$(EUI \text{ medido} / EUI \text{ base}) \times 100 \quad (2)$$

El puntaje del edificio de la cooperativa es: $(650 / 428) \times 100 = 152$ (Figura 11). Este valor, según la escala y etiqueta, da un rendimiento energético insatisfactorio con un 45 % mayor por encima del consumo de energía de la media de edificios similares, siendo para el edificio en cuestión un 52% mayor que la media, etiqueta F (Figura 12). Por eso, se aconseja implementar las oportunidades de ahorro identificadas y realizar una auditoría complementaria, para definir otras mejoras.

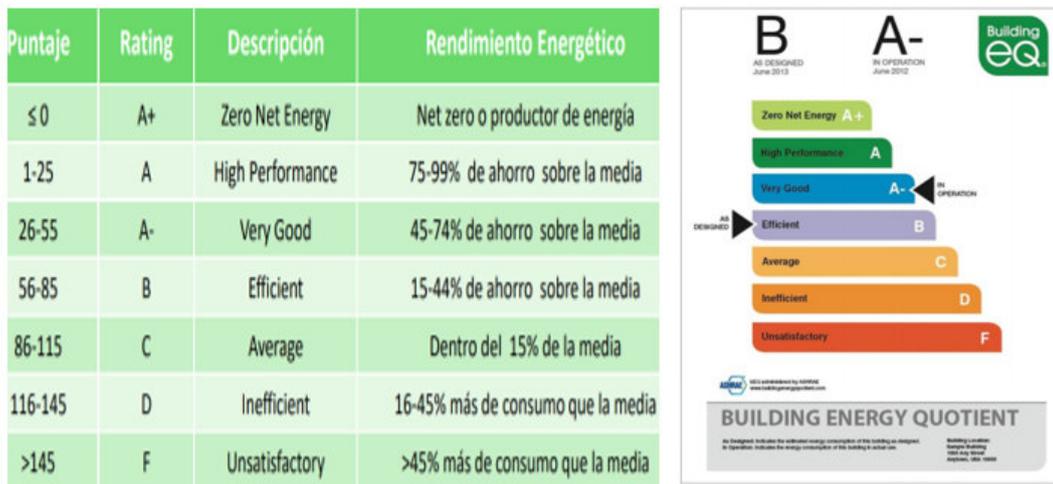


Figura 12. [ASHRAE Nivel 1 benchmarking, incluye evaluaciones energéticas]

1.4. RESULTADOS Comparativa entre ambos métodos, AEV del PRONEV y el de ASHRAE.

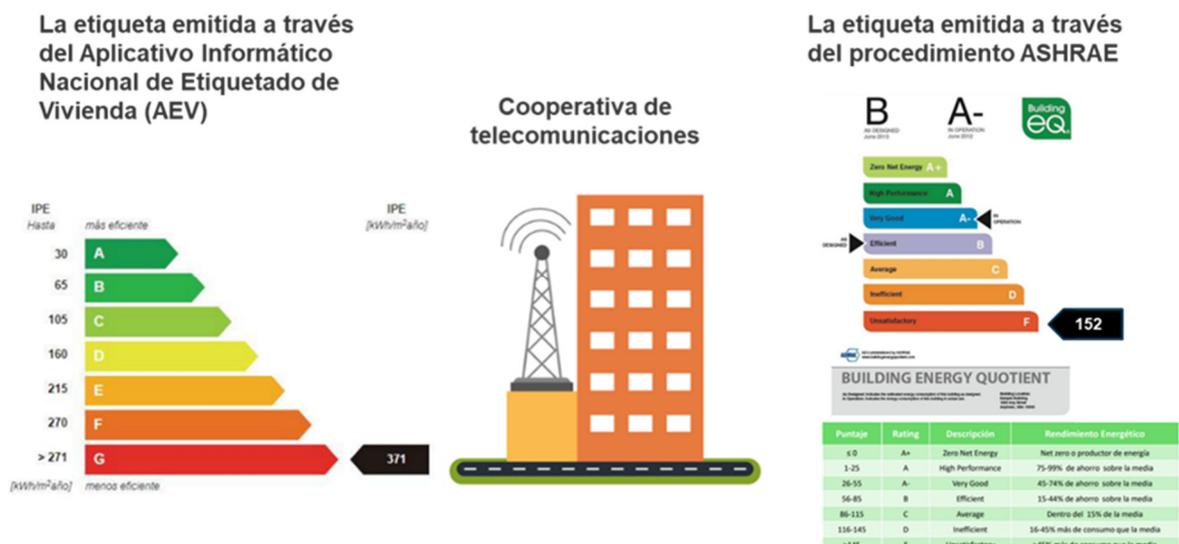


Figura 13. [Comparación, métodos AEV (SE) y BEQ de ASHRAE - Elaboración propia]

2. CONCLUSIONES.

Como conclusión general, los resultados obtenidos, independientemente del método utilizado, son similares. En el caso del aplicativo AEV de la SE, el resultado arroja un valor de IPE de 371 kWh/m²año, correspondiente a la categoría G (escalón menos eficiente del método), mientras que con el método de BEQ de ASHRAE, se obtienen 152 puntos, equivalente a la categoría F (>45% más de consumo que la media, último escalón de la escala de etiquetado de edificios ASHRAE). (Figura 13).

Justamente por tratarse de una edificación de más de 50 años y, siendo su principal demanda el servicio de acondicionamiento de su sala de equipos o centro de datos, es fundamental el rol de la envolvente del edificio en cuanto a su aislación, por lo que se deduce la necesidad de una potencial mejora de la envolvente térmica de su construcción, incluido los techos. Como consecuencia de lograr una aislación óptima de la envolvente con materiales y tecnologías apropiadas [8], impactará en la selección de equipos HVAC (calefacción, ventilación y aire acondicionados) obviamente con un requerimiento de menor potencia.

Por otro lado, ambos programas y la emisión de sus respectivos etiquetados, incentivan el empleo de la mejora continua y, por ende, contribuyen a disminuir el impacto ambiental.

En otro orden de cosas, dado el gran potencial de ahorro energético que presentan las envolventes de las construcciones edilicias, debido a la demanda del 32% del total de la energía consumida en nuestro país, dichos programas se convierten en herramientas muy importantes para sugerir y aplicar mejoras edilicias.

En esta misma línea y en un futuro inmediato, estas aplicaciones colaboran con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados por las Naciones Unidas (ONU) en 2015 en respuesta a la necesidad de abordar los desafíos acuciantes, entre otros, la falta de desarrollo sostenible y el cambio climático, anunciado por la ONU como la agenda 2030. Paralelamente, también en 2015 las Naciones Unidas en el tratado de París, COP21 (21 Conferencia sobre el Cambio Climático de París) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), nuestro país expresó su compromiso en disminuir los Gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de la aprobación en el Congreso de la Nación de la Ley 27.270/16, que establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar acciones, instrumentos y estrategias adecuadas de adaptación y mitigación al cambio climático en todo el territorio nacional.

3. REFERENCIAS.

- [1] A. Maristany; S. Angiolini, Calor, envolventes y eficiencia energética. Córdoba: Editorial de la Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño de la Universidad Nacional de Córdoba, 2017.
- [2] Ley 13.059/2003 Provincial reglamentada por Decreto N° 1030 en julio de 2010, establece las pautas a cumplimentar el Acondicionamiento Térmico de las edificaciones en la Provincia de Buenos Aires.
- [3] Ministerio de Economía Secretaría de Energía. Resolución 5/2023.
- [4] Secretaría de Energía de la Nación creó el Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV) <https://etiquetadoviviendas.mecon.gob.ar/>
- [5] Norma IRAM 11900. (2017). Prestaciones energéticas en viviendas. Método de cálculo y etiquetado de eficiencia.
- [6] Norma IRAM 11601. Aislamiento térmico de edificios. Método de cálculo. Propiedades térmicas de los componentes y elementos de construcción en régimen estacionario.
- [7] Estándar ASHRAE 100 versión 2015: "Eficiencia energética en Construcciones Existentes"
- [8] P. E. Azqueta, Manual práctico del aislamiento térmico en la construcción. Primera edición: abril 2014.

ACCESO DE PROYECTOS DE PARQUES EÓLICOS EN EL ÁREA PATAGONIA: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (PARTE 1)

Manassero, Ulises^a, Cea, Marcos^a, Furlani, Rodrigo^a, Steinmann, Irene^a, Juan M. Banegas^a

^a UTN, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe
umanassero@frsf.utn.edu.ar

RESUMEN.

La predicción de la oferta y demanda de energía eléctrica es una prioridad para mantener un sistema eléctrico de potencia seguro y estable. Por ello, establecer un pronóstico de la energía generada por las distintas fuentes de generación se convierte en un desafío que enfrentan los operadores de red, situándose la energía eólica en una de las peor posicionadas debido a la impredecibilidad e intermitencia del viento. En este contexto, establecer una predicción precisa de las energías renovables disponibles facilitaría su inclusión en el mercado eléctrico. En este trabajo se propone una metodología a seguir para la obtención de una estimación de la producción de energía eléctrica de origen eólico, la cual consta de la fusión de datos históricos de parámetros medioambientales e índices de desempeño de parques eólicos existentes y un procedimiento ad-hoc para calcular la producción de energía anual neta. Se adopta como marco de estudio un conjunto de doce proyectos de parques eólicos a instalarse en la región patagónica de Argentina. Los resultados obtenidos demuestran que los factores de carga calculados a partir de los perfiles de vientos y las características técnicas de los aerogeneradores, resultan mayores ante la combinación de una mayor altura de buje del aerogenerador con una zona de emplazamiento del parque eólico a menor altura sobre el nivel del mar, lo cual puede deberse a una reducción de los obstáculos naturales. Para la zona de estudio, los valores de factor de carga promedian un 54%, ingresando dentro de una categoría de extraordinaria para su aprovechamiento en la producción de energía eólica

Palabras Claves: Parques eólicos, Producción anual de energía, Factor de carga, Factor de pérdidas, Distribución de Weibull.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La planificación diaria del sistema eléctrico necesita conocer de antemano la capacidad de generación de energía eléctrica para permitir la operación del sistema dentro de unos márgenes de seguridad aceptables. Por lo tanto, la estimación precisa de la producción de electricidad a partir de fuentes renovables se convierte en uno de los mayores retos que estas tecnologías deben afrontar para mejorar su integración en el mercado. Debido a la naturaleza variable e intermitente del viento, la energía eólica constituye un tipo de energía no gestionable cuya producción es una de las más variables, tornando complejo los estudios de planificación, rentabilidad económica y operación [1]. Si bien el viento es variable, no es completamente aleatorio. En escalas de tiempo que son relevantes para los operadores del sistema de potencia, el viento es estadísticamente predecible (en el mismo sentido que la demanda lo es). En efecto muchos analistas modelan la potencia eólica como una demanda negativa [2]. El hecho que el viento tenga una componente no aleatoria significativa implica que puede ser pronosticado. El grado de exactitud dependerá de entender su naturaleza, la exactitud de las mediciones, la capacidad de las herramientas matemáticas y computacionales y el período de tiempo que se quiere predecir. Pronosticar la velocidad y la duración de los vientos para planificar el despacho diario de todo el sistema, es un área de investigación que se encuentra muy activa. Por otra parte, el pronóstico de vientos, en las escalas de meses y años, se usa para realizar las proyecciones de la energía producida esperada, que formarán la base para el financiamiento y la ubicación del Parque Eólico (PE).

Los principales modelos de estimación se basan en modelos estadísticos, de predicción meteorológica, o de persistencia, los cuales se basan en la idea de que la producción de un día no variará demasiado respecto al día anterior [3]. Posteriormente, con el avance de las tecnologías y el desarrollo de la Inteligencia Artificial, se empezó a tratar esta predicción mediante redes neuronales, mejorando los resultados obtenidos [4].

Es dable destacar que para estimar la producción anual de energía (PAE) de la turbina se debe contar con la curva de potencia y la distribución de frecuencia de la velocidad del viento. Luego, descontando las pérdidas se calcula la producción anual de energía neta (PAE_N) de todo el PE.

Argentina cuenta con un importante recurso eólico, pues los especialistas han determinado que su potencial eólico supera los 2000 GW, esto es 100 veces la capacidad de potencia total instalada en el país, y se constituye como el de mayor potencial offshore del mundo. En este sentido, la región de la Patagonia presenta los mejores perfiles de velocidad y persistencia del viento del país [5]. La producción de energía eléctrica con fuente en la energía eólica se ha incrementado de manera importante en los últimos años como consecuencia de puesta en marcha de PE de gran escala, representando en 2023 casi el 10% de la energía anual demandada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [6].

El interés de este trabajo se centra en desarrollar un procedimiento para estimar la PAE_N de un conjunto de doce proyectos de PE a instalarse en la región patagónica de Argentina. La obtención de un valor más preciso de este indicador resulta esencial para llevar a cabo los estudios de rentabilidad económica de los proyectos, así como también para proyectar indicadores claves de operación del mismo, tales como el Factor de Carga (Fc), el Factor de Operación (FO) y las horas equivalentes de operación a plena carga (HE), entre otros.

2. METODOLOGÍA.

2.1. Procedimiento de cálculo los factores de producción de energía en los PE

En la Figura 1 se presenta el flujograma de actividades que conforman la metodología propuesta para el cálculo de los parámetros de producción de energía de cada uno de los proyectos de PE en la zona patagónica. Estos parámetros incluyen la PAE_N, el Fc, el FO y las HE.

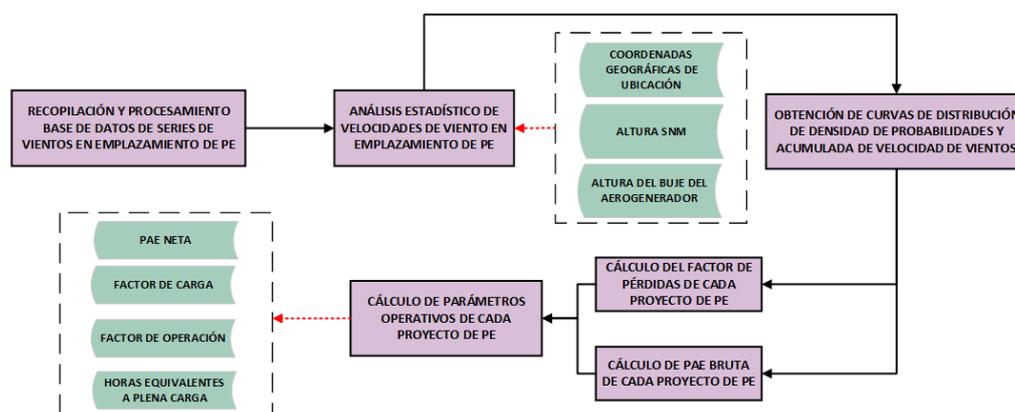


Figura 1. Flujograma del procedimiento de cálculo del PAE_N y otros parámetros operativos del conjunto de proyectos de PE de la región patagónica [Referencia: Elaboración propia]

2.2. Análisis estadístico de velocidades de viento en zona de emplazamiento de los PE

En el diseño de una instalación eólica es necesario conocer las condiciones locales del viento en donde se va a emplazar el PE. El fabricante de un aerogenerador proporciona la característica de potencia del equipo en función de la velocidad del viento incidente. Con este dato y el de velocidades promedio, la frecuencia de ocurrencia y su distribución estadística se puede determinar con cierto grado de exactitud la potencia y energía a entregar por el aerogenerador.

2.2.1 Velocidad media del viento y su variabilidad.

La velocidad media del viento (V_m) ofrece un primer acercamiento del potencial eólico de un emplazamiento. Un valor medio elevado indica que un sitio determinado es potencialmente adecuado para el desarrollo de un proyecto eólico, aunque no es una variable de decisión por sí sola, dado que se requiere además analizar la frecuencia de los vientos en cada dirección. El cálculo de la V_m se lleva a cabo a través de la ecuación (1).

$$V_m = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n V_i \quad (1)$$

Dónde “n” representa la cantidad de muestras y “ V_i ” la velocidad de viento medida en cada muestra. Para analizar si un sitio puede llegar a ser el adecuado para un futuro emplazamiento de un PE, se debe tener un registro de datos de vientos de por lo menos un año [7].

El parámetro que determina el grado de variabilidad de una serie de velocidades de viento es la desviación estándar (σ_v), y se calcula a partir de la ecuación (2).

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n}} \quad (2)$$

Esta función permite medir el nivel de desviación de las velocidades individuales respecto del V_m . Cuanto menor es la desviación estándar, más uniforme son los valores de velocidad de viento en el período de muestra.

2.2.2. Distribución estadística de Weibull

A través de las mediciones in situ, es posible desarrollar un modelo de distribución de frecuencias de vientos o histograma de velocidades. Para ello, se divide la escala de velocidad de viento en intervalos iguales y se cuenta el número de veces (frecuencia) que cada muestra coincide en cada intervalo. Una vez obtenidos los histogramas, se buscan funciones matemáticas que aproximen a las curvas de frecuencia, a fin de obtener una herramienta que permita predecir con cierta probabilidad el viento, su frecuencia de repetición, y por lo tanto, la energía que producirán las turbinas. Para este caso de estudio, la función de distribución de probabilidad de Weibull describe con un nivel aceptable de precisión el comportamiento variable del recurso eólico (ver figura 2).

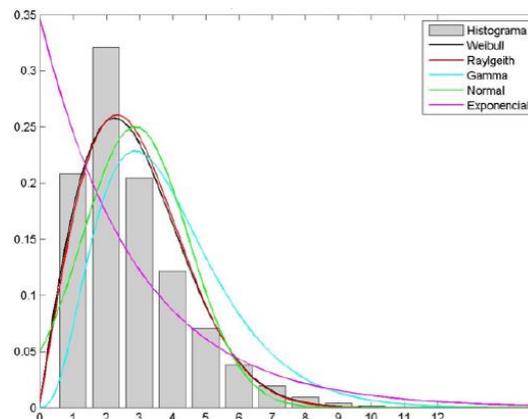


Figura 2. Histograma de velocidades y formas de onda de diferentes funciones de distribución de probabilidades [Referencia: Elaboración propia]

La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua que se caracteriza mediante dos funciones: función de densidad de probabilidad “ $f(V)$ ” y función de distribución acumulada “ $F(V)$ ”. La $f(V)$ indica la fracción del tiempo (o probabilidad) durante el cual podrá soplar el viento a una determinada velocidad (V), y se expresa mediante la ecuación (3).

$$f(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3)$$

Esta función se define mediante dos parámetros: el factor de escala (c) y el factor de forma (k). En la Figura 3 se obtienen distintas curvas de Weibull a partir de la variación de los parámetros mencionados.

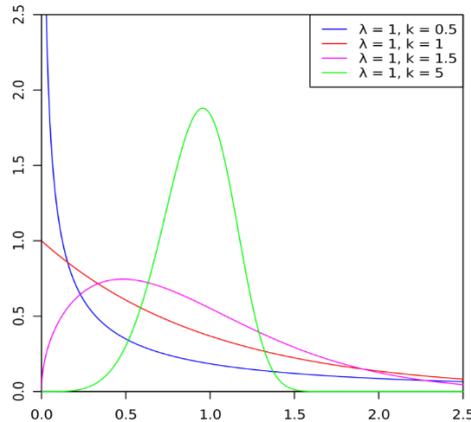


Figura 3. Curvas de Weibull según variaciones en sus parámetros de forma y escala [Referencia: Elaboración propia]

La $F(V)$ para una V , indica la fracción del tiempo (probabilidad) en la que la velocidad del viento sea igual o inferior a V . Se expresa matemáticamente a través de la ecuación (4).

$$F(V) = \int_0^V f(V) \cdot dV = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (4)$$

Partiendo de la distribución de Weibull es posible calcular la V_m , a través de la ecuación (5).

$$V_m = \int_0^{\infty} V \cdot f(V) \cdot dV \quad (5)$$

Se concluye que, mediante la función de Weibull se puede caracterizar el régimen de vientos de un determinado lugar con muy buena precisión. Para ello es necesario conocer los factores c y k . Los métodos más comunes para calcular dichos valores son [8]: Método gráfico, Método de la desviación estándar, Método del momento y Método de máxima probabilidad.

2.2.3. Influencia de la altura sobre el viento

Las velocidades del viento se miden a una cierta altura con respecto al nivel del suelo. Esta altura puede ser, por ejemplo, la altura a la cuál se instalan los anemómetros en las torres de medición. El buje del aerogenerador, generalmente se encuentra a alturas más elevadas que los anemómetros y, por ende, es indispensable tener en cuenta el efecto que tiene la altura con relación a la velocidad del viento ya que la fricción del aire sobre el terreno provoca una disminución de la velocidad. Esto hace que el perfil de velocidades de viento en función a la altura no sea uniforme.

La naturaleza del terreno (rugosidad) y los obstáculos que éste presente (edificios, árboles, rocas, etc.) constituyen obstáculos naturales que hacen que aumente la fricción y se generen turbulencias provocando cambios en los perfiles de viento. Siempre que se conozca la velocidad " V_0 " a la altura " Z_0 ", es posible obtener el perfil de velocidad de viento " V_i " a la altura " Z_i " mediante la ecuación (6), donde " α " representa el coeficiente de rugosidad que depende del tipo de terreno.

$$V_i = V_0 \cdot \left(\frac{Z_i}{Z_0}\right)^\alpha \quad (6)$$

2.3. Productividad energética de un Aerogenerador

2.3.1. Producción anual de energía

Para determinar la PAE de un aerogenerador es necesario contar con su curva de potencia-velocidad (P-v) y la distribución de velocidades de vientos a la altura del buje en el sitio de emplazamiento. La curva P-v generalmente la brindan los fabricantes, están normalizadas según la IEC-61400-1 [9] y surgen de ensayos en laboratorios con condiciones especiales. La PAE se obtiene a partir de la ecuación (7).

$$PAE_{aero} = 8760 \cdot \int_0^{\infty} P(V) \cdot f(V) \cdot dV \quad (7)$$

Siendo $P(V)$ la potencia producida por el aerogenerador a la velocidad de viento V , obtenida de la curva de $P-v$ del fabricante.

Es dable destacar que la potencia del viento presenta una relación lineal con la densidad del aire (ρ), y a su vez esta es función de la temperatura (T) y la presión atmosférica (p), factores que cambian con la altura. Por lo tanto, los valores de potencia obtenidos a partir de la curva $P-v$ del fabricante a condiciones normalizadas (se establece una $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$) se ajustan al valor de densidad en la zona de emplazamiento del PE, según la ecuación (8).

$$P(V)_{ajustada} = P(V) \cdot \left(\frac{\rho_{local}}{1,225}\right) \quad (8)$$

Al suponer que el fluido que pasa por las aspas se trata de aire seco, se aplica la ecuación (9) que refiere a la ley de gases ideales para calcular la ρ_{local} .

$$\rho_{local} = \frac{p}{R \cdot T} \quad (9)$$

Donde R es la constante del gas específico para el aire seco ($287 \text{ J/kg} \cdot \text{K}$), y los valores de T y p se obtienen a partir de las expresiones empíricas de ajuste en función a la altura del punto de emplazamiento dadas en [10].

La PAE de un PE se obtiene sumando la PAE de todos los aerogeneradores que componen el mismo, obteniéndose la PAE "Bruta" o "Ideal" (PAE_B), a partir de la aplicación de la ecuación (10).

$$PAE_B = N^{\circ}_{aeros} \cdot PAE_{aero} \quad (10)$$

Este valor de energía es un valor teórico, dado que en la práctica existe un conjunto de diferentes tipos de pérdidas (P_p) que hacen que la PAE_N sea menor a la PAE_B . Estas pérdidas se representan como un porcentaje de la energía bruta y varían según: el lugar de emplazamiento del PE, la tecnología de los aerogeneradores y las condiciones ambientales, entre otros factores. Finalmente, restando las pérdidas a la PAE_B , se obtiene la PAE_N a partir de la ecuación (11).

$$PAE_N = PAE_B \cdot \left(\frac{100 - P_p}{100}\right) \quad (11)$$

2.3.2. Estimación de pérdidas de los PEs en Proyecto

Las pérdidas globales de cada proyecto de PE tienen en cuenta una gran cantidad de variables como por ejemplo, rugosidad del suelo, ubicación exacta de aerogeneradores, distancias entre ellos, tipo de aerogenerador, altura de buje y direcciones predominantes de los vientos de la región, entre otras, lo cual requiere datos precisos a nivel de proyecto ejecutivo de cada PE. Debido a la imposibilidad de contar con la información mencionada, en este trabajo se le asignaron a los PE en proyecto las mismas pérdidas de los PE en servicio más cercanos. Las pérdidas de éstos últimos se calculan según la ecuación (12).

$$P_p = 100 \cdot \left(1 - \frac{F_{C_{neto}}}{F_{C_{bruto}}}\right) \quad (12)$$

Donde los $F_{C_{neto}}$ se obtienen a partir de la energía anual inyectada a la red por cada PE, según los registros del informe post-operativo del SADI emitido por CAMMESA. En total, los 14 PE emplazados en la región patagónica presentan $F_{C_{neto}}$ con valores muy por encima de los niveles promedio mundiales, que oscilan en un rango de 0,37 a 0,61.

Por otro lado, los $F_{C_{bruto}}$ se calculan siguiendo la misma metodología que para los PE en proyecto, es decir, realizando un análisis estadístico de las velocidades de viento y asociando sus probabilidades de ocurrencia con la curva de $P-v$ del aerogenerador real del PE. Para ambos casos, el F_c se define como la relación entre la energía anual inyectada a la red (E_{real}) y la energía teórica determinada a partir de la potencia nominal (P_N) del PE, tal como se observa en la ecuación (13).

$$F_c = \frac{E_{real}}{P_N \cdot T} = \frac{P_{med}}{P_N} \quad (13)$$

Donde “T” es el período de tiempo considerado (8760 hs) y “P_{med}” la potencia a la que debería funcionar el PE durante todo el período T para producir la E_{real}. El flujograma de la Figura 4 resume la secuencia de actividades para determinar las pérdidas de los PEs en proyecto.

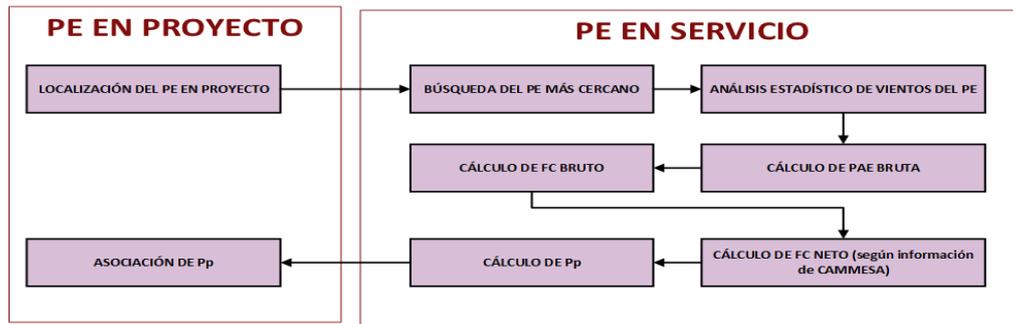


Figura 4. Flujograma de cálculo de pérdidas de PE en Servicio y en Proyecto.

2.3.3. Factor de operación

Para un período T, es la relación entre el número de horas que el PE ha estado produciendo energía eléctrica y el número de horas totales del período. Se expresa a través de la ecuación (14).

$$FO = \frac{\text{Horas anuales de funcionamiento}}{8760 \text{ [hs/año]}} \quad (14)$$

2.3.4. Horas equivalentes de funcionamiento a plena carga

Es el número de horas que debería trabajar el aerogenerador a P_N para producir la misma energía anual que se obtiene durante su funcionamiento real. Se calcula a través de la ecuación (15).

$$HE = \frac{PAE_{real}}{P_N} = \frac{P_{med} \cdot T}{P_N} = 8760 \cdot FC \text{ [hs/año]} \quad (15)$$

3. RESULTADOS

3.1. Estudio estadístico de velocidades de vientos en la región de estudio

Se exponen los resultados del análisis de los parámetros de funcionamiento de los PEs en servicio actualmente en la región de estudio y los PEs en proyecto. Los datos relacionados a los primeros se obtuvieron mediante información brindada por CAMMESA en sus reportes mensuales relacionados a la energía renovable, mientras que para los segundos fue necesario realizar los estudios estadísticos de los vientos de la región patagónica.

Debido a que no se cuenta con información real de las velocidades de viento en el lugar de emplazamiento de cada PEs que se encuentran aún en proyecto, fue necesario recurrir a las bases de datos meteorológicos del servicio MERRA-2 de la NASA [11], el cuál brinda datos de velocidades de vientos a 10 m del nivel del suelo con valores promedios en intervalos de 10 min. Se tomaron dos años de datos y se calcularon los parámetros necesarios para definir la curva de distribución de Weibull del lugar de emplazamiento.

En la Tabla 1, se resumen los valores obtenidos para realizar el estudio estadístico del viento de los PE en proyecto. Se destaca que todos los puntos de emplazamiento de los proyectos de PE presentan una V_m de viento muy elevado, del orden a los 10 m/s.

Tabla 1. Parámetros y variables del estudio estadístico del viento para los proyectos de PE

Nombre del PE	Altitud	Altura Buje	V _m	Factores de Weibull		Desv. Est.	Coef Rug.
	[m]	[m]		c	k	σ [m/s]	α
Cañadón León	125	80	10,25	11,57	2,29	4,75	0,204
Chubut Norte II	85	120	10,35	11,68	2,32	4,74	0,210
Chubut Norte III	85	120	10,25	11,56	2,31	4,78	0,211
Chubut Norte IV	85	120	10,30	11,62	2,31	4,74	0,211
Diadema II	105	64	10,48	11,83	2,31	4,83	0,195
Kosten	358	70	10,47	11,82	2,24	4,95	0,197
Koule Kayke II	276	70	9,70	10,95	2,15	4,77	0,205
Loma Blanca I y III	59	100	9,99	11,27	2,38	4,48	0,210
Loma Blanca VI	59	80	9,50	10,76	2,38	4,28	0,210
Malaspina I	253	90	10,29	11,61	2,33	4,70	0,204
Los Hércules	276	93	10,40	11,74	2,14	5,13	0,204

3.2. Potencia neta y número de aerogeneradores de cada proyecto de parque eólico

Cada PE cuenta con una P_N adjudicada, y en función de la P_N del aerogenerador se determina la cantidad de máquinas necesarias a instalar en el sitio de su emplazamiento. En algunos casos, la potencia adjudicada de cada PE hace que sea necesario “recortar” la P_N de los aerogeneradores para que la suma total de sus potencias no sobrepase la P_N adjudicada. En figuras 5 y 6 se muestra el ejemplo de curva P-v y análisis estadístico de vientos del proyecto PE Chubut Norte II.

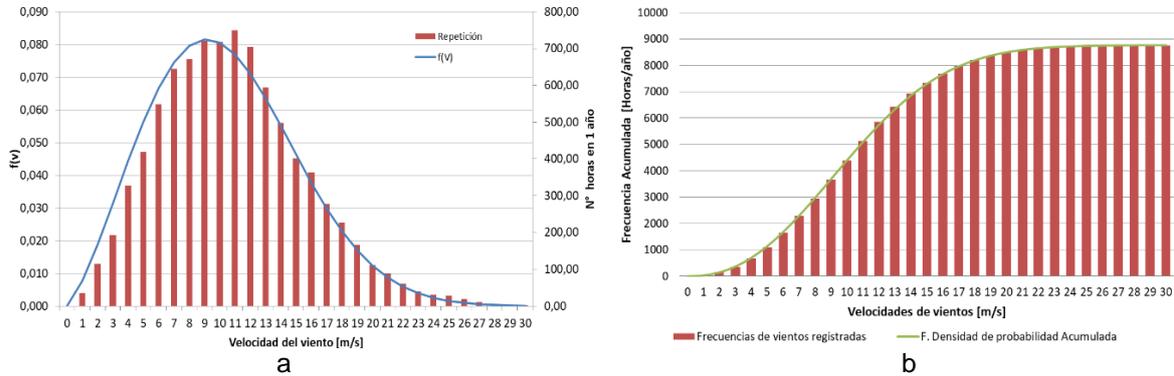


Figura 5. Análisis estadístico de vientos en emplazamiento del PE Chubut Norte II. a) Curva de distribución de densidad de probabilidades; b) Curva de distribución acumulada [Referencia: Elaboración propia]

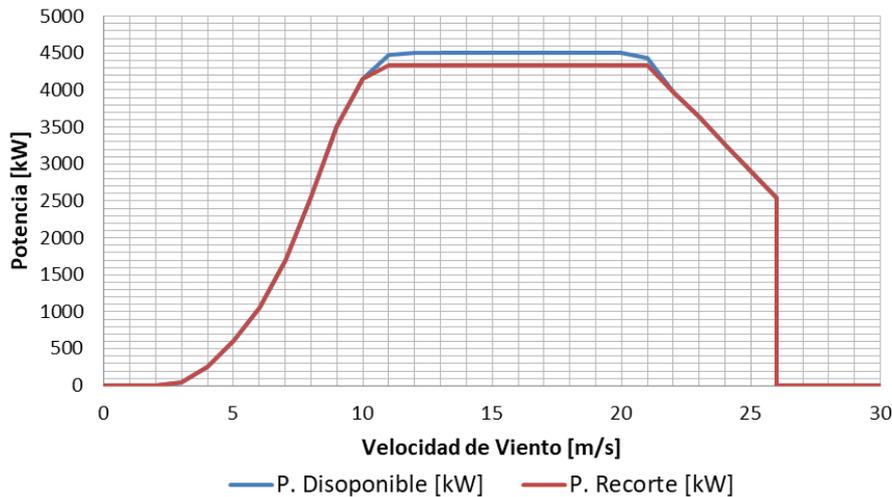


Figura 6. Curva P-v Aerogenerador Nordex N149 – 4,5 MW. PE Chubut Norte II [Referencia: Elaboración Propia]

En la Tabla 2 se exponen los modelos de aerogeneradores y la cantidad para cada proyecto de PE de la región patagónica. A su vez, se especifican las nuevas potencias netas, las cuales se utilizan para el cálculo de la PAE y de los Fc. Es dable destacar que, de los 12 proyectos, solo 4 requieren un recorte de potencia, con niveles en el orden del 2,2 al 4,4%.

Tabla 2. Datos técnicos de los PE en proyecto

Nombre del PE	P_N PE [MW]	Modelo Aerogenerador	P_N Aero [MW]	P_{neta} Aero [MW]	Nº de Aero.
Cañadón León	99,0	GENERAL ELECTRIC	4,2	4,1	24
Chubut Norte II	26,0	NORDEX N149	4,5	4,3	6
Chubut Norte III	57,6	NORDEX N149	4,5	4,4	13
Chubut Norte IV	82,8	NORDEX N149	4,5	4,4	19
Diadema II	27,6	ENERCON E70	2,3	2,3	12
Kosten	24,0	NRGP 64	1,5	1,5	16
Koule Kayke II	25,0	IMPESA IWP 85	2,0	2,0	12
Loma Blanca I	50,0	GOLDWINE 140	3,2	3,2	16
Loma Blanca III	50,0	GOLDWINE 140	3,2	3,2	16
Loma Blanca VI	100,0	GAMESA G114	2,5	2,5	40
Malaspina I	50,0	SENVION 114	3,6	3,6	14
Los Hércules	97,2	SENVION 114	3,6	3,6	27

3.3. Pérdidas de los PE en proyecto.

Los PE en proyecto se ubican a distancias que oscilan entre 5 y 30 km de otros PE en servicio (ver figura 7), para lo cual los niveles de pérdidas oscilan entre 12 y 22%, siendo los mayores valores asociados a los nuevos PE Koule Kayke II y Los Hércules (ver Figura 8).



Figura 7. Ubicación de los PE en servicio y en proyecto de la región patagónica [Referencia: elaboración propia]

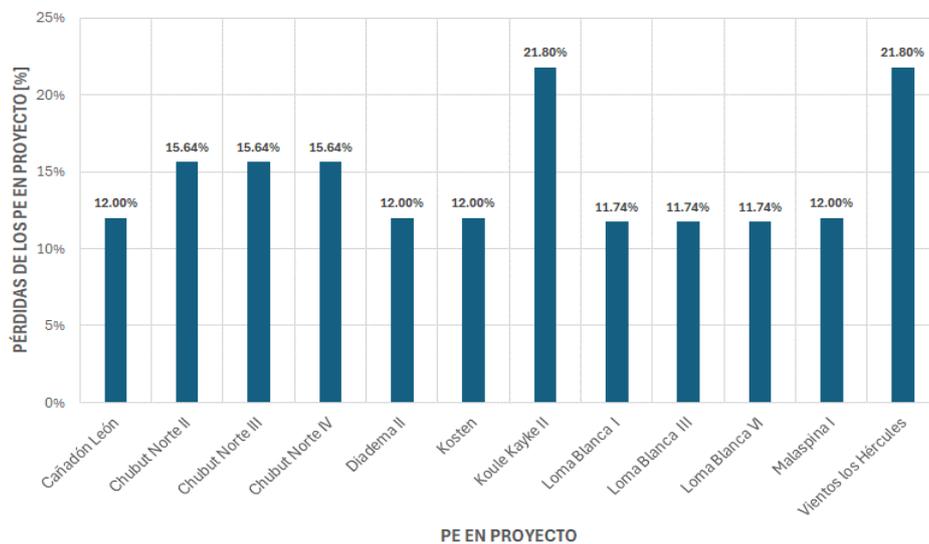


Figura 8. Pérdidas de los PE en proyecto de la región patagónica [Referencia: elaboración propia]

3.4. Cálculo de índices de producción anual de energía de parques eólicos en proyecto

La PAE_B se calcula en función de las características técnicas del aerogenerador, utilizando su curva P-v. Determinadas las pérdidas de cada PE, a partir de la aplicación de las ecuaciones (8), (9), (11), (12) y (13) se desarrollan los cálculos de PAE_B y PAE_N , HE y FO.

Los resultados dejan entrever que los $F_{c_{neto}}$ de los PE se establecen en un promedio de 56%, dentro de un rango que varía entre 50% a 61% (ver Figura 9), lo cual representa un nivel del recurso eólico definido como "Extraordinario" según la valoración tradicional del F_{c_j} . **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Los mayores valores se presentan en los PE Chubut Norte II, III y IV. Se advierte que aquellos PE que combinan una mayor altura de buje con una zona de emplazamiento de menor altura sobre el nivel del mar presentan los mayores F_c , que podría correlacionarse con menores obstáculos naturales para oponerse a la masa de aire en movimiento.

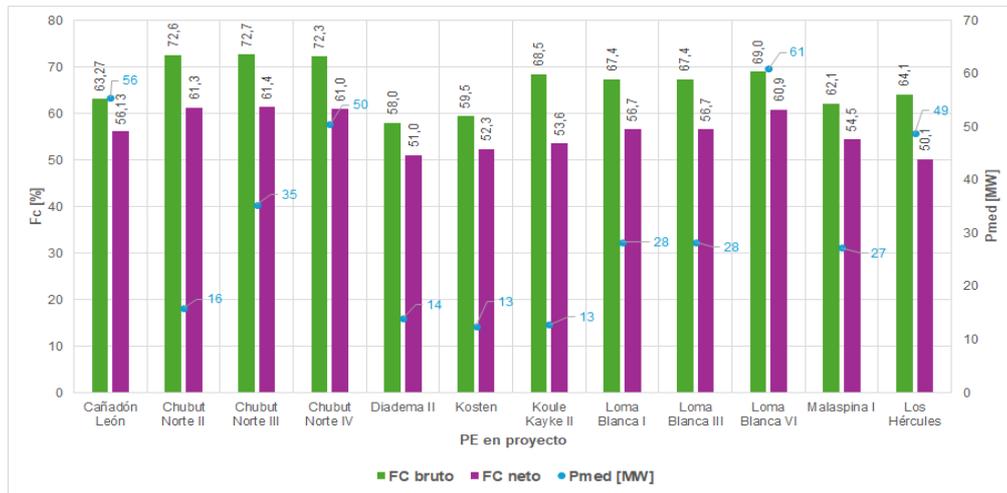


Figura 9. Factores de Carga Brutos y Netos de los PE en proyecto [Referencia: Elaboración Propia]

Con referencia a los niveles de PAE_N , oscilan en un amplio rango entre 100.000 a 500.000 MWh/Año, debido a la combinación de diferentes módulos de P_N , F_c , P_p y factor de ajuste por densidad del aire de los PE (ver figura 10). Se destacan los PE Loma Blanca IV, Chubut Norte IV y Cañada León con los mayores valores de PAE_N , mientras que en el otro extremo se ubican los PE Kosten, Koule Kayke y Diadema II con la menor producción de energía anual, a causa de la combinación de un módulo de P_N reducido (del orden a 25 MW) y bajo F_c , con relación a los demás PE en estudio. Cabe destacar que los mayores factores de ajuste por densidad de aire se presentan en los PE Cañadón León y Diadema II debido al valor alto de ρ_{local} , obtenido a partir de la combinación de valores bajos de altura de instalación del aerogenerador y bajas temperaturas.

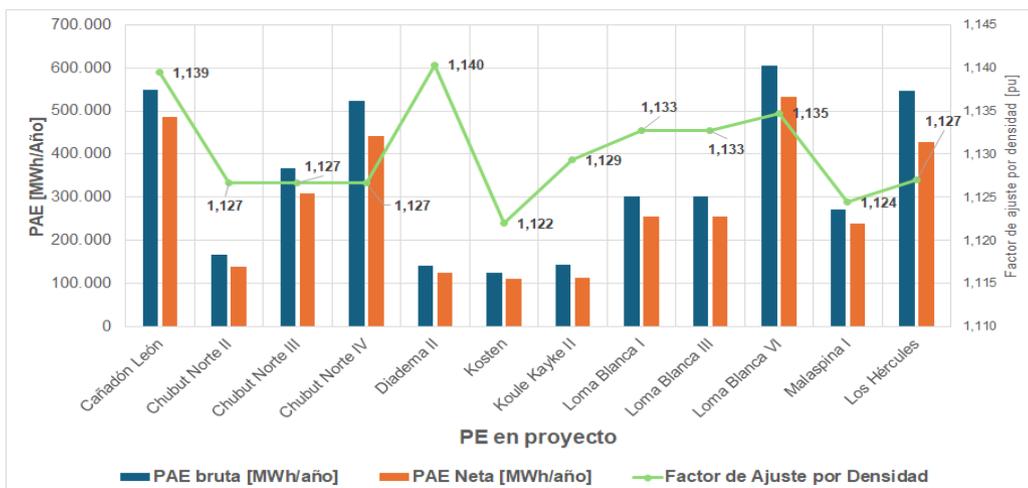


Figura 10. Producción Anual de Energía Bruta y Neta [MWh/año] [Referencia: Elaboración Propia]

Por último, en la figura 11, se presentan los valores de FO y HE, que resultan elevados en todos los proyectos de PE (ver figura 11).

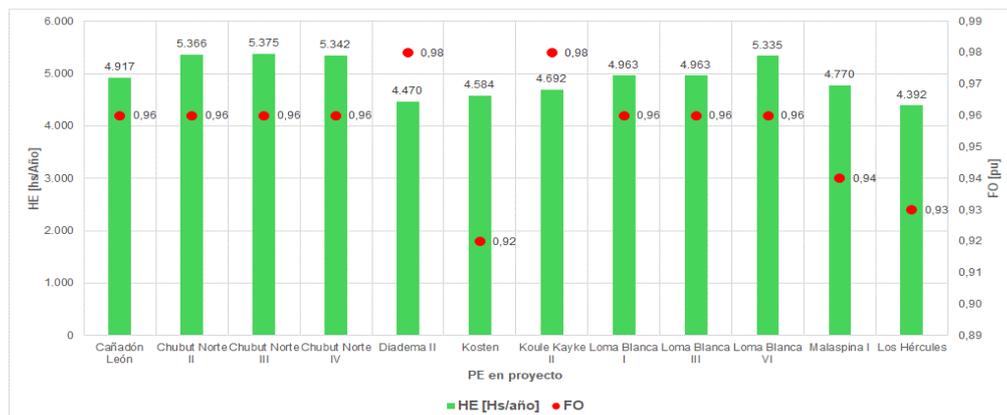


Figura 11. HE a potencia nominal y FO de los PEs en proyecto. [Referencia: Elaboración Propia]

Esto se debe a que son escasas las horas que el viento presenta velocidades fuera del rango operativo del PE, es decir se mantiene en un rango de 3 a 25 m/s. En este sentido, los niveles de HE se ubican en el rango de 4400 a 5400 hs/Año, destacándose los PE Chubut Norte II, III, IV y Loma Blanca VI con los mayores niveles. Por otro lado, el índice FO se ubica en niveles altos entre 0,92 y 0,98, destacándose con los mayores valores los PE Diadema II y Koule Kayke II

3. CONCLUSIONES

El análisis estadístico de los perfiles de velocidades de viento constituye un factor clave para llevar a cabo la evaluación de factibilidad técnica de instalación de PE, siendo fundamental contar con un registro histórico de velocidades de viento de varios años, en lo posible medidas a niveles de altitud importantes tal que permitan reducir errores por ajuste a la altura de los bujes de los aerogeneradores.

Los $F_{c_{neto}}$ calculados a partir de los perfiles de vientos y las características técnicas de los aerogeneradores, representan unos de los índices más importantes para determinar la PAE_N del PE, así como también para obtener la P_{med} de operación, que es utilizada comúnmente para los despachos de base en los modelos eléctricos del SADI. Los mayores valores de F_c demuestran una cierta correlación con la combinación de una mayor altura de buje del aerogenerador con una zona de emplazamiento del PE a menor altura sobre el nivel del mar.

Particularmente para la región patagónica analizada en este trabajo, los valores de F_c promedian un 56%, ingresando dentro de una categoría de extraordinaria para su aprovechamiento en la producción de energía eólica, con velocidades de viento medio de 10 m/s, FO que oscila entre 0,92 y 0,98 y HE entre 4100 y 5200 hs/año.

En futuros trabajos, los autores proponen analizar el impacto del conjunto de proyectos de PEs en la planificación y operación de la red de transporte, evaluando posibles recortes de la potencia inyectada por los mismos, debido a saturación de ramales o niveles de tensión por fuera de los valores admisibles en barras del sistema.

4. REFERENCIAS.

- [1] J. M. Pablos Marín, "Métodos para la estimación de la producción de energía eólica", *Tesis para título de Máster Universitario en Modelización Matemática, Universidad de Salamanca*, 2022.
- [2] CAMMESA, "Conceptos básicos sobre la inserción de la generación eólica en un sistema eléctrico de potencia", *CAMMESA*, 2013.
- [3] S. Al-Dahidi, "A dynamic weighting ensemble approach for wind energy production prediction", 2017 2nd International Conference on System Reliability and Safety (ICRSRS). IEEE. 2017, pp. 296-302.
- [4] J. Lee y M. Jason Fields, "An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties", *Wind Energy Science*, Año 2021, pp. 311-365.
- [5] CAMMESA, "Resumen Ejecutivo de principales variables del MEM – Enero a diciembre de 2023", *Gerencia de Análisis y Control Global CAMMESA*, 2024.
- [6] G. Tapia y A. Montenegro, "Inversiones en parques eólicos en Argentina", *Thomson Reuters Checkpoint*, 2015.
- [7] H. F. Mattio, H.F. y F. Tilca, F. (2009). "Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores.", *CREE, INENCO, Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía de la Nación*. Año 2009.
- [8] A. A. Falces, "Planificación de parques Eólicos mediante Sistemas Información Geográfica y Algoritmos Genéricos". Tesis doctoral, Universidad de La Rioja. Año 2015
- [9] IEC, "IEC 61400-1:2019 Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements", *Standard IEC*, Año 2019.
- [10] J. Manwell, J. McGowan y A. Rogers, "Wind Energy Explained", John Wiley & Sons, Año 2009.
- [11] NASA, "MERRA-2: The second Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications", [Online]. Available: [http:// https://www.search.earthdata.nasa.gov/](http://https://www.search.earthdata.nasa.gov/)

ANÁLISIS DE PARIDAD DE RED EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE BAJA ESCALA DE POTENCIA INSTALADOS EN LA CIUDAD DE SANTA FE

Manassero, Ulises^a, Marelli, Pablo^a, Acosta, Javier^a, Vega, Jorge^a, Sangoi, Emmanuel^a

a UTN, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe
umanassero@frsf.utn.edu.ar

RESUMEN.

La generación de energía renovable a base de energía solar fotovoltaica se destaca como la principal fuente de aplicación en bajas escalas de potencia. La evaluación de factibilidad económica de este sistema, requiere un estudio de paridad de red, donde el costo del kWh producido por fotovoltaicos es menor que el precio del kWh adquirido de la red.

En este estudio se analiza la paridad de red para generadores fotovoltaicos residenciales, comerciales e industriales en la ciudad de Santa Fe, Argentina. El análisis abarca los costos de instalación, los costos nivelados de la energía fotovoltaica, el precio de la electricidad de la red y los programas de incentivos que fomentan la adopción de estos generadores entre los usuarios de baja demanda. Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad detallado de la viabilidad económica adoptando como variables de ajuste la tasa de interés, el costo del sistema fotovoltaico y actualización de las tarifas de energía eléctrica. Aunque la generación distribuida fotovoltaica ofrece importantes beneficios energéticos para los pequeños usuarios, los resultados indican que alcanzar la paridad de red aún representa un desafío para estos sistemas. Las principales razones se deben a la combinación de precios subsidiados de la energía eléctrica y a los elevados costos del sistema fotovoltaico sin acceso a programas de créditos para costear su adquisición.

Palabras Claves: Paridad de red, Costo Nivelado de la Energía, Curva de carga, Análisis de Sensibilidad.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los sistemas de generación de energía eléctrica han experimentado un cambio profundo debido a la necesidad de reducir la contaminación ambiental. Esta misma necesidad llevó a varios países a incrementar el uso de fuentes de energía renovable (FER) siguiendo las nuevas políticas energéticas. Entre estas FER, la generación fotovoltaica (FV) es una de las tecnologías más seguras y ampliamente utilizadas en el mundo [1]. Con las continuas mejoras en eficiencia, la energía solar fotovoltaica tiene un alto potencial para convertirse en una tecnología disruptiva en el mercado energético. Sin embargo, a pesar de la creciente popularidad de la FV, al costo actual de producción, combinado con el alto costo de inversión de capital, en la mayoría de los mercados aún se encuentra por debajo del punto crítico en el cual la FV se volverá competitiva frente a la electricidad convencional. Sin embargo, este punto de inflexión exacto, mejor conocido como paridad de red (PR), es un área de gran interés tanto para científicos como para economistas [2].

Luego, los análisis de PR con referencia a tecnologías de generación de energía renovables, requieren la aplicación del costo nivelado de energía (LCOE) que se define como un indicador útil para comparar la rentabilidad de diferentes tecnologías de generación. Indica el precio real para generar un kWh de energía con la tecnología actual, teniendo en cuenta todos los costos fijos y variables incurridos durante la vida útil de un generador de energía. Por otro lado, para una tecnología de generación distribuida determinada, se alcanza la PR cuando el LCOE es competitivo con el precio de la electricidad de la red. En consecuencia, la PR depende tanto del LCOE como del precio de la electricidad de la red. En el caso particular de la energía FV de baja potencia, se logra la PR cuando el suministro de electricidad de los generadores FV es económicamente equivalente que el suministro de electricidad de la red de servicios públicos [3].

En el caso específico de América Latina, el mercado fotovoltaico está en una etapa inicial de desarrollo; sin embargo, hay varios estudios que examinan este tema. La viabilidad económica de instalar sistemas fotovoltaicos (SFV) residenciales en Ecuador fue evaluada por Benalcázar et al. [4], utilizando el cálculo del LCOE para analizar la PR. Se concluyó que, dadas las condiciones de costos y tarifas estudiadas, aún no se ha alcanzado la paridad de red, por lo que se propone un esquema de Net Billing (NBi) para fomentar la inserción de FV.

En Brasil, Vilaça Gomes y otros [5] determinaron la demanda mínima mensual por prosumidor para asegurar la viabilidad económica de los sistemas FV residenciales conectados a la red de distribución, después de la introducción del mecanismo Net Metering (NMe). Se estableció el consumo mensual de electricidad residencial necesario para que el LCOE sea al menos igual a la tarifa eléctrica actual. Los resultados demostraron que la integración de SFV es técnica y económicamente viable en varias regiones del país.

Asimismo, Ramírez-Sagner y otros [6] realizaron un análisis económico de los SFV residenciales y comerciales en un estudio de caso en Chile. Se calculó el LCOE y otros métodos de valoración, considerando el marco regulatorio actual bajo un esquema de NMe. Concluyeron que había un gran potencial para los SFV, especialmente en el sector comercial, observando una mayor rentabilidad con el aumento de la tasa de autoconsumo y la disminución de los costos de instalación, lo que permitió alcanzar la PR en casi todos los distritos de Chile.

Particularmente en Argentina, los precios de la electricidad de la red han sido los más bajos de la región durante los últimos años, principalmente debido a una fuerte política nacional de subsidios energéticos. El informe anual del Banco Mundial sobre tarifas energéticas en Latinoamérica muestra a la Argentina dentro de los 4 países con los niveles de precios más bajos, siendo el valor de la energía eléctrica del sector residencial entre 2,5 y 3,5 menores al precio establecido en países vecinos como Chile, Brasil y Uruguay [7]. Esta situación no solo ha complicado la rentabilidad en el mercado energético argentino, sino que también ha distorsionado los costos reales de generación de energía.

En Argentina, se llevó a cabo una evaluación técnico-económica de los SFV en dos provincias bajo los esquemas de NMe y Fit in Tarif (FiT), según los autores Camargo [8] y Sangoi [9], respectivamente. Ambos estudios analizaron la viabilidad a través del LCOE y no consideraron el mecanismo NBi. Concluyeron que la inversión en SFV no es muy atractiva debido a sus altos costos en comparación con los bajos precios de la energía de la red de distribución.

Además, Coria y otros [10] presentaron un análisis de la rentabilidad de los SFV en el sector residencial argentino, calculando el valor presente neto (VPN) bajo los esquemas NBi y FiT. Los resultados mostraron que los SFV residenciales no son rentables con los costos actuales, las condiciones financieras nacionales y las tarifas vigentes. También se realizó un análisis de sensibilidad del costo de capital y de los precios de la electricidad consumida e inyectada. Sin embargo, no se analizó la PR ni se consideró el mecanismo NMe ya implementado en algunas provincias de Argentina.

En este contexto, en este trabajo se analiza la competitividad de costos de los SFV de baja escala de potencia en la provincia de Santa Fe, Argentina a través de un análisis de PR desde la perspectiva de los usuarios residenciales, comerciales e industriales bajo las condiciones actuales de costos y tarifas y según aplicación del programa de incentivo vigente, ERA [11].

2. METODOLOGÍA.

2.1. Descripción de actividades para análisis de paridad de red

El análisis de PR y rentabilidad económica de un SFV se realiza adoptando como caso de estudio la ciudad de Santa Fe, Argentina, para lo cual se utiliza el cuadro tarifario vigente de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE-SF) encargada de la distribución de la energía eléctrica en dicha localidad. En la Figura 1 se muestra el flujograma de actividades.

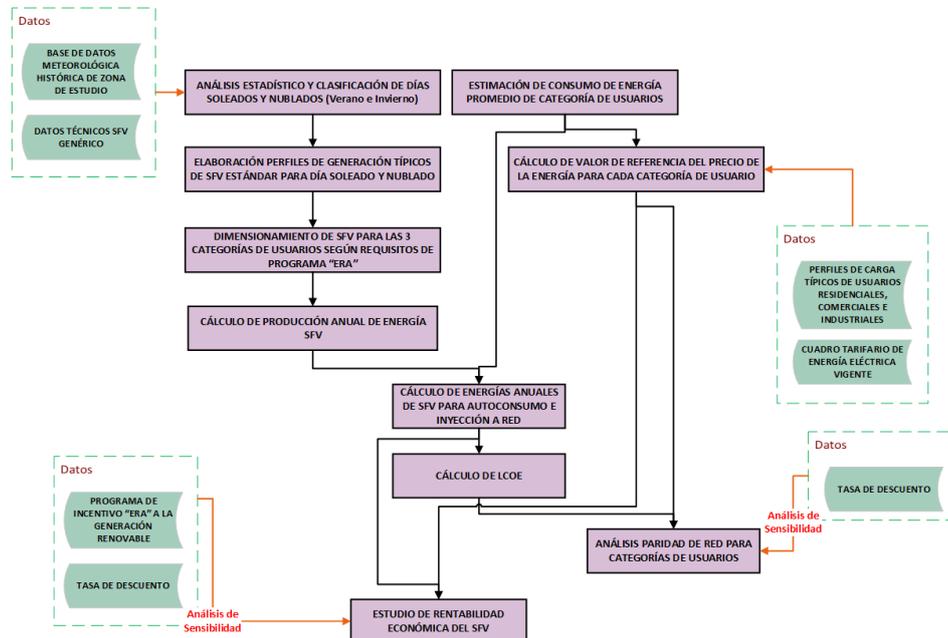


Figura 1. Flujograma de actividades en estudio de PR y rentabilidad económica de SFV para distintas categorías de usuarios [Referencia: elaboración propia]

2.2. Conceptos fundamentales

2.2.1. Paridad de red

La PR se define como el momento en el cual una FER produce electricidad a un costo igual o menor que el precio de compra de energía de la red eléctrica. Para los SFV, esto ocurre cuando el LCOE de la energía FV ($LCOE_{SFV}$) es igual o menor que el valor de la tarifa de la energía consumida de la red de distribución (PE_{RED}) [12]. En este sentido, la PR es el punto a partir de la cual nuevas fuentes de energía, como la FV, pueden convertirse en competidores directos de las energías convencionales, desarrollándose sin subsidios ni apoyo gubernamental.

$$PR \rightarrow PE_{RED} = LCOE_{SFV} \quad (1)$$

2.2.2. Costo nivelado de la energía

El LCOE varía con la eficiencia de la tecnología, el recurso primario involucrado y el país donde se encuentra el proyecto. Para la tecnología FV, donde los costos variables son relativamente bajos, el LCOE depende en gran medida de los costos de inversión del proyecto. En este sentido, cabe destacar que el crecimiento actual del mercado FV se debe a la fuerte caída en los costos de las nuevas instalaciones.

El método del LCOE tiene en cuenta la energía generada a lo largo de la vida útil del SFV, así como también los principales costos de generación, que en el caso de un proyecto FV están compuestos casi en su totalidad por costos iniciales y el costo de financiamiento de la inversión inicial.

Comúnmente, al comparar el costo de la electricidad proveniente de FV y de plantas de energía fósil, el LCOE ofrece la indicación más precisa de PR. Así, es posible asumir que la suma de todos los flujos de caja del proyecto, o el Valor Presente Neto (VPN), es cero. Por lo tanto, el LCOE es el costo al cual se proporciona la energía para obtener un VPN de cero. Para calcular el LCOE, los ingresos se reemplazan por los costos nivelados de la electricidad multiplicados por la cantidad de energía generada, según se presenta en la ecuación (2).

$$LCOE = \frac{C_{inv} - B_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CT_t - B_t}{(1+r)^t} - \frac{VR}{(1+r)^N}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} + AC_{O\&M} \quad (2)$$

Donde:

- C_{inv} : costo total de inversión del SFV (incluidos impuestos),
 $AC_{O\&M}$: costos de operación y mantenimiento totales anuales
 B_0 : beneficio o incentivo económico inicial (en caso que exista),
 B_t : beneficio o incentivo económico en el año t ,
 VR : valor residual en el enésimo año
 E_t : energía eléctrica producida en el año t
 r : tasa de descuento
 t : el año de operación bajo análisis
 N : es el período de análisis (usualmente igual al tiempo de vida del SFV)

El LCOE representa el costo constante por unidad de electricidad generada que iguala el valor presente de los ingresos y costos futuros a lo largo de la vida útil del proyecto.

2.3. Consideraciones generales del estudio

Para llevar a cabo el estudio de PR se adoptaron los siguientes supuestos:

- Se considera una vida útil del proyecto de 25 años, correspondiente con el ciclo de vida del SFV, y se asume un reemplazo del inversor a la mitad del ciclo de vida, con un costo asociado del 20% del valor de la inversión inicial.
- Se asumen costos de operación y mantenimiento (O&M) anuales del SFV del 0,75% con referencia al valor de la inversión inicial.
- La tasa de interés en USD para calcular en LCOE, se asume en un valor de 8% anual.
- Se asume un costo total de inversión en el SFV de 1,40 USD/Wp, que incluye los propios paneles solares, la estructura metálica de soporte, el inversor, medidor, protecciones, tableros y cableados de conexiones, sin almacenamiento de energía, con impuestos incluidos y mano de obra por instalación.
- Para el cálculo de PR y rentabilidad económica del SFV se asumen los cuadros tarifarios vigentes de la EPE-SF, correspondientes al mes de Enero de 2024 [13].
- En el SFV se asume una pérdida de eficiencia anual del 0,5%, y un valor residual de las instalaciones del 5% al finalizar el ciclo de vida de la misma.
- Como zona de estudio se presenta la ciudad de Santa Fe, Argentina, para lo cual se utiliza la base de datos meteorológica historia de los últimos 5 años de irradiancia solar, heliofanía y velocidad de viento con paso de muestreo de 1 hs provista en las bases de datos de la NASA [14].

2.4. Perfiles de generación del SFV en la zona de estudio

El análisis de PR del SFV se realiza en base al cálculo preliminar de perfiles de generación obtenidos para un SFV estándar de 1 kWp, en función a la base de datos meteorológica de la zona de emplazamiento. Para ello, se utiliza la ecuación estándar de potencia generada por un SFV presentada en la ecuación (3).

$$P_{G-SFV} = N \cdot P_{pico} \cdot \frac{G}{G_{STD}} \cdot [1 + k_p \cdot (T_C - T_R)] \cdot \eta_G \quad (3)$$

Donde:

- N : número de paneles del SFV
 P_{pico} : potencia nominal del panel FV en Wp
 G : irradiancia global en W/m^2
 G_{STD} : irradiancia global normalizada de 1000 W/m^2
 k_p : coeficiente de ajuste por temperatura, en por unidad
 T_C : temperatura normalizada de 25 °C
 T_R : temperatura ambiente en °C
 η_G : rendimiento global del SFV en por unidad

En la Figura 2 se presentan las curvas típicas de generación diaria obtenidas en base a curvas de irradiancia típicas de días soleados y nublados para las estaciones de verano e invierno. Asimismo, en la Figura 3 se presenta la distribución estadística de días soleados y nublados obtenida según el procesamiento de la base de datos meteorológica.

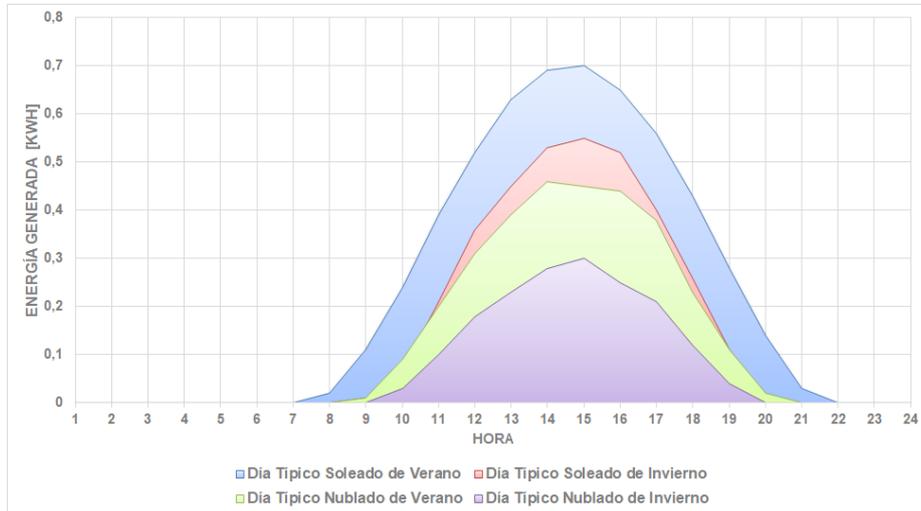


Figura 1. Perfil de generación de un SFV de referencia de 1 kWp para días típicos de verano e invierno [Referencia: elaboración propia]

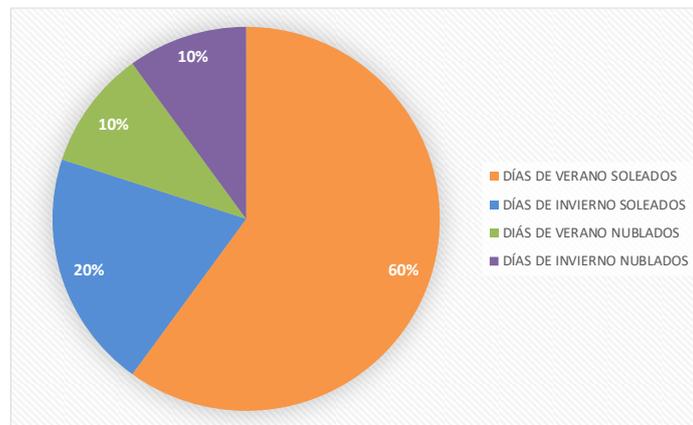


Figura 2. Distribución estadística de días soleados y nublados en la localización de estudio (ciudad de Santa Fe) [Referencia: elaboración propia]

2.5. Precio de la energía y curvas típicas de demanda de los diferentes usuarios

El estudio de PR abarca los usuarios residenciales, comerciales e industriales, para lo cual se utilizan las curvas típicas de día hábil de invierno y verano obtenidas de las campañas de monitoreo y caracterización de la demanda llevadas a cabo por la EPE-SF.

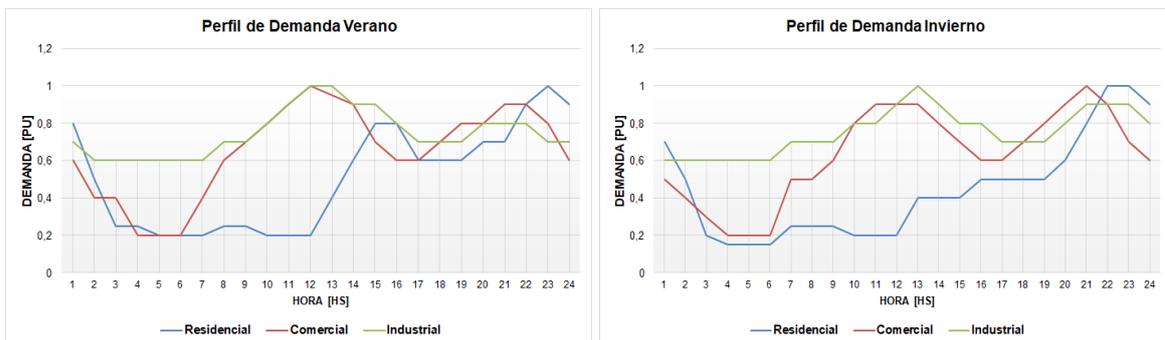


Figura 3. Perfil de demanda de diferentes tipos de usuarios para escenario de invierno y verano [Referencia: elaboración propia]

Por otra parte, los precios promedio del kWh para cada tipo de usuario se obtuvo en base a los siguientes supuestos:

- Usuario residencial: se adopta la Tarifa Residencial Urbana con consumo menor a 20 kW, NIVEL 1 – Mayores Ingresos de acuerdo al DNU 332/22 – Régimen de Segmentación Tarifaria, la cual contempla la tarifa plena sin subsidios. Asimismo, para la estimación del valor de la tarifa se asume un consumo bimestral promedio de 900 kWh y un consumo de potencia máxima de 1,5 kW. Constituye una tarifa de tipo monómica basada en el consumo de energía y con un régimen de facturación bimestral.

- Usuario comercial: se adopta la Tarifa Comercial UC1 con potencia de demanda menor a 50 kW y consumo de hasta 5000 kWh/mes. Asimismo, para la estimación del valor de la tarifa se asume un consumo bimestral promedio de 7000 kWh y un consumo de potencia máxima de 8 kW. Constituye una tarifa de tipo monómica basada en el consumo de energía y con un régimen de facturación bimestral.
- Usuario industrial: se adopta la Tarifa 2B1 de Uso Industrial menor de 300 kW y en baja tensión. Al tratarse de una tarifa binómica de facturación mensual, basada en el consumo de energía y potencia, y a su vez segmentada, se adoptan como referencia los valores de consumo obtenidos de un cliente industrial de la ciudad de Santa Fe, presentados en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores promedio de energía y potencia mensual de un cliente industrial tipo de la ciudad de Santa Fe [Referencia: elaboración propia]

Contratada de Pico	Potencia [kW]			Energía [kWh]		
	Contratada Fuera de Pico	Consumo Pico	Consumo Fuera Pico	Consumo Pico	Consumo Resto	Consumo Valle
48	58	42	50	5.848	14.930	4.422

Según los cuadros tarifarios seleccionados y los consumos adoptados, se obtienen los precios de la energía para cada tipo de usuario que incluyen todos los impuestos nacionales, provinciales y municipales:

- Usuario residencial: 0,07641 USD/kWh
- Usuario comercial: 0,06342 USD/kWh
- Usuario industrial: 0,07066 USD/kWh

3. RESULTADOS.

3.1. Cálculo de la paridad de red del SFV y análisis de sensibilidad para los diferentes tipos de usuarios

El análisis de PR se desarrolla a partir de la comparación de los costos medios de USD/kWh de las diferentes tarifas, en contraste con el LCOE del SFV, obtenido según la ecuación (2). En este sentido, para el ciclo de vida del SFV, con la tasa de descuento adoptada, y según la producción anual estimada de energía en la región de emplazamiento, en la 0 se muestra el detalle de los resultados obtenidos para un usuario residencial estándar.

Al suponer un equipamiento idéntico del SFV para las 3 categorías de usuarios e idénticos costos específicos de inversión (no hay variaciones de precios por cambios en la escala de potencia del proyecto), el LCOE resulta en un valor único de 0,090903 USD/kWh. Luego, del análisis comparativo del LCOE con las tarifas de energía testigos de los diferentes usuarios, se observa un desvío en la PR que oscila en el rango del 19 al 43% por encima de las tarifas, siendo la más cercana la tarifa residencial, y la más lejana la tarifa comercial (ver 0). En este sentido, ante una reducción potencial en la tasa de descuento del mercado a valores históricos razonables, permitiría que los diferentes tipos de usuarios alcancen la PR en sus SFV (ver 0). Por caso, para el usuario residencial se alcanza con una tasa menor al 5,5%, para el usuario industrial con 4,5%, y para el usuario comercial con 3%.

DATOS	AÑO	INVERSIÓN	VALOR RESIDUAL	COSTOS ANUALES [USD]			PRODUCCIÓN ANUAL [kWh]	PRODUCCIÓN ANUAL A VP [kWh]	
				Fijos	Variables	M&O			
	1	4200		0	0	31,5	\$ 3.918,06	4832,2	4474,29
Potencia SFV	3					31,5	\$ 27,01	4808,1	4122,15
Inversión	1,4	USD/W				31,5	\$ 25,01	4784,0	3797,72
Costos Fijos	0	USD/kw				31,5	\$ 23,15	4760,1	3498,83
Costos Variables	0	USD/kWh				31,5	\$ 21,44	4736,3	3223,45
M&O	0,75	% Inversión				31,5	\$ 19,85	4712,6	2969,76
Producción Energía	4832	kWh/Año				31,5	\$ 18,38	4689,1	2736,03
Tasa de Interés	8	%				31,5	\$ 17,02	4665,6	2520,69
Degradación Anual	0,5	%				31,5	\$ 15,76	4642,3	2322,30
Ciclo de Vida	25	Años				31,5	\$ 14,59	4619,1	2139,53
Valor Residual	5	% Inversión				31,5	\$ 13,51	4596,0	1971,14
RESULTADOS ECONÓMICOS									
LCOE	0,09093	USD/kWh				31,5	\$ 12,51	4573,0	1816,00
			840			31,5	\$ 320,45	4550,1	1673,08
						31,5	\$ 10,72	4527,4	1541,40
						31,5	\$ 9,93	4504,8	1420,09
						31,5	\$ 9,19	4482,2	1308,32
						31,5	\$ 8,51	4459,8	1205,35
						31,5	\$ 7,88	4437,5	1110,49
						31,5	\$ 7,30	4415,3	1023,09
						31,5	\$ 6,76	4393,3	942,57
						31,5	\$ 6,26	4371,3	868,38
						31,5	\$ 5,79	4349,4	800,04
						31,5	\$ 5,36	4327,7	737,07
						31,5	\$ 4,97	4306,0	679,06
						31,5	\$ -26,06	4284,5	625,62
TOTAL							4.503,3	113.827,9	49.526,4

Figura 4. Ejemplo de planilla de cálculo de LCOE para categoría de Usuario Residencial [Referencia: elaboración propia]

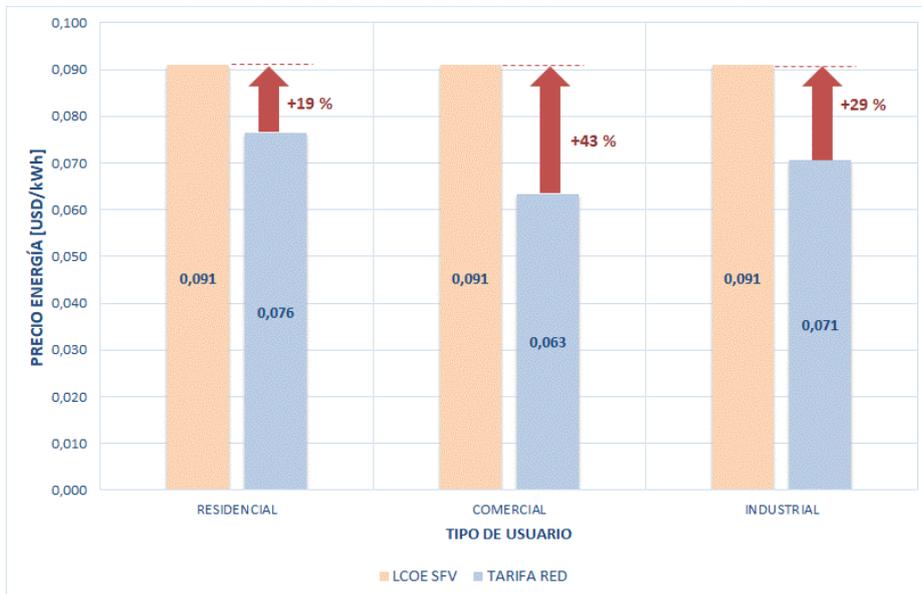


Figura 5. Paridad de red de las categorías de usuarios evaluadas en la ciudad de Santa Fe [Referencia: elaboración propia]

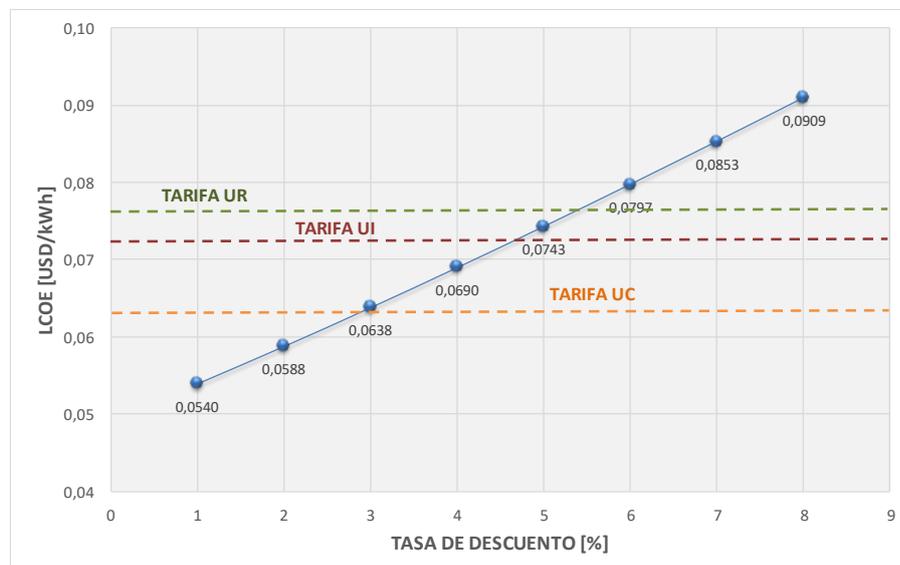


Figura 6. Sensibilidad LCOE vs tasa de descuento [Referencia: elaboración propia]

3.2. Rentabilidad económica del SFV de tipo estándar para usuarios residenciales, comerciales e industriales en el marco del programa de incentivo ERA

El programa ERA, vigente en la provincia de Santa Fe desde octubre de 2020 [11], facilita el repago de los SFV a través de un balance neto de facturación de tipo NBI, donde el usuario-generador compensa en la facturación los costos evitados de la energía eléctrica auto-consumida y obtiene para los usuarios residenciales y comerciales, un reconocimiento económico por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución durante los primeros cuatro años desde el ingreso en servicio del SFV. Luego, a partir del quinto año continúa un esquema de tipo FiT, donde el importe final de la tarifa surge de la diferencia entre el consumo total de energía del usuario (consumo de red más autoconsumo) valorizado a precio de la distribuidora y la energía total generada por el SFV valorizado al precio de incentivo.

En el caso de las grandes demandas que poseen una tarifa de tipo binómica (facturación por energía y potencia) se aplica durante toda la vida útil del SFV un esquema tipo NMe, donde en caso de excedentes de energía a inyectar a la red, se valorizan al mismo precio de compra de energía por el usuario.

A su vez, para todas las categorías de tarifa el programa admite el almacenamiento de energía y exige la instalación de medidores inteligentes, con capacidad para telemedición, de tipo bidireccional, a los fines de fomentar la gestión de la demanda por parte de los usuarios y el uso eficiente de la energía.

En la Figura 7 se muestra la planilla de cálculo de la tarifa de energía eléctrica de un usuario-generador, para las tres categorías de clientes en estudio y según la aplicación del programa ERA con las particularidades de cada caso.

CUADROS TARIFARIOS CON PROGRAMA ERA					
RESIDENCIAL NIVEL 1					
		kWh			
ENERGÍA		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	
CONSUMO DE REFERENCIA BIMESTRAL [kWh]		587	587	587	
GENERACIÓN SFV [kWh]		805	801	797	
INYECCIÓN SFV A RED [kWh]		385	381	378	
AUTOCONSUMO SFV [kWh]		421	420	420	
CONCEPTO		PRECIO UNITARIO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Cuota de Servicio [\$/sum. Mes]		419,58523	839	839	839
Primeros 75 kWh/mes [\$/kWh]		35,96092	2.697	2.697	2.697
Siguientes 75 kWh/mes [\$/kWh]		38,39914	2.880	2.880	2.880
Siguientes 150 kWh/mes [\$/kWh]		48,638	7.296	7.296	7.296
Excedente de 300 kWh/mes [\$/kWh]		56,5093	16.193	16.216	16.240
Inyección a la red (VUIG EPE) [\$/kWh]		25,63081	-9.860	-9.768	-9.676
Importe Total Básico [\$]			20.044	20.160	20.276
IMPUESTOS					
Imp. Nac. [% Básico]		21%	4.209	4.234	4.258
Imp. Prov. [% Básico]		1,5%	301	302	304
Imp. Mun. [% Básico]		6%	1.203	1.210	1.217
Energías Renov. [\$/Mes]		27,76	56	56	56
Importe Total Bimestre [\$]			25.813	25.962	26.110
Importe Total Bimestre [USD]			30,0	30,2	30,3
Importe Total Anual [USD]			180,0	181,0	182,0
COMERCIAL					
		kWh			
ENERGÍA		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	
CONSUMO DE REFERENCIA BIMESTRAL [kWh]		3738	3742	3747	
GENERACIÓN SFV [kWh]		5369	5342	5316	
INYECCIÓN SFV A RED [kWh]		1889	1867	1844	
AUTOCONSUMO SFV [kWh]		3480	3476	3471	
CONCEPTO		PRECIO UNITARIO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Cuota de Servicio [\$/sum. Mes]		1207,92205	2.416	2.416	2.416
Primeros 400 kWh/mes [\$/kWh]		33,19186	13.277	13.277	13.277
Siguientes 400 kWh/mes [\$/kWh]		34,35209	13.741	13.741	13.741
Siguientes 1200 kWh/mes [\$/kWh]		42,89598	51.475	51.475	51.475
Excedente de 2000 kWh/mes [\$/kWh]		43,14431	74.968	75.162	75.356
Inyección a la red (VUIG EPE) [\$/kWh]		11,43032	-21.592	-21.337	-21.082
Importe Total Básico [\$]			134.284	134.734	135.182
IMPUESTOS					
Imp. Nac. [% Básico]		21%	28.200	28.294	28.388
Imp. Prov. [% Básico]		1,5%	2.014	2.021	2.028
Imp. Mun. [% Básico]		6%	8.057	8.084	8.111
Energías Renov. [\$/Mes]		27,76	56	56	56
Importe Total Bimestre [\$]			172.611	173.189	173.764
Importe Total Bimestre [USD]			200,6	201,2	201,9
Importe Total Anual [USD]			1.203,4	1.207,4	1.211,4
INDUSTRIAL					
		kWh			
ENERGÍA		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	
CONSUMO DE REFERENCIA VALLE MENSUAL [kWh]		5275	5275	5275	
CONSUMO DE REFERENCIA RESTO MENSUAL [kWh]		8204	8232	8261	
CONSUMO DE REFERENCIA PICO MENSUAL [kWh]		6462	6464	6466	
GENERACIÓN SFV [kWh]		6711	6678	6644	
INYECCIÓN SFV A RED [kWh]		0	0	0	
AUTOCONSUMO SFV [kWh]		6711	6678	6644	
POTENCIA CONSUMO DE PICO [kW]		42	42	42	
POTENCIA CONSUMO FUERA DE PICO [kW]		50	50	50	
POTENCIA CONTRATADA PICO [Kw]		48	48	48	
POTENCIA CONTRATADA FUERA PICO [Kw]		58	58	58	
CONCEPTO		PRECIO UNITARIO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Cargo Comercial [\$/Mes]		12696,09	12.696	12.696	12.696
Cargo Energía hs Pico [\$/kWh]		19,33606	124.946	124.983	125.019
Cargo Energía hs Resto [\$/kWh]		19,26524	158.052	158.598	159.142
Cargo Energía hs Valle [\$/kWh]		19,1956	101.265	101.265	101.265
Cargo Cap. Pico [\$/kW-mes]		4184,541	200.858	200.858	200.858
Cargo Cap. F. Pico [\$/kW-mes]		1865,885	108.221	108.221	108.221
Cargo por Pot Adq. [\$/kW-mes]		97,254	4.863	4.863	4.863
Importe Total Básico [\$]			710.901	711.484	712.064
IMPUESTOS					
Imp. Nac. [% Básico]		27%	191.943	192.101	192.257
Imp. Prov. [% Básico]		1,5%	10.664	10.672	10.681
Imp. Mun. [% Básico]		6%	42.654	42.689	42.724
Energías Renov. [\$/Mes]		27,76	28	28	28
Importe Total Mensual [\$]			956.190	956.974	957.753
Importe Total Mensual [USD]			1.111,0	1.111,9	1.112,8
Importe Total Anual [USD]			13.332,1	13.343,0	13.353,9

Figura 7. Planilla de cálculo de importe anual de la tarifa de energía eléctrica para las categorías de usuarios en análisis, con aplicación del Programa ERA [Referencia: elaboración propia]

El análisis de rentabilidad económica se desarrolla a partir de la elaboración de un flujo de caja que contabiliza como ingresos los ahorros en el importe total de la tarifa de energía eléctrica a abonar por el usuario-generador, frente a un usuario convencional y el valor residual de las instalaciones del SFV al final de la vida útil del proyecto; y como egresos el capital de inversión y los costos anuales de O&M del SFV.

Se define como caso “Base” de análisis asumiendo una tasa de descuento del 8%, un costo de inversión del SFV de 1,4 USD/Wp y los precios de energía eléctrica vigentes. En la 08 se muestran los resultados de los flujos de caja para el caso Base, destacando el nulo repago del capital invertido en el SFV para las 3 categorías de usuarios en análisis. En este sentido, el VAN y la TIR arrojan valores negativos y el payback resulta superior al ciclo de vida del proyecto (ver Figura 9).

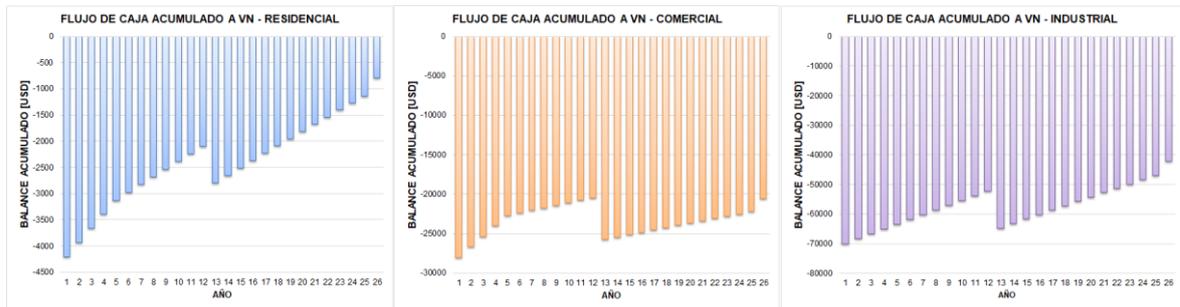


Figura 8. Flujo de caja acumulado del SFV para diferentes categorías de usuarios. Caso Base [Referencia: elaboración propia]

Con el propósito de analizar posibles escenarios de rentabilidad del proyecto, se proponen tres casos de sensibilidad: C1- reducción de la tasa de interés a valores históricos de mercado del 4% (reducción del 50%); C2- ajuste de tarifa a precios promedio de sudamérica, que resultan del orden a 2,5 veces superiores a los actuales [7]; C3- reducción de costos de inversión del SFV a valores de 1 USD/Wp (reducción del 29%).

Los resultados demuestran que el ajuste en la tarifa de precio de la energía es la variable más preponderante para alcanzar la rentabilidad de los proyectos de SFV, aunque con los niveles vigentes de tasas de interés y costos de capital del SFV, solo la categoría de usuario residencial resulta viable para instalar el SFV. Por último, con la combinación de reducción de tasas y precios de SFV, y aumento de tarifas de energía, todas las categorías alcanzan condiciones viables de inversión con períodos de repago de 5 a 10 años y TIR de 7 a 18%.

RESUMEN INDICES FINANCIEROS	TIPO DE USUARIO	CASO				
		Base	C1- Reducción Tasa Interés	C2- Ajuste Tarifas a Precios Internacionales	C3- Reducción Costos SFV	C1 + C2 + C3
VAN [USD]	RESIDENCIAL	-2558	-1967	861	-1272	4108
	COMERCIAL	-23357	-22497	-10002	-14140	4925
	INDUSTRIAL	-58241	-53121	-20810	-35197	25694
TIR [%]	RESIDENCIAL	0% <	0% <	10,9	1,5	18,1
	COMERCIAL	0% <	0% <	1,7	0% <	7,3
	INDUSTRIAL	0% <	0% <	4,2	0% <	8,5
PAYBACK [Años]	RESIDENCIAL	> 25	> 25	8	23	5
	COMERCIAL	> 25	> 25	22	> 25	9
	INDUSTRIAL	> 25	> 25	17	> 25	10

Figura 9. Resultados de indicadores de rentabilidad económica de instalación del SFV para diferentes categorías de usuarios y Casos de Estudio [Referencia: elaboración propia]

3. CONCLUSIONES.

A pesar de los importantes niveles de radiación solar presente en la provincia de Santa Fe, el mercado fotovoltaico en Argentina aún no se ha expandido como en los países desarrollados. Esto se debe principalmente a los altos costos de los SFV en relación con los precios minoristas de la electricidad (de hecho, las tarifas eléctricas para algunos sectores económicos están por debajo de sus costos reales)

Los precios actuales de las tarifas de energía eléctrica en la provincia de Santa Fe, aún con los programas de incentivo al desarrollo de las energías renovables, no resultan suficientes para alcanzar la viabilidad económico-financiera de instalación de SFV de baja escala de potencia en las diferentes categorías de usuarios. Se demuestra que tanto la PR como los índices de rentabilidad económica requieren un incremento de las tarifas de energía a valores similares a los existentes en Sudamérica, que resultan alrededor de 1,5 a 3 veces superiores.

4. REFERENCIAS.

- [1] Y. Dong, K. Shimada, “Evolution from the renewable portfolio standards to feed-in tariff for the deployment of renewable energy in Japan”. *Renew Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.016>, 2017

- [2] A. Rosenbaum y D. Wenzhong Gao, "Understanding grid parity," *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, TX, USA, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC.2016.7519969, 2016
- [3] A. Orioli, A. Di Gangi, "Six-years-long effects of the Italian policies for photovoltaics on the grid parity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts", *Energy*, No. 130, pp. 55-75, Año 2017.
- [4] P. Benalcázar, J. Lara, M. Samper, "Distributed photovoltaic generation in Ecuador: economic analysis and incentives mechanisms". *IEEE Latin America Transactions* 18, 564 – 572, Año 2020.
- [5] P. Vilaça Gomes, N. Knak Neto, L. Carvalho, J. Sumaili, J. T. Saraiva, B. H. Dias, V. Miranda, S. M. Souza, "Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues". *Energy Pol.* <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>. Año 2018.
- [6] G. Ramírez-Sagner, C. Mata-Torres, A. Pino, R. Escobar, "Economic feasibility of residential and commercial PV technology: the Chilean case". *Renew. Energy.* <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.011>. Año 2017.
- [7] The World Bank, "Precios de la energía en América Latina y el Caribe: Informe Anual Abril 2021", Año 2021.
- [8] L. Camargo, LF. Ramirez, J. Sarmiento, N. M. Babieri, S. Belmonte, K. Escalante, R. Pagany, "Technical, economical and social assessment of photovoltaics in the frame of the net-metering law for the province of Salta, Argentina". *Energies* 9 (3). <https://doi.org/10.3390/en9030133>. Año 2016
- [9] E. Sangoi, J. R. Vega, M. Samper, "Grid parity analysis for low power photovoltaic systems in Santa Fe (Argentina)". *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America*, <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126743>. Año 2017.
- [10] G. F. Coria y R. Penizzotto Pringles, "Economic analysis of photovoltaic projects: the argentinian renewable generation policy for residential sectors". *Renew. Energy.* <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.098>. Año 2019.
- [11] Gobierno de la Provincia de Santa Fe, "Programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA)", Año 2020.
- [12] R. Dufo López, A. Bernal, "A comparative assessment of net metering and net billing policies: Study cases for Spain", *Energy*, pp: 84, 684 – 694, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>. Año 2016.
- [13] Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE-SF), "Cuadro Tarifario", Disponible en <https://www.epe.santafe.gov.ar/institucional/usuarios/>
- [14] NASA, Power: "Data Access Viewer", Disponible en <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

DISCOS DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Di Ruscio, Nicolás¹; Orecchia, Martín; Salerno, Juan

Observatorio de Energía y Sustentabilidad - Facultad Regional Rosario, UTN

E-mail 1: nicolasdr@live.com

RESUMEN: El objetivo del presente trabajo se centra en el tratamiento de datos de radiación solar incidente en plano inclinado obtenidos a partir del software RetScreen4 y su procesamiento adecuado con herramientas de hoja de cálculo mediante el empleo de procesos automatizados por macros, para la posterior confección de gráficos y la edición de coordenadas y referencias para confeccionar los discos de pérdidas por orientación e inclinación.

El objetivo de los discos de pérdidas es disponer de una herramienta visual, simple y clara que permita cuantificar el porcentaje de pérdida de radiación solar recibida para una condición particular de orientación e inclinación del plano de captación, tanto para sistemas de energía solar térmica como también fotovoltaica, además de otras posibles aplicaciones en arquitectura bioclimática. Se han elaborado los discos respectivos para 27 localidades del territorio argentino.

Palabras Claves: Discos de pérdidas, Radiación solar, Energía solar térmica, Energía solar fotovoltaica. Orientación, Inclinación.

Área Temática: Generación Distribuida.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

El Programa de Desarrollo de la Industria Solar (PRODIS) forma parte de las líneas de trabajo del Programa de Desarrollo Productivo Verde del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación (Argentina) y tiene como objetivo impulsar el potencial de fabricación nacional de tecnologías de aprovechamiento de la Energía Solar Térmica, y, al mismo tiempo, ampliar la capacidad total instalada de sistemas solares térmicos, contribuyendo con la diversificación de las fuentes de la matriz energética nacional y con la mitigación del cambio climático.

Como puede comprenderse, el recurso solar disponible en Argentina es susceptible de un gran aprovechamiento energético [1].

El Programa propone una implementación, mediada por acuerdos, de participación entre la Nación, las provincias y los municipios, así como con otros Ministerios, articulados con la participación de las empresas, cooperativas y mutuales que fabrican en forma local, instalan o comercializan equipos de tecnologías de aprovechamiento de Energía Solar Térmica para calentamiento de agua sanitaria. El Observatorio de Energía y Sustentabilidad (O.E.S) es un grupo de investigación perteneciente al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario (U.T.N-FRRO). El mismo está conformado por un grupo de docentes, graduados y alumnos. El Grupo OES desarrolla actividades de Investigación y de Extensión, habiendo abordado numerosos Proyectos de energías renovables desde su creación, incluyendo el Proyecto PRIER, de energías renovables distribuidas en la localidad de Armstrong, Santa Fe, a partir de los cuales ha adquirido una importante experiencia en la temática.

En el territorio argentino se cuenta con los precedentes de mapas de distribución espacial del promedio mensual de la radiación solar global diaria sobre un plano horizontal [2], atlas con datos de la red solarimétrica regional [3] y cartas de irradiación solar en la región conocida como Pampa Húmeda [4].

Dentro del marco del programa PRODIS, además de emplear los recursos existentes anteriormente mencionados, como herramienta fundamental para el diseño y comprobación de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, se decidió desarrollar a partir del trabajo del Grupo, una herramienta visual, sencilla y de simple utilización.

Los discos de pérdidas por orientación (azimut α , desviación respecto al norte geográfico) e inclinación (elevación β , ángulo de inclinación del captador solar respecto de la horizontal) se emplean para determinar el porcentaje de radiación solar recibida en el plano de trabajo para una ubicación determinada del equipo, respecto del valor máximo óptimo.

En muchas ocasiones se presentan dificultades u obstáculos edilicios o técnicos que impiden colocar el captador solar en condiciones óptimas (integración total o parcial en cubiertas de techos u otras estructuras, conservación de paralelismo u ortogonalidad con líneas de edificación, etc.). La herramienta que se presenta resulta de utilidad para cuantificar gráficamente la reducción de radiación solar recibida para cierta condición de emplazamiento y a su vez es una herramienta visual que permite encontrar la orientación e inclinación óptimas.

En el hemisferio sur, los captadores fotovoltaicos se orientan hacia el punto cardinal norte (geográfico), al cual se le designa con azimut 0° .

Asimismo, existen diferentes posibilidades de optimización de captación del recurso solar dependiendo la finalidad del sistema.

1.1 Agua Caliente Sanitaria.

En aquellos casos donde se evalúa la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS), se considera el mayor aprovechamiento del recurso solar durante los seis meses de invierno, es por ello que se han elaborado discos estacionales, los cuales están optimizados para el período invernal del año.

1.2 Sistemas fotovoltaicos aislados.

En los sistemas fotovoltaicos aislados puros (sin sistemas auxiliares de apoyo) donde el recurso energético depende exclusivamente de la energía disponible en los acumuladores, la temporada invernal es crítica ya que la radiación solar que llega a la corteza terrestre es menor y, por consiguiente, la energía eléctrica generada es escasa. Para esta situación también se utilizan los discos estacionales optimizados para invierno.

1.3 Sistemas fotovoltaicos conectados a red.

En los sistemas fotovoltaicos de inyección a red [5] [6], también denominados energía distribuida, se busca maximizar la generación de energía eléctrica anual, ya que la amortización del equipamiento depende de los ingresos percibidos (o ahorrados) por inyectar energía en paralelo con la red de distribución pública. En estos casos se suelen emplear discos de optimización anual.

2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.1 Software de obtención de condiciones climáticas.

El programa de gestión de energías limpias RETScreen (usualmente abreviado como RETScreen) es un paquete de programas desarrollado por el Gobierno de Canadá, lanzado el 30 de abril de 1998 y evolucionando con el paso de los años. En este trabajo se ha empleado la versión RETScreen 4.

Este software (ver Figura 1) permite la evaluación y la optimización de la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energía renovable y de eficiencia energética, además de la medición y verificación del rendimiento de instalaciones. Incluye una base de datos de condiciones climáticas obtenida de 6.700 estaciones terrestres y de datos satelitales de la NASA (Figura 2).



Figura 1: Pantalla inicial de software RETScreen y base de datos empleada de NASA. [RETScreen]

Empleando como fuente de los datos de radiación solar recibida en plano horizontal y plano inclinado obtenidos con RETScreen para 27 localidades del territorio argentino, se procedió a confeccionar una Macro de automatización en Excel cuya función es tomar, para cada par de coordenadas de azimut α y elevación β , los datos de RETScreen y reordenarlos en tablas (Tabla 1).

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tipo de análisis: Método 1 Método 2

Evaluación de recursos:

Modo de rastreo solar: Fijado

Inclinación:

Azimut:

Mostrar datos

		Radiación solar diaria	
		horizontal	inclinado
		kWh/m ² /d	kWh/m ² /d
Mes			
Enero		6,83	6,63
Febrero		6,19	6,21
Marzo		5,03	5,23
Abril		3,83	4,23
Mayo		2,83	3,29
Junio		2,28	2,73
Julio		2,47	2,91
Agosto		3,36	3,77
Setiembre		4,28	4,53
Octubre		5,42	5,46
Noviembre		6,50	6,36
Diciembre		6,69	6,44
Annual		4,63	4,81
Radiación solar anual - horizontal		MWh/m ²	1,69
Radiación solar anual - inclinado		MWh/m ²	1,76

Figura 2: pantalla con datos de radiación solar en plano horizontal e inclinado [RETScreen].

2.2 Obtención de tablas de datos crudos

Tabla 1: ejemplo de tablas de datos en crudo generada por la Macro [elaboración propia mediante Excel]

Inclinación	82,2	87,3	82,5	77,6	72,8	68,0	63,2	58,5	53,9	49,2	44,7	40,3	36,1	32,0	28,3	25,0	22,4	20,6	20,0	20,6	22,4	25,0	28,3	32,0	36,1	40,3	44,7	49,2	53,9	58,5	63,2	68,0	72,8	77,6	82,5	87,3	92,2	
Azimut	257,5	256,8	256,0	255,1	254,1	252,9	251,6	250,0	248,2	246,0	243,4	240,3	236,3	231,3	225,0	216,9	206,6	194,0	180,0	166,0	153,4	143,1	135,0	128,7	123,7	119,7	116,6	114,0	111,8	110,0	108,4	107,1	105,9	104,9	104,0	103,2	102,5	
Azimut +180°	73,7	73,8	74,6	75,9	78,1	81,9	87,4	94,4	102,8	112,6	123,6	136,7	151,7	168,7	187,7	208,1	229,4	251,6	274,0	300,0	329,6	361,7	396,3	433,4	473,0	514,1	556,7	600,8	646,4	693,5	742,2	791,5	841,4	891,8	942,7	994,1	1046,0	1098,4

Table with 44 columns and multiple rows showing data for months from Enero to Diciembre, including values for 'Inclinación' and 'Azimut +180°'.

- A su vez, se definen 5 condiciones deseadas para reagrupar los datos, a saber:
• Optimización energética anual.
• Optimización para los 4 meses principales de verano (noviembre, diciembre, enero, febrero).
• Optimización para los 6 meses principales de verano (octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo).
• Optimización para los 4 meses principales de invierno (mayo, junio, julio, agosto).
• Optimización para los 6 meses principales de invierno (abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre).

2.3 Generación de las tablas para gráficas

Luego del reagrupamiento de acuerdo con la condición deseada, obtenemos las siguientes tablas (Tablas 2 y 3) que serán empleadas como datos de origen para generar las gráficas:

Tabla 2:Tabla de datos generada para máximo aprovechamiento energético anual [elaboración propia mediante Excel]

Table with 44 columns and multiple rows, labeled 'Máximo Anual', containing numerical data.

Tabla 3: Tabla de datos generada para optimización en los 6 principales meses de invierno [elaboración propia mediante Excel]

Table with 44 columns and multiple rows, labeled 'Invierno Promedio 6 Meses', containing numerical data.

2.4 Obtención de gráficas

Seguidamente, se realizan las gráficas utilizando el software Matlab, configurando gráficos con 20 anillos, cada uno de los cuales indican un 5% de reducción de energía recibida respecto al óptimo. En Figura 3 vemos una gráfica genérica inicial.

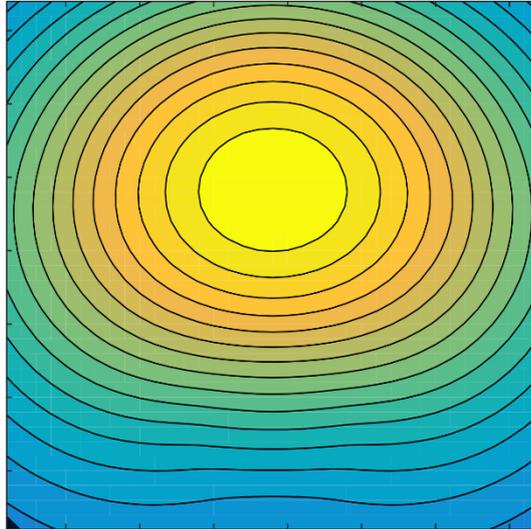


Figura 3: Gráfica inicial [elaboración propia mediante Matlab]

Para una correcta presentación visual y facilitar la interpretación de la imagen, se superpone un diagrama circular (disco, Figura 4) con las coordenadas de (azimut α y elevación o inclinación β), como así también una barra de escala gráfica.

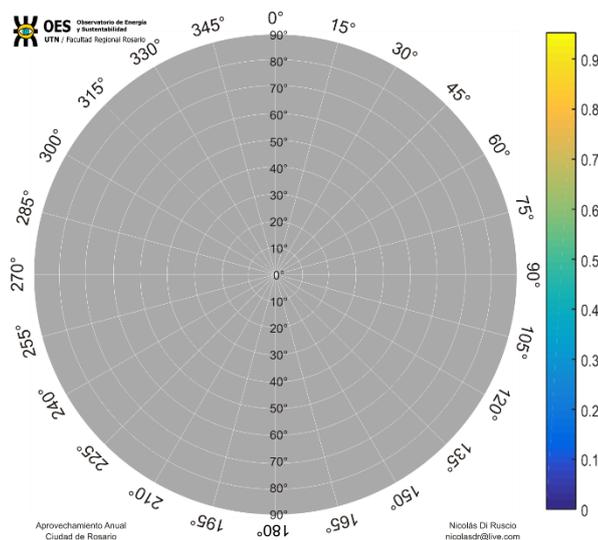


Figura 4: Plantilla con coordenadas y escala gráfica [elaboración propia mediante Corel Draw]

Finalmente, luego del procesamiento de datos e imágenes, se obtienen resultados gráficos específicos de aprovechamientos anuales u optimizados para los meses de invierno, para diferentes ubicaciones, como los de las Figuras 5 (Rosario) y 6 (Reconquista).

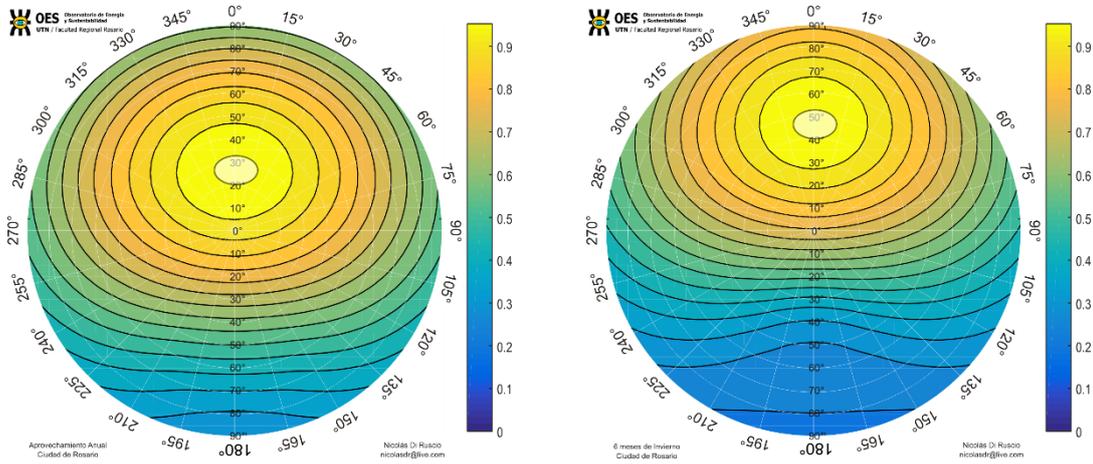


Figura 5: Gráficos de discos (ejemplo) obtenidos para aprovechamiento anual (izq.) y optimización para 6 meses de invierno (der.) para la localidad de Rosario [elaboración propia].

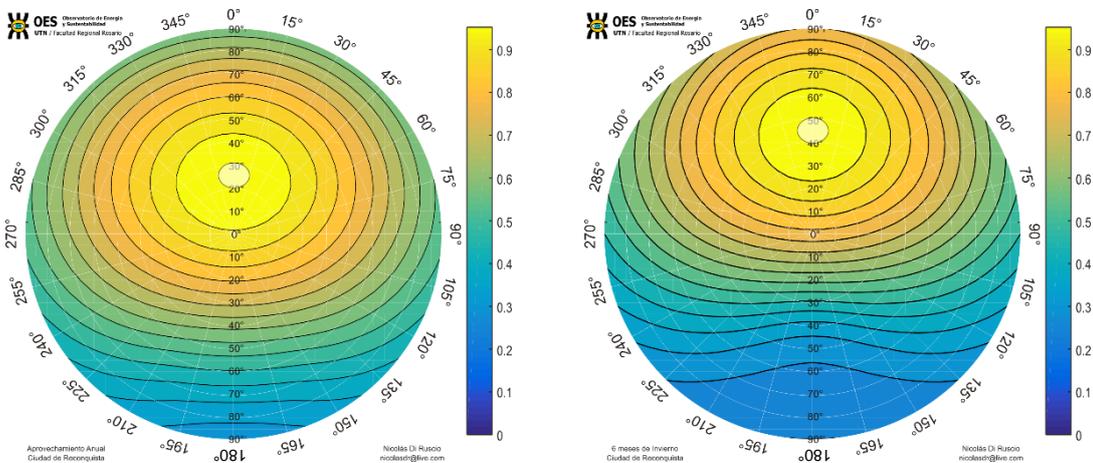


Figura 6: Gráficos de discos (ejemplo) obtenidos para aprovechamiento anual (izq.) y optimización para 6 meses de invierno (der.) para la localidad de Reconquista [elaboración propia].

2.4 Utilización de las gráficas

En cada figura deberán ubicarse dos coordenadas en grados sexagesimales (azimut α y elevación o inclinación β) que corresponderán a los ángulos del captador solar en estudio.

El azimut α se localizará como radios originados en el centro del disco y cuyos ángulos están indicados en la periferia de este, desde 0° Norte, pasando por 180° Sur hasta volver a 360(=0°) Norte. Las Figuras 7, 8 y 9 sirven de explicación para azimut, puntos cardinales, inclinación y anillos de pérdidas.

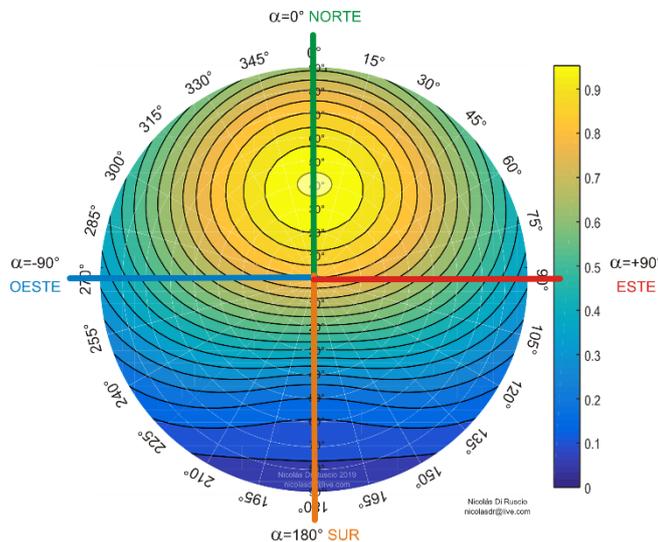


Figura 7: Explicación del disco de pérdidas, azimut y puntos cardinales [elaboración propia].

La elevación β se encontrará en los círculos concéntricos al disco, comenzando con inclinación 0° (posición horizontal del plano de captación) en dicho centro y 90° (posición vertical) en la periferia del disco.

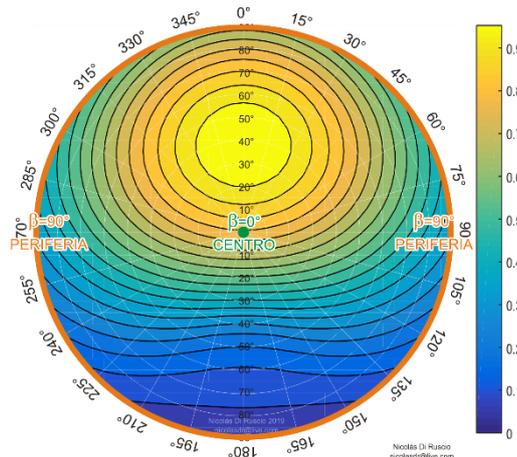


Figura 8: Explicación de disco de pérdidas, inclinación [elaboración propia].

Cada sector anular del disco corresponde a un determinado porcentaje de energía recibida respecto de la óptima. La región óptima se sitúa sobre el eje de azimut $\alpha=0^\circ$, se representa por una elipse de color claro y corresponde al 100%. Cada sector subsiguiente indica una reducción escalonada de 5%. También puede visualizarse el porcentaje de radiación recibida empleando la escala de colores ubicada a la derecha de cada disco.

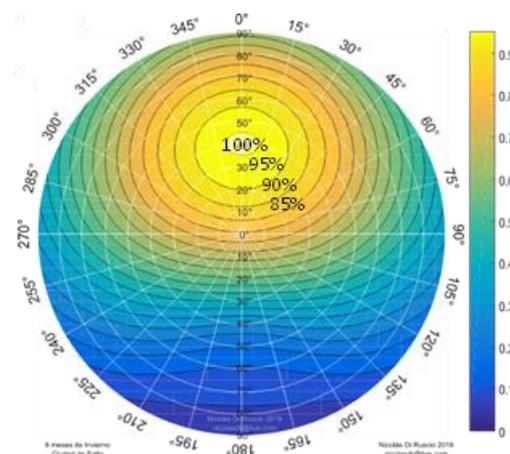


Figura 9: Explicación de disco de pérdidas, anillos de pérdidas [elaboración propia].

2.5 Ejemplo

Todo lo detallado en el párrafo anterior, puede comprenderse mejor mediante un ejemplo de aplicación del uso del disco. Para ello se ha elaborado la Figura 10.

Para representar un captador solar con azimut $\alpha=30^\circ$ y elevación $\beta=50^\circ$, la intersección entre ambas líneas será el punto buscado en el disco.

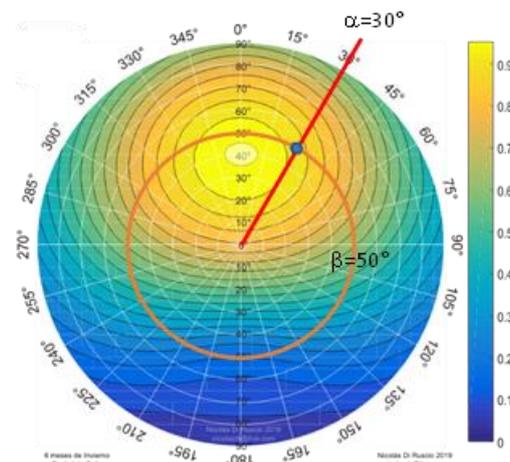


Figura 3: Explicación de disco de pérdidas, ejemplo de utilización [elaboración propia].

De acuerdo con lo observado en la figura anterior, el captador solar con la orientación y elevación en estudio, recibirá el 90% de la radiación que recibiría en condiciones óptimas de orientación e inclinación (que, de acuerdo con el ejemplo mostrado, correspondería a azimut $\alpha=0^\circ$ y elevación $\beta\approx 40^\circ$).

3. RESULTADOS

Se ha desarrollado una herramienta simple para el prediseño y optimización de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, como así también otros usos que requieran evaluar el recurso solar, basándose en el ordenamiento de datos de forma visual e intuitiva.

Con este instrumento, tanto los diseñadores, instaladores como inspectores de los institutos provinciales de vivienda de las diversas regiones de Argentina podrán evaluar de modo breve los equipos solares a implementar dentro del programa PRODIS.

4. CONCLUSIONES

El método de tratamiento de información de potencial solar presentado en este informe podría ser empleado para cualquier localización tanto en el territorio argentino como en el resto del mundo, siempre que esté disponible en el software RETScreen 4, por lo que resulta en una herramienta muy versátil para ampliar en futuras aplicaciones.

5. REFERENCIAS

[1] C. Navntoft y M. Cristófalo "Guía del Recurso Solar" 1° ed. revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Secretaría de Gobierno de Energía, 2019.

[2] H. Grossi Gallegos, "Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación". *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 5, pp. 33-42 (1998).

[3] C. Raichijk y F. Taddei. "Atlas globales de radiación solar: Evaluación en la Pampa Húmeda Argentina". *Acta de la XL Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente* (ISBN 978-987-29873-0-5). Vol. 5, pp. 11.79-11.86, (2017).

[4] R. Righini y R. Aristegui "Metodología para el trazado de cartas solares de la Pampa Húmeda Argentina". *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* (ISSN 0329-5184) Vol. 4, pp. 11.105-11.112, (2017).

[5] "Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables"
<https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida>

[6] C. Navntoft, N. Biurrún, M. Cristófalo, S. Cuccorese, I. Defferrari y D. Raggio "Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica". 1° ed. revisada. – Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GNC EN EL TRANSPORTE EN EL MARCO DE UNA NUEVA MATRIZ ENERGÉTICA

Jaurena, Juan^a, Imaz, Fernando^b

a Filiación del autor 1 Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional
b Filiación del autor 2 – Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional

juanfjaurena@gmail.com

imazfernando@gmail.com

<mailto:fimaz@frsf.utn.edu.ar>

RESUMEN.

El gas natural comprimido (GNC) es una alternativa cada vez más popular para el transporte de carga por carretera debido a su bajo costo, bajo impacto ambiental y a su amplia disponibilidad en todo el mundo. Argentina se encuentra entre los países líderes en el uso de GNC junto a Irán, China, Pakistán e India, con flotas de vehículos comerciales y de pasajeros significativas que operan con GNC. A pesar de que la red de distribución de GNC en Argentina es extensa, existen algunos desafíos para la adopción generalizada en el transporte de carga. Uno de los principales es la falta de infraestructura de carga de GNC. Esto hace que sea difícil para los transportistas encontrar lugares para cargar sus vehículos en rutas largas y especialmente en zonas rurales. Este Trabajo, busca analizar la evolución del consumo del GNC en el transporte de Argentina y área de estudio desde una perspectiva general y en particular desde su vinculación con el sector transporte de cargas. A partir de este análisis se comenzará a vislumbrar la factibilidad de transformación de la energía de propulsión del transporte carretero de cargas del gas oil al GNC considerando los beneficios ambientales y económicos que ofrece el uso de este combustible.

Palabras Claves: Combustible, Transporte de Carga, Evolución, GNC, Consumo.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El presente artículo forma parte del Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID) denominado: "Propuestas para la disminución de los costos logísticos en el transporte de carga en el corredor de la Ruta Nacional N° 11, tramo Rosario – Formosa", Código TVTCFE0010031TC.

El transporte representa un importante consumo de energía donde el combustible se considera como fuente de energía primaria. El desarrollo reciente en la tecnología de los vehículos reveló posibles mejoras económicas al usar gas natural comprimido (GNC) como fuente de combustible en lugar del combustible tradicional [1]. El GNC es una alternativa cada vez más atractiva para el transporte de carga por carretera debido a su bajo costo, bajo impacto ambiental y a su amplia disponibilidad en todo el mundo [2]. En este estado del arte, se examina el uso del GNC en vehículos de carga en todo el mundo, en Latinoamérica y en Argentina. Se exploran los beneficios ambientales y económicos del uso de GNC en comparación con los combustibles fósiles, se analiza la situación actual de la tecnología GNC en los mercados y se discuten los desafíos y oportunidades en este ámbito.

El uso de combustibles fósiles como la gasolina y el diésel en el transporte de carga por carretera genera emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes del aire. Estas emisiones tienen un impacto significativo en la calidad del aire, la salud pública y el cambio climático [3] [4] [5]. Por ello, el sector transporte, al ser responsable de al menos el 36% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se encuentra bajo una presión creciente para reducir sus emisiones, ya que para alcanzar la meta de aumento máximo de la temperatura media mundial establecida en el Acuerdo de París es necesario que los países avancen a una economía neutra en carbono hacia fines del siglo [6]. El GNC es una opción más limpia que los combustibles fósiles, que ofrece la posibilidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% y las emisiones de material particulado en un 95% en comparación con el diésel [7].

En todo el mundo, el GNC ha demostrado ser una alternativa atractiva en el transporte de carga por carretera debido a su bajo costo y su amplia disponibilidad. Según la Asociación Internacional de Gas Natural Vehicular (NGV Global), para el año 2022, había más de 19 millones de vehículos a gas natural en todo el mundo, y más de 25.000 estaciones de GNC en 53 países [8]. Los países líderes en el uso de GNC son Irán, China, Pakistán, Argentina e India, con flotas de vehículos comerciales y de pasajeros significativas que operan con GNC. En China, el gobierno ha promovido activamente el uso de GNC para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los niveles de contaminación del aire, y ha establecido una red de estaciones de GNC en todo el país para apoyar su uso en el transporte de carga por carretera [9].

En Latinoamérica, el uso de GNC en vehículos carreteros de carga es particularmente común debido a la abundancia de reservas de gas natural en la región y al costo relativamente bajo del GNC en comparación con otros combustibles. Argentina es un líder en el uso de GNC en vehículos carreteros, con más de 2,4 millones de vehículos a gas natural en la carretera y más de 1800 estaciones de GNC en todo el país [10]. Además, la introducción del Plan Gas.Ar por el gobierno argentino en 2018 ha llevado a un aumento en la inversión en infraestructura de GNC y la expansión de la flota de vehículos a gas natural en todo el país [11].

A pesar de los beneficios ambientales y económicos del uso de este combustible en el transporte de carga por carretera, todavía existen desafíos que limitan su adopción a gran escala. Uno de los más significativos es la infraestructura limitada de GNC en muchos países, especialmente en áreas rurales y remotas. La falta de estaciones en algunas áreas puede dificultar la operación de flotas de vehículos a gas natural, lo que a su vez puede limitar la demanda y desalentar la inversión en infraestructura. Para superar este desafío, algunos países han establecido políticas y programas para fomentar la inversión en infraestructura y mejorar la disponibilidad de estaciones de carga en todo el país.

Además, el costo inicial de los vehículos de GNC es a menudo más alto que el de los vehículos que funcionan con diésel, lo que puede desalentar a algunos operadores de flotas de invertir en vehículos con este combustible. Sin embargo, a largo plazo, los vehículos de GNC suelen ser más rentables debido al bajo costo del combustible en comparación con otros combustibles. Además, algunos países ofrecen incentivos fiscales y financieros para fomentar la inversión en vehículos con esta tecnología, lo que puede ayudar a reducir los costos iniciales y hacer que el uso de GNC sea más atractivo [12].

Otro desafío importante es la falta de estándares y regulaciones armonizadas para el uso de GNC en el transporte de carga por carretera en todo el mundo. La falta de estándares armonizados puede

crear barreras para su adopción y limitar la capacidad de los operadores de flotas para operar este tipo de vehículos en diferentes países. Para enfrentar este desafío, algunos países han desarrollado estándares y regulaciones para usar GNC en el transporte de carga por carretera, y algunos organismos internacionales trabajan en desarrollar estándares globales para usar GNC [13].

En relación con la logística de cargas, el uso de GNC puede mejorar la logística de varias maneras. En primer lugar, el GNC es un combustible más barato que el diésel, lo que puede reducir significativamente los costos de combustible de los transportistas. Según Molina [14], el GNC puede reducir los costos de combustible en un 50% en comparación con el diésel. Además, el GNC es un combustible con mayores beneficios ambientales, lo que puede ayudar a los transportistas a cumplir con las regulaciones ambientales cada vez más estrictas en el mundo, y adoptadas en Argentina.

Aunque la red de distribución de GNC en Argentina es extensa, hay desafíos para la adopción generalizada en el transporte de carga. Uno de los principales es la falta de infraestructura de carga de GNC en todo el país. Esto hace que sea difícil para los transportistas encontrar lugares para cargar sus vehículos en rutas largas y especialmente en zonas rurales. Además, la inversión en estaciones de carga de GNC es relativamente alta, lo que puede disuadir a algunos empresarios de invertir en la tecnología. También se necesita un mayor apoyo de políticas públicas financieras y fiscales para fomentar la adopción de GNC, especialmente para pequeñas y medianas empresas de transporte que pueden no tener los recursos para hacer la transición [15].

En este contexto, si bien la situación del país es altamente favorable a la implantación de dicha tecnología para el uso en el transporte de cargas, prevalecen condiciones que amenazan y desalientan las inversiones, es por ello que mediante este estudio se busca realizar un análisis de un corredor muy importante para el transporte de cargas como es el de la Ruta Nacional N°11 en su tramo Rosario – Formosa con el objetivo de realizar una propuesta estratégica de mejora de la infraestructura que permita mejorar los costos logísticos del transporte de cargas mediante el uso de GNC en los vehículos dedicados a dicho fin. Se espera, además, que dicho estudio permita generar una metodología técnica replicable a otros corredores del país.

2. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

2.1 Evolución de estaciones de servicio con GNC

La Figura 1 muestra la evolución de las estaciones de servicio de GNC en Argentina desde 2018 hasta finales de 2023. A lo largo de este período, la cantidad de estaciones ha mostrado fluctuaciones significativas. En general, se observa una tendencia creciente, aunque con altibajos pronunciados, especialmente durante los años 2020 y 2021. Esto se debe principalmente a la pandemia de COVID-19, la cual tuvo un impacto considerable en diversos sectores económicos, incluido el de los combustibles. En el primer trimestre del año 2021, se observa una caída notable en el número de estaciones de servicio de GNC. Esta disminución puede atribuirse a las restricciones de movilidad, el cierre temporal de negocios y la caída en la demanda de combustible debido a las medidas de confinamiento. A pesar de esta caída, la cantidad de estaciones registradas por la Secretaría de Energía de la Nación comenzó a recuperarse a mediados de 2021. La línea de tendencia lineal punteada indica una trayectoria ascendente, sugiriendo una recuperación gradual y un crecimiento sostenido de bocas de expendio hacia finales de 2023. Esto refleja una reactivación del sector con la vuelta a la normalidad y el aumento de la demanda de GNC.



Figura 1 – Evolución de la cantidad de estaciones de servicio con expendio de GNC en Argentina durante 2018-2023

Fuente: Elaboración Propia

La Figura 2 se centra en la evolución de las estaciones de servicio de GNC en las provincias donde se enmarca el área de estudio: Santa Fe, Chaco y Formosa, aunque es importante destacar que las provincias de Chaco, Formosa y norte de Santa Fe no cuentan en la actualidad con una infraestructura de distribución de Gas Natural, en el corredor de la Ruta Nacional N°11, si bien existe un gasoducto troncal, el GNEA, que llega hasta el límite con la provincia de Formosa, las localidades no cuentan con acceso a dicho servicio. Por lo tanto, del área de estudio, solamente parte de la provincia de Santa Fe cuenta con acceso e infraestructura de GNC vehicular. No obstante, esta aclaración, es posible realizar un análisis de la evolución de bocas de expendio a nivel regional donde en la Figura 2 se muestra que la cantidad de estaciones tiene una tendencia ligeramente decreciente, a diferencia de la tendencia general en Argentina. Desde mediados de 2018 hasta 2019, la cantidad de estaciones se mantuvo relativamente estable, con algunas fluctuaciones menores. Sin embargo, al igual que en el contexto nacional, se observa una caída significativa durante los años 2020 y 2021 debido a la pandemia. A diferencia de la tendencia nacional, aquí la recuperación ha sido más lenta y menos pronunciada. A finales de 2021 y durante 2022, la cantidad de estaciones muestra una leve disminución continua, con un leve repunte hacia el primer trimestre del 2023 para luego caer abruptamente hasta finales del mismo año. La línea de tendencia lineal tomando los 5 años es levemente ascendente, lo que indica una recuperación más desafiante en esta región estudiada.



Figura 2 – Evolución de la cantidad de estaciones de servicio con expendio de GNC las provincias de estudio durante 2018-2023

Fuente: Elaboración Propia

2.2 Evolución de venta de GNC en Argentina y Área de Estudio

En base a la información de la Secretaría de Energía de la Nación [11] es posible analizar la evolución y las tendencias del consumo de GNC a nivel nacional y en las provincias de Santa Fe, Chaco y Formosa, basándose en los datos mensuales de consumo desde enero de 2019 hasta diciembre de 2023.

Si primeramente se analiza en contexto nacional, puede observarse en la Figura 3 que, en 2019, el consumo de GNC en Argentina se mantuvo relativamente estable. Los datos muestran un promedio mensual que oscila entre 171 y 204 millones de metros cúbicos. El consumo alcanzó su punto

máximo en diciembre de 2019, con 204,9 millones de metros cúbicos, lo que sugiere un aumento hacia fin de año, probablemente debido a factores estacionales y a la mayor movilidad relacionada con la movilidad por festividades y vacaciones de verano. La pandemia de COVID-19 tuvo un impacto significativo en el consumo de GNC. A partir de marzo de 2020, se observa una caída histórica en el consumo, llegando a su punto más bajo en abril de 2020, con solo 70,9 millones de metros cúbicos, menos de la mitad del consumo registrado en enero del mismo año. Esta disminución se puede atribuir a las restricciones de movilidad y a la menor actividad económica general durante los primeros meses de la pandemia. Durante el resto de 2020, el consumo mostró una recuperación gradual pero fluctuante. Para diciembre de 2020, el consumo había vuelto a 183,3 millones de metros cúbicos, acercándose a los niveles pre-pandemia. En 2021, la tendencia de recuperación continuó con algunas fluctuaciones, alcanzando su punto más alto en marzo de 2021 con 185,3 millones de metros cúbicos. A partir de 2022, el consumo se estabilizó, con picos y valles menores. El valor más alto de este período fue en marzo de 2022 con 197,3 millones de metros cúbicos, mientras que el consumo se mantuvo por encima de los 160 millones de metros cúbicos en la mayoría de los meses de 2023 aunque con una tendencia decreciente inferior a los 170 millones de metros cúbicos.



Figura 3 - Evolución del consumo de GNC en Argentina. Fuente: Elaboración Propia

Si se realiza un análisis similar en el área de estudio, o sea, las provincias que componen el corredor de la Ruta Nacional N°11, Santa Fe, Chaco y Formosa, aunque, estas dos últimas provincias cuenten con el tendido del Gasoducto del GNEA, no tiene consumos de GNC por carecer de infraestructura de distribución, es posible analizar la provincia de Santa Fe donde el consumo de GNC en 2019 también mostró estabilidad, con un promedio mensual entre 13,9 y 16,2 millones de metros cúbicos. Diciembre de 2019 registró el mayor consumo con 16,1 millones de metros cúbicos, siguiendo una tendencia similar a la nacional. Aquí también la pandemia impactó severamente el consumo de GNC y en abril de 2020, el consumo cayó a su punto más bajo, registrando solo 5,7 millones de metros cúbicos. La recuperación fue más lenta y menos pronunciada que a nivel nacional. Para diciembre de 2020, el consumo había alcanzado 14,6 millones de metros cúbicos, una recuperación significativa pero aún por debajo de los niveles pre-pandemia. En 2021, el consumo mostró una recuperación con fluctuaciones. Octubre de 2021 registró el consumo más alto del año con 15,6 millones de metros cúbicos. En 2022, el consumo se mantuvo más estable, con un máximo en agosto de 2022 de 15,3 millones de metros cúbicos. Durante 2023, el consumo mostró una tendencia decreciente, con valores disminuyendo de 13,8 millones de metros cúbicos en enero a 12,4 millones en diciembre.

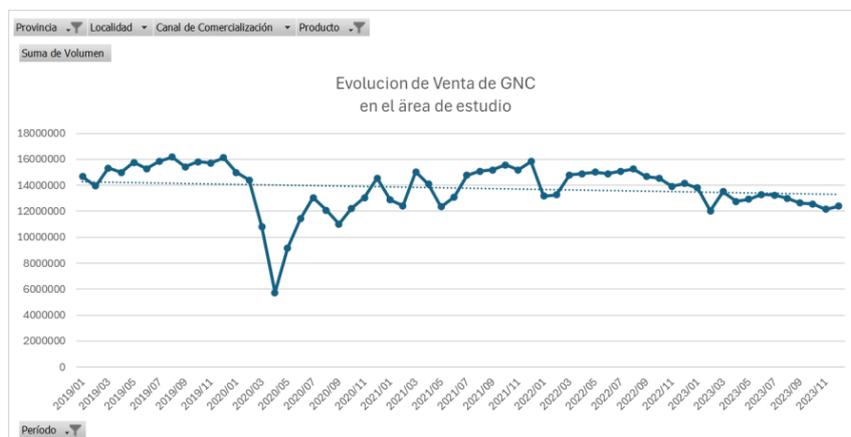


Figura 4 - Evolución del consumo de GNC en Argentina. Fuente: Elaboración Propia

Realizando un análisis comparativo entre la evolución del consumo de GNC a nivel nacional y en las provincias que componen el área de estudio, revela algunas diferencias clave. A nivel nacional, la tendencia general muestra una recuperación más sostenida post-pandemia. En contraste, la provincia de Santa Fe (única del área de estudio con acceso al GNC) tuvo una recuperación más lenta y menos consistente. En Ambos casos experimentaron caídas significativas en el consumo durante la pandemia, pero la magnitud y la rapidez de la recuperación fueron diferentes. La recuperación nacional fue más rápida, alcanzando niveles pre-pandemia a finales de 2020, mientras que en Santa Fe, la recuperación plena no se logró hasta el segundo semestre del 2021. Además, se observa una estacionalidad en el consumo tanto a nivel nacional como en las provincias de estudio, con aumentos típicos hacia fin de año y disminuciones durante los primeros meses del año.



Figura 5 - Evolución del consumo de GNC en Argentina. Fuente: Elaboración Propia

2.2 Evolución de vehículos habilitados con GNC

Según un informe de Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes [16], el parque automotor vigente circulando por todo el país (año 2023) es del orden de los 15.000.000 de vehículos. Por otra parte, se analizó información proporcionada por el Enargas evaluando la evolución del parque propulsado por GNC de los últimos 5 años (período 2019 – 2023).

En la Tabla 1 se observa que los valores de vehículos habilitados se mantienen en el orden de 1.700.000 vehículos, lo que equivale al 11,33% del total del parque.

Tabla 1 – Evolución del parque vehicular a GNC . [17]

	2019	2020	2021	2022	2023
Total Gral. País	1.683.110	1.636.737	1.738.226	1.748.359	1.671.770

La evolución de estos valores se puede visualizar en la Figura 6 donde se observa que, aunque en el último año hay una pequeña caída del parque, éste se mantiene aproximadamente constante, fluctuando entre 1.650.000 y 1.750.000 vehículos habilitados.

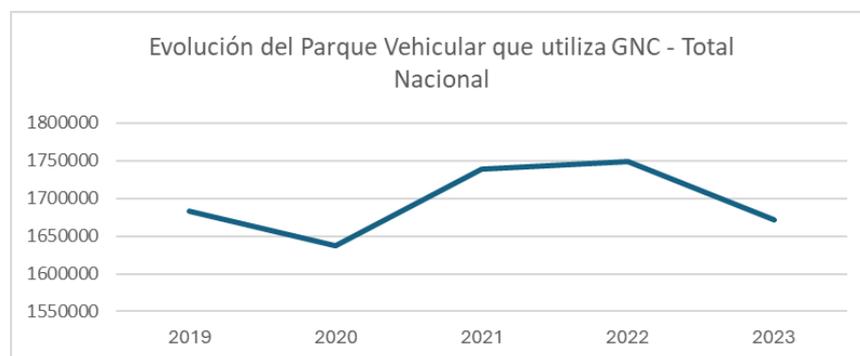


Figura 6 - Evolución del parque vehicular a GNC. Fuente: Elaboración propia en base a [17]

Con respecto a la distribución geográfica del parque vehicular que opera con GNC se observa que los mayores porcentajes corresponden a las provincias de Buenos Aires (48%), Córdoba (17%), Santa Fe (8%) y Mendoza (7%). La Tabla 2 y la Figura 7 muestran esta distribución.

Tabla 2 – Distribución porcentual del Parque automotor abastecido por GNC. [17]

PROVINCIA	PARTICIPACIÓN PORCENTUAL
BUENOS AIRES	48,1%
CATAMARCA	0,6%
CAPITAL FEDERAL	2,3%
CORDOBA	16,9%
CORRIENTES	0,0%
CHACO	0,0%
CHUBUT	0,1%
ENTRE RÍOS	2,4%
FORMOSA	0,0%
JUJUY	1,4%
LA PAMPA	0,2%
LA RIOJA	0,2%
MENDOZA	6,8%
MISIONES	0,0%
NEUQUÉN	0,2%
RÍO NEGRO	0,4%
SALTA	2,6%
SAN JUAN	2,1%
SAN LUIS	2,1%
SANTA CRUZ	0,0%
SANTA FE	8,4%
S.DEL ESTERO	1,1%
T.DEL FUEGO	0,0%
TUCUMÁN	4,0%

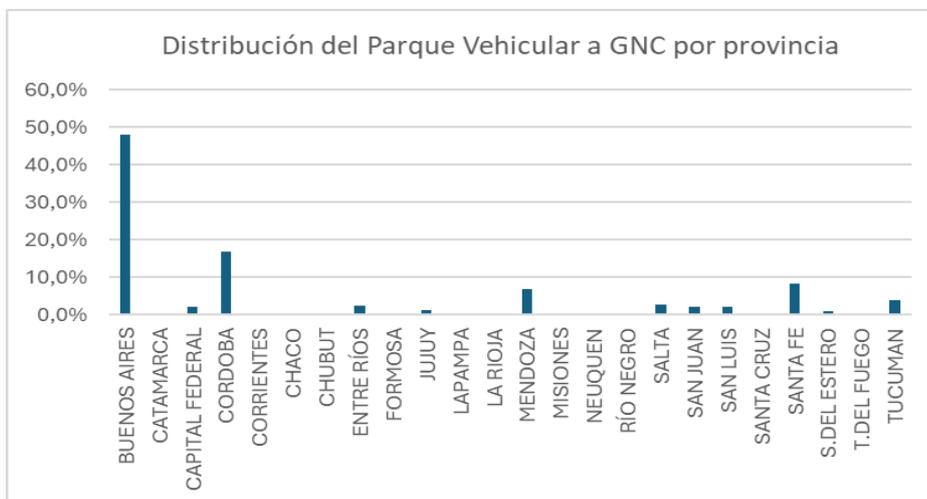


Figura 7 - Distribución porcentual del Parque automotor abastecido por GNC
Fuente: Elaboración propia en base a [17]

Específicamente, los transportes de carga propulsados con motores que utilizan gas natural se ofrecen como una alternativa viable en nuestro país, tanto por la disponibilidad de este combustible gaseoso, como por la extensión de sus redes de distribución y despacho. Su uso, ya muy extendido en vehículos livianos, aparea una reducción notoria de ruidos, gases tóxicos de efecto invernadero y material particulado, mejorando así la condición de vida de la población.

En los últimos años las ventas de vehículos de transporte de carga se multiplicaron, teniendo en cuenta que el gas genera hasta 50% de ahorro frente al diésel, y reduce las emisiones. Las dos empresas que lo impulsan son Iveco y Scania. Desde 2019, Iveco y Scania comenzaron con la comercialización de vehículos propulsados a GNC en la Argentina.

Actualmente, según información del Enargas, el parque vehicular de carga habilitado para GNC en Argentina es de 1447 vehículos, de los que el 54,7 % corresponden a modelos de Iveco, el 44,8 % a Scania y el 0,5 % a Foton (empresa china que en Argentina representa el Grupo CORVEN).

3. CONCLUSIONES.

El estudio demuestra que el GNC se presenta como una alternativa viable y beneficiosa para el transporte de carga en Argentina, especialmente en el corredor de la Ruta Nacional N° 11. A lo largo del análisis, se identifican varias ventajas del uso de GNC, tales como la reducción significativa de costos operativos y el impacto positivo en el medio ambiente en comparación con los combustibles fósiles tradicionales. Sin embargo, se destaca la necesidad de superar ciertos desafíos, principalmente relacionados con la infraestructura de carga y la distribución de GNC, especialmente en zonas rurales y en el caso de área de estudio, la zona Norte de Santa Fe (San Justo al Norte), Chaco que cuentan con la obra del gasoducto troncal pero carecen de inversión en infraestructura de suministro y Formosa, que cuenta con una obra inconclusa del Gasoducto del GNEA que fue limitada a la frontera con la provincia de Chaco.

En términos de uso de GNC, los datos indican que, a nivel nacional, el consumo de GNC ha mostrado una recuperación sostenida tras la pandemia de COVID-19, aunque con variaciones significativas entre diferentes regiones. En la provincia de Santa Fe, por ejemplo, la recuperación fue más lenta y menos consistente en comparación con la tendencia nacional, debido a limitaciones en la infraestructura de distribución. A pesar de estas diferencias, tanto a nivel nacional como provincial se observa una tendencia general de crecimiento y recuperación en el consumo de GNC.

Por su parte, el ente regulador también confirma que actualmente el parque vehicular es levemente menor de los últimos años. En 2023, último dato disponible, circulaban 1.671.770 rodados, mientras que, por ejemplo, en 2016 lo hacían 1.784.297. El transporte de cargas puede modificar esta situación por las ventajas competitivas con el gasoil, en costos e impacto ambiental. Aunque el parque de camiones propulsados con GNC es escaso (según Enargas en mayo de 2024 existen 1372 vehículos de carga habilitados), se espera que en los próximos años haya un desarrollo mayor del sector, ya que hay empresas que prefieren esta tecnología.

Este trabajo genera el puntapié inicial y se destaca la importancia de desarrollar una metodología técnica replicable para otros corredores del país, lo que podría facilitar una transición más amplia hacia el uso de GNC en el transporte de carga. Además, se advierte desde el inicio de la investigación, la necesidad de que la implementación de políticas públicas y la inversión en infraestructura son cruciales para apoyar esta transición y maximizar los beneficios económicos y ambientales del GNC.

4. REFERENCIAS.

- [1] Hossam A. Gabbar, Raymond Bedard, Nasser Ayoub, (2016). *Integrated modeling for optimized regional transportation with compressed natural gas fuel*. Alexandria Engineering Journal, Volume 55.
- [2] Campos Canales, R. (2018). *Tecnología y recambio energético en el transporte automotor de América Latina y el Caribe*. Boletín FAL, (368), 1-10. Recuperado de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/44439-tecnologia-recambio-energetico-transporte-automotor-america-latina-caribe>
- [3] García, I. C., & Jiménez–Landi, a. P. (2009). *Estrategias del sector del transporte y su impacto en la calidad del aire y en los gases de efecto invernadero*. Ingeniería civil, (153), 45-52.
- [4] Restrepo Peña, H. M. (2019). *Valoración económica de los efectos en la salud humana debidos a las emisiones de contaminantes a la atmósfera generados por camiones*. [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia]. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/revfacmed/article/view/82160/72185>.
- [5] Albarrán Mariz, L. E., & Amateco Díaz, S. O. (2015). *Impactos ambientales generados por el consumo de combustibles fósiles en México. Caso del sector transporte, 1980-2015*. Universidad Autónoma del Estado de México. Recuperado de <http://ri.uaemex.mx/handle/20.500.11799/40687>.
- [6] Martínez Salgado, H. (2018). *El desafío del sector transporte en el contexto del cumplimiento de las contribuciones determinadas a nivel nacional de América Latina*. Documentos de Proyectos (LC/TS.2018/94). Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/entities/publication/a09dd306-1ee7-480c-97da-e278ec9e50fe>.
- [7] Organización de Estados Americanos (2019). *Gas natural en el transporte terrestre*. Recuperado de <https://www.oas.org/es/sedi/dsd/publicaciones/gas-natural-en-el-transporte-terrestre.aspx>

- [8] Asociación Internacional de Gas Natural Vehicular (2022). *NGV Global*. Recuperado de <https://www.ngvglobal.org/>
- [9] Agencia Internacional de Energía. (2021). *Sistema energético de China*. Recuperado de: <https://www.iea.org/countries/china>
- [10] Cámara Argentina de Gas Natural Comprimido. (2022). *Estadísticas de GNC*. Recuperado de <https://gnc.org.ar/>
- [11] Secretaría de Energía de Argentina (2022). *Plan Gas.Ar*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>
- [12] Agencia Internacional de Energía (2021). Global EV 2021: Accelerating the shift to sustainable transport. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>
- [13] International Energy Agency (2021). *The Role of Gas in Today's Energy Transitions*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>
- [14] Molina, M., Moreno, F., y Mena, C. (2018). *A review of compressed natural gas (CNG) as an alternative fuel for sustainable transportation*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(Pt. 3), 2494-2507.
- [15] Natural Gas Vehicles for America (2022). *NGVAmerica*. Recuperado de <https://www.ngvamerica.org/>
- [16] Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes. (2023). *Flota vehicular circulante en Argentina 2022*. <https://www.afac.org.ar/publicaciones/flota-vehicular-circulante-2022.pdf>
- [17] Enargas. (n.d.). *Estadísticas de gas natural comprimido*. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/gas-natural-comprimido/estadisticas.php>

Evaluación de la complementariedad temporal del potencial eólico-solar para la generación híbrida distribuida en Chile

Muñoz-Pincheira, José Luis^{a,b}, Salazar, Lautaro^a, Sanhueza, Felipe^c, Lúer-Villagra, Armin^b.

a Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción, Concepción, Chile.

b Facultad de Ingeniería, Universidad Andres Bello, Talcahuano, Chile.

c Electrochemical Technologies, Universidad de Concepción, Concepción, Chile.

jose.munoz@unab.cl

RESUMEN

En el presente artículo se evalúa la complementariedad temporal promedio diario total entre el potencial eólico y la radiación solar en Chile utilizando el coeficiente de correlación de Spearman. Se examinaron datos horarios de velocidad de viento y radiación solar para 176 puntos geográficos desde el año 2004 al 2016. Los resultados obtenidos se graficaron en un mapa de calor utilizando un software de información geográfica, lo que permitió identificar cuatro zonas, las cuales fueron clasificadas como: Zona A1 ubicada en la zona costera y valle del norte de Chile desde la latitud 18°S a 36°S con una correlación moderada positiva, Zona A2 ubicada en la zona norte cordillerana desde la latitud 25°S a 33°S con una correlación débil negativa, Zona B ubicada en la zona centro-sur del país desde la latitud 36°S a 51°S con una correlación moderada negativa y la zona C ubicada en la zona extremo sur, desde la latitud 51°S a 55°S con una correlación nula a débil positiva. Se espera que los resultados obtenidos proporcionen información relevante para la selección estratégica de ubicaciones óptimas para la generación híbrida distribuida. Esto jugará un papel fundamental en la transición energética de Chile hacia el logro de una matriz de generación 100% renovable.

Palabras Claves: Complementariedad energética, HRES, Potencial eólico, Radiación solar, Transición energética en Chile.

Área Temática: Generación distribuida

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes e investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

Chile tiene como objetivo alcanzar una matriz de generación de energía eléctrica completamente renovable para el año 2030. Para entonces, se espera que todas las centrales termoeléctricas a carbón hayan cesado sus operaciones. En su lugar, se planea duplicar la capacidad actual de generación de energía renovable variable (ERV) como la energía solar fotovoltaica y eólica, pasando de los actuales 12 gigavatios (GW) a 24 GW para 2030, lo que constituirá el 55% de la capacidad instalada total proyectada [1]. Dada la naturaleza variable de las fuentes solar y eólica, también se anticipa un significativo incremento en la capacidad de almacenamiento, alcanzando aproximadamente 13,2 GW para el año 2026. Este aumento se centrará principalmente en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en el norte del país.

La tabla 1 muestra la actual capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional (SEN) en el cual la energía renovable variable (ERV) conformada por generación fotovoltaica y eólica tienen una participación del 25,2% y 13% [2]. Se proyecta que las ERV aumenten a un 55% al año 2030 y la participación de la energía renovable pase desde un 63,5% al 100% en el mismo periodo.

Tabla 1. Capacidad generación energía eléctrica instalada, sistema eléctrico nacional (SEN), 2023

Fuente: Informe generadoras de Chile [2], mes de septiembre del 2023.

Tecnología	Potencia (MW)	% Total
Fotovoltaico	8.292	25.2%
Eólico	4.270	13%
Hidro pasada	4.002	12.2%
Hidro embalse	3.501	10.6%
Biocombustible	597	1.8%
Termosolar	114	0.3%
Geotérmica	95	0.3%
Renovable	20.871	63.5%
Carbón	4.595	14%
Gas natural	3.873	11.8%
Deriv. Petróleo	3.541	10.8%
Térmica	12.009	36.5%
Total	32.880	

La transición hacia una matriz de generación eléctrica 100% renovable y con un alto porcentaje de ERV implica importantes desafíos que deben resolverse, esto debido a que una de las características del sector eléctrico es que la generación debe cubrir la demanda en cada instante de tiempo y la energía no puede almacenarse a gran escala. Debido a la naturaleza variable de la generación fotovoltaica y eólica, se clasifica a dichas fuentes como generación no gestionable, por lo cual no se puede asegurar el cumplimiento de la demanda con este tipo de energía. Por otra parte, la concentración geográfica de estas generadoras, para aprovechar el recurso solar o eólico, genera problemas de congestión en el sistema de transmisión lo que redundará en vertimiento de energía y distorsión en el precio, provocando desinterés en nuevas inversiones en el mercado de generación [3].

A nivel mundial, se han estudiado y propuesto variadas soluciones para mitigar los problemas generados por la inserción de las ERV en la matriz de generación. Estas propuestas están orientadas a la demanda (variar el comportamiento del consumidor) y a la oferta (modificar la generación). El presente estudio pretende encontrar el nivel de complementariedad energética temporal entre recursos eólicos y solares para distintos puntos geográficos en Chile.

La generación híbrida distribuida se caracteriza por una configuración de dos o más fuentes de generación y uno o varios sistemas de almacenamiento ubicados en una misma localidad geográfica con la capacidad de generar y satisfacer su propio consumo energético. La figura 1 muestra un esquema de una configuración de generación híbrida distribuida o HRES donde está compuesta por “s” almacenamientos que pueden ser de distintos tipos, tales como baterías de ácido plomo, litio, hidrogeno verde, etc. Al sistema se le inyecta energía desde “m” recursos, los cuales pueden ser solar, eólico, hídrico, etc. También el sistema se alimenta de “n” generadores, los cuales pueden ser diésel o bien de otro tipo de combustible. Finalmente, la energía inyectada se ocupa para alimentar la carga solicitada y los excedentes pueden ser enviados al sistema de almacenamiento o bien al sistema central, el cual también podría entregar a la unidad.

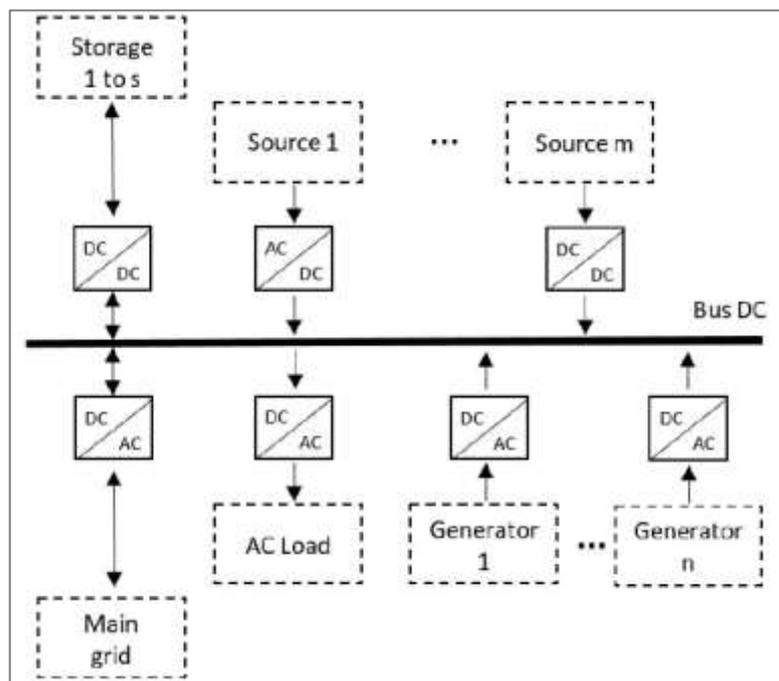


Figure 1. Configuración de una generación híbrida distribuida. Esquema adaptado de [4].

Cuando la generación híbrida distribuida no está conectada al sistema central entonces pasa a ser generación distribuida aislada, la cual necesariamente requiere de almacenamiento cuando la fuente es ERV. La generación distribuida tiene algunas ventajas frente a un sistema centralizado, esto debido a que la generación está cerca del punto de consumo logrando que las pérdidas por transmisión sean mínimas, además que propicia el uso de las energías renovables variables (ERV) y con ello se mitiga la emisión de los gases efecto invernadero (GEI). La generación híbrida distribuida podría mejorar el desempeño en el cumplimiento de la demanda en comparación a un sistema de generación centralizado cuando las fuentes de generación son ERV.

La complementariedad energética se define como el grado de asociación entre dos o más recursos energéticos. Cuando los recursos poseen naturaleza variable en el tiempo, tales como la energía eólica y solar, resulta de importancia cuantificar la relación entre estos recursos para proyectar el cumplimiento de la carga o demanda requerida por el sistema. Si los recursos están ubicados en una misma localidad geográfica se le denomina complementariedad temporal y si están ubicados en distintas zonas entonces se le denomina complementariedad espacial.

Los autores [5] muestran las distintas formas de cuantificar la complementariedad, tales como las métricas (coeficiente de correlación de Pearson, coeficiente de correlación de rango Spearman, coeficiente de correlación de rango de Kendall, autocorrelación, correlación cruzada, entre otras) y los índices (índice de complementariedad basado en wavelet, índice de complementariedad temporal, etc). Por otro lado, los autores [6] realizan una revisión de las distintas metodologías,

técnicas y conjuntos de datos eólico y solar disponibles para evaluar la complementariedad. Para esto revisan los distintos coeficientes de correlación e índices y concluyen que no existe un estándar o metodología en común para evaluar la complementariedad energética.

La figura 2 explica el concepto del coeficiente de correlación para dos recursos variables en el tiempo en tres situaciones distintas. En el escenario (a) los dos recursos tienen una correlación de uno ($CC=1$), lo que significa que ambos recursos aumentan o disminuyen a la vez, teniendo sus máximos y mínimos al mismo tiempo. Este escenario implicaría periodos de tiempo con déficit de generación de energía, no logrando cumplir con la carga solicitada y otros periodos de tiempo con exceso de generación. El escenario (b) muestra ambos recursos sin correlación ($CC=0$) donde los máximos y mínimos se presentan en distintos tiempos con diferentes periodos de déficit y excedentes. El escenario (c) muestra una correlación negativa ($CC=-1$) lo que significa que ambos recursos son complementarios en el tiempo, dado que el máximo de un recurso coincide con el mínimo del otro, permitiendo cumplir con la carga sin generar déficit ni excedentes.

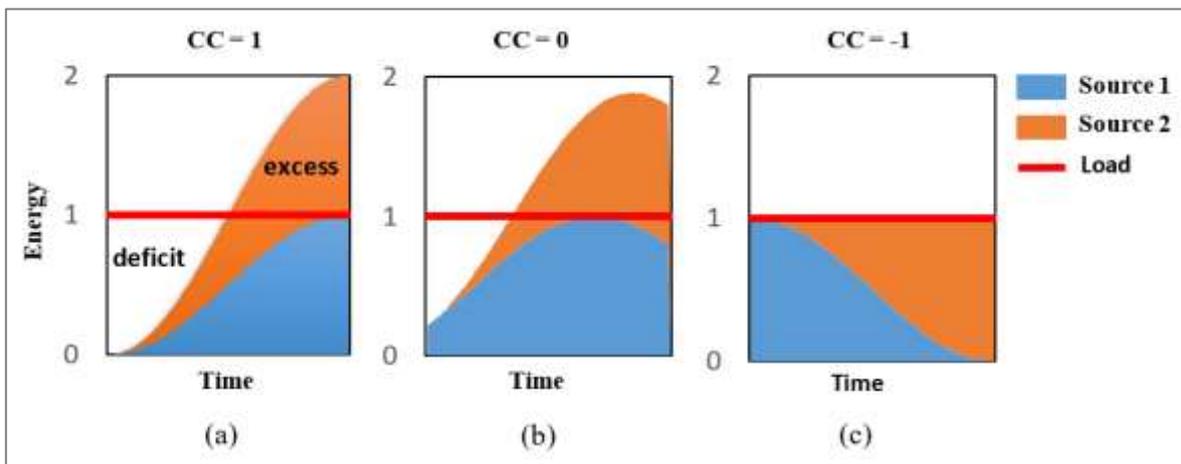


Figure 2. Explicación conceptual del coeficiente de correlación, adaptado de [5].

Dado que conocer la complementariedad energética en una región o país, ayudaría a definir, cuantificar y optimizar los recursos renovables variables para la generación de energía eléctrica, diversos autores han realizado estudios de complementariedad en diferentes regiones y países.

En Chile, según la literatura revisada a la fecha, no se han desarrollado estudios de complementariedad temporal de fuentes de recursos renovables variables. Se ha investigado en relación a la complementariedad espacial, tal como se evidencia en el trabajo realizado por [3], quienes evaluaron la complementariedad espacial eólico-solar-hidráulica, quienes concluyen que la diversificación espacial tiene un fuerte impacto positivo en el mercado de energía renovable. Por otro lado, los autores [7], realizaron una evaluación técnica, económica y de emisiones de dióxido de carbono de una planta híbrida eólico-solar para la generación de hidrógeno verde. El estudio lo realizaron para cuatro localidades de Chile sin considerar previamente la complementariedad energética. Aun así, llegan a resultados de precios de hidrógeno competitivos. Los autores [8] desarrollaron un modelo para dimensionar la cantidad óptima de recursos híbridos solar y eólico con almacenamiento para la generación de 1MWh de electricidad a lo largo de todo el territorio nacional. Como resultado muestran que las capacidades necesarias del sistema híbrido para la generación constante de energía son muy altas. Por otro lado, los autores [9], presentan un marco metodológico para el diseño de largo plazo en la inserción de fuentes renovables no convencionales a la matriz energética chilena con baja emisiones de carbono. Los resultados indican que para obtener un 90% de generación eléctrica a partir de fuentes renovables requiere necesariamente una generación mixta de hidroelectricidad, plantas concentradoras solares con almacenamiento térmico y sistemas de baterías, almacenamiento de bombeo y generadores de gas natural.

Dado el compromiso adquirido por el gobierno de Chile para reducir las emisiones de gases efecto invernadero y llegar al 2030 con una matriz de generación de energía eléctrica 100% renovable, se hace necesario planificar estratégicamente el aumento de capacidad de generación de energía eólica, fotovoltaica y sistemas de almacenamiento. Por lo tanto, el objetivo general de este estudio es realizar una evaluación de la complementariedad temporal entre la energía eólica y solar a lo largo de todo el territorio nacional. Este análisis servirá como una herramienta para fundamentar y guiar las futuras inversiones en el sector energético. Asimismo, permitirá llevar a cabo una planificación integral y coherente, en lugar de basarse en decisiones aisladas y unitarias. De esta

forma se podrá asegurar que las estrategias adoptadas no solo sean eficientes desde el punto de vista energético, sino también sostenibles y económicamente viables, contribuyendo así al desarrollo de un sistema energético más robusto y resiliente en el país. La hipótesis de investigación es que existen zonas en el territorio nacional que poseen una correlación temporal significativa entre el recurso eólico y solar.

2. METODOLOGÍA

Se diseña una metodología (ver figura 3) para la evaluación de la complementariedad temporal eólica-solar para todo el territorio nacional. El estudio considera datos horarios de velocidad de viento y radiación solar desde el año 2004 al 2016 tomados desde la base de datos “explorador solar” [10], En una cuadrícula de 25x25 km se definen los puntos a una distancia uno de otro de 50 km de longitud y 100 km de latitud como se observa en la figura N°3. Se calcula la radiación promedio diaria y velocidad de viento diaria a una altura de 100m y se evalúa la complementariedad temporal de ambas series utilizando el coeficiente de correlación de spearman [11], esto debido a que es un estimador no paramétrico que calcula la intensidad de la relación entre dos variables no necesariamente lineal [12]. En total se analizan 176 puntos geográficos y en cada punto se extrae una serie temporal eólica y solar de 113.880 datos horarios para cada una.

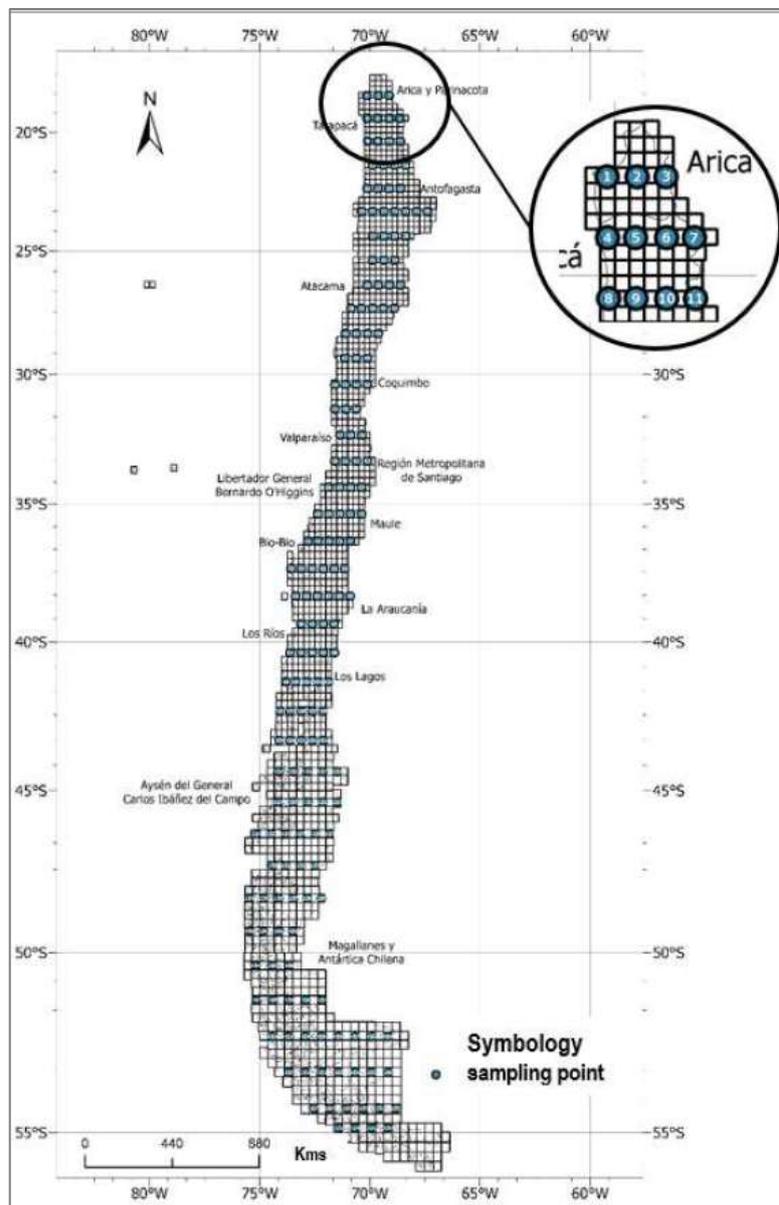


Figure 3. Selección de puntos desde un mapa de Chile continental con un grilla de 25km x 25 km. Fuente propia.

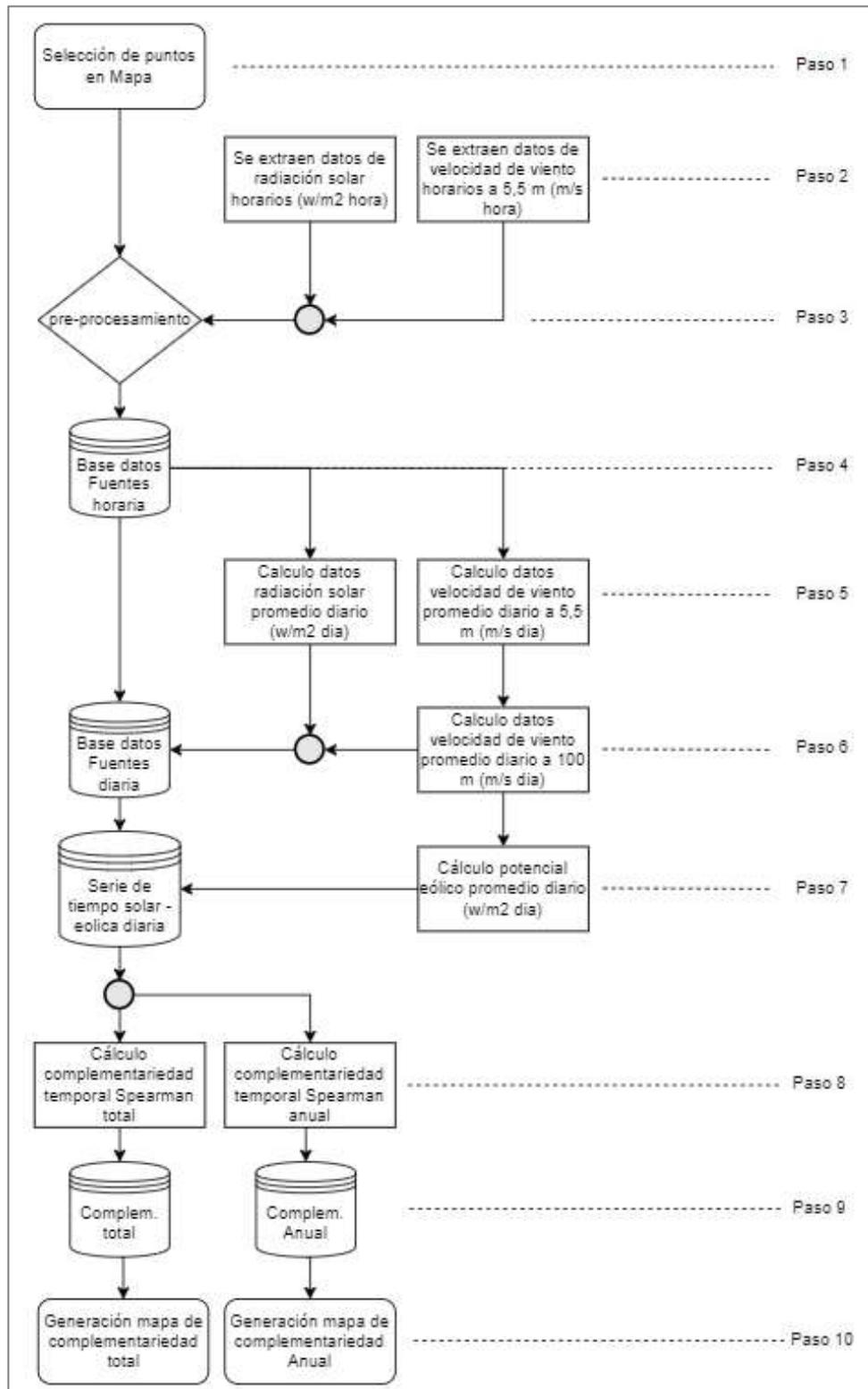


Figure 4. Flujograma de la metodología propuesta para la evaluación de la complementariedad temporal. Fuente propia.

3. RESULTADOS

A partir de los datos promedio diario de potencia eólica y radiación solar desde el año 2004 al 2016 se calculó el coeficiente de correlación de Spearman para cada punto identificado en el mapa de la figura 3. Los resultados del coeficiente se ingresaron a un software de sistema de información geográfica [13] y se generó un mapa de calor, asignando el color rojo a una correlación de -1 (Correlación fuerte negativa) hasta el color azul correspondiente a una correlación de +1 (Correlación fuerte positiva). Considerando el mapa resultante (ver figura 5), se logra identificar cuatro zonas claramente diferenciadas.

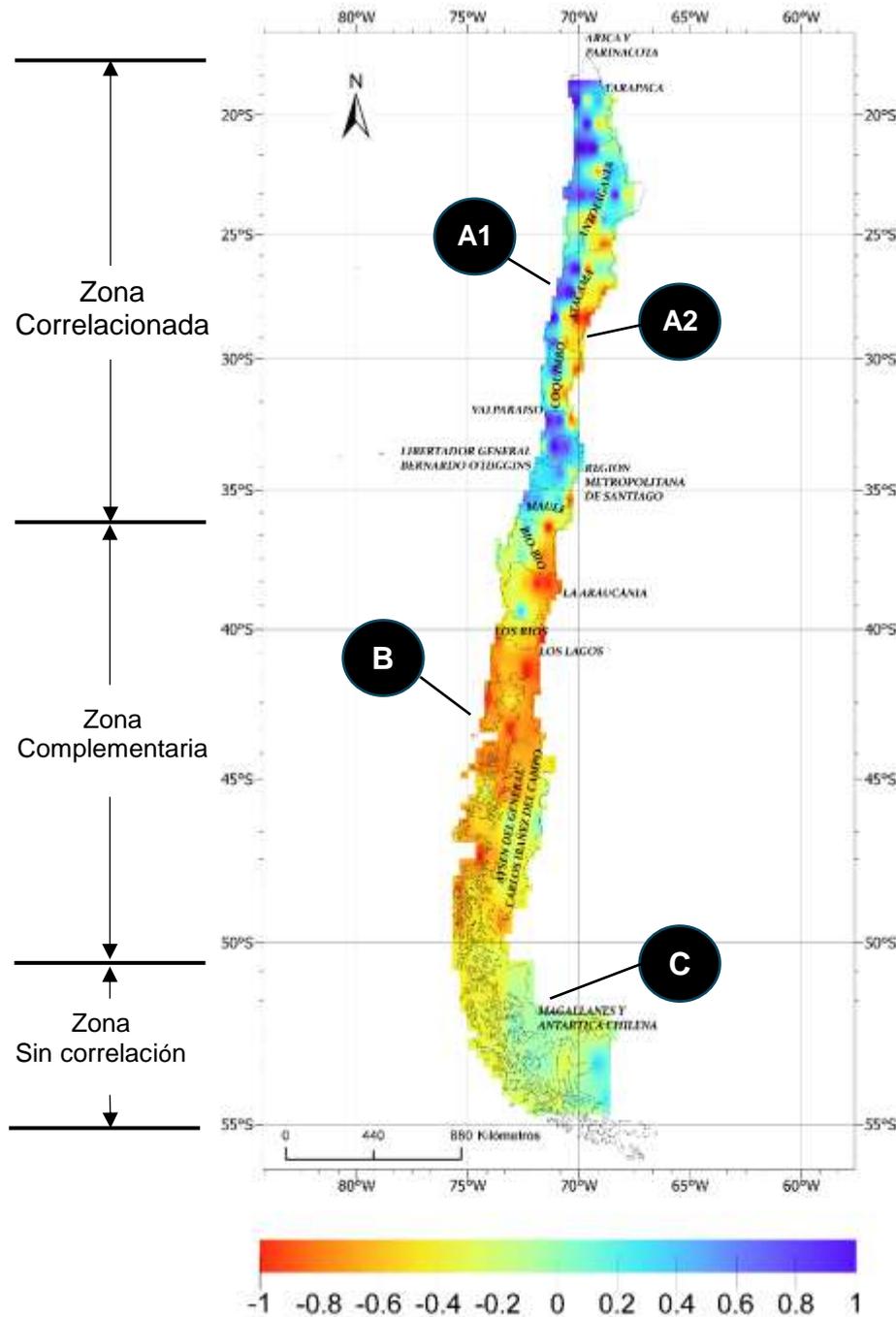


Figure 5. Mapa de la complementariedad temporal promedio diario total, realizado en software ArcGIS Pro. Fuente propia.

a) Zona correlacionada: A nivel costero y valle, se consideraron 45 puntos de análisis, desde la latitud 18°S hasta la latitud 36°S, se encuentra una zona correlacionada moderada positiva, con una caracterización del coeficiente de correlación Spearman con mediana de +0,44 y rango intercuartil de -0,3 hasta +0,87 (zona A1). En la zona cordillerana, se consideraron 27 puntos de análisis, desde la latitud 25°S hasta 33°S, la complementariedad es débil negativa con mediana de -0,18 y un rango intercuartil de -0,54 a +0,19 (zona A2).

b) Zona complementaria: Se consideraron 77 puntos de análisis, desde la latitud 36°S a la latitud 51°S. La complementariedad encontrada es moderada negativa con mediana de -0,18 y rango intercuartil desde -0,54 hasta +0,32. (zona B).

c) Zona sin correlación: Se consideraron 27 puntos de análisis, desde la latitud 51°S hasta la latitud 55°S. La complementariedad encontrada es sin correlación a débil positiva, con mediana de +0,05 y rango intercuartil de valores de -0.1 hasta +0.29 (zona C).

La figura 6 muestra la caracterización de los datos por zona, identificando el número de datos y el rango del coeficiente de correlación de Spearman.

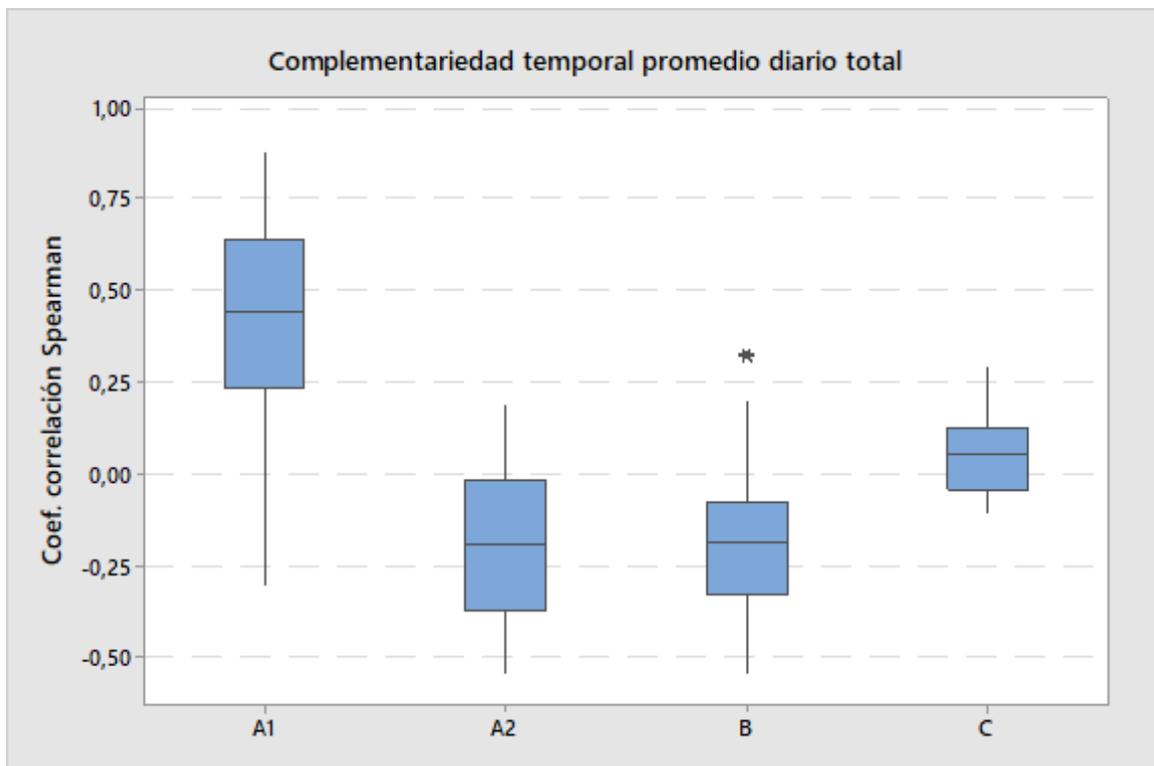


Figure 6. Caracterización de los datos de complementariedad temporal promedio diario total por zona, realizado en software Minitab. Fuente propia.

Para analizar gráficamente la complementariedad temporal promedio diario anual, se selecciona un punto característico en cada zona y se grafica los resultados de las series de potencia eólica y radiación solar para el año 2014.

En la figura 7 se observa que el coeficiente de correlación de Spearman tiene un valor de +0,79 clasificado como correlación fuerte positiva. Las series obtienen su máximo en las estaciones de verano y los mínimos en el período de invierno.

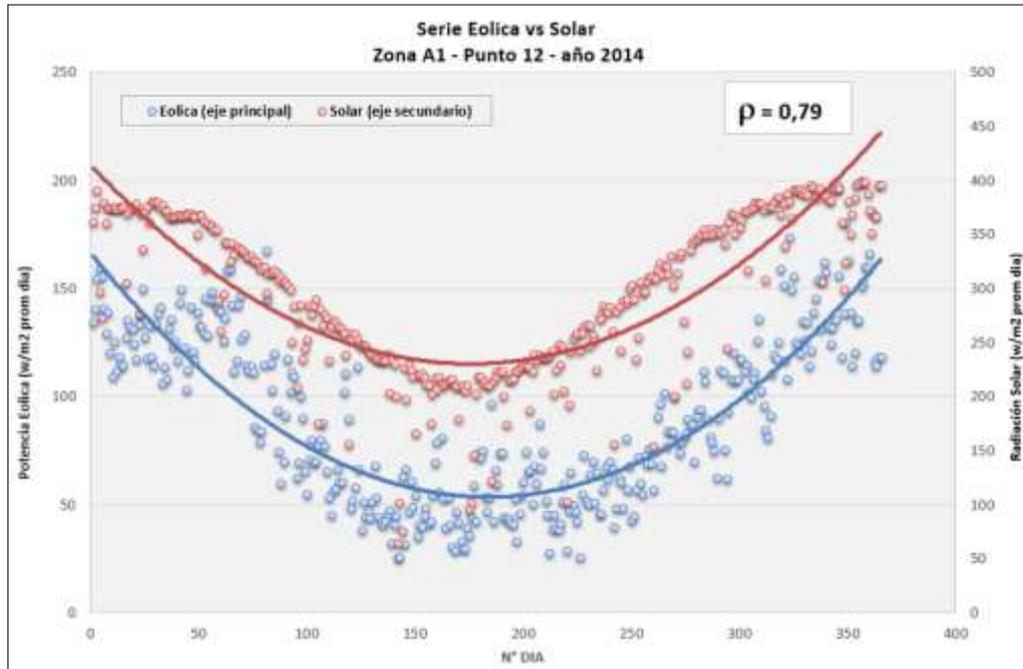


Figura 7. Serie potencia eólica versus radiación solar promedio diario, zona A1, punto 12, año 2014.

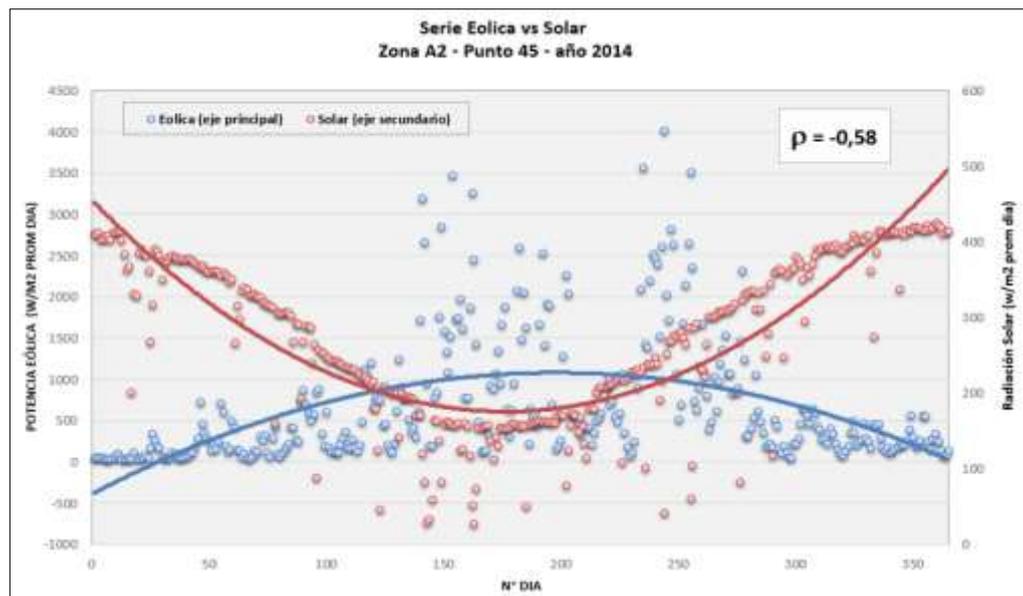


Figure 8. Serie potencia eólica versus radiación solar promedio diario, zona A2, punto 45, año 2014.

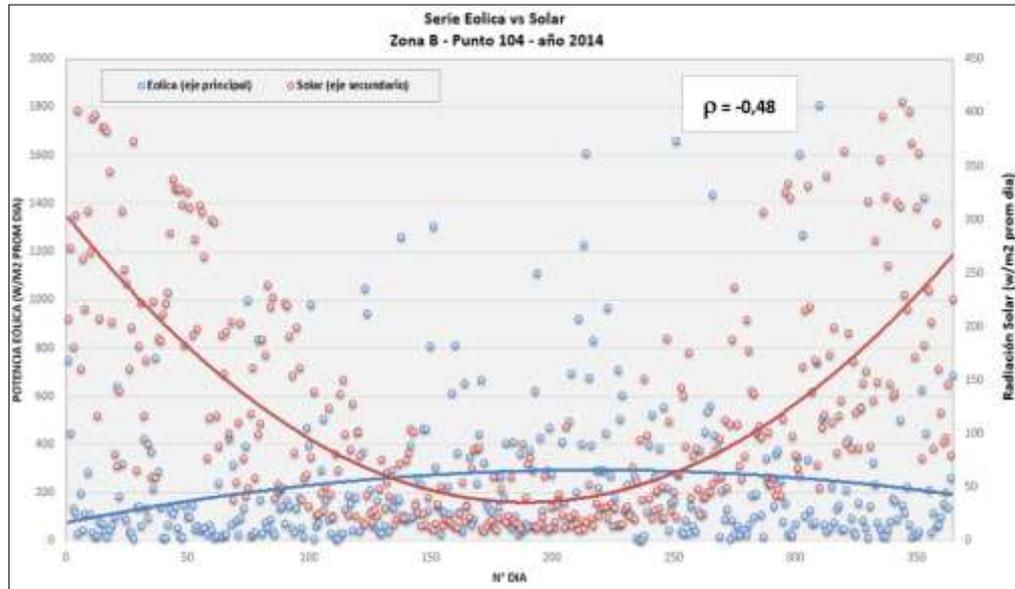


Figure 9. Serie potencia eólica versus radiación solar promedio diario, zona B, punto 104, año 2014.

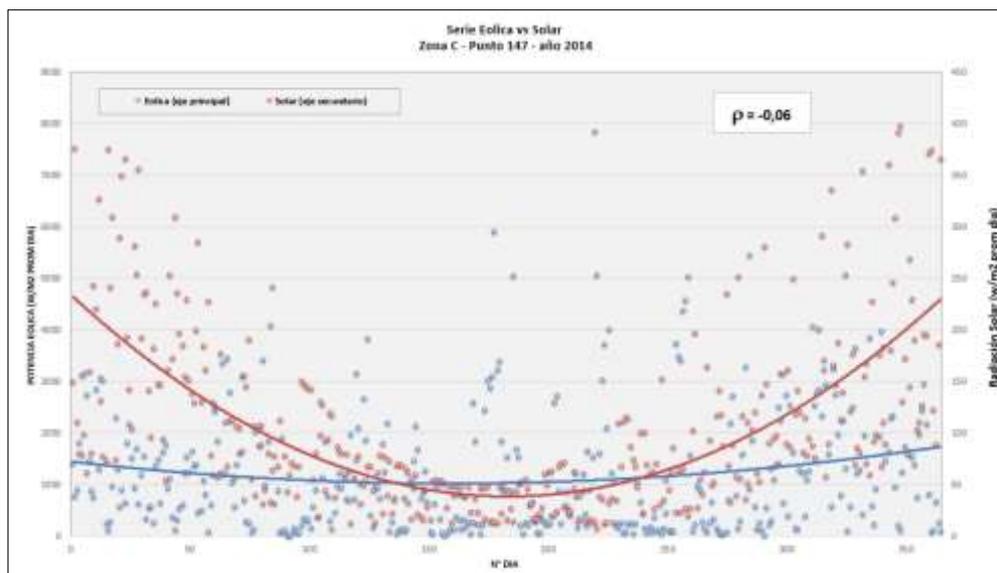


Figure 10. Serie potencia eólica versus radiación solar promedio diario, zona B, punto 147, año 2014.

En la figura 8 se observa que el coeficiente de correlación de Spearman tiene un valor de -0,58 clasificado como correlación moderada negativa. La serie de radiación solar obtiene sus máximos en verano y mínimos en invierno. La serie de potencia eólica alcanza sus máximos en el periodo de invierno con una alta dispersión.

En la figura 9 se observa que el coeficiente de correlación de Spearman tiene un valor de -0,48 clasificado como correlación moderada negativa. La serie de radiación solar obtiene sus máximos en verano y mínimos en invierno con una alta dispersión. La serie de potencia eólica alcanza sus máximos en el periodo de invierno con una alta dispersión.

En la figura 10 se observa que el coeficiente de correlación de Spearman tiene un valor de -0,06 clasificado como correlación débil negativa. La serie de radiación solar obtiene sus máximos en verano y mínimos en invierno con una alta dispersión. La serie de potencia eólica se mantiene constante en el tiempo con una alta dispersión.

4. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta la complementariedad temporal entre el potencial eólico y la radiación solar para todo el territorio chileno. Se utilizó el coeficiente de correlación de Spearman para el cálculo de la complementariedad debido a que es una prueba no paramétrica, la cual define la fuerza y dirección de los rangos de las variables, aplicable cuando no se tiene una relación lineal, las variables no se distribuyen normal y las varianzas no son similares.

A partir de los datos horarios de velocidad de viento y radiación solar de 176 puntos geográficos desde el año 2004 al 2016, extraído desde la base de datos explorador solar, se obtienen las series de tiempo de potencial eólico y radiación solar promedio diario total.

El resultado de la complementariedad temporal promedio diario total para cada punto geográfico, indica que existen cuatro zonas geográficas claramente diferenciadas. La zona A1 ubicada en la costa y valle del norte del país, desde la latitud 18°S hasta la latitud 36°S, posee una correlación moderada positiva con mediana de +0,44 y rango intercuartil de -0,3 hasta +0,87. La zona A2 ubicada en el sector cordillerano del norte del país, desde la latitud 25°S hasta latitud 33°S, la complementariedad es débil negativa con mediana de -0,18 y un rango intercuartil de -0,54 a +0,19. La zona B, ubicado en el centro-sur del país, desde la latitud 36°S a la latitud 51°S. La complementariedad encontrada es moderada negativa con mediana de -0,18 y rango intercuartil desde -0,54 hasta +0,32 y la zona C, ubicada en el extremo sur del país, desde la latitud 51°S hasta la latitud 55°S, la complementariedad encontrada es sin correlación a débil positiva, con mediana de +0,05 y rango intercuartil con valores de -0.1 hasta +0.29.

Considerando que Chile ha trazado el objetivo de poseer una matriz de generación de energía eléctrica 100% renovable, aumentando fuertemente la inserción de generación eólica y fotovoltaica y sistemas de almacenamiento, el presente trabajo propone considerar como solución en la transición energética, la implementación de la generación híbrida distribuida, aprovechando la complementariedad temporal existente en las zonas identificadas a lo largo del país. Esta solución contribuiría a disminuir los costos de inversión en la generación y almacenamiento energético a través de una planificación estratégica centralizada considerando los mapas de complementariedad temporal obtenidos. A modo de ejemplo, en la zona A2 se ubican importantes mineras, las cuales tienen un alto consumo energético. La implementación de sistemas de generación híbrido eólico-solar permitiría disminuir el nivel de almacenamiento requerido para satisfacer la demanda durante gran parte del tiempo. Esta solución permitiría a dichas empresas disminuir los costos de inversión y operación, a la vez que disminuirían su huella de carbono contribuyendo de esta forma al objetivo señalado.

Como desarrollo de investigación futuro, se propone abordar la complementariedad espacial y la cuantificación del tamaño de los sistemas de generación híbrido distribuidos según el nivel de complementariedad existente para satisfacer las demandas locales de consumo energético.

5. REFERENCIAS.

- [1] Coordinador eléctrico nacional, "Hoja de ruta para una transición energética acelerada, visión del coordinador eléctrico nacional." 2022. [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/06/8_digital_Informe_Coordinador_2.5.pdf
- [2] Generadoras, "Boletín generadoras de Chile-septiembre 2023." 2023. [Online]. Available: <https://generadoras.cl/documentos/boletines/boletin-generadoras-de-chile-septiembre-2023>
- [3] R. Pérez Odeh and D. Watts, "Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 111, pp. 442–461, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.015>.
- [4] K. A. Al Sumarmad, N. Sulaiman, N. I. A. Wahab, and H. Hizam, "Energy Management and Voltage Control in Microgrids Using Artificial Neural Networks, PID, and Fuzzy Logic Controllers," *Energies*, vol. 15, no. 1, Art. no. 1, Jan. 2022, doi: [10.3390/en15010303](https://doi.org/10.3390/en15010303).
- [5] J. Jurasz, F. A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, and A. Beluco, "A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions," *Solar Energy*, vol. 195, pp. 703–704, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>.
- [6] R. Pedruzzi *et al.*, "Review of mapping analysis and complementarity between solar and wind energy sources," *Energy*, vol. 283, p. 129045, Nov. 2023, doi: [10.1016/j.energy.2023.129045](https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129045).

- [7] M. Garcia G. and S. Oliva H., “Technical, economic, and CO2 emissions assessment of green hydrogen production from solar/wind energy: The case of Chile,” *Energy*, vol. 278, p. 127981, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127981.
- [8] L. R. Camargo, J. Valdes, Y. M. Macia, and W. Dorner, “Assessment of on-site steady electricity generation from renewable energy sources in Chile,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 1099–1104, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.266.
- [9] P. Vargas-Ferrer, E. Álvarez-Miranda, C. Tenreiro, and F. Jalil-Vega, “Assessing flexibility for integrating renewable energies into carbon neutral multi-regional systems: The case of the Chilean power system,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 70, pp. 442–455, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.esd.2022.08.010.
- [10] A. Molina, M. Falvey, and R. Rondanelli, “A solar radiation database for Chile,” *Sci Rep*, vol. 7, no. 1, Art. no. 1, Nov. 2017, doi: 10.1038/s41598-017-13761-x.
- [11] F. A. Canales and G. J. Acuña, “Chapter 2 - Metrics and indices used for the evaluation of energetic complementarity—a review,” in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz and A. Beluco, Eds., Academic Press, 2022, pp. 35–55. doi: 10.1016/B978-0-323-85527-3.00020-0.
- [12] J. Santabárbara, “Cálculo del intervalo de confianza para los coeficientes de correlación mediante sintaxis en SPSS,” *Revista d’Innovació i Recerca en Educació*, vol. 12, pp. 1–14, 2019, doi: 10.1344/reire2019.12.228245.
- [13] “ArcGIS Pro | Software de representación cartográfica SIG 2D, 3D y 4D.” Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.esri.cl/es-cl/productos/arcgis-pro/overview>

SISTEMA COLD IRONING PARA EL SITIO N.º 5 DEL PUERTO DE BAHÍA BLANCA

Esp. Ing. Pistonesi, Carlos A.^a, Dr. Ing. di Prátula H.R.^a, Mg. Ing. Guillermo, Eduardo^a, Dr. Ing. García Andrés^a.

a GESE UTN FRBB
cpistone@frbb.utn.edu.ar

RESUMEN.

Las embarcaciones de gran porte son autónomas en cuanto a la energía. La central de energía a bordo tiene como propósito fundamental asegurar la navegabilidad, con todos los sistemas complementarios imprescindibles para tal fin, además de los sistemas auxiliares propios de su objetivo: militar, transporte o pasajeros. El "Cold Ironing", consiste en conectar el buque a una fuente de energía externa en puerto, cuando su consumo está relacionado exclusivamente con esa condición minimizando el mismo, con la consiguiente reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y abaratamiento del valor de la energía. Un ejemplo posible de aplicación de esta tecnología es el sitio N.º 5 del puerto de Bahía Blanca, que consiste en un lugar de atraque, operado por el Consorcio General del Puerto de Bahía Blanca (CGPBB), destinado a cargas generales.

El objetivo de este trabajo es analizar todas las obras de infraestructura necesaria para adecuar las instalaciones de este sitio, a las normas internacionales específicas de conexión de embarcaciones, optimizando las potencias disponibles y zonas de conexión, estableciendo la reducción de emisiones producidas, considerando un eventual abastecimiento de energía desde centrales de origen fósil y renovable.

El principal aporte de este trabajo es lograr una experiencia enriquecedora de este método para luego ser generalizado a las vastas instalaciones que el CGPBB gestiona.

Las conclusiones establecen que esta conectividad permitiría que los buques puedan detener la central eléctrica propia durante sus estancias en muelle, y sin embargo continuar satisfaciendo sus necesidades mediante el uso del sistema eléctrico del puerto, provocando una reducción del ruido y de las emisiones de los gases contaminantes, facilitando la obtención de la energía necesaria para los buques, a través de sistemas de generación limpios instalados en el propio puerto. El sistema Cold Ironing demuestra, a lo largo de todo el mundo, ser una alternativa eficaz para tal propósito

Palabras Claves: Energía, Emisiones, Cold Ironing, Puerto.

Área Temática: Energía y Medio Ambiente.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes e investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Como se ha mencionado, los buques cuentan con uno o varios generadores auxiliares, los cuales abastecen de energía eléctrica durante la navegación y también cuando se encuentra atracado en puerto, mientras realiza las operaciones de carga, descarga y permanencia. El "Cold Ironing", también llamado "Onshore Power Supply (OPS)", "Shore to Ship Power", o "Alternative Marine Power", consiste en conectar el buque a una fuente de energía externa y así detener las máquinas auxiliares.

Debido a esta creciente preocupación por el impacto ambiental del transporte marítimo, las regulaciones y estándares internacionales se han enfocado en fomentar la utilización del Cold Ironing, y facilitar su adopción en los puertos de todo el mundo. En Europa, se estableció una directiva para fomentar la adopción de este sistema en los puertos de la UE desde el 2014 [1]. Además, países como Noruega y Países Bajos implementaron incentivos financieros para promover la adopción de esta tecnología. En América del Norte, los puertos de Los Ángeles y Long Beach son los líderes en la implementación de esta nueva forma de abastecimiento de energía. En Asia, Japón implementó el Cold Ironing en varios de sus puertos, y se espera que otros países de la región sigan su ejemplo. En América del Sur, concretamente en Argentina, no está muy extendido y se encuentra en etapa incipiente de desarrollo. En 1980, se promulgó la Ley N.º 22190 [2] que establece el régimen de prevención y vigilancia de la contaminación de las aguas u otros elementos del medio ambiente por agentes contaminantes provenientes de los buques y artefactos navales.

Inicialmente, se analizó el proyecto de "Cold Ironing" en la ciudad de Barcelona [3]. El objetivo de este fue la de relevar los desarrollos de investigación sobre el sistema para mostrar el estado del arte sobre el problema de los gases de efecto invernadero que emiten los buques estando atracado

y cómo abordarlo y el estudio de un sistema de Cold Ironing en el puerto de Barcelona, donde la generación de energía está íntegramente dada por sistemas de energías renovables (aerogeneradores y paneles fotovoltaicos). En [4] se propone un proyecto donde el Puerto de Göteborg AB tendrá como objetivo, a largo plazo, ofrecer a todos sus clientes conexión eléctrica desde tierra. De esta manera, todos los muelles y centros de transformación se están acondicionando con equipamiento técnico para el suministro de energía eléctrica a los buques. En Stadsgården (Suecia) se inauguró en 1985 la conexión para los barcos que operan en la isla de Aland: Viking Cinderella y Birger Jarl [5]. Estos están conectados a baja tensión, 400 V/50 Hz y con una potencia máxima de 2,5 MW. En 2006, se inauguró otra conexión de Cold Ironing, mediante un sistema de abastecimiento de 690 Volt y 50 Hz, para los cruceros de pasajeros de la empresa Tallink, Victoria I y Romantika, en la terminal de Freeport en el puerto de Estocolmo. El puerto de Tallinn, Estocolmo, tiene un proyecto para suministrar conexión eléctrica en tierra para los buques, mediante este sistema. El mismo ya posee las instalaciones para tomar energía eléctrica en baja tensión, pero existen planes para conectar cruceros y portacontenedores, donde será necesario un convertidor de frecuencia que pueda convertir 50 Hz a 60 Hz. Para ello, se está adecuando la red eléctrica existente para poder hacer frente a la gran necesidad de energía y las tensiones que se manejan, que son de 6,6 y 10 kV [6]. En 2004, el Puerto de Los Ángeles, en cooperación con “China Shipping Container Line”, anunció la apertura de la terminal de contenedores West Basin. Esta fue la primera terminal de contenedores del mundo equipada con suministro de energía mediante el sistema Cold Ironing. El sistema abastece las embarcaciones con una tensión de 6,6 kV a una frecuencia de 60 Hz, teniendo también terminales de abastecimiento en 440 Volt [7]. El puerto de Karlskrona – Verkö tiene una conexión de suministro de Cold Ironing para cruceros con 50 Hz de frecuencia y voltaje de 11 kV, con una capacidad de 2,5 MW [8]. En el puerto de Seattle (EE. UU.) posee una instalación cuyas tensiones de alimentación son de 6,6 y 11 kV y una frecuencia de 60 Hz, con una potencia máxima de 12,80 MW. Se abastece a los cruceros que amarran en este puerto [9]. El puerto de San Francisco tiene una instalación de alto voltaje 6,6 y 11 kV con una frecuencia de 60 Hz. La potencia máxima en este caso es de 16 MW. El mismo es alimentado desde centrales hidroeléctricas y paneles fotovoltaicos [10]. El puerto de Vancouver es el más grande de Canadá, con 27 terminales de diferentes mercancías como automóviles, cereales, contenedores y una terminal para cruceros [11]. En esta terminal de cruceros está instalado el suministro de energía eléctrica de 60 Hz y de voltajes de 6,6 y 11 kV, con una capacidad de 16 MW, provenientes de centrales hidroeléctricas.

1.2. Objetivos del presente documento

El objetivo de este trabajo se centra en la presentación del sistema Cold Ironing, en todas sus formas permitidas, la elección del sistema más conveniente y la infraestructura necesaria para su implementación en el Sitio N.º 5 del puerto de Bahía Blanca, basándonos en lo establecido por las normas IEC/ISO/IEEE 80005 [26,27]. Considera, la obtención de la potencia demandada máxima, la toma de alimentación, el tendido de alimentadores de MT y BT, la subestación transformadora, la puesta a tierra y los equipos propios del sistema Cold Ironing (Conductores, sistema de conexión en muelle, convertidor de frecuencia y sistema de conexión a buque). Adicionalmente, se analiza la reducción de las emisiones de CO₂ logradas por este sistema de abastecimiento de energía eléctrica, para los casos en que esta última se realice desde una central fósil y un emprendimiento eólico.

2. EL SISTEMA COLD IRONING EN EL SITIO N.º 5

2.1. El sistema Cold Ironing

La normativa IEC/ISO/IEEE 80.005 analiza dos posibilidades de conexión. La primera parte de esta, la IEC/ISO/IEEE 80005-1: Sistemas de conexión a tierra de alto voltaje (HVSC) [26], la alimentación de la embarcación se realiza en MT, como se observa en la Figura 1.

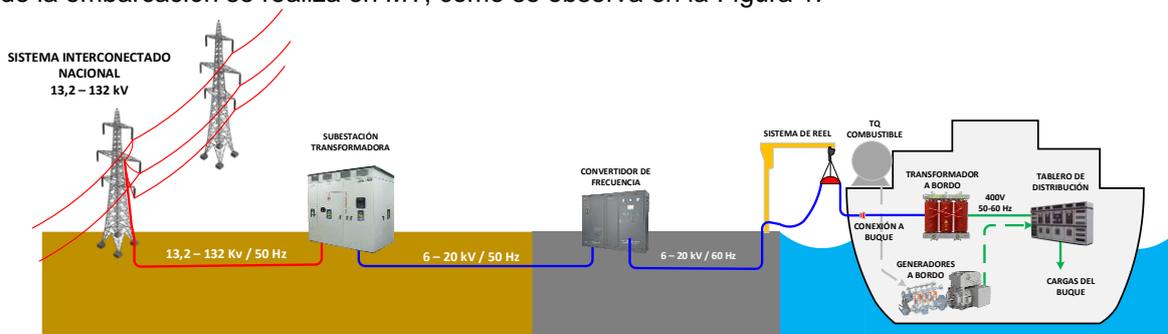


Figura 1: Sistema de conexión a tierra de alto voltaje (HVSC). [Elaboración Propia]

Esta configuración permite tres configuraciones clásicas:

- **Convertidor de frecuencia individual (CFI)**, en la cual cada conexión a buque tiene su propio convertidor de frecuencia con sus transformadores reductor (a la tensión de uso del convertidor) y elevador (del convertidor a la tensión de entrada a buque). Una ventaja de

este sistema es la posibilidad de seguir funcionando en caso de avería de uno de los convertidores. Como contrapartida, esta configuración ocupa mucho espacio en cada puesto de atraque, algo muy crítico, por ejemplo, en una terminal de contenedores, donde grúas y camiones industriales necesitan accesibilidad, y donde el espacio para apilar contenedores ya es limitado. Una desventaja adicional es que el convertidor de frecuencia se usa para ambas frecuencias. Cuando se conecta un barco con un sistema eléctrico de 50 Hz, no se puede conectar la embarcación a la red sino a través del convertidor de frecuencia que, a pesar de su alta eficiencia del 98 al 99%, puede significar una pérdida energética excesiva en altas potencias.

- **Convertidor de frecuencia centralizado (CFC):** Se basa en una instalación central para la conversión de frecuencia con aparamenta y doble juego de barras. Un convertidor de frecuencia, o varios en paralelo, dependiendo de la potencia a entregar en la terminal, se acopla a una de las barras colectoras a través de un transformador reductor y elevador. Para permitir la conexión simultánea de buques de 50 Hz y 60 Hz en los diferentes atracaderos, se integra una barra colectora adicional, que se conecta directamente a la red del distribuidor a través de un transformador. Una ventaja con esta configuración es que el convertidor de frecuencia a 60 Hz solo se usa para en los casos que se hace necesario y por ello se logra una mayor eficiencia. Obviamente el convertidor de frecuencia debe tener la potencia máxima a suministrar, lo cual puede resultar en un sobredimensionamiento y por ello una menor eficiencia dada el factor de carga reducido. Otra ventaja es que existen transformadores y aparatos conexos de mayor potencia, pero, la instalación es de menor costo dada la economía de escala que se produce. Una ventaja adicional de esta configuración es que ocupa el menor espacio posible en cada puesto de atraque. Una desventaja es que es más vulnerable. Por ejemplo, si ocurre una falla en los convertidores de frecuencia, existe el riesgo de que la mayoría de los atracaderos no puedan suministrar 60 Hz a las embarcaciones. No obstante, se puede seguir utilizando la barra de 50 Hz. Una desventaja adicional con la configuración es que habrá un precio más alto en el equipo de interruptores, ya que se utiliza un sistema de doble barra colectora con interruptores y seccionadores para permitir la distribución de ambas frecuencias.
- **Distribución en corriente continua con inversores (CCI):** Esta configuración consta de un rectificador colocado en la subestación que convierte el voltaje alterno en corriente continua. Esta energía se distribuye a los diferentes atracaderos en forma de barra colectora de corriente continua donde los rectificadores y onduladores se pueden acoplar a los diferentes atracaderos. Desde esta barra es posible elegir la frecuencia, dependiendo de qué tipo de buque se vaya a conectar. Es posible crear un sistema completo basado en módulos con esta configuración. La ventaja de esta configuración es que es posible reducir las pérdidas en los conductores y el espacio que ocupa es mayor que el anterior pero menor al primero mencionado. Esta tecnología aún no se ha implementado ya que existen muchas complicaciones tecnológicas. De todas maneras, su desarrollo se encuentra en etapa de investigación y en un futuro no muy lejano se podrán contar con ella.

La IEC/ISO/IEEE 80005-3 [26] establece la segunda posibilidad, que es la alimentación del buque en baja tensión: Cold Ironing de bajo voltaje (LVSC). Esta configuración es muy sencilla y posee un convertidor único para todas las tomas de energía existente en muelle. Generalmente es usada para potencia de 1 MVA o menos. Existen variantes de colocar convertidores de frecuencia individuales, pero se encarece la instalación enormemente. La selección de las distintas formas de conexión dependerá de la potencia máxima, el espacio disponible, la continuidad del servicio y la presencia de grúas en los muelles.

2.2. El sitio N.º 5 del Puerto de Bahía Blanca

El sitio N.º 5, se utiliza para mercancía general en el Puerto Galván (Bahía Blanca) y es operado en forma directa por el CGPBB. La carga y descarga se realiza por medio de dos grúas eléctricas de 35 t c/u. Este sector no cuenta con superficies de almacenamiento a pie de muelle, por lo que su operatoria es directa al transporte terrestre, tanto en modalidad carretera o ferroviaria. En la Figura 2 se observa la ubicación de este muelle.



Figura 2: Ubicación del muelle del sitio N.º 5, del CGPBB [Google map]

2.3. La potencia y energía necesaria

Para determinar la potencia y energía requerida por las embarcaciones se tiene en cuenta el registro de buques que han atracado en el sitio N.º 5 durante el año 2019. Estos datos fueron brindados por el CGPBB. A modo de ejemplo, se muestra en la Tabla 1, la potencia de algunos buques ya que la verdadera tabla contiene 1800 filas.

Tabla 1: Buques que han atracado en el Sitio N.º 5 durante el año 2019 [Fuente: CGPBB]

Buque	Tipo de Buque	Eslora metros	Tipo de Mercadería	Hotelling	Potencia AE
				Horas	kW
THORCO LUNA	Granelero	131,66	Mercadería general	286,55	2185,28
CMB MISTRAL	Granelero	169,99	Otros	79,583	2185,28
BBC PARANA	Carga general	143,13	Mercadería general	311,53	1785,39
SHOREWAY	Draga	97,50	Otros	24,033	1906,94
SHOREWAY	Draga	97,50	Otros	31,767	1906,94
SPL ATACAMA	Granelero	180,00	Granos Sólidos	73,53	2185,28
SAINT DIMITRIOS	Granelero	181,10	Mercadería general	261,15	2185,28
RIKE	Carga general	138,04	Mercadería general	278,28	1785,39
FOUR AIDA	Granelero	180,00	Granos Sólidos	184,78	2185,28

Es necesario destacar que la potencia indicada tiene en cuenta los motores auxiliares a pleno de las embarcaciones. Solo una fracción de esta es la que se necesita para el caso de estar amarrados a puerto. El factor de carga en estos casos puede ir desde el 10% (graneleros) al 32% (Factoría) [12]. Aplicando estos factores a las potencias mencionadas en la Tabla 1, se obtiene lo indicado en la Tabla 2.

Tabla 2: Potencias máximas de buques amarrados [elaboración propia]

Buque	Tipo de Buque	Tipo de mercadería	Hotelling	Potencia AE	Factor de Carga	Potencia en muelle
			Horas	kW	Ad.	kW
THORCO LUNA	Granelero	Mercadería general	286,55	2185,28	0,10	218,53
CMB MISTRAL	Granelero	Otros	79,58	2185,28	0,10	218,53
BBC PARANA	Carga general	Mercadería general	311,53	1785,39	0,23	401,71
SHOREWAY	Draga	Otros	24,03	1906,94	0,10	190,69
SHOREWAY	Draga	Otros	31,76	1906,94	0,10	190,69
SPL ATACAMA	Granelero	Granos Sólidos	73,53	2185,28	0,10	218,53
SAINT DIMITRIOS	Granelero	Mercadería general	261,15	2185,28	0,10	218,53
RIKE	Carga general	Mercadería general	278,28	1785,39	0,23	401,71
FOUR AIDA	Granelero	Granos Sólidos	184,78	2185,28	0,10	218,53

Podemos inferir entonces, que la máxima potencia demandada es de 401,71 kW (Es menester decir que se ha hecho figurar adrede el valor máximo de potencia dentro de las 1800 filas de datos). Para

obtener la energía solicitada por las mismas se recurre al tiempo de hoteling (tiempo de estancia en muelle de la Tabla 1) de cada una de las embarcaciones y la potencia requerida en muelle, esto es:

$$E_{S5-anual} = \sum_1^n P_{Mi} \cdot T_{hi} = 1.266 \text{ MWh} \quad (1)$$

Para obtener la potencia de transformación se considera que el factor de potencia de las cargas presentes será de 0,85. Este valor es de común utilización en las cargas eléctricas en general. De esta manera la máxima potencia aparente será de:

$$|S_{Máx-S5}| = \frac{P_{Máx-S5}}{\cos\phi} = \frac{402 \text{ kW}}{0,85} = 472 \text{ kVA} \quad (2)$$

La potencia comercial más cercana es de 500 kVA, pero dadas las circunstancias de ampliación de potencia que pueden sufrir las embarcaciones tomaremos como potencia el siguiente escalón comercial, es decir 630 kVA. Luego:

$$P_{T-S5} = 630 \text{ kVA} \quad (3)$$

2.4. Adecuación de la infraestructura, según la norma IEEE

2.4.1. Elección del sistema Cold Ironing

El sistema por implementar debe tener en cuenta los siguientes factores: La demanda de potencia, que será como máximo 630 kVA, la presencia de grúas a borde de muelle, la cantidad de buques simultáneos a abastecer de energía que será de a uno por vez dada la longitud del muelle y que la frecuencia de los buques a conectar será de 60 Hz en su mayoría. Luego el sistema óptimo de conexión, en función de los vistos precedentemente, será el de baja tensión. Dentro de este sistema se utilizará un único convertidor ya que no existe la posibilidad de dos barcos simultáneos. Respecto al sistema de conexión a buque, la presencia de grúas móviles hace imposible la utilización de sistemas fijos cercanos a borde de muelle y por ello deberán estar a una distancia prudencial. La longitud del muelle es de alrededor de 180 metros y la posibilidad de longitud de cables de los sistemas fijos es de 45 metros. Esto significa que con dos de estos podemos abarcar la totalidad de la longitud del muelle. Se adopta un sistema fijo del tipo PowerRun LV de la empresa CAVOTEC [14] o equipo similar, con tres cables que suministran 250 kVA cada uno, lo cual hace un total de 750 kVA.

2.4.2. Unifilar

De esta manera el unifilar resultante del sistema Cold Ironing es el mostrado en la Figura 3.

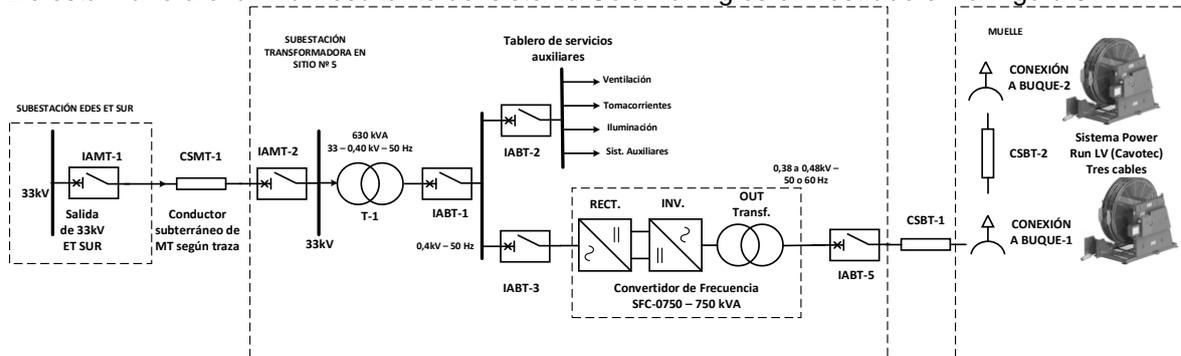


Figura 3: Unifilar del sistema Cold Ironing para el sitio N.º 5 del PBB [elaboración propia]

2.4.3. Toma de alimentación desde el distribuidor

Analizadas todas las posibilidades de alimentación, en media tensión, la toma de energía deberá realizarse desde la nueva ET Sur propiedad del distribuidor EDES SA, desde una salida de 33 kV. Desde allí partirán conductores subterráneos canalizados mediante cañeros eléctricos que recorrerán alrededor de 4 km hasta el sitio N.º 5.

2.4.4. Subestación transformadora

La subestación existente en el sitio se encuentra fuera de lo solicitado en las normas internacionales y por ello se debe proyectar una nueva (Figura 4). Esto significa:

- Las celdas de media tensión: Una celda de interruptor seccionador de entrada, una celda de medición con transformador de tensión y corriente, una celda seccionadora fusible de salida al transformador y una celda interruptora seccionadora de salida para la nueva subestación de alimentación para las grúas y sistemas internos del muelle.
- La celda del transformador MT/BT: Tensiones 33/0,40 kV, del tipo encapsulado en resina, de potencia 630 kVA.

- Las celdas del inversor y transformador del sistema de conversión de frecuencia.
- Los tableros de salida de baja tensión para alimentación de los sistemas de tomacorrientes dispuestos en el muelle (cantidad 2 salidas).

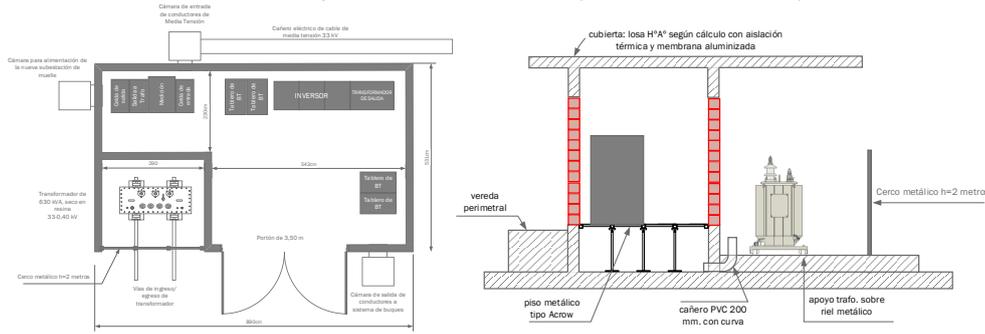


Figura 4: Lay out de la subestación [elaboración propia]

2.4.5. Sistema de puesta a tierra

La norma IEC 85000-1 establece la forma de conexión del sistema Cold Ironing según el estándar TN. La norma establece que la conexión a tierra del neutro del transformador debe realizarse mediante un resistor de puesta a tierra, como puede observarse en la Figura 5.

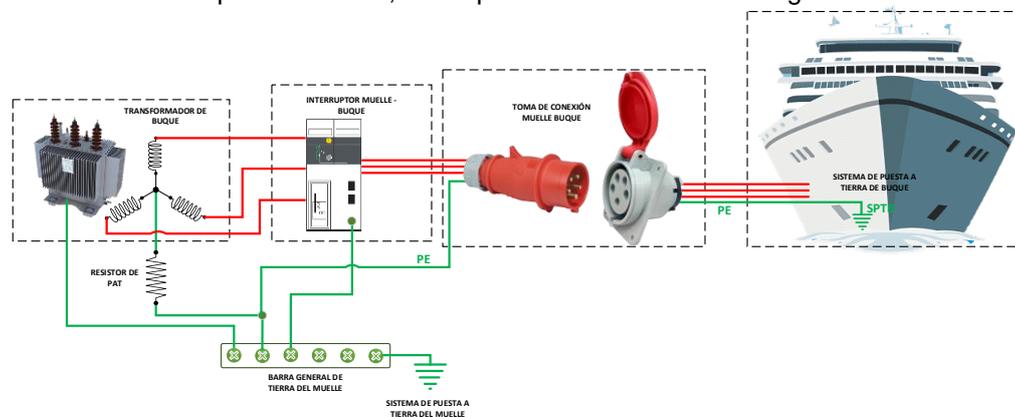


Figura 5: Sistema general de puesta a tierra con resistor de tierra [32]

La mencionada norma prescribe que el valor nominal de la resistencia de puesta a tierra del neutro en amperios, con un mínimo de 25 A, no debe ser inferior a 1,25 veces la corriente de carga preliminar del sistema. Por otro lado, los dispositivos de protección deben detectar la falla a tierra mínima que debe ser significativamente mayor que la corriente de carga del equipo. Además, establece que el valor máximo de esta tensión de contacto debe ser de 30 V, lo cual determina el valor de la resistencia.

Para este caso en particular deberá construirse un sistema de malla de cables desnudos, a una profundidad de 70 cm, de 70 mm², con una cuadrícula de 50 cm, unidos mediante soldaduras cuproaluminotérmicas. Esta malla deberá tener unas dimensiones tales que sobre pasen a todas las paredes exteriores de la subestación en 1 metro. Para cumplimentar la tensión de contacto la resistencia de tierra deberá estar comprendida entre 220 y 350 Ω. La sección del conductor de tierra deberá ser suficiente para soportar el cortocircuito máximo a tierra y deberá estar en relación con el calibre del interruptor aguas arriba.

2.4.6. Convertidor de frecuencia

El convertidor de frecuencia estará compuesto por una entrada de potencia, módulos de 125 kVA cada uno y un transformador de adecuación de tensiones. El sistema elegido, el cual es a modo de ejemplo, es el PCS100 SFC de la empresa ABB [13]. Su diseño modular le permite aumentar la capacidad según sea necesario. Para este caso la potencia a cubrir es de 630 kVA y por ello se utilizará el modelo SFC-0750, con una corriente máxima de 900 A y una potencia máxima de 750 kVA, que consta de 6 módulos de 125 kVA cada uno.

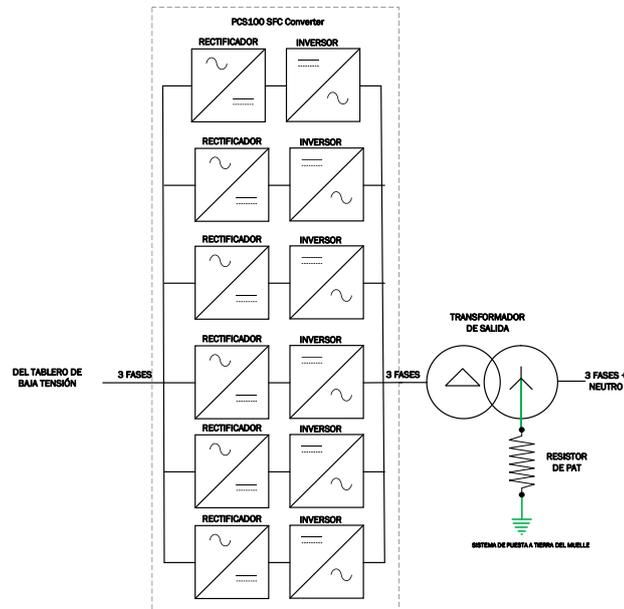


Figura 6: Configuración del convertidor de frecuencia [elaboración propia]

En este punto es importante notar la oportunidad de investigación y desarrollo de convertidores propios desarrollados en el GESE o incluso la incorporación de gestión de potencias y controles óptimos basados en resultados que posee el grupo de investigación (por ejemplo [23] y [24]).

2.4.7. Sistema de conexión a buque

Como se anticipó, se colocarán dos sistemas de conexión a buque en proximidad del muelle y separados entre sí 90 metros. Este sistema tendrá una longitud de cables de 45 metros cada uno de manera de poder abastecer toda la longitud del muelle. Cada uno de estos, se alimentará desde la subestación mediante un conductor de baja tensión, embebidos en la platea de hormigón del mismo muelle con caños de PVC. En la se puede ver el sistema de cañeros y la ubicación aproximada de las tomas de conductores y sistemas fijos de alimentación.

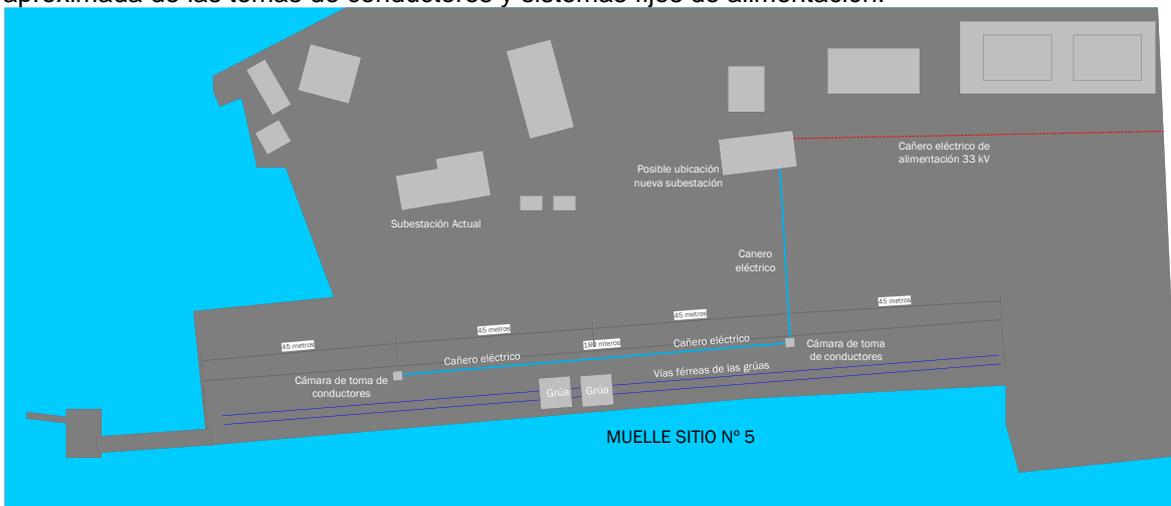


Figura 7: Ubicación del cañero y las tomas de alimentación [elaboración propia]

Para la conexión de los sistemas de enlace con el buque se debe practicar en el mismo muelle (cámara de toma de conductores) una caja de conexiones que permita la continuidad del conductor hacia el otro sistema fijo y que también admita la conexión a realizar en ese punto. En la Figura 8 izquierda se muestra esta toma.



Figura 8: Caja de enlace en muelle y sistema fijo de conexión [21]

Por otro lado, se ha definido anteriormente la forma que se realizará la conexión a buque. Esta será mediante sistemas fijos que contendrá longitudes de cables de 45 metros. Este equipo de enrollado de cable está montado sobre patines para la conexión BT. Permite tender tres cables multipolares de alimentación y conductores de señal, de manera de poder colocarlos de forma segura en un barco y establecer la conexión a la red eléctrica con un sistema de conexión PC4, hasta 250A, o PC5, hasta 400A. El equipo también posee un sistema para mantener la tensión del cable, evitando que los cables se aflojen cuando los barcos se mueven, debido al desplazamiento, las olas y el movimiento de marea. En la Figura 8 derecha se puede observar este tipo de conexión.

3. REDUCCION DE EMISIONES POR LA UTILIZACIÓN DEL SISTEMA COLD IRONING

3.1. Emisiones en el puerto de Bahía Blanca (en todo su conjunto)

Se estimó que en 2007 las emisiones de CO₂ del tráfico marítimo representaron el 3,3% de las emisiones globales [16]. Alrededor del 85% de las emisiones producidas por los buques son atribuibles a dos tipos de buque: los portacontenedores y los petroleros. Se estima que la mayoría de las emisiones del tráfico marítimo en los puertos (CH₄, CO, CO₂ y NOX) se habrán cuadruplicado en 2050 [17].

Con datos proporcionados por la entidad portuaria (CGPBB), y mediante documentos de trabajos de investigación [15 a 19], podremos calcular el volumen de combustible consumido durante la estadía de hotelling de los barcos y buques a razón de la siguiente ecuación 4:

$$C_C = \frac{P_{MA} \cdot LF_{Aux} \cdot T_F \cdot P_{CC}}{\eta_{MA}} \quad (4)$$

Dónde: C_C : es el consumo de combustible [m³]; P_{MA} : es la potencia del motor auxiliar [kW], mostrado en la Tabla 1; LF_{Aux} : es el factor de carga del motor auxiliar, visto en la Tabla 2; T_F : es el tiempo de funcionamiento de los motores en [horas], P_{CC} : Poder calorífico del combustible utilizado [KWh/m³] y η_{MA} : rendimiento de la máquina auxiliar.

De esta manera, la emisión de determinado gas de efecto invernadero estará dado por la ecuación 5:

$$E_{CO_2} = F_{E-CO_2} \cdot C_C \quad (5)$$

Dónde: E_{CO_2} : es la emisión de CO₂ [Tn]; F_{E-CO_2} : es el factor de emisión de CO₂. [TnCO₂/TnCC] y C_C : es el consumo de combustible [m³].

Con la información de los diferentes tipos de barcos y buques que ingresaron, atracaron y abandonaron el puerto a lo largo del año 2019 y la potencia de la máquina auxiliar, según el tipo de buque, y la cantidad de horas que permaneció amarrado a muelle (Hotelling), se puede obtener la cantidad de emisiones producidas, lo que da como resultado una emisión de 986.000 kg de CO₂ anuales.

3.2. Abastecimiento mediante energía fósiles

En este caso, se considera que la energía eléctrica necesaria para el abastecimiento de los consumos de las embarcaciones se realiza mediante centrales eléctricas de combustibles fósiles. Se tiene en cuenta que, en los meses comprendidos entre septiembre y marzo, las centrales se abastecen mediante Gas Natural, mientras que los meses restantes mediante Fuel Oil.

La energía que se debe considerar no es solamente la consumida por las embarcaciones, también debemos tener en cuenta las diferentes pérdidas técnicas producidas en las líneas aéreas, transformadores y diversos equipos en la transmisión de la energía. En las publicaciones [20, 21], se establecen métodos de cálculo de pérdidas técnicas según los niveles de tensión y equipos presentes en cada estrato de transmisión y distribución de la energía eléctrica. En el trabajo [20] se establecen pérdidas de energía porcentuales de distribución en función de la energía facturada por las empresas Edesur, Edelap y Edenor desde los años 1992 a 2010. Estas pérdidas consideran la diferencia entre la energía comprada por las distribuidoras y aquella no facturada. Esto significa que

considera las pérdidas técnicas y las no técnicas producidas. Para establecer un valor porcentual adecuado, y que solo incluya las pérdidas técnicas analizamos la publicación [21]. En esta se establece que las pérdidas por transmisión son del 1 al 2%, mientras que en la distribución oscila entre 5 y el 6%. Por tal motivo, se considera que las pérdidas técnicas serán, para este estudio, del 8%. De esta manera, y considerando que para los meses calurosos y templados se utiliza gas natural y para los de baja temperatura Fuel Oil, se obtiene la cantidad de combustible de cada uno de ellos. Esto significa que tendremos consumos de 5.282 Tn de Gas Natural y 2.090 Tn de Fuel Oil. Considerando los factores de emisión del Gas natural y el Fuel Oil [22], se obtiene que la emisión para este caso es de 618.000 kg de CO₂.

Esto significa una reducción en las emisiones, por la utilización de la combinación Cold Ironing – centrales fósiles, del 37,3%.

3.3. Abastecimiento mediante energía renovables

La utilización de energías renovables hace que la reducción de la emisión sea total. Es verdad que se producen pérdidas técnicas de la misma manera que para las fósiles, pero estas también estarán abastecidas por este tipo de tecnología y por ello no generarán emisiones

4. CONCLUSIONES

El documento presenta un análisis de antecedentes que fundamenta la inquietud y necesidad de realizar modificaciones con el fin de lograr una nueva estructura de abastecimiento a buques en muelle.

El análisis posterior presenta, con detalle, los cambios que podrían implementarse para lograr tal objetivo, exhibiendo con precisión los diferentes aspectos que permitirían tal opción.

Quedan predeterminados aspectos cualitativos y cuantitativos de la propuesta, dejando sentada la posibilidad de aplicar los criterios transmitidos en el presente trabajo a los cambios que se describen en los puntos desarrollados.

Como aspecto final del análisis se menciona la factibilidad del uso de energías renovables confrontando con el actual sistema del uso de la energía fósil.

5. AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Pública que nos permitió cumplir todos nuestros anhelos profesionales.
- Al Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca.

6. REFERENCIAS

- [1] Parlamento Europeo y del consejo, Directiva 2014/94/UE, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Octubre 2014.
- [2] Poder Ejecutivo Nacional Argentino, “Ley N.º 22190 - Régimen de prevención de la contaminación”. Marzo 1980.
- [3] A. Rolan, P. Manteca, R. Oktar, P. Siano, “Integration of Cold Ironing and Renewable Sources in the Barcelona Smart Port”. Members IEEE. 2019.
- [4] A. Wilske, C. Agren, “Shore connected electricity supply to vessels in the Port of Gothenburg”. Pronet. 2008.
- [5] S. Björk, “Study visit at Port of Stockholm”. 2008.
- [6] N. H. Pevljak. “Port of Tallinn gets its 1st shore power solution”. 2020.
- [7] Towards Sustainable Port Policy around the Baltic Sea, “Port of Los Angeles pioneer in the shore to- ship electricity”. 2009.
- [8] E.V. Karakatsanis, “Implementation of Cold Ironing in Modern Ports”. Master’s Thesis, National Technical University of Athens, Athens, Greece, 2021
- [9] C. Swift, “The Past, Present, and Future of Shore Power”, Port of Seattle. Publicación Web. Mayo 2022.
- [10] ENVIRON International Corporation, Seaworthy Systems, Inc., and YEI Engineers. “Shoreside Power Feasibility Study for Cruise Ships Berthed at Port of San Francisco” September 2005.
- [11] Port of Vancouver, “Shore power”. Publicación Web: <https://www.portvancouver.com/environmental-protection-at-the-port-of-vancouver/climate-action-at-the-port-of-vancouver/shore-power/>
- [12] A. Sartor, G. Friedich, “Metodología utilizada para el cálculo de la Huella de Carbono debida a las operaciones de buques en el Puerto de Bahía Blanca”. 2018
- [13] ABB, “PCS100 SFC - Industrial interconnection converters”, Publicación Web. <https://new.abb.com/power-converters-inverters/es/converters-for-grid-interconnections/industrial-interconnection-converters/pcs100-sfc> . 2023
- [14] Cavotec, “Sistema Power Run LV”. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjQ6o_g8KCCAxV3pZUCHVlyCL0QFnoECBMQAQ&url=https%3A%2F%2F

- www.cavotec.com%2Fde%2Fsite%2Fdownload%3Ffile%3D129%26fileContainer%3Dpage&usg=AOvVaw2xFM7loAe8ngPz-Jmz03gp&opi=89978449 . Publicación Web. 2023
- [15] Organización Marítima Internacional (OMI). “Informe del Comité de Protección del Medio Marino sobre su 68º período de sesiones”. MEPC 68/21. Londres. 2015.
- [16] O. Merk, “Shipping emissions in ports. Discussion paper”. International Transport Forum. París. 2014.
- [17] D. A. Prieto Montañez, “Estimación de las emisiones atmosféricas de buques en el Puerto de Barranquilla”. Universidad del Norte. Barranquilla. Colombia. 2019.
- [18] H. Kim, H. Bui, S. Hong, “Estimation of Air Pollution from Ships in Port Area: A Case Study of Yeosu and Gwangyang Ports in Korea”. Division of Maritime Transportation, Mokpo Maritime University. 2022.
- [19] F. Bojic, A. Gudelj, R. Bošnjak, “Port-Related Shipping Gas Emissions—A Systematic Review of Research”. 2022.
- [20] F. G. Stábile, “Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino”. Universidad Nacional de La Plata. Facultad de Ciencias Económicas. 2011
- [21] R. Garcia Navarro, “La Eficiencia en las redes: Niveles de pérdidas y reducción del fraude energético”. Dirección Nacional de Electricidad, Agua y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá). 2019
- [22] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, “Emisiones de CO₂ a la atmósfera por parte de centrales térmicas de generación eléctrica”. Publicación Web. [met_co2_centrales_2018.pdf\(energia.gob.ar\)](http://met_co2_centrales_2018.pdf(energia.gob.ar)) .2018
- [23] A. Garcia, E. Guillermo. Non-average Stability Analysis for a Boost Converter. WSEAS Transactions on Circuits and Systems, Vol. 22, pp: 289-297, 2023. DOI:10.37394/23201.2023.22.2
- [24] A. García, E. Guillermo. On the optimal sizing and energy for a battery bank storage in renewable energy systems. 21st LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology: “Leadership in Education and Innovation in Engineering in the Framework of Global. Transformations: Integration and Alliances for Integral Development”, Hybrid Event, Buenos Aires - ARGENTINA, July 17 - 21, 2023
- [25] O. Parise, L. Parise A, Malerba, S. Sabatini, “High Voltage Shore Connections (HVSC), an IEC/ISO/IEEE 80005-1 compliant solution: the neutral grounding system”. Faculty of Civil and Industrial Engineering. Sapienza University of Rome. Italy. 2016.
- [26] IEC/IEEE, “Utility connections in port — Part 3 Low voltage shore connection (LVSC) systems — General requirements”. IEC/IEEE. 2014

Validación del diseño, construcción y puesta en funcionamiento de un secadero solar con control de temperatura de aire

Spotorno, Rubén^a; Pochettino, Juan^a; García, Fabián^a; Sequeira, Alfredo^b

a GITEA-Grupo De Investigación En Tecnologías Energéticas Apropriadas
b QUIMOBÍ-Centro De Investigación En Química Orgánica-Biológica
UTN - Facultad Regional Resistencia. French 414. 3500 Resistencia-Chaco
República Argentina. Tel: +54 362 4432928. / Fax: +54 362 4432683
e-mail: rubenspotorno@yahoo.com

RESUMEN.

En el presente trabajo se expone el diseño y construcción de los diferentes componentes del sistema de secado, destinado a la deshidratación de vegetales de alimentación fisiológica saludable. Además se presenta el funcionamiento de la precámara de secado y el control de temperatura del aire de secado. El sistema de control de temperatura utiliza arduinos, que son de bajo costo y de fácil manejo para operarios con escasos conocimientos en electrónica. El mismo no permite superar el umbral de 45°C de temperatura, consiguiendo preservar las vitales enzimas y vitaminas de los distintos vegetales a deshidratar. Se realizaron los primeros ensayos experimentales de secado de vegetales de alimentación viva, obteniendo resultados alentadores. Se logró obtener vegetales deshidratados sin pérdida de textura, sabor, aroma y una buena presencia del producto seco.

Palabras Claves: Precámara, control de temperatura, secado solar

Área Temática: Energías Alternativas y Sustentabilidad. Fuentes de Energía Renovable, Sistemas Sustentables, Bioenergía, Hidrógeno, Nuevas Fuentes de Energía. Aplicaciones agrícolas e industriales, térmicas y químicas

Categoría del Trabajo: Trabajo de investigadores

1. Introducción.

El agua es una sustancia considerablemente abundante en la naturaleza que resulta esencial para los procesos de los seres vivos por las diversas funciones que desempeña. Además, es un componente predominante en la mayoría de los alimentos, donde contribuye en forma determinante a características como textura, apariencia, sabor, etc. Igualmente, el agua es un factor decisivo que puede incidir en el deterioro de alimentos por el papel que ejerce en diferentes reacciones químicas y enzimáticas, así como en el desarrollo microbiano. Debido a esto, la deshidratación de los alimentos puede considerarse una de las formas de conservación de los alimentos, aun cuando esto involucra diferentes tipos de procesos para distintos productos alimenticios [1].

El secado de alimentos es una técnica que se usa para preservarlos. Esta práctica se realiza desde la antigüedad y tiene como fin extraer el agua de los alimentos para conservarlos, de forma que se evite el crecimiento de bacterias y su proliferación en él. La deshidratación de alimentos se puede realizar mediante el uso de la energía solar, con la finalidad de disminuir los costos energéticos que implica la utilización de sistemas que utilizan gas y/o energía eléctrica para desarrollar el mencionado proceso.

El avance tecnológico en estos últimos tiempos es acelerado y en especial la importancia que tiene la utilización de las tecnologías limpias para el aprovechamiento de estas energías en especial la del sol. Además de la utilización de estas tecnologías limpias, está proliferando en todo el mundo, porque se cuenta con una política de no contaminar el medio ambiente.

La región del Nordeste Argentino posee niveles de radiación solar apropiados para el desarrollo de secaderos solares, de diferentes tecnologías, que permiten utilizar energía gratis, renovable y sin producir contaminación ambiental.

El secado o deshidratación de vegetales a altas temperaturas afecta las propiedades organolépticas del producto y su valor nutricional; durante esta operación pueden cambiar la textura, el color, la densidad, la porosidad y las características de adsorción de materiales; también se pueden presentar los fenómenos de endurecimiento y encogimiento, por lo que la temperatura de secado es de gran importancia [2].

Se sabe, además, que la alimentación fisiológica saludable es aquella que cumple con los requerimientos nutricionales del cuerpo humano, favorece el bienestar general y se adapta a las características y necesidades individuales de cada persona, y que en la actualidad esta tendencia de hábito alimenticio se ha establecido como fundamental para un grupo de personas cada vez más creciente a lo largo del mundo [3].

Existen a nivel mundial proyectos y por lo tanto estudios referidos al proceso de secado solar de diferentes productos. El grupo de investigación G.I.T.E.A. desarrollará el estudio del proceso de secado de vegetales y productos elaborados de alimentación fisiológica o alimentación viva, los cuales son de gran importancia para las personas que desean una alimentación con productos que a pesar del proceso de secado preservan las vitales enzimas y vitaminas.[4].

Teniendo en cuenta la propuesta de solución del problema que está íntimamente relacionado al nivel de radiación solar existente en nuestra zona, es factible obtener resultados novedosos de la temática a tratar, que posteriormente podrán transferirse a las personas que solicitaron asistencia técnica y a las que la requieran.

En el presente trabajo se expone el diseño, construcción, puesta en funcionamiento y los ensayos preliminares de secado de zanahoria (*Daucus carota*), cebolla (*Allium cepa*), zucchini (*Cucurbita pepo*), cebolla de verdeo (*Allium fistulosum*), todos identificados adecuadamente y adquiridos de mercado de producción local de áreas de latifundio próximas a la Ciudad de Resistencia. Se describen en detalle la precámara de calentamiento de aire y la cámara de secado propiamente dicha construidas y provistas de un control automático de temperatura de aire de secado cuyo funcionamiento se evaluó mediante los ensayos de secado de los vegetales mencionados.

El proyecto surge a partir de una necesidad vital de conseguir alimentos conservados de alta calidad nutritiva sin que pierdan su valor energético mediante el secado solar a temperaturas inferiores a los 45°C, para producir texturas más crujientes, sabor más marcado y una mayor conservación del producto.

Resulta destacable mencionar además que los vegetales deshidratados requieren condiciones de almacenamiento que no demandan consumo energético de tipo eléctrico o a partir de un combustible fósil no renovable, es decir que los alimentos deshidratados contribuyen tanto a

conseguir una alimentación fisiológica saludable como a la conservación ambiental disminuyendo la huella de carbono de tipo antropogénica.

2. MATERIALES Y MÉTODOS.

A continuación, se describen los diferentes componentes del sistema desarrollado, para el secado solar de vegetales y productos elaborados de alimentación fisiológica saludable.

Esquema Representativo del Sistema de Secado Solar:

En la Figura 1 se puede observar el sistema de secado solar propuesto. En la misma se aprecia el colector solar de placa plana de agua caliente con su respectivo acumulador. Antes de la cámara de secado propiamente dicha, se encuentra la precámara donde se realiza el control de la temperatura del aire. El proceso de circulación del agua entre el intercambiador de calor y el calefón solar lo realiza una bomba. En el caso de lluvias o escasa radiación solar, un termostato graduado a 45°C activa una resistencia eléctrica ubicada en el interior del acumulador del calefón solar, permitiendo continuar el calentamiento de agua, con la finalidad de no interrumpir el proceso de secado. Además, se observa dos válvulas que permiten la apertura o el cierre de la circulación del agua del circuito de secado propuesto.

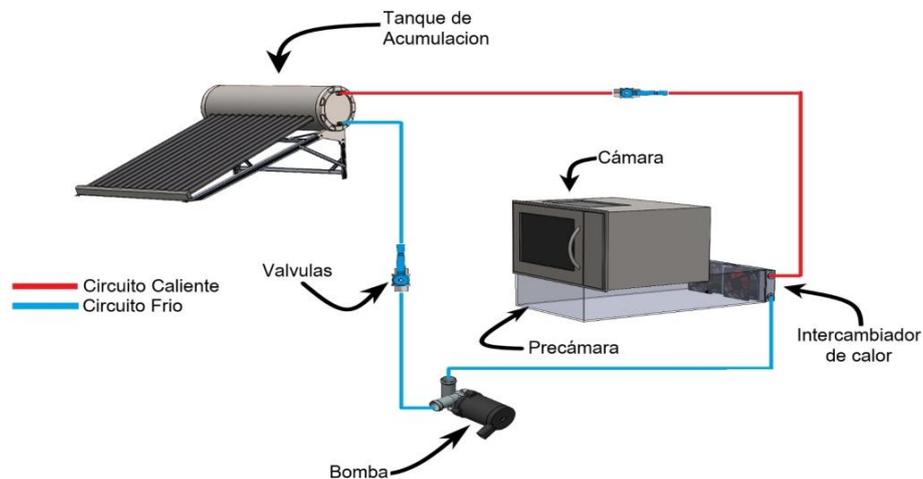


Figura 1 Esquema representativo del sistema de secado solar

2.1. Cámara de Secado.

La Figura 2 muestra fotografías de la cámara de secado, construida especialmente para la realización de los ensayos experimentales del proceso de deshidratación de los diferentes vegetales. Se la construyó a partir de la carcasa de un microondas en desuso y que se adaptó perfectamente a la precámara de control de temperatura del aire de secado. Se observa el interior de la cámara de secado, el frente propiamente dicho y la parte superior por donde sale el aire de secado.



Figura 2 Fotografías de la cámara de secado

2.2. Precámara de control de temperatura del aire.

Con la finalidad de controlar la temperatura del aire antes de su ingreso a la cámara de secado propiamente dicha, se construyó una precámara donde se observa en la Figura 3 los componentes de la misma. Posee una compuerta que permite regular el caudal de aire caliente, antes de su ingreso a la cámara de secado. El ángulo de apertura de la compuerta es comandada por un motor, que recibe la señal del arduino, el cual está conectado al sensor de temperatura del aire de ingreso a la cámara de secado, permitiendo de este modo no superar los 45°C de temperatura del aire, evitando el sobrecalentamiento y el deterioro del vegetal a deshidratar. La apertura o cierre total de la compuerta está limitada por dos fines de carrera, de manera que al producir la apertura o cierre total, el motor no continúe funcionando (se produce el apagado del motor), en caso contrario podría ocasionar la avería del mismo. Dos coolers hacen circular el aire que pasa por el intercambiador de calor, por el cual circula el agua caliente que proviene del calefón solar, ingresando luego el aire a la cámara de secado.

Cabe resaltar que el mecanismo que mueve la compuerta, la placa de sujeción de los coolers, el soporte del motor paso a paso y los bujes del eje de la compuerta, se construyó utilizando una impresora 3D, con la participación del personal del Laboratorio 3D de la FRRe-UTN.



Figura 3 Fotografía de la precámara de control de temperatura de aire

En la Figura 4 se observa el conjunto precámara y cámara de secado destinado al proceso de deshidratación de vegetales y productos elaborados de alimentación fisiológica saludable. Se aprecia el aislamiento que se realizó, con la finalidad de lograr las menores pérdidas térmicas al exterior.

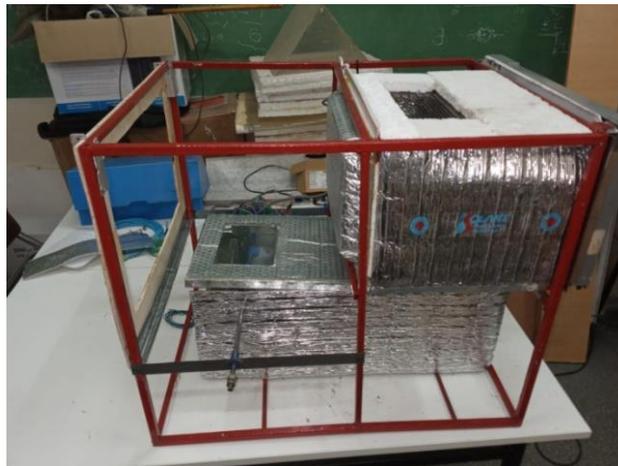


Figura 4 Fotografía de precámara y cámara de secado

2.3. Control de temperatura del aire.

La temperatura del aire destinado al secado, debe ser controlada para evitar el sobrecalentamiento y el deterioro de los vegetales a deshidratar. Por lo tanto, con la finalidad de consumir alimentos deshidratados que a menos de 45°C conservan la calidad nutritiva, o sea que se mantenga sus propiedades enzimáticas y vitamínicas vivas, se desarrolló y construyó un control automático de temperatura del aire. En la Figura 5 se observa los componentes utilizados en el mencionado desarrollo. En la misma se aprecia una precámara donde se realiza el control de temperatura del aire. En el interior de la misma se encuentra un intercambiador de calor agua-aire. El agua caliente proveniente del calefón solar circula por los conductos del intercambiador, mientras que el aire impulsado por dos coolers se calienta al atravesar el intercambiador, para luego circular por la cámara de secado propiamente dicha, donde se produce la deshidratación de los vegetales. Además se observa en la Figura 6 el arduino, encargado de realizar el control de la temperatura del aire de secado y el sensor de temperatura en el interior de la precámara el que posee las siguientes características: DS18B20, que responde a los publicado oportunamente por Sportorno et al. [4].



Figura 5 Vista del intercambiador de calor.

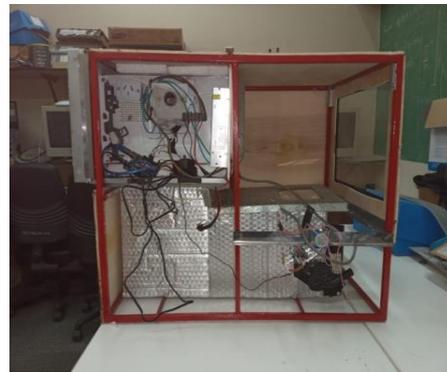


Figura 6 Vista del arduino.

En cuanto al diagrama lógico del control de la temperatura del aire que se emplea para el proceso de deshidratación de los vegetales Sportorno et al. [4], muestran los pasos a seguir mediante la utilización del control PID (Control Proporcional Integral Derivativo), para lograr la temperatura de aire adecuada para la deshidratación de los vegetales.

2.4. Calefón solar.

En la Figura 7 se observa el calefón solar destinado a producir el calentamiento del agua. Como se aprecia es de placa plana con una superficie de 2 m² y un tanque de almacenamiento de 120 litros de agua.



Figura 7 Fotografía del calefón solar

En el interior del mismo existe una resistencia eléctrica acoplada a un termostato, con el fin de calentar el agua los días de lluvias y de baja heliofanía, de forma tal que el proceso de secado de los diferentes productos elaborados y/o vegetales no se interrumpa. El agua caliente transfiere su energía al aire mediante un intercambiador de calor y al circular por la cámara de secado, se produce la deshidratación de los vegetales y productos de alimentación fisiológica saludable. Cabe destacar que el calefón solar es de la firma Vetak, construido en la ciudad de Resistencia (Chaco), y que por lo tanto se utiliza mano de obra local, y además los materiales para su construcción son en su totalidad de industria nacional [5].

2.5. Primeros ensayos experimentales de secado.

Con la finalidad de verificar el funcionamiento del equipo experimental, se realizaron ensayos de secado de los vegetales que se mencionan a continuación: zanahoria, cebolla, zucchini y cebolla de verdeo.

Cabe aclarar que, en todos los ensayos experimentales de secado, se utilizó únicamente energía solar sin necesidad de emplear el calentamiento mediante la resistencia eléctrica. En todos los casos excepto la cebolla de verdeo, los vegetales fueron cortados utilizando una mandolina y se los dispuso sobre una malla metálica provista de un marco de aluminio aptos para el secado de alimentos.

2.5.1 Secado de Zanahoria.

El proceso de secado de zanahoria tuvo una duración de 10 horas aproximadamente, iniciando con una humedad de 74% y finalizando con una humedad de 11%, Figura 8.



Figura 8 Fotografías antes y luego del deshidratado de zanahoria

2.5.2. Secado de Cebolla.

El proceso de secado de cebolla tuvo una duración de 10 horas aproximadamente, iniciando con una humedad de 29% y finalizando con una humedad de 18%. La Figura 9 muestra las fotografías antes y luego del deshidratado de cebolla.



Figura 9 Fotografías antes y luego del deshidratado de cebolla

2.5.3. Secado de Zucchini.

El proceso de secado de zucchini tuvo una duración de 10 horas aproximadamente, iniciando con una humedad de 68% y finalizando con una humedad de 23%. La Figura 10 muestra las fotografías antes y luego del deshidratado de zucchini.



Figura 10 Fotografías antes y luego del deshidratado de zucchini

2.5.4. Secado de Cebolla de Verdeo.

Previo al proceso de secado, se cortó la cebolla de verdeo con cuchillo a la medida que se observa en la figura 15. El mencionado proceso tuvo una duración de 10 horas., iniciando con una humedad de 28 % y finalizando con una humedad de 20%. La Figura 11 muestra las fotografías antes y luego del deshidratado de la cebolla de verdeo.



Figura 11 Fotografías antes y luego del deshidratado de cebolla de verdeo

En todos los casos la determinación de humedad de los vegetales previo el proceso de secado de los mismos se realizó de acuerdo a lo establecido en el Código Alimentario Nacional de la República Argentina [6].

A continuación, se presentan en la Figura 12 las curvas correspondientes a los ensayos preliminares de secado de zanahoria (*Daucus carota*), cebolla (*Allium cepa*), zucchini (*Cucurbita pepo*), cebolla de verdeo (*Allium fistulosum*), todos identificados adecuadamente y adquiridos de mercado de producción local de áreas de latifundio próximas a la Ciudad de Resistencia.

Tal como se observa en la Figura 12 precedente, en los cuatro casos de secado presentados, se observa que en las primeras cinco horas de secado aproximadamente, el deshidratado de los vegetales es más pronunciado (extracción del agua libre), y luego el mencionado proceso se ralentiza (extracción del agua ligada), hasta alcanzar el peso final del producto seco. Se observa además que las curvas que corresponden al secado de la zanahoria y el zucchini presentan

pendientes de secado más pronunciadas que las que corresponden a la cebolla y la cebolla de verdeo.

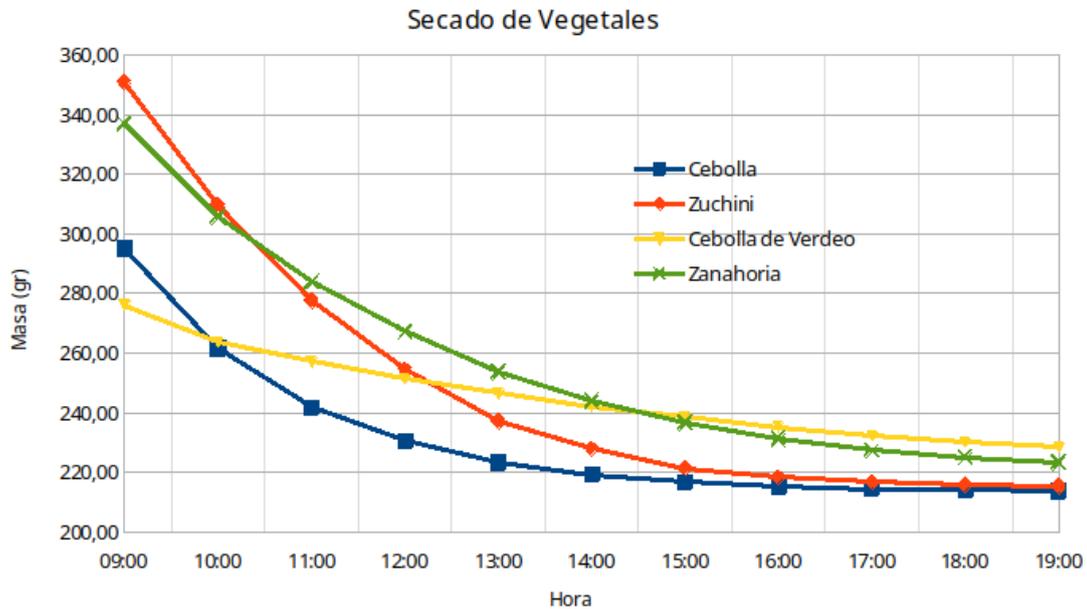


Figura 12 Curvas de secado de vegetales.

En la Tabla 1 a continuación puede observarse el cálculo de la variación porcentual de la masa total de cada uno de los vegetales deshidratados.

Tabla 1 Variación porcentual de masa de vegetales deshidratados.

Vegetal	Cebolla	Zuchini	Cebolla de Verdeo	Zanahoria
Masa Inicial	295,00	350,95	276,15	336,95
Masa Final	213,80	215,35	228,53	223,36
Variación %	27,53	38,64	17,24	33,71

A partir de los datos de la Tabla 1 queda claro que la mayor variación de masa la sufre el zuchini mientras que la cebolla de verdeo sufre la menor pérdida porcentual de masa, en tanto que la cebolla y la zanahoria cuentan con valores intermedios de variación porcentual de masa que se encuentran relativamente próximos.

3. CONCLUSIONES.

Se realizó exitosamente el diseño y construcción de los diferentes componentes de un sistema de secado de vegetales de alimentación fisiológica saludable.

Se logró el adecuado funcionamiento en forma experimental, de la precámara y el control de temperatura del aire antes de su ingreso a la cámara de secado.

Se constató que la temperatura del aire en la cámara de secado no superó los 45°C, lo que permite considerar que se ha cumplido con el objetivo de conservar la calidad nutritiva de los vegetales deshidratados.

El control de temperatura del aire es de bajo costo y no se necesitan demasiados conocimientos en electrónica para lograr su funcionamiento.

La ventaja que presenta el proceso de secado evaluado, es que independiente de la radiación existente (baja heliofanía o lluvias), el mismo no se interrumpe, debido a que el acumulador de

agua del calefón solar consta de una resistencia y un termostato para graduar la temperatura requerida de secado.

Los valores de la variación porcentual de masas deben ser analizados junto con los valores de la humedad de los vegetales ya deshidratados, como se observa de la conjunción de ambos y atendiendo a las características organolépticas de los productos obtenidos es posible decir que, para el caso de los zucchinis y las zanahorias el sabor es agradable y la sensación crocante se encuentra presente, en tanto que para la cebolla y la cebolla de verdeo el sabor resulta adecuado mientras que la textura transmite una sensación elástica, considerándose que este último fenómeno se debe a la naturaleza propia de los productos deshidratados.

Para dar continuidad al estudio del proceso de secado propuesto, se prevé realizar ensayos de secado de otros vegetales y de productos elaborados de alimentación fisiológica saludable como: chips crocantes de banana, fetas crocantes de manzana, nachos vivos, pan esenio, tacos vivos, etc.

Además en el presente año se dio inicio al proyecto: Secado Solar de Cannabis y Extracción de CBD (Cannabidiol) a Partir de Hojas, Tallos y Raíces. En el marco del proyecto mencionado, se utilizará el secadero desarrollado y se evaluará el uso del mismo como reactor de oxidación de compuestos cannabinoides.

4. REFERENCIAS.

- [1] R, Díaz Torres. *Conservación de los alimentos*. La Habana, Cuba: Editorial Félix Varela.2009.
- [2] G, Hincapié Llanos; M, Omaña Yañez; C, Hincapié Llanos; Z, Gómez; L, Vélez Acosta. “Efecto de la temperatura de secado sobre las propiedades funcionales de la fibra dietaria presente en la citropulpa”. *Rev. Lasallista Investig.* Vol.7. Nº 2. Marzo 2010.
- [3] J. M. Muñoz Cano, J. A. Córdova Hernández, C. Guzmán Priego. “Conocimientos básicos sobre alimentación saludable en egresados de medicina”. *Nutr. Hosp.* Vol.37 No.6 Madrid nov./dic. 2020 Epub 08-Feb-2021.
- [4] R, Spotorno, J Pochettino; R Ambrosig; G, Pinatti; O, Vargas; J, Veppo; G, Figueredo. “Diseño y construcción de una precámara destinada al control de temperatura del aire para el secado solar de vegetales de alimentación fisiológica saludable”. *ExITTEc Claves para el Desarrollo*. Vol 8 (2). Pp 5-13. Año: 2023.
- [5] <http://vetak.com.ar>.
- [6] <https://www.argentina.gob.ar/anmat/codigoalimentario>

CONTEXTO GLOBAL DE LA IMPLANTACIÓN DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO Y PARTICULARIZACIÓN PARA EL CASO DE USO EUROPEO. NORMATIVA APLICABLE Y EJEMPLO DE INTEGRACIÓN

Alonso-Cepeda, Antonio^a, Villena-Ruiz, Raquel^a, Honrubia-Escribano, Andrés^a,
Gómez-Lázaro, Emilio^a

^a Renewable Energy Research Institute and DIEEAC-ETSII-AB, Universidad de Castilla-La Mancha, Albacete, 02071, Spain
antonio.alonso4@alu.uclm.es

RESUMEN.

La transición hacia la movilidad eléctrica del transporte por carretera es una realidad cada vez mayor, y países como China y Estados Unidos, o continentes como Europa, están liderando este cambio. Este artículo presenta una perspectiva integral de los factores que están influyendo en las adquisiciones de nuevos vehículos eléctricos, revisando aspectos tan diversos como su eficiencia energética, emisiones, costes frente a los vehículos de combustión interna y confort. Por otro lado, se revisan las principales causas que limitan un mayor número de ventas, y que están relacionadas con autonomías más reducidas frente a los vehículos de combustión, una falta de suficientes puntos de recarga distribuidos de manera adecuada en la geografía de cada país y la necesidad de que estos puntos permitan una carga rápida o ultrarrápida. En este contexto, se indican las ventas globales de vehículos eléctricos, cuyo crecimiento es continuo cada año. Se particulariza el estudio para Europa, describiendo el sólido marco legal que sustenta los objetivos concretos de crecimiento de vehículos eléctricos en el continente para los próximos años. A continuación, y continuando en Europa, se describen las causas por las que Noruega está liderando esta transición a una velocidad mucho mayor que el resto de los países europeos, mostrando los resultados de un piloto real de grandes dimensiones realizado en esta ubicación. Finalmente, se indican las lecciones aprendidas para la mejora de la gestión del impacto sobre la red eléctrica de múltiples vehículos conectados.

Palabras Claves: Venta de vehículos eléctricos, Normativa europea, Noruega, Puntos de recarga, Emisiones.

Área Temática: (Energía y Medio Ambiente)

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

El objetivo de reducción de gases de efecto invernadero y la dificultad creciente en la extracción de recursos energéticos provenientes de energías fósiles, son dos de los principales elementos tractores, que están impulsando la adopción del vehículo eléctrico, o *electric vehicle* en inglés (EV), a nivel global [1].

1.1. Tipos de EVs.

Desde que en 1827 el inventor húngaro Ányos Jedlik construyese su primera máquina eléctrica y la integrase en un pequeño vehículo, el desarrollo de los EVs ha sufrido diversos altibajos durante el s. XX, en su competencia con los vehículos de vapor y principalmente con los alimentados por combustibles fósiles, por ser la tecnología predominante. La segunda mitad de ese siglo fue completamente dominada por los motores de combustión térmica. Este hecho comenzó a cambiar a comienzos del s. XXI, y fundamentalmente, desde 2012 hasta la actualidad, período en el que se ha producido una transición entre los vehículos de propulsión térmica, o *internal combustion engine vehicles* en inglés (ICEV), que obtienen la energía de la combustión de hidrocarburos, y los EVs [2]. Para el alcance de este trabajo, no se considerarán EVs a los vehículos híbridos no enchufables, o *hibrid electric vehicles* en inglés (HEV), ya que estos no se conectan a la red eléctrica para obtener su energía motriz y, por tanto, esta red no se ve afectada. Los HEV, en comparación con los ICEV al ralentí, en situaciones de detención por diversos motivos de circulación como semáforos o tráfico intenso, aportan ventajas asociadas a la reducción de emisiones. Esta ventaja inicial de los HEV frente a los ICEV se ve reducida en los casos de incorporación de sistemas Auto Start-Stop a los motores térmicos. En los estados de inicio de la marcha y de circulación normal en carretera, el motor eléctrico de los HEV apoya al de combustión, favoreciendo que este último consuma menos combustible y emita menos CO₂ que un ICEV convencional, para un mismo objetivo de potencia total en las ruedas. Adicionalmente, los sistemas de regeneración energética mediante almacenamiento eléctrico en su batería durante las frenadas, o al utilizar el freno motor, los convierte en excelentes soluciones de transición hacia los EVs puros [3].

De manera simplificada, los EVs se dividen en dos categorías diferentes: 1. Vehículos eléctricos híbridos enchufables, o *Plug-in hybrid electric vehicle* en inglés (PHEV), y 2. Vehículos eléctricos puros, o *Battery electric vehicle* en inglés (BEV). Los PHEV se pueden cargar en la red eléctrica y tienen baterías mayores que los HEV, permitiendo un funcionamiento en modo eléctrico puro, como un BEV, en rangos de 20 km a 60 km actualmente, lo que los hace ideales para recorridos diarios en ciudad, evitando la producción de emisiones locales. Una vez superada esta autonomía, el PHEV se comportaría como un HEV. Durante la noche, los PHEVs pueden cargarse en la red eléctrica, uniformizando la demanda diurna/nocturna de producción eléctrica, proveniente tanto de centrales convencionales como de parques eólicos. Durante el día, los PHEVs pueden recargarse en los lugares de trabajo u ocio, favoreciendo una mayor absorción de producción eléctrica renovable (solar y eólica), facilitando la estabilidad del sistema eléctrico, gracias a la característica de almacenamiento eléctrico de los EVs, cuando la penetración de energías renovables, o *renewable energy sources* en inglés (RES), es elevada [4].

Los BEVs no disponen de motor térmico, y sus autonomías comerciales óptimas ya han sobrepasado los 500 km, lo que supone una mayor confianza y reducción de la ansiedad del conductor, por una potencial falta de autonomía del vehículo, en el proceso de adquisición de uno nuevo [5].

1.2. Objetivos del trabajo.

El objetivo de este trabajo es la presentación de una panorámica global de la implantación del EV. Se realiza un énfasis especial en un caso de éxito del continente europeo, presentando las ventajas e inconvenientes de esta tecnología, en su proceso integrador dentro de las redes eléctricas.

Específicamente, se plantean los siguientes cuatro subobjetivos:

1. Descripción y discusión de las ventajas energéticas, ambientales, de prestaciones y de confort que proporciona el EV.
2. Descripción de las limitaciones para la integración de esta tecnología.
3. Visualización del EV como la solución realista de movilidad terrestre, cuya aceptación a nivel global, la está consolidando como el estándar cuasi presente y de futuro cercano.

4. Particularización de este hecho en Europa, exponiendo su contexto político-económico concreto y la normativa vigente, mostrando cifras de la adquisición de EV por países y años, así como un ejemplo del país noruego, cuya integración de estos sistemas, es la más elevada en todo el continente.

El artículo finaliza exponiendo una serie de conclusiones que relacionan los resultados obtenidos y plantean nuevas vías de trabajo futuras.

2. ANÁLISIS Y MÉTODOS.

Para la realización de este estudio, se ha trabajado con la siguiente metodología:

- La búsqueda de información de artículos científicos y libros académicos se ha llevado a cabo mediante la consulta en bases de datos como Google Scholar y Scopus.
- Se han realizado varias consultas de los datos estadísticos proporcionados por la Agencia Internacional de la Energía, o *International energy agency* en inglés (IEA), así como por la Comisión Europea, o *European commission* en inglés (EC).
- El tratamiento de datos numéricos y texto se ha realizado mediante Microsoft Excel y Word.

3. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

Se muestran y discuten los resultados correspondientes a cada uno de los cuatro subobjetivos descritos en la subsección 1.2.

3.1. Ventajas del EV.

Se revisan cuatro tipos de ventajas en la adquisición y uso de los EVs frente a los ICEVs: energéticas, económicas, ambientales y de confort.

Las energéticas están relacionadas con el grado de eficiencia energética que tienen los motores eléctricos de estos vehículos para convertir electricidad en energía mecánica en las ruedas. Varios fabricantes comerciales de EVs y estudios académicos están de acuerdo en indicar valores del 72% [6], ya que se considera que la energía primaria es la electricidad que entra al vehículo, y su conversión a energía mecánica es elevada en comparación con los ICEV de gasolina, cuyo rendimiento varía entre un 11% y un 27% o los diésel, con un rango entre un 25% y un 37%. Los EVs alimentados con electricidad de plantas eólicas, alcanzan valores entre un 39% y un 67% y los EVs alimentados por plantas fotovoltaicas, entre un 42% y un 72% [7]. El uso del freno regenerativo proporciona mejoras sobre los valores anteriores en función de la conducción del usuario.

A nivel económico, el coste del kWh de consumo energético del BEV es inferior al del ICEV, aunque actualmente el coste del vehículo ICEV es inferior al del BEV, debido a las economías de escala del primero sobre el segundo y a los todavía elevados costes de las baterías. La IEA ha desarrollado una herramienta que permite calcular el coste total de la propiedad, o *total cost ownership* (TCO) en inglés, que es una variable que combina costes del consumo energético, de compra del vehículo, mantenimiento y financiación; para realizar comparativas presentes y predicciones futuras entre BEV e ICEV [8]. Se realizan dos ejemplos de cálculo en los que se suponen dos vehículos de tamaño medio, recorridos de 15.000 km anuales y una instalación de recarga eléctrica en el domicilio. Se configuran además los costes operativos de combustible y se obtienen los resultados de TCO. El primer ejemplo, que se puede ver en la Tabla 1, se realiza para EE. UU.

Tabla 1 Diferencias entre TCOs para BEVs e ICEVs para EE. UU. [elaboración propia]

Año	Coste de la electricidad	Coste del combustible	BEV TCO		ICEV TCO	
			USD/km	USD/año	USD/km	USD/año
Actualmente	0.16 USD/kWh	0.91 USD/L	0.24 USD/km	3669 USD/año	0.21 USD/km	3138 USD/año
Aproximadamente en 10 años desde la actualidad	0.2 USD/kWh	1.1 USD/L	0.21 USD/km	3118 USD/año	0.22 USD/km	3308 USD/año

Manteniendo el mismo contexto, pero con valores energéticos europeos, se obtienen los resultados de la Tabla 2.

Tabla 2 Diferencias entre TCO para BEVs e ICEVs para Europa. [elaboración propia]

Año	Coste de la electricidad	Coste del combustible	BEV TCO		ICEV TCO	
			USD/km	USD/año	USD/km	USD/año
Actualmente	0.16 USD/kWh	1.85 USD/L	0.24 USD/km	3669 USD/año	0.27 USD/km	4054 USD/año
Aproximadamente en 10 años desde la actualidad	0.2 USD/kWh	2.0 USD/L	0.21 USD/km	3118 USD/año	0.28 USD/km	4145 USD/año

Según estos datos, y teniendo en cuenta todos los parámetros involucrados, en EE. UU actualmente es más rentable un ICEV que un BEV, pero en menos de 10 años esta afirmación ya no será válida y la tendencia será inversa. En el caso de Europa, y basado en los datos simulados, actualmente se podría considerar que el coste del EV es más económico que el del ICEV, y esta diferencia en precios seguirá incrementándose con el paso de los años [8].

El coste de mantenimiento de los BEVs es más reducido que en el de los ICEVs, ya que se elimina la caja de cambios y mecánica asociada, se reducen los sistemas fluidotérmicos de evacuación de calor y la frenada regenerativa permite una mayor vida de las pastillas de freno [9]. Es reseñable indicar que las políticas y normativas municipales fomentan la adquisición y uso de EVs frente a ICEVs en las ciudades. Ejemplo de ello son medidas como la reducción de impuestos, aparcamiento gratuito en zonas reguladas y recargas gratuitas en edificios públicos. Se estima que la integración del EV generará nuevas oportunidades y modelos de negocio relacionados con las tecnologías asociadas a las infraestructuras de recarga eléctrica. De este modo, se necesitarán nuevos equipos y personal instalador, así como nuevos diseños e investigación de materiales para el incremento de capacidad de las baterías. Finalmente, se crearán nuevos servicios, aparte de los ya existentes, de transporte y movilidad basados en la gestión de los EVs por el usuario mediante APPs, como activos que pueden ser alquilados y compartidos, usando modelos de pago por uso [10].

Ambientalmente, se obtienen mejoras importantes en la calidad del aire de las ciudades, ya que se eliminan las emisiones locales de contaminantes, debidas a los tubos de escape de los ICEVs. Si adicionalmente, la electricidad de los EVs proviene de fuentes renovables, la reducción de emisiones es global, acercándose al máximo potencial posible, contribuyendo al objetivo de reducción de gases de efecto invernadero, o *greenhouse gases* en inglés (GHG), y a una mayor penetración de fuentes eólica y fotovoltaica en el sistema. Se incluye el cálculo de una estimación de referencia en la reducción de emisiones de GHG, gracias a la sustitución de ICEVs por EVs, para el mix energético español actual. Los valores escogidos son promedios entre diferentes tipos de vehículos comerciales y emisiones.

Tabla 3 Emisiones de BEV frente a ICEV gasolina para el mix energético español. [elaboración propia]

Consumo medio BEV	Emisiones medias mix energético	Emisiones medias ICEV gasolina	Emisiones BEV	Emisiones ICEV gasolina
20 kWh/100 km	0.256 kgCO ₂ /kWh	0.143 kgCO ₂ /km	5.12 kgCO ₂ /100 km	14.3 kgCO ₂ /100 km

Se observa que la emisión global de GHG se reduce en casi tres veces, sólo por cambiar de tecnología de vehículo, para las condiciones energéticas y de localización consideradas. En el supuesto de que toda la energía primaria fuese renovable, las emisiones se reducirían considerablemente, aunque no serían nulas, ya que se deben tener en cuenta las emisiones que están embebidas en los procesos de fabricación e instalación de la nueva tecnología frente a la anterior. Cabe indicar que otra ventaja ambiental suplementaria es la reducción en la emisión de ruido por el uso de motores eléctricos en lugar de térmicos [11].

En términos de confort, el EV se ve beneficiado por un centro de masas más bajo, una alta aceleración a bajas revoluciones, debida al gran par inherente a los motores eléctricos, y una alta capacidad de frenada, favorecida por los sistemas de recuperación de energía [12].

3.2. Limitaciones de los EVs.

Los tres factores limitantes de los EVs de mayor impacto para los usuarios son: autonomía de las baterías, infraestructura de recarga y precio del EV. En relación con el primero, actualmente son varios los EVs que alcanzan los 500 km de autonomía en condiciones óptimas [13], e incluso hay modelos comerciales que superan los 800 kms o 500 millas [14], aunque su precio es superior. Se

estima que el progresivo y continuo aumento de autonomía en estos vehículos reducirá la resistencia de los consumidores para la adquisición de nuevos EVs.

Poder disponer de una infraestructura de recarga abundante y funcional a nivel nacional es un requisito indispensable para una adopción generalizada del EV por parte de los usuarios. Por otro lado, la velocidad de recarga es otro limitante para los propietarios de estos vehículos, y cuya solución pasa por la generalización de la instalación de cargadores rápidos, con potencias a partir de los 50 kW; y de los ultrarrápidos, con potencias a partir de los 150 kW hasta los 350 kW [15].

En relación a los precios, se espera que se alcance la paridad económica entre EVs e ICEVs en 2025 tanto en los EE.UU [16], como en China [17] o Europa [18]. Esta estimación es compatible con los resultados obtenidos en la Tabla 1 y en la Tabla 2.

3.3. Aceptación e integración global del VE.

Aunque la sección 3.2 muestra las limitaciones de los EVs, la situación global por continentes es optimista, y las ventas de EVs no han dejado de crecer a nivel mundial año tras año, mostrando que la transición a la movilidad eléctrica es una realidad generalizada. En la Figura 1 se muestran las ventas mundiales de EVs, incluyendo los principales países pertenecientes a Asia, América y Europa; que lideran las adquisiciones a nivel mundial desde 2019 a 2023 [19].

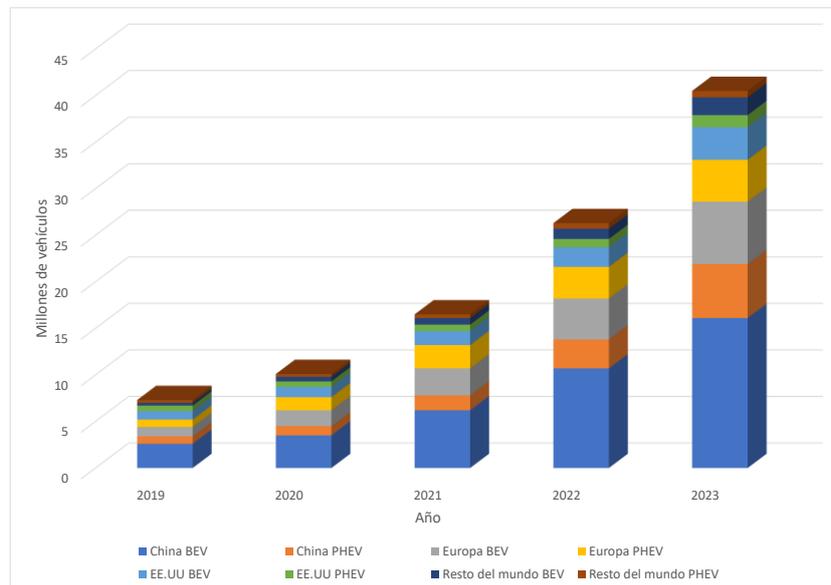


Figura 1 Ventas globales de EVs desde 2019 a 2023. [elaboración propia]

Uno de los factores limitantes para la integración de los EVs en el sistema eléctrico nacional, y específicamente en las redes de distribución, es la cantidad de puntos de recarga públicos instalados, así como las previsiones de otros nuevos en el futuro cercano. Un mayor número de éstos, disminuyen las dudas respecto a la funcionalidad de los EVs para realizar recorridos largos a través de este territorio, incrementándose la confianza de los usuarios para adquirir un EV, ya que se percibe una infraestructura suficiente para realizar cualquier trayecto con sus vehículos sin tener que planificar detalladamente las ubicaciones de las estaciones de recarga. En la Figura 2a y Figura 2b se muestra la distribución global de puntos de recarga lenta y rápida respectivamente desde 2019 a 2023.

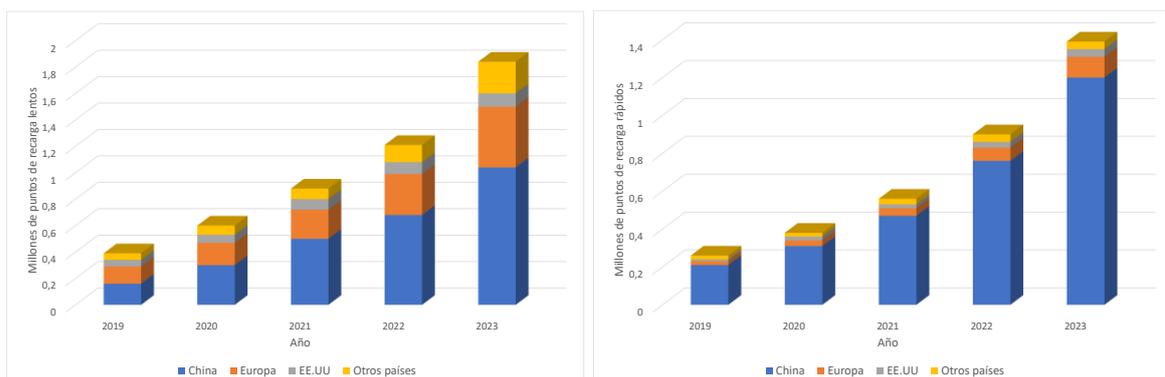


Figura 2 Instalación global de puntos de recarga de EVs desde 2019 a 2023. La Figura 2a (izquierda) corresponde a los de carga lenta, y la Figura 2b (derecha), a los de carga rápida. *[elaboración propia]*

Son reseñables las previsiones de puntos de recarga en los EE .UU, país en el que se espera un parque de EVs de 26 millones en 2030, mientras que en 2020 tan sólo ascendía a 1,8 millones. Adicionalmente, las previsiones para 2040 indican que todos los vehículos vendidos serán EVs. Este crecimiento de unidades deberá ser respaldado mediante puntos de recarga en los centros de trabajo, así como con la instalación de otros, de tipo público, que sean accesibles para los ciudadanos. Se estima que la progresión de instalación de estos puntos, cuyo valor se situó en 216.000 cargadores en 2020, llegue a 2,4 millones en 2030, con un desglose de 180.000 cargadores rápidos de corriente continua, 900.000 públicos de nivel 2 y 1,3 millones destinados a los centros de trabajo [20].

3.4. Particularización de la aceptación e integración del EV al continente europeo.

La Unión Europea, o *European Union* en inglés (EU), ha tomado la iniciativa global de liderar la transición en la movilidad terrestre para renovar su modelo de transporte por carretera, pasando de ICEVs a EVs. Se expone a continuación el contexto para este liderazgo y el ejemplo del caso de implantación de Noruega, cuyo porcentaje de adquisición de EVs por parte de sus ciudadanos, es el más alto de toda la EU.

3.4.1 Contexto y normativa europea.

Aparte del objetivo de alcanzar las cero emisiones netas en 2050, la EU ha considerado necesario el rediseño de su estrategia energética para afrontar los siguientes aspectos: 1. Geopolíticos; garantizando el abastecimiento energético interno mediante la reducción de la dependencia energética de países externos, limitando la importación de combustibles fósiles y potenciando el uso de RES, cuya producción es nacional; 2. Económicos; mejorando su productividad interna y competitividad externa, en contextos de crisis e inestabilidad económica; 3. Medioambientales; reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG). Estos objetivos tienen su fundamento legal en el Artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, o *Treaty on the Functioning of the European Union* en inglés (TFEU), y los indicados en la Tabla 3 [21].

Tabla 4 Fundamentos legales de la estrategia energética de la EU. *[elaboración propia]*

Provisiones específicas:
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Seguridad del suministro: artículo 122 TFEU. ▪ Redes de energía: artículos 170-172 TFEU. ▪ Carbón: Protocolo 37 que aclara las consecuencias financieras resultantes de la expiración del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero en 2002. ▪ Energía nuclear: Tratado por el que se establece la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Tratado Euratom) que sirve de base jurídica para la mayoría de las acciones de la UE en el ámbito de la energía nuclear.
Otras disposiciones que afectan a la política energética:
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mercado interior de la energía: artículo 114 del TFEU. ▪ Política energética exterior: artículos 216-218 TFEU.

Actualmente la EU propone los siguientes objetivos energéticos para 2030 [22]:

- Mix energético en el que el 42,5%, o 45% si fuese posible, de la energía consumida provenga de RES.
- Una reducción del 11,7% en el consumo inicial y final de energía, según las proyecciones de 2020.
- Una interconexión mínima de al menos el 15% de los sistemas eléctricos de la EU.

El marco regulatorio energético europeo se basó en paquete 'Fit For 55' que unificaba los aspectos energéticos y climáticos [23], y que recientemente ha sido reemplazado por el 'REPowerEU plan' para cesar la dependencia de los combustibles fósiles de origen ruso [24].

Del consumo total energético de la UE, se estima que el 33,9% proviene del sector transporte, siendo el responsable del 25,4% de las emisiones de GHG, que pueden ser notoriamente reducidas si se

sustituyen los ICEVs por los EVs, tal y como se ha indicado en la Tabla 3, llegando a ser estas emisiones casi nulas, si los EVs se alimentan por electricidad de origen renovable [25].

A partir de los datos de la Figura 1, que presentan a Europa como el segundo continente con mayores adquisiciones de EVs después de Asia, la Figura 3. muestra la distribución de estas adquisiciones según países durante el año 2023 [26].

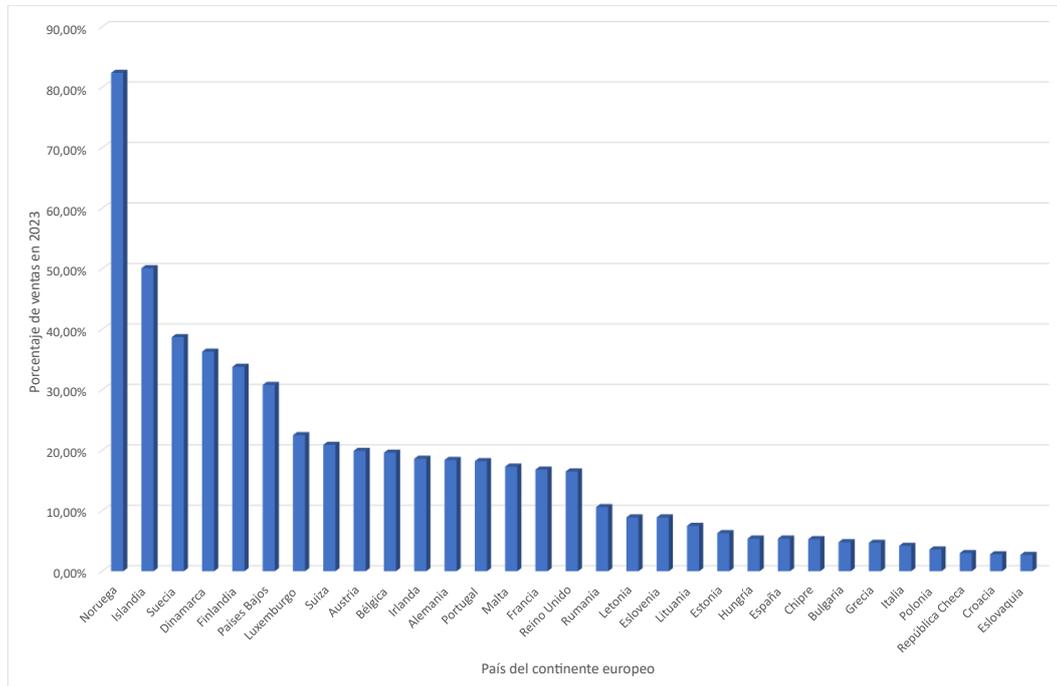


Figura 3 Adquisiciones de EVs por país europeo durante 2023. [elaboración propia]

Se observan cuatro bloques bien diferenciados, que ordenan de mayor a menor el número de adquisiciones de EVs. El primero sólo incluye a Noruega, como el país más destacado de toda la EU en porcentaje de ventas, en el que más de cuatro de cada cinco vehículos vendidos son EVs. Se estudia su caso en la sección 3.4.2 por ser singular respecto al resto de países. El segundo, que incluye el conjunto de la mayoría de los países del norte de Europa, que muestran un fuerte compromiso y soporte con la movilidad eléctrica. El tercero incluye un amplio bloque de países, casi todos ellos centroeuropeos, cuya transición hacia el modelo eléctrico es sólida. Finalmente, el cuarto grupo está formado por los países del sur y este de Europa, incluyendo además a Letonia, Lituania y Estonia; cuyos cambios están siendo más lentos, y cuyas causas pueden motivar un tema interesante de estudio en futuras publicaciones.

3.4.2 Ejemplo de caso de éxito en Noruega.

Los EVs se han convertido en el tipo de vehículo estándar en Noruega. Los PHEV son más comunes en zonas rurales, por la menor densidad de puntos de recarga, y los BEV son mayoritarios en ciudades.

Se considera que el éxito en la implantación del EV en este país se debe a varias razones [27]:

- Implementación de medidas de reducción de emisiones de GHG en el sector del transporte por el Gobierno noruego.
- Noruega dispone de un mix de producción eléctrica con un porcentaje muy elevado de RES en forma de saltos hidráulicos y de energía eólica. Actualmente, el consumo de electricidad debido a EVs supone un 1% del total, y los planes para una electrificación completa del país en 2030 estiman que no se llegará al 10%, que es factible para ser asumido por el sistema eléctrico.
- Se han promovido múltiples incentivos económicos para el uso gratuito de los puntos de recarga públicos, la libre circulación por carriles bus-taxi, aparcamiento gratuito en zonas con servicio limitado de estacionamiento y transporte gratuito en ferries.
- Posiblemente el factor con más impacto ha sido el alto nivel de impuestos a los ICEVs respecto a los EVs. Sólo este factor ha hecho económicamente más favorable la adquisición de estos últimos frente a los primeros.

El efecto de estas causas ha promovido una reducción del 15% en las emisiones del transporte por carretera desde 2015 a 2021 [28], y se espera recortar las emisiones a la mitad en 2030 gracias a la electrificación del resto de vehículos de gran tonelaje por carretera y náuticos, de acuerdo con el Plan de acción climática noruega.

Este país se ha convertido en un excelente ejemplo para el resto de los miembros de la EU, respecto a los problemas del sistema eléctrico de distribución, ante una alta penetración de EVs con picos de demanda muy localizados durante el día. Es reseñable la iniciativa del proyecto europeo GreenCharge en la que se ha invertido en la instalación eléctrica de carga de 230 EVs en edificios residenciales noruegos. Una de las principales conclusiones obtenidas ha sido la comprobación de las ventajas de disponer de puntos de carga privados, ya que flexibilizan los horarios potenciales de uso, y permiten un mayor tiempo de carga de los EVs, frente a los puntos de recarga compartidos. Otras conclusiones relevantes se han centrado en la importancia de coordinar la recarga de EVs con los sistemas de gestión de energía de los edificios, o *building management energy system* en inglés (BEMS), de modo que se facilite la flexibilidad de este proceso. Se considera importante disponer interfaces abiertas que mejoren la comunicación entre el BEMS y los EVs, para que el primero sea capaz de adquirir variables de estado del EV, como la capacidad de éste, o su estado de carga, o *state of charge* en inglés (SoC) [29].

Tal y como se ha descrito en la sección 3.3, una densa red de infraestructuras de recarga es esencial para la adopción generalizada de EVs. Noruega está promoviendo una red fiable y en continuo crecimiento de puntos de recarga en toda su geografía, con crecientes instalaciones en su modalidad de recarga rápida, que son necesarias en estaciones de servicio y edificios públicos para cubrir la demanda energética de los usuarios en largos desplazamientos. Actualmente el ciudadano noruego ya no percibe “ansiedad por falta de autonomía” (*range anxiety* en inglés) en su EV, lo que mejora su confianza en estas tecnologías y genera una mayor adopción de éstas [30].

3. CONCLUSIONES.

Este trabajo ha presentado una panorámica global de la implantación del EV, poniendo especial énfasis en el caso de éxito noruego, que pertenece al continente europeo. Las principales conclusiones obtenidas son:

- El sistema utilizado para la medida de eficiencia energética de los EVs indica que estos son entre 2 y 3 veces más eficientes que los ICEV diésel o gasolina.
- Diversos investigadores y grandes organizaciones como la IEA, están de acuerdo en afirmar que la paridad de precios entre ICEVs y EVs llegará en 2025 o muy pocos años después.
- Los EVs disminuyen las emisiones locales. Incluso para un mix energético, que no sea totalmente renovable, aunque sí representativo de la mayoría de los países europeos; las emisiones globales de BEVs frente a ICEVs son aproximadamente 2,8 veces inferiores.
- Los EVs aportan mayor confort que los ICEVs por la menor emisión de ruidos. Además, presentan una mayor seguridad, al disponer de un centro de masas más bajo y frenadas más eficaces.
- Comercialmente ya existen EVs con autonomías de entre 500 km y 800 km. El reto de mayor impacto que se debe afrontar a continuación para que las adquisiciones sigan produciéndose, es la instalación de una densa red de puntos de recarga rápidos y ultrarrápidos.
- La adquisición de EVs es mayor cada año y los países o continentes que lideran estas cifras, ordenados de mayor a menor, son: China, Europa y EE. UU.
- La instalación de puntos de recarga a nivel mundial sigue un crecimiento paralelo al número de adquisiciones de EVs del punto anterior, con los mismos países o continentes y orden. Respecto al liderazgo en instalación de puntos de recarga rápidos, su principal actor es China, seguido de lejos por Europa y EE. UU.
- En EE.UU para 2030, se espera un crecimiento de puntos de recarga 11 veces mayor que los instalados en 2020.
- Europa ha marcado objetivos ambiciosos para liderar la transición hacia la movilidad eléctrica, y los ha fundamentado en un contexto normativo y legal robusto.
- Noruega es el país más avanzado en adquisiciones de EVs de todo el continente europeo. Las causas más importantes para este fenómeno han sido, por un lado, los múltiples incentivos económicos por el uso de EVs, y por otro y aún más relevante, el alto nivel de impuestos a los ICEVs frente a los EVs.
- Noruega lidera pilotos reales de implantación de EVs, tales como los correspondientes al proyecto GreenCharge, para validar hipótesis de funcionamiento y comportamientos de las redes eléctricas frente a un gran número de EVs.

- Un resultado importante obtenido en un piloto real de un gran número de EVs que se recargan en puntos instalados en los garajes de un edificio, es la necesidad de una coordinación transparente entre el BEMS del edificio y los EVs para gestionar dinámicamente la demanda de carga en todo momento.

4. REFERENCIAS.

- [1] Egbue, O., Long, S., & Kim, S. D. (2022). Resource availability and implications for the development of plug-in electric vehicles. *Sustainability*, 14(3), 1665.
- [2] Iulia, V. A. S. C. A. N., & Loránd, S. Z. A. B. Ó. (2022). A Brief History of Electric Vehicles. *Journal of Computer Science & Control Systems*, 15(1).
- [3] Fantin Irudaya Raj, E., & Appadurai, M. (2021). The hybrid electric vehicle (HEV)—an overview. *Emerging Solutions for e-Mobility and Smart Grids: Select Proceedings of ICRES 2020*, 25-36.
- [4] Richardson, D. B. (2013). Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 247-254.
- [5] Noel, L., De Rubens, G. Z., Sovacool, B. K., & Kester, J. (2019). Fear and loathing of electric vehicles: The reactionary rhetoric of range anxiety. *Energy research & social science*, 48, 96-107.
- [6] Åhman, M. (2001). Primary energy efficiency of alternative powertrains in vehicles. *Energy*, 26(11), 973-989.
- [7] Albatayneh, A., Assaf, M. N., Alterman, D., & Jaradat, M. (2020). Comparison of the overall energy efficiency for internal combustion engine vehicles and electric vehicles. *Rigas Tehniskas Universitates Zinatniskie Raksti*, 24(1), 669-680.
- [8] International Energy Agency. Electric Vehicles: Total Cost of Ownership Tool. On-line: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/electric-vehicles-total-cost-of-ownership-tool>. Accessed: 2024-05-28.
- [9] Propfe, B., Redelbach, M., Santini, D. J., & Friedrich, H. (2012). Cost analysis of plug-in hybrid electric vehicles including maintenance & repair costs and resale values. *World Electric Vehicle Journal*, 5(4), 886-895.
- [10] Wappelhorst, S., Hall, D., Nicholas, M., & Lutsey, N. (2020). Analyzing policies to grow the electric vehicle market in European cities. *International Council on Clean Transportation*.
- [11] Campello-Vicente, H., Peral-Orts, R., Campillo-Davo, N., & Velasco-Sanchez, E. (2017). The effect of electric vehicles on urban noise maps. *Applied Acoustics*, 116, 59-64.
- [12] Vos, R., Besselink, I. J. M., & Nijmeijer, H. (2010). Influence of in-wheel motors on the ride comfort of electric vehicles. In *Proceedings of the 10th International Symposium on Advanced Vehicle Control (AVEC10), 22-26 August 2010, Loughborough, United Kingdom* (pp. 835-840).
- [13] Park, H., & Lee, C. (2024). An exact algorithm for maximum electric vehicle flow coverage problem with heterogeneous chargers, nonlinear charging time and route deviations. *European Journal of Operational Research*, 315(3), 926-951.
- [14] Kantumuchu, V. C. Challenges and Limitations of Electric Vehicles. In *The Future of Road Transportation* (pp. 159-176). CRC Press.
- [15] Mandrile, F., Cittanti, D., Mallemaci, V., & Bojoi, R. (2021). Electric vehicle ultra-fast battery chargers: a boost for power system stability?. *World Electric Vehicle Journal*, 12(1), 16.
- [16] Slowik, P., Isenstadt, A., Pierce, L., & Searle, S. (2022). Assessment of light-duty electric vehicle costs and consumer benefits in the United States in the 2022–2035 time frame. *International Council on Clean Transportation: Washington, DC, USA*.

- [17] Wang, H., Feng, K., Wang, P., Yang, Y., Sun, L., Yang, F., ... & Li, J. (2023). China's electric vehicle and climate ambitions jeopardized by surging critical material prices. *Nature Communications*, 14(1), 1246.
- [18] Soulopoulos, N. (2017). When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles. *Bloomberg New Energy Finance*, 12(2).
- [19] IEA (2024), Global EV Outlook 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>, Licence: CC BY 4.0.
- [20] Bauer, G., Hsu, C. W., Nicholas, M., & Lutsey, N. (2021). Charging up America: Assessing the growing need for US charging infrastructure through 2030. *White Paper ICCT*.
- [21] European Commission. Fact Sheets on the European Union. European Parliament. Energy policy: general principles. On line: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/68/energy-policy-general-principles>. Accessed: 2024-05-28.
- [22] EUR-Lex. Access to European Union law. Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee, the committee of the regions and the european investment bank. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. On line: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>. Accessed: 2024-05-28.
- [23] EUR-Lex. Access to European Union law. Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. On line: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>. Accessed: 2024-05-28.
- [24] EUR-Lex. Access to European Union law. Communication from the commission to the european parliament, the european council, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions REPowerEU plan. On line: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2022:230:FIN>. Accessed: 2024-05-28.
- [25] Tzeiranaki, S. T., Economidou, M., Bertoldi, P., Thiel, C., Fontaras, G., Clementi, E. L., & De Los Rios, C. F. (2023). The impact of energy efficiency and decarbonisation policies on the European road transport sector. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 170, 103623.
- [26] Organización de Consumidores y Usuarios (OCU). Ventas de coches eléctricos en Europa. On line: <https://www.ocu.org/coches/coches/noticias/venta-coches-electricos>. Accessed: 2024-05-28.
- [27] Mersky, A. C., Sprei, F., Samaras, C., & Qian, Z. S. (2016). Effectiveness of incentives on electric vehicle adoption in Norway. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 46, 56-68.
- [28] Environment Norway. On line: <https://www.environment.no/>. Accessed: 2024-05-28.
- [29] Jiang, S., Natvig, M., Hallsteinsen, S., & Lindberg, K. B. (2022, March). Lessons learned from demonstrating smart and green charging in an urban living lab. In *International Conference on Advanced Information Networking and Applications* (pp. 624-636). Cham: Springer International Publishing.
- [30] Lorentzen, E., Haugneland, P., Bu, C., & Hauge, E. (2017, October). Charging infrastructure experiences in Norway-the worlds most advanced EV market. In *EVS30 Symposium* (pp. 9-11). NY: Curran Associates.

DESARROLLO DE AEROGENERADOR MODULAR PARA ESCUELA RURAL EN SATURNO, PDO. DE GUAMINÍ.

Attorresi, Luciano^a, Caño, Jorge^b, **Ganiele, M. Julieta^a, Montenegro Sara^a**, Ponzoni, Lucio^{a,b,c}

a Gerencia de materiales, Grupo AeroMat, Centro Atómico Constituyente (CAC - CNEA)

b Universidad Provincial del Sudoeste (UPSO)

c Centro de Estudios de Energías Renovables, Universidad Nacional de Tres de Febrero
investigacionaeromat@gmail.com

RESUMEN.

La escuela Primaria N° 8 "Almafuerte" es un pilar fundamental en la educación de la comunidad local en el Pasaje Saturno, Guaminí, Buenos Aires. A pesar de estar en una zona remota, sirve como centro de aprendizaje y reunión para la población. Recientemente, un proyecto conjunto entre el grupo de investigación AeroMat, perteneciente a la Comisión Nacional de Energía Atómica y la Universidad Nacional de Tres de Febrero, junto con la Universidad Provincial del Sudoeste, respaldado por la Municipalidad de Guaminí y el Centro Educativo para la Producción Total N° 6, busca aprovechar y difundir el potencial eólico de la zona mediante el desarrollo e instalación de un aerogenerador Savonius para impulsar la energía renovable.

El análisis del recurso eólico establece que los vientos predominantes son del noreste, con una velocidad media del orden de los 4 m/s. Los ensayos en el túnel de viento han permitido seleccionar el modelo de aerogenerador que mejor se adapte a las condiciones locales. Se espera que para octubre de 2024, el proyecto esté preparado para su implementación en la escuela, brindando no solo energía renovable, sino también una oportunidad formativa para los estudiantes, fomentando la conciencia ambiental.

La instalación del modelo Savonius no solo reducirá la huella de carbono de la escuela, sino que también inspirará a los jóvenes a involucrarse en la búsqueda de soluciones creativas para los desafíos ambientales. Este proyecto representa un gran avance hacia la sostenibilidad energética en la comunidad a partir de la sinergia de cooperación entre distintas instituciones, destacando el impacto positivo de la introducción de tecnologías renovables en el entorno educativo.

Palabras Claves: Energía eólica, Baja potencia, Aerogeneradores, Savonius, Túnel del viento

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

La escuela Primaria N° 8 "Almafuerte", es una escuela rural ubicada en el Pasaje Saturno en el partido de Guaminí, Provincia de Buenos Aires, y es de gran importancia para la población de la zona ya que desempeña un papel fundamental en la educación y desarrollo de los estudiantes de la comunidad local. A pesar de los desafíos que implica su ubicación remota, la escuela cumple un rol vital como centro de encuentro y aprendizaje para la población circundante.

La escuela tiene un horario de funcionamiento de lunes a viernes de 8 a 12 horas. Hay un total de 12 alumnos, 8 en primaria y 4 en el jardín de infantes. Las instalaciones incluyen 4 aulas, 3 baños, cocina, comedor y un galpón de usos múltiples, que se utiliza como salón de actos.

Hasta mediados del año 2023 la escuela no contaba con acceso al sistema de conexión eléctrica, dependiendo de un grupo electrógeno como única fuente de energía. Por lo que el desarrollo de este proyecto se inició como un trabajo conjunto entre el grupo AeroMat perteneciente a la Comisión de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de Tres de Febrero y la Universidad Provincial del Sudoeste (UPSO) para brindar energía eléctrica a esta escuela, con el respaldo de la Municipalidad de Guaminí y el Centro Educativo para la Producción Total (C.E.P.T.) N° 6.

El objetivo principal del proyecto es desarrollar un prototipo de aerogenerador de baja potencia, específicamente del tipo Savonius, con el fin de suministrar energía eléctrica a la escuela a través de una fuente renovable, como lo es la energía eólica. Este prototipo se diseñará con el propósito de maximizar la captación y aprovechamiento de la energía eólica disponible en la región. En este trabajo se presentarán los estudios previos realizados para seleccionar el aerogenerador Savonius más adecuado para el proyecto.

También es importante destacar el compromiso social y ambiental, que implica la instalación de energías renovables en las comunidades, específicamente en una escuela, para brindar conciencia del uso racional y eficiente de la energía, e impulsar la educación ambiental en todos los sectores de la sociedad.

2. METODOLOGÍA.

2.1. Selección sitio.

En la Figura 1 se presenta el área de estudio, resaltando la ubicación de la escuela, el salón de actos y el emplazamiento propuesto para el aerogenerador. Al momento de seleccionar el sitio donde se instalará el aerogenerador se ha tenido en cuenta la minimización de obstáculos tanto naturales como artificiales, ya que los árboles y los edificios cercanos podrían perturbar el flujo de viento y reducir la eficiencia del aerogenerador. Siendo el frente del predio el lugar más despejado considerando estos aspectos.

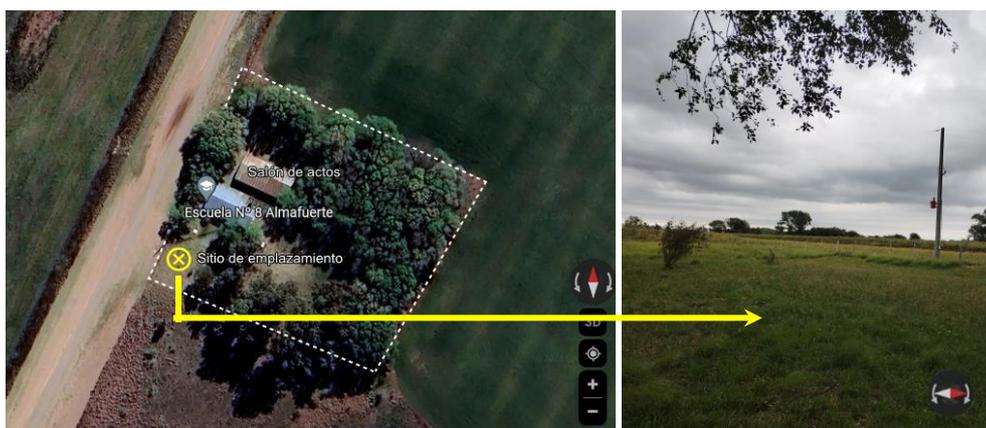


Figura 1 - Emplazamiento propuesto para el aerogenerador. [Elaboración propia]

El aerogenerador se instalará a una altura de 4 metros sobre el nivel del suelo, con el objetivo de facilitar el acceso a tareas de mantenimiento y reparación. Aunque una instalación a mayor altura podría ofrecer ventajas adicionales en cuestiones de generación, la logística para realizarla en el paraje Saturno resultaría complicada, requiriendo grúas y herramientas que no están disponibles en la zona. Por ello, se ha decidido esta altura, que ofrece un balance ideal entre funcionalidad y practicidad, asegurando un mantenimiento eficiente y accesible.

2.2. Análisis del recurso eólico.

Para analizar el recurso eólico se empleó la base de datos meteorológicos del Proyecto POWER del Centro de Investigación Langley de la NASA, financiado a través del Programa de Ciencias de la Tierra/Ciencias Aplicadas de la NASA [1], cuya información se encuentra contenida en la Tabla 1. Estos datos proporcionaron información sobre variables meteorológicas relevantes, como la velocidad y dirección del viento.

Tabla 1- Información Proyecto POWER. [Elaboración propia]

Promedio temporal	Diario
Latitud/ Longitud	-36.9150166,-62.6830116
Extensión de tiempo	01/01/2013 hasta 31/12/2023
Formato de archivo	ASCII
Parámetros seleccionados	Velocidad y dirección del viento a 10 m Velocidad y dirección del viento a 50 m

El uso de esta base de datos nos facilitó llevar a cabo un análisis del potencial energético eólico en la zona de estudio, empleando la licencia de prueba del software Windographer[®]. Este programa permite procesar los datos de velocidad y dirección del viento, además de ofrecer una representación gráfica detallada de dichas características [2]. Asimismo, Windographer[®] permite realizar extrapolaciones de los datos a distintas alturas, para lo cual se debe establecer el modelo de perfil de viento y el algoritmo de ajuste de Weibull.

En este caso el aerogenerador será instalado a 4 m de altura. Es por ello que se realizaron extrapolaciones de los datos para establecer las velocidades de viento a esa altura seleccionando en Windographer[®] un perfil de viento normal, que es un enfoque común utilizado en la industria de la energía eólica para estimar la velocidad del viento a una elevación distinta. Además se supuso un exponente de corte (α) igual a 0,2 y se seleccionó como algoritmo de ajuste de Weibull una regresión lineal de mínimos cuadrados según bibliografía [3].

2.3. Modelos.

Los modelos a ensayar se establecieron en función de la facilidad de construcción y una mejora en la eficiencia del dispositivo. Para ello se planteó la realización de un aerogenerador Savonius con álabes semicirculares, y un modelo con un overlap¹ de 0,17. En cuanto al valor del overlap de los álabes, no hay un consenso en los trabajos de investigación. Algunos autores enuncian que debe ser entre un 10-15% del diámetro del álabes, y otros, entre el 20-30% del diámetro del álabes [4]. En la Figura 2 se observan los CAD realizados mediante SolidWorks[®] de los modelos mencionados.

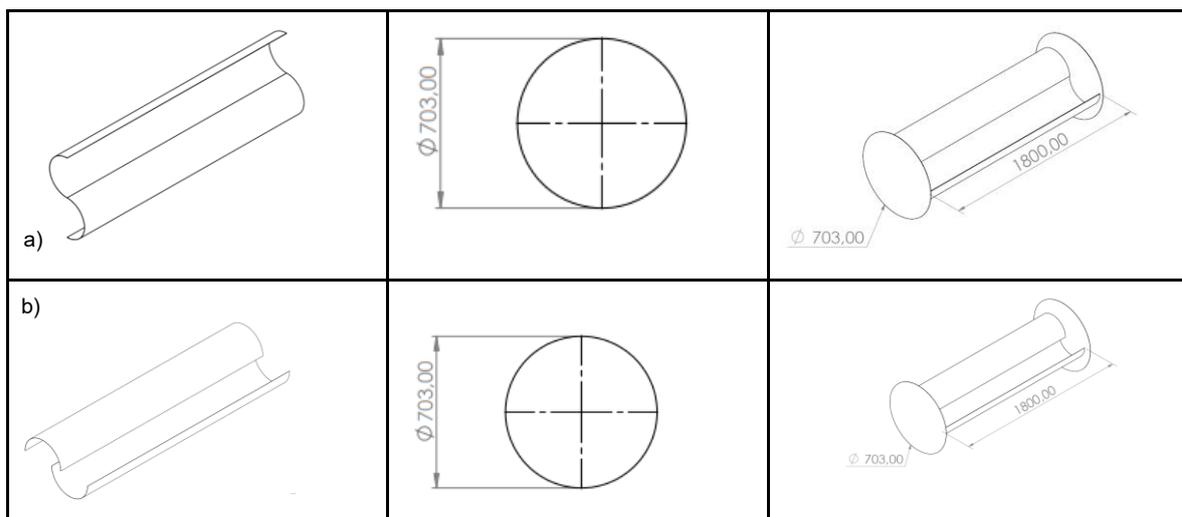


Figura 2 - Modelos a construir, a) Savonius sin overlap, b) Savonius con overlap 0,17. [Elaboración propia mediante SolidWorks[®]]

¹ **Overlap**: es la relación de superposición, es decir valor óptimo para el espaciado e entre palas que maximice la potencia del rotor Savonius. Este valor debe ser una sexta parte del diámetro d de una pala [5].

2.4. Ensayos en el túnel de viento.

Partiendo del análisis del recurso eólico realizado en la sección anterior, se ha determinado que la velocidad media del viento en el sitio de estudio es de aproximadamente 4 m/s. Esta cifra se convierte en el punto de partida para la evaluación y comparación de diferentes modelos de aerogeneradores en el túnel de viento.

Utilizando el número de Reynolds como herramienta para escalar correctamente los modelos y predecir su comportamiento en condiciones reales, se ha planificado llevar a cabo pruebas en el túnel de viento utilizando dos modelos de aerogeneradores Savonius.

El propósito principal de estas pruebas es discernir cuál diseño de aerogenerador ofrece el mejor rendimiento en estas condiciones específicas. Este enfoque experimental no solo nos permitirá comprender mejor la eficacia relativa de los diseños de Savonius, sino que también nos proporcionará una dirección clara para el desarrollo futuro a tamaño real del modelo a instalar en la escuela.

2.4.1. Túnel del viento.

El túnel de viento subsónico-abierto se utilizó para realizar los ensayos, Figura 3, fue construido por el grupo de investigación AeroMat en el Centro Atómico Constituyentes. El mismo posee un rango de velocidad de 1 a 15 m/s y una sección de prueba transparente de flujo invíscido de 180 mm de diámetro por 420 mm de largo.

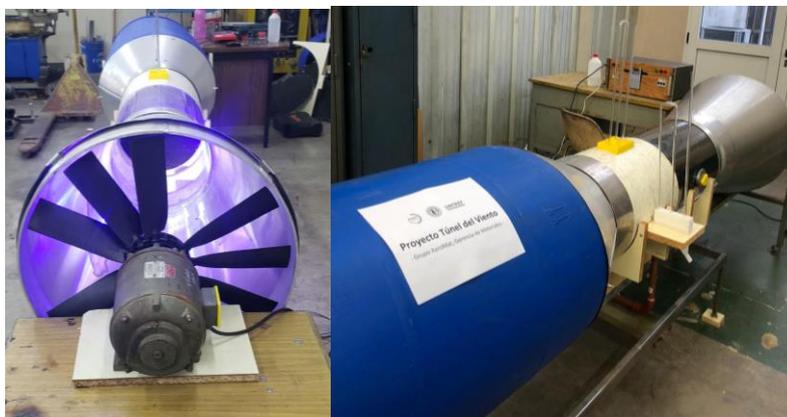


Figura 3 - Túnel del viento construido en el CAC. [Elaboración propia]

En el túnel de viento, es necesario ajustar la velocidad del flujo para que el número de Reynolds del modelo a escala sea similar al del modelo a tamaño real, asegurando así que los efectos fluidodinámicos observados sean representativos y extrapolables a condiciones reales. En la ecuación 1 se presenta la fórmula general para el número de Reynolds (Re).

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (1)$$

En la Tabla 2 están presentados los parámetros que se utilizaron para determinar el número de Reynolds y la velocidad necesaria dentro del túnel para preservarlo.

Tabla 2 - Parámetros de cálculo. [Elaboración propia]

		Modelo real	Modelo a escala
Densidad 20°C (kg/m ³)	ρ	1,204	1,204
Diámetro (m)	D	0,703	0,05
Viscosidad dinámica 20°C (kg/m.s)	μ	0,00001825	0,00001825
Velocidad media (m/s)	v	4,075	57,2945
Número de Reynolds	Re	188993,36	188993,36

A su vez para poder realizar los ensayos en el túnel se realizaron distintas adaptaciones. Los modelos se escalaron, con un factor de escala de 0,07, contemplando la sección útil del túnel y relaciones geométricas, para finalmente imprimirlos en 3D. En la Figura 4 se observa el modelo impreso en 3D con las adaptaciones que permiten acoplar el modelo a dos ejes.

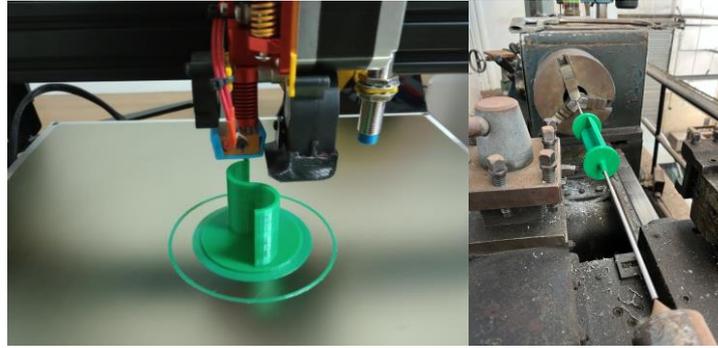


Figura 4 - Modelo a escala impreso en 3D, y alineación con ejes. [Elaboración propia]

2.4.2. Ensayo de torque y medición de RPM.

Los ensayos de torque estático y de medición de RPM se realizaron para evaluar el desempeño de los modelos bajo distintas condiciones de velocidad del viento.

2.4.2.1. Torque estático.

En el ensayo de torque estático, el modelo se sujeta en el túnel de viento y se conecta a ejes acoplados mediante un brazo de palanca. Este brazo de palanca permite aplicar una carga controlada al modelo. La velocidad del viento en el túnel se ajusta a diferentes niveles y la balanza registra la fuerza aplicada al brazo de palanca, permitiendo calcular el torque estático generado en el sistema. Este proceso se repite para varias velocidades del viento, lo que proporciona información sobre la capacidad de torsión del modelo en diferentes condiciones de carga. En la Figura 5, se observa el método propuesto para la medición.



Figura 5 - Esquema funcionamiento ensayo torque estático. [Elaboración propia]

2.4.2.2. Medición de RPM.

En el ensayo de medición de RPM, el modelo también se acopla a dos ejes dentro del túnel de viento. Se utiliza un tacómetro digital (Uni-t Mini Tacometro Digital Ut373) para medir las revoluciones por minuto (RPM) del modelo mientras está expuesto a distintas velocidades del viento. En la Figura 6, se observa el método propuesto para la medición.

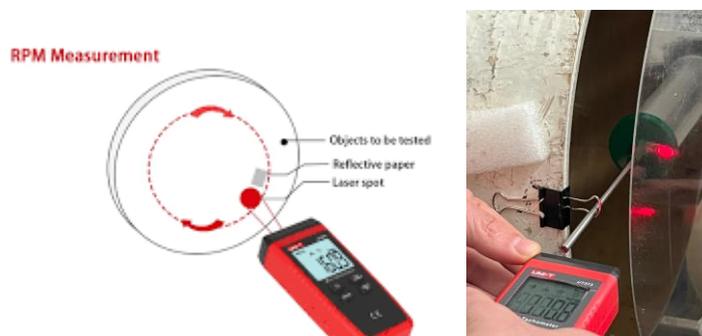


Figura 6 - Esquema funcionamiento ensayo RPM. [Elaboración propia]

El tacómetro detecta la velocidad de rotación del modelo de manera precisa y no intrusiva, permitiendo así evaluar su desempeño dinámico bajo diferentes condiciones de flujo. Estos ensayos dentro del túnel de viento proporcionan información crucial sobre cómo el modelo

responde a variaciones en la velocidad del viento, lo que ayuda a optimizar su diseño y rendimiento en condiciones reales de operación.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

3.1. Análisis del recurso eólico.

Las mediciones de velocidades registradas comprenden el periodo entre el 01/01/2013 hasta 31/12/2023, a distintas alturas: 4, 10 y 50 metros. La Figura 7 presenta de manera gráfica esta información, permitiendo visualizar claramente cómo cambia la velocidad del viento en diferentes momentos del año y a diferentes alturas.

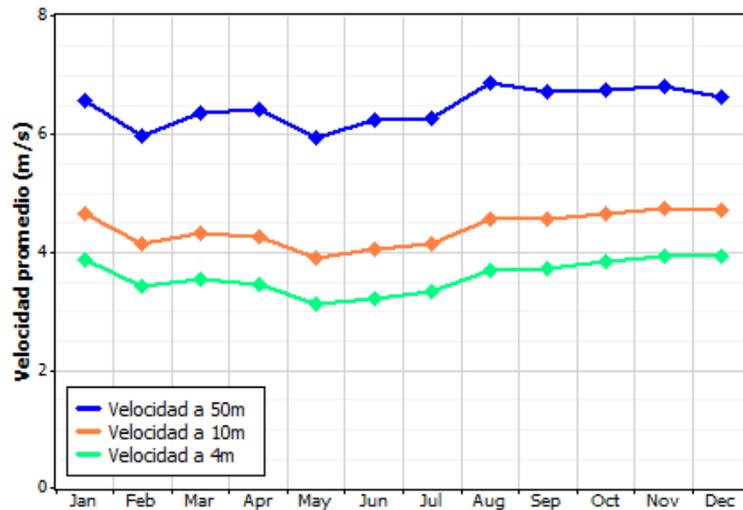


Figura 7 - Perfil de velocidad de viento a 50, 10 y 4 metros. [Elaboración propia utilizando Windographer®]

En la Figura 8, se muestra una rosa de los vientos que proporciona una representación visual de cómo se distribuyen las direcciones del viento en nuestro sitio. Es claramente notable que la dirección predominante, indicada por un ángulo de 22,5 grados, corresponde a vientos del noreste. Estos vientos del noreste ejercen una influencia significativa en los patrones de viento observados durante el período de estudio, tal que esta tendencia se observa de manera consistente en las tres alturas de medición (50, 10 y 4 metros).

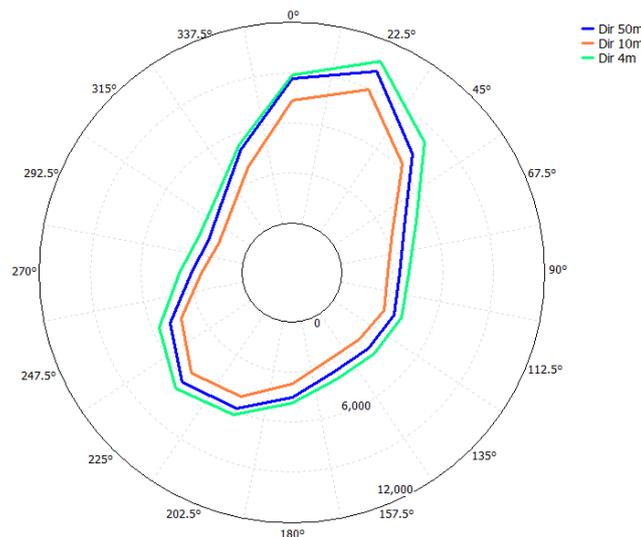


Figura 8 - Rosa de vientos discretizada en 16 sectores [Elaboración propia utilizando Windographer®]

En la Figura 9, presenta el histograma de frecuencias de la velocidad del viento a 4 metros, altura de instalación prevista para nuestro aerogenerador. Como también su ajuste a la distribución de Weibull, la cual expresa con qué frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado. El sitio de estudio en particular tiene una velocidad media del viento de 4,075 m/s, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 2.

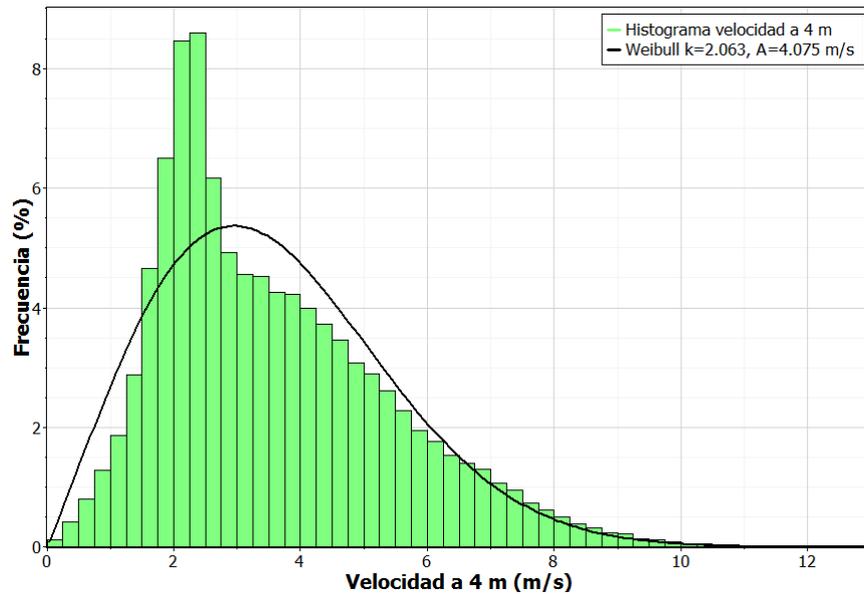


Figura 9 - Ajuste a la distribución de Weibull. [Elaboración propia utilizando Windographer®]

3.2. Ensayos en el túnel de viento.

En la Figura 10 se observan los valores de torque estático en función del ángulo de rotor para los dos modelos ensayados² en el túnel de viento. Estas curvas muestran tendencias similares a los valores experimentales obtenidos en bibliografía [5].

En las curvas se observa que se produce un incremento del torque estático para ángulos de rotor de 0° a 45°/60°, y luego disminuye con el aumento del ángulo del rotor entre 45°/60° y 120°.

El aerogenerador Savonius de álabes semicirculares en comparación con su variante (con overlap), tiene un torque estático con valores máximos mayores y con una oscilación senoidal desfasada en un incremento de grados. Esta diferencia se hace notoria para los ángulos cercanos a 45° en ambos modelos. Sin embargo, en cuanto al par estático es preferible que las oscilaciones sean de menor amplitud y con el valor medio más alto posible [7]. Este fenómeno se da en el rotor con un overlap de 0,17, con un torque estático entre 0,003 - 0,004 Nm, donde los valores medios son más bajos pero la amplitud de la oscilación es menor, de modo que este rotor aporta un par relativamente constante en contraste con el modelo con álabes semicirculares.

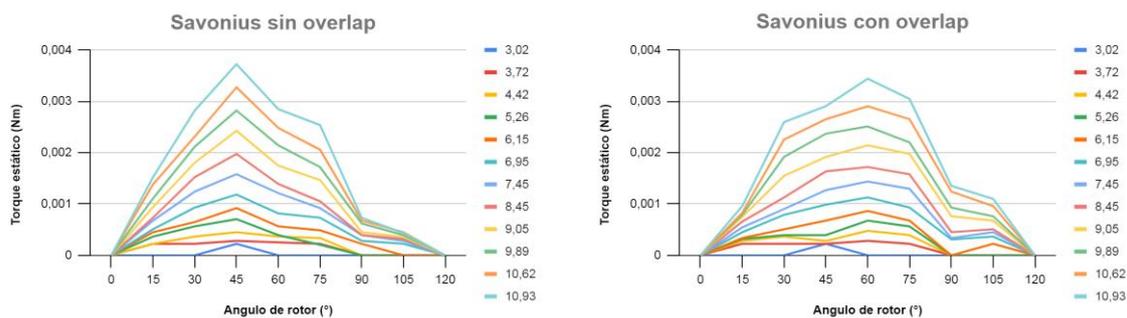


Figura 10 - Torque estático en función del ángulo de rotor de los dos modelos ensayados. [Elaboración propia]

La realización de ensayos en túnel de viento, requiere la semejanza de una serie de números adimensionales entre el prototipo y el modelo. En la práctica, para lograr la mejor aproximación, se busca trabajar con el mayor valor posible de escala de velocidad en el túnel de viento, entre otros [6]. En este caso, la velocidad máxima del túnel de viento está limitada a 15 m/s, por lo que no se llega al valor de velocidad establecido a través de relaciones de semejanza utilizando como parámetro de similitud Re. Razón por la cual, se realizaron mediciones del torque estático de los

² Los valores negativos de torque estático no se pudieron analizar debido al método utilizado para las mediciones.

modelos hasta la velocidad máxima alcanzada en el túnel, y mediante interpolaciones lineales se extrapolaron los valores hasta ≈ 57 m/s. Valor con el cual se obtienen similitudes entre el modelo a pequeña escala y a escala real.

En la Figura 11, se observa a modo de ejemplo el método utilizado para extrapolar para un ángulo de rotor de 15° bajo distintas velocidades. Asimismo, en la Figura 12 se muestran los valores de torque estático extrapolados. Estos son los valores de torque que se obtendrían en los modelos a escala real para una velocidad de 4,075 m/s. Como se mencionó anteriormente, el modelo con *overlap* presenta una amplitud senoidal menor, por lo cual es el modelo que presenta mejores características.

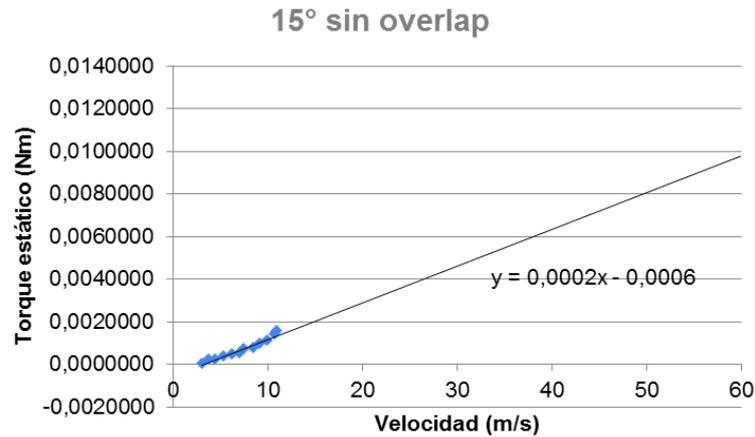


Figura 11 - Torque estático para un ángulo de rotor de 15° del modelos sin overlap. [Elaboración propia].

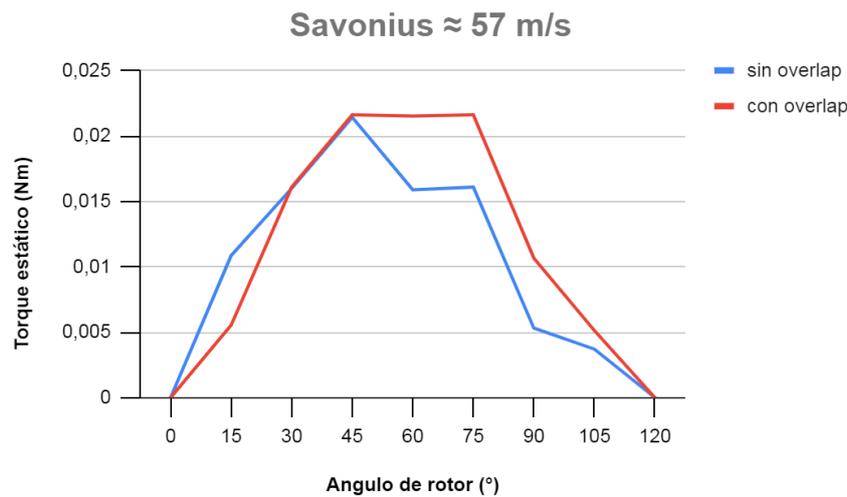


Figura 12 - Torque estático en función del ángulo de rotor de los modelos a escala real. [Elaboración propia]

Los resultados del ensayo de medición de RPM muestran diferencias significativas entre los dos modelos de Savonius evaluados, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3 - Resultados del ensayo medición de RPM. [Elaboración propia]

Savonius con overlap		Savonius sin overlap	
Hz ³	rpm ⁴	Hz	rpm
18	1230	18	340
17	550	17,8	320
15	freno	17,6	freno

³ Hz obtenidos a partir del variador de frecuencia dispuesto en el túnel de viento.

⁴ RPM medidas utilizando un tacómetro digital.

El modelo Savonius con *overlap* alcanzó una velocidad de rotación de 1230 RPM a una frecuencia de 18 Hz, mientras que el Savonius sin *overlap* giró a una velocidad más baja, alcanzando 340 RPM bajo las mismas condiciones de frecuencia.

Además, se observa que el Savonius con *overlap* mantuvo su rotación a una frecuencia de 15Hz antes de detenerse, mientras que el modelo sin *overlap* continuó girando hasta una frecuencia de 17,5 Hz antes de detenerse. Estos resultados sugieren que el diseño con *overlap* tiene una mayor capacidad para mantener la rotación a velocidades de vientos más bajas, pero también alcanza velocidades de rotación más altas en comparación con el modelo sin *overlap*.

Estas diferencias en el rendimiento de los modelos pueden tener implicaciones importantes en términos de eficiencia al considerar escalar estos modelos a tamaño real.

Finalmente, en función a los resultados de torque estático y medición de RPM del rotor, el modelo seleccionado para su construcción es el aerogenerador Savonius con *overlap* por las mejoras comentadas.

4. CONCLUSIÓN.

A partir de este trabajo, se adquirió experiencia en el análisis de los vientos del sitio de emplazamiento de un aerogenerador, y en la realización de pruebas a escala en un túnel de viento para determinar cuál es el mejor modelo a construir. A continuación, se destacan las conclusiones en relación a los ejes principales del trabajo.

4.1. Análisis del recurso eólico.

A partir del análisis del recurso eólico en el sitio de estudio registrado durante el período de 2013 a 2023, podemos concluir que la dirección predominante de los vientos es del noreste, con un ángulo constante de 22,5 grados en todas las alturas de medición.

Además, el histograma de frecuencias de la velocidad del viento a 4 metros, altura de instalación prevista para nuestro aerogenerador, muestra una velocidad media de 4,075 m/s, con una distribución que se ajusta a la forma de Weibull con un parámetro de forma de 2.

Estos resultados ofrecen una comprensión de las condiciones del recurso eólico en el sitio, lo que resulta fundamental para el diseño y la implementación exitosa de nuestro proyecto.

4.2. Ensayos en el túnel de viento.

Con los métodos de análisis propuestos, se halló el torque estático y las RPM de dos modelos de aerogeneradores Savonius mediante la utilización de un túnel de viento.

En cuanto a los valores de torque estático, éstos exhibieron tendencias similares a valores expuestos en bibliografía. Para determinar cuál es el mejor modelo se tuvo en cuenta que las oscilaciones del par sean de menor amplitud y con el valor medio más alto posible. Este fenómeno se da en el rotor con un *overlap* de 0,17 con un torque estático entre 0,003 - 0,004 Nm, donde los valores medios son más bajos pero la amplitud de la oscilación es menor.

En función de las RPM se seleccionó el modelo que alcanzó mayores velocidades de rotación, y se tuvo en cuenta qué modelo alcanzó bajas velocidades de funcionamiento. Este fue el caso del modelo con *overlap* que alcanzó una velocidad de rotación de 1230 RPM a una frecuencia de 18 Hz, y mantuvo su rotación a una frecuencia de 15Hz antes de detenerse.

Finalmente, en función a los resultados de torque estático y medición de RPM, el modelo seleccionado para su construcción es el aerogenerador Savonius con *overlap*.

5. TRABAJOS FUTUROS.

Para octubre de 2024, se espera que el proyecto del modelo Savonius esté completamente desarrollado y listo para su instalación en la escuela Primaria N° 8 "Almafuerte". Este modelo, conocido por su eficiencia en la generación de energía eólica incluso en condiciones de viento bajo, representará un paso significativo hacia la sostenibilidad energética en el campus escolar. En la Figura 13, se pueden observar algunos de los avances, y compras realizadas.

Además de proporcionar una fuente de energía renovable, la implementación del modelo Savonius servirá como una oportunidad educativa invaluable, permitiendo a los estudiantes explorar de

primera mano los principios de la energía renovable y la ingeniería sostenible. Su presencia en la escuela no solo reducirá la huella de carbono, sino que también inspirará a la próxima generación a buscar soluciones innovadoras para los desafíos ambientales globales.

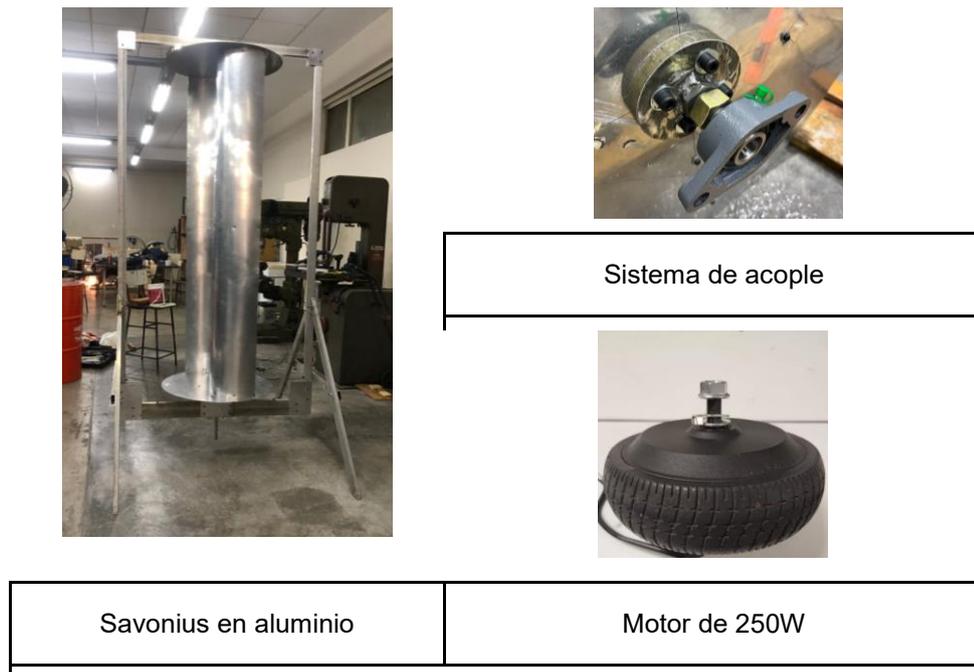


Figura 13 - Avances en la construcción del Savonius a tamaño real. [Elaboración propia]

6. AGRADECIMIENTOS.

A Araceli Kreder responsable ante el PROCODAS del Proyecto de Tecnologías para la Inclusión Social, perteneciente a la Universidad Provincial del Sudoeste (UPSO). Alejandro Dzijlstra y Soledad Kessler, alumnos de la Universidad Provincial del Sudoeste (UPSO).

7. REFERENCIAS.

- [1] Proyecto POWER del Centro de Investigación Langley de la NASA <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [2] <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- [3] Analysis of wind energy potential; A case study of Kocaeli University campus. Caglayan, I.; Tikiz, I.; Turkmen, A. C.; Celik, C.; Soyhan, G. Elsevier 2019, Fuel, Vol. 253, págs. 1333–1341.
- [4] A review on the performance of Savonius wind turbines. Akwa, J. V., Vielmo, H. A. y Petry, A. P. s.l. : Elsevier, 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, págs. 3054-3064.
- [5] Experimental Investigations on the Effect of Overlap Ratio and Blade Edge Conditions on the Performance of Conventional Savonius Rotor. Kamoji, M. A., Kedare, S. B. y Prabhu, S. V. 2, 2008, Wind engineering, Vol. 32, págs. 163-178.
- [6] Carlos Diago Vidal. Diseño de un aerogenerador Savonius para uso doméstico. Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño. UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA. 2019.
- [7] ENSAYOS EN TÚNEL DE VIENTO, DE UN MODELO DE TORRE PARA AEROGENERADORES MULTI-MW. Anabel Apcarian; Jorge L. Lassig. 2014 XXXVI Jornadas Sudamericanas de ingeniería estructural.

DESARROLLO DE UN DISPOSITIVO DE BOMBEO DE AGUA EÓLICO PARA COOPERATIVA AGROECOLÓGICA

Attorresi, Luciano^{a,c}, Ganiele, M. Julieta^a, Lucero, Florencia^c, Montenegro, Sara^{a,c},
Ponzoni, Lucio^{a,b,c}

a Gerencia de materiales, Grupo AeroMat, Centro Atómico Constituyente
b Centro de Estudios de Energías Renovables, Universidad Nacional de Tres de Febrero
c Universidad Nacional de Tres de Febrero
investigacionaeromat@gmail.com

RESUMEN

En el año 2023, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MINCYT) abrió la convocatoria a través del Programa Nacional de Tecnología e Innovación Social (PNTIS), para Proyectos de Tecnologías para la Inclusión Social (PTIS). Uno de los proyectos seleccionados, fue el presentado por nuestro grupo de investigación, AeroMat en colaboración con la Universidad Nacional de Tres de Febrero. Este proyecto plantea la necesidad de una estación de bombeo de agua para riego cerca de El Chaltén, a partir del contacto con la Cooperativa Semilla Consciente, que tiene como objetivo establecer un Centro Socio-productivo de Desarrollo Rural Sustentable en la zona.

El presente trabajo muestra el diseño y desarrollo de una bomba a pistón accionada por una turbina de eje vertical tipo Savonius. La propuesta destaca por su simplicidad, eficiencia y adaptabilidad a las condiciones locales, caracterizadas por vientos variables e intensos y terreno montañoso.

A su vez se presenta el estado actual del proyecto, programado para llevarse a cabo durante el año en curso. Esta iniciativa conjunta entre el sector gubernamental, la comunidad y expertos en tecnología y desarrollo busca abordar la necesidad crítica de acceso a agua para riego en una región que enfrenta desafíos climáticos y de acceso a alimentos frescos.

Palabras Claves: Bombeo eólico, Aerogeneradores, Savonius, Sistema de riego

Área Temática: "Educación, formación y capacitación en energías renovables y uso racional de la energía"

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El Chaltén es un pueblo de aproximadamente 3000 habitantes inserto en el Parque Nacional Los Glaciares. Su economía está basada en el turismo, al punto que se estima que durante el año 2022 fue visitado por 1 millón de turistas. Debido a esto, al aumento poblacional y las condiciones climáticas extremas, sumado a la lejanía con puntos de distribución, la comunidad se encuentra con problemas en el acceso a la comida de calidad, principalmente de frutas y vegetales viniendo actualmente por transporte terrestre de distancias muy grandes, lo que encarece el costo de estas y su conservación. En ese marco la Cooperativa Semilla Consciente recibió un terreno para establecer un Centro Socio-productivo de Desarrollo Rural Sustentable para generación de alimentos, trabajo, capacitación en energías y prácticas agro-sustentables. El terreno en cuestión son 5 hectáreas en un valle de la Estancia El Álamo (terreno fiscal) a 40 km de El Chaltén.



Figura 1 - Ubicación Google Earth [Elaboración propia]

En colaboración con la Cooperativa Semilla Consciente y mediante la convocatoria de Proyectos de Tecnologías para la Inclusión Social (PTIS), el grupo Aeromat de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA-CAC) y la Universidad Nacional de Tres de Febrero han desarrollado un proyecto para colaborar con la problemática mencionada. El objetivo principal de este proyecto es desarrollar un dispositivo de bombeo de agua que aproveche la energía eólica disponible en el sitio. Este dispositivo, que utiliza la transmisión mecánica del movimiento de una turbina Savonius, tiene la tarea de elevar una columna de agua a un tanque, desde donde se distribuirá por gravedad para el cultivo de alimentos en el sitio [1,2,3]. Este proyecto representa una colaboración interdisciplinaria que combina la experiencia en tecnología, energía renovable y agricultura para abordar los desafíos de acceso a alimentos frescos en El Chaltén.

Dado que el sitio de interés es inaccesible durante el invierno, sumado a la imposibilidad de acceder con maquinaria pesada, se decidió construir un rotor tipo Savonius. Este tipo de rotores de eje vertical ofrece algunas ventajas frente a los aerogeneradores de eje horizontal. Para mencionar algunas, es ideal para manejar los vientos turbulentos y cambiantes típicos de las áreas montañosas, ya que puede captar el viento desde cualquier dirección sin necesidad de un sistema de orientación. A su vez, su diseño simple y robusto reduce las necesidades de mantenimiento, lo cual es una ventaja clave en áreas de difícil acceso. Además, los rotores Savonius son eficaces en un amplio rango de velocidades de viento empleando las fuerzas de arrastre, lo que garantiza una generación de energía constante incluso con variaciones en la velocidad del viento con un amplio par de arranque que lo hace ideal para acoplamientos de cargas como una bomba de agua. Debido a su diseño simple, puede ser pre-ensamblado e instalado en el sitio sin necesidad de grúas o maquinaria de gran porte.

2. DESARROLLO

Con el objetivo de simplificar el diseño, fabricación y traslado al sitio se decidió fabricar un rotor a partir de un tambor¹ metálico reacondicionado de 200 litros. Las medidas del tambor son de 980 mm de altura y 580 mm de diámetro. A partir del mismo se diseñó el rotor Savonius según como se muestra en la Figura 2 la vista superior del rotor.

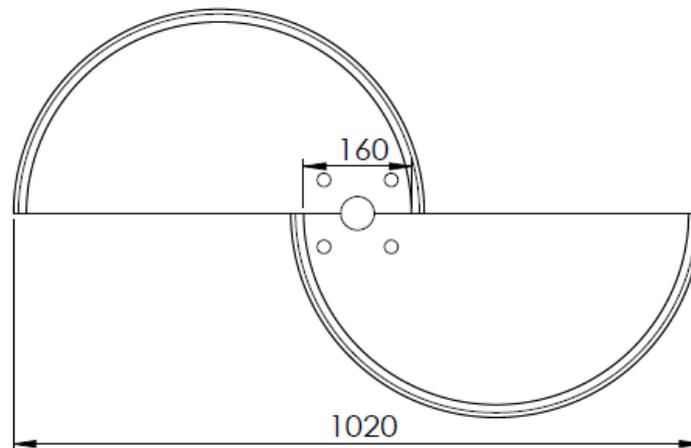


Figura 2 - Vista superior del rotor con medidas en mm. [Elaboración propia]

2.1 CÁLCULO DE ENERGÍA DISPONIBLE

A partir el diámetro del rotor de 1020 mm y con una altura de 980 mm obtenemos un área frontal de barrido de 1 m^2 . Con los datos meteorológicos obtenidos de la base de datos del Proyecto POWER, del Centro de Investigación Langley de la NASA, financiado a través del Programa de Ciencias de la Tierra/Ciencias Aplicadas [4] se obtuvieron los datos de la Tabla 1 para el sitio de interés a 10 m de altura, considerando el periodo 01/01/2017 al 01/01/2024.

Tabla 1 - Valores velocidad de viento. [Elaboración propia]

Velocidad	Valor (m/s)
Máxima	17,55
Mínima	0,82
Promedio	6,68

Para el cálculo de potencia disponible se va utilizar el valor de velocidad promedio de 6,68 m/s. Con la Ecuación (1) se obtiene el potencial eólico a captar con el rotor para la velocidad promedio del viento en la zona.

$$Pot = 1/2 \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (1)$$

Siendo A: el área normal a la dirección del viento, en este caso es el área barrida del rotor (1 m^2), ρ : la densidad promedio del aire ($1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$), v: la velocidad del aire ($6,68 \frac{\text{m}}{\text{s}}$).

Queda entonces una potencia útil, considerando el coeficiente de potencia (C_p) del aerogenerador como 0,15 según la bibliografía [5]:

¹ Tambores TAMAR es una empresa dedicada al reciclado y comercialización de tambores y contenedores para productos industriales en general, abasteciendo empresas de los rubros petroquímica, química y agropecuaria entre otros.

$$Pot_{\text{Útil}} = 0,5 \cdot 1 \text{ m}^2 \cdot 1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (6,68 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3 \cdot 0,15 = 27,94\text{W} \quad (2)$$

2.2 DISEÑO DEL SISTEMA IMPULSOR

Considerando la baja potencia a transmitir, y ponderando un diseño de transmisión simple y económico, se optó por un diseño del sistema impulsor de acople por correas en 2 etapas (combinado). La primera etapa será la conversión del giro del eje vertical del Savonius en un movimiento de giro con eje horizontal. Luego, en una segunda etapa, una conversión de par desde una polea motora de menor diámetro a otra polea conducida de mayor diámetro. La relación de diámetros marcará el aumento de par con la consecuente baja en la velocidad de giro. Este sistema de transmisión, tiene la ventaja de actuar como fusible ante cargas dinámicas, como las que pueden surgir como parte de cambios bruscos de intensidad del viento (ráfagas) y direcciones.

Mediante un mecanismo de biela-manivela, el movimiento de rotación del eje de la polea de la segunda etapa, se convierte en el movimiento reciprocante que accionará el pistón de bombeo.

Para la primera etapa se optó por una relación de transmisión 1:1 con poleas de 260mm de diámetro, Figura 3.

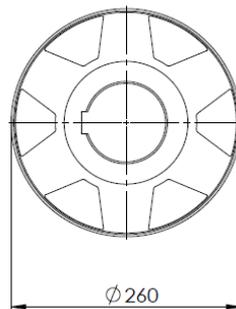


Figura 3 - Vista polea con medidas en mm. [Elaboración propia]

Según la bibliografía [6] se aconseja una distancia entre centro de poleas para transmisión semicruzada de 2,5 a 4 veces el diámetro de la polea conducida. En este caso se optó por una distancia entre centros de 700 mm, Figura 4.

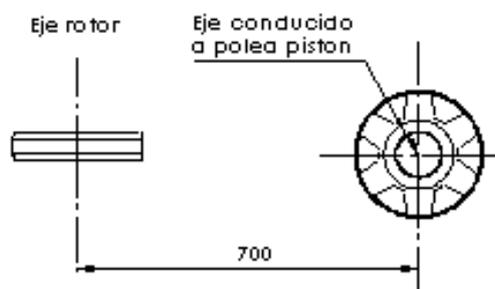


Figura 4 - Vista vertical sistema de conversión de giro medidas en mm. [Elaboración propia]

A partir de la polea conducida, en una segunda etapa, se acciona mediante una transmisión de poleas en "V", el mecanismo de biela-manivela que acciona el pistón.

La relación de diámetros entre la polea conductora y la conducida marca el aumento de par con su respectiva reducción de velocidad de giro. En este caso se realizará con una relación de transmisión 1:2, con lo que se duplica el par y se reduce a la mitad la velocidad angular, Figura 5.

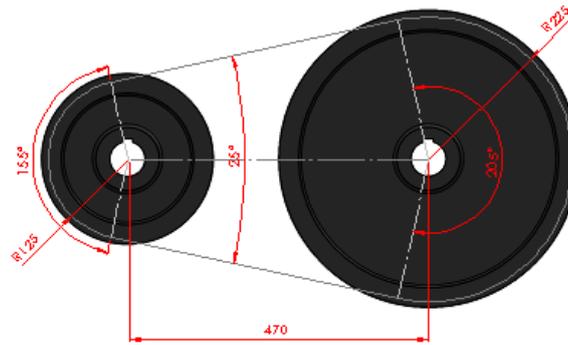


Figura 5 - Vista vertical sistema de transmisión de giro medidas en mm y ángulos en °. [Elaboración propia]

De la figura 5 se obtiene el ángulo de abrace a la polea motora a partir de la ecuación (3).

$$\alpha = \frac{31}{36} \pi \text{ rad.} = 2,7 \text{ rad.} \quad (3)$$

Sobre el eje de la polea conducida se inserta la manivela que tendrá las dimensiones observadas en la Figura 6.

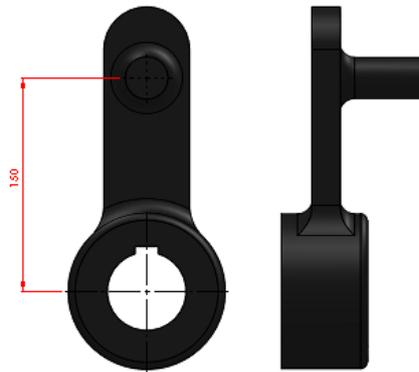


Figura 6 - Dimensiones de la manivela en mm. [Elaboración propia]

En la Figura 7 se muestra una vista del sistema de poleas con mecanismo de manivela. La distancia entre el eje motor y el perno de acople al pistón marcará el recorrido del mismo. Se considera entonces que el recorrido total del pistón será de 300 mm.

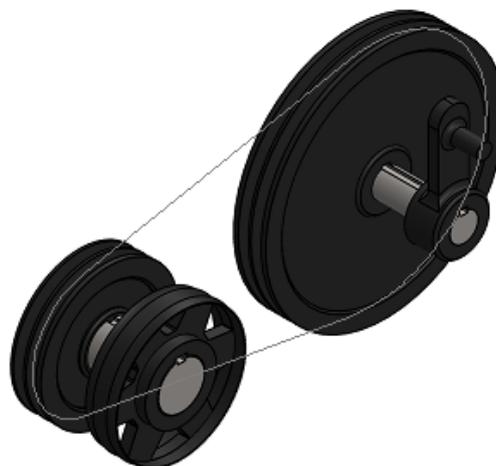


Figura 7 - Vista del sistema con manivela. [Elaboración propia]

De bibliografía [7] se considera una eficiencia en cada etapa de transmisión por correa de 95%. Considerando 2 etapas de transmisión (0,95 x 0,95), se obtiene una potencia transmitida total por todo el conjunto del 90%. De la Ecuación 4 se obtiene el par transmitido en función de los diámetros de las poleas.

$$Pot_d = Pot_D \rightarrow Mt_d \cdot W_d = Mt_D \cdot W_D \rightarrow \frac{Mt_d}{Mt_D} = \frac{W_D}{W_d} \quad (4)$$

Donde Mt_d y Mt_D son los momentos torsores de los ejes de las poleas menor y mayor respectivamente. Y, W_d y W_D , las velocidades angulares de las poleas menor y mayor.

Dado que en la primera etapa de conversión de giro utilizamos poleas del mismo diámetro, no habrá cambios en los momentos y velocidades. Para la segunda etapa vamos a utilizar la Ecuación 5 de definición de velocidad angular y su relación con la velocidad tangencial.

$$v = W_d \cdot \frac{d}{2} = W_D \cdot \frac{D}{2} \Rightarrow \frac{W_d}{W_D} = \frac{D}{d} \quad (5)$$

Por lo tanto, en la segunda etapa de conversión la velocidad de giro de la manivela será la mitad de la velocidad de giro del rotor Savonius. Por lo que el momento aplicado a la manivela será el doble del momento generado por el rotor Savonius, $Mt_{manivela} = 2Mt_{Savonius}$.

En la Figura 8 se muestra el esquema tentativo del sistema impulsor con las distintas etapas de conversión de giro.

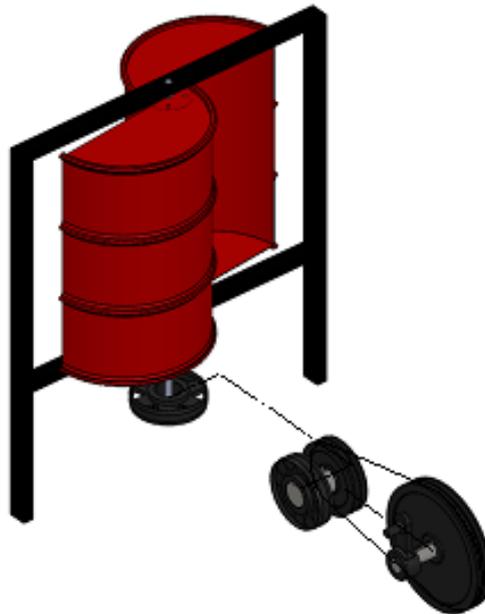


Figura 8 - Esquema del sistema impulsor con las distintas etapas. [Elaboración propia]

2.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

En este sistema es necesario elevar la columna de agua a un tanque a 3 m de altura desde el nivel de la napa freática. El cilindro de bombeo a utilizar Figura 9, dispone de 3" de diámetro por 20" de largo, de las cuales el pistón por lo visto en la sección 2.2 ,recorre 300 mm por cada medio giro.



Figura 9 - Despiece del cilindro de bombeo. [Elaboración propia]

El volumen de bombeo está delimitado por lo expresado en la Ecuación 6:

$$\text{Vol de bombeo por revolución: } x_{\text{piston}} \cdot A_{\text{cilindro}} \quad (6)$$

Siendo:

x_{piston} el recorrido recíprocante del pistón, en nuestro caso 300 mm por lo visto en la sección 2.2.

A_{cilindro} área transversal del cilindro 4558 mm^2 .

Por lo que el volumen de bombeo queda en $1,36 \frac{\text{lt}}{\text{rev}}$. Cabe mencionar que este número está referido al eje accionador de la manivela, siendo que el eje de la manivela gira 1 vuelta por cada 2 vueltas del eje del rotor Savonius. Entonces, se puede concluir, que el volumen de bombeo por vuelta del rotor Savonius es $0,64 \frac{\text{lt}}{\text{rev. Savonius}}$.

Por otro lado, la fuerza resistente del sistema está regida por la presión reinante dentro del cilindro de bombeo. Dicha presión sobre el área del pistón será la fuerza que el pistón deberá vencer para realizar el recorrido ascendente logrando subir el nivel del agua hasta la altura requerida. Considerando entonces una altura de elevación de 3 m y el área del pistón de $0,0045 \text{ m}^2$, se obtiene la fuerza resistente mediante la Ecuación 7.

$$F = \rho \cdot g \cdot h \cdot A_{\text{cilindro}} = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 3\text{m} \cdot 0,0045 \text{ m}^2 = 132 \text{ N} \quad (7)$$

La fuerza se calcula en la Ecuación 7 junto con el brazo de palanca de la manivela descrita en la sección 2.2, permite obtener el par resistente del sistema mediante la Ecuación (8).

$$Mt_{\text{Resit,}} = F \cdot d = 132 \text{ N} \cdot 0,15 \text{ m} = 19,8 \text{ Nm} \quad (8)$$

El momento resistente calculado en la Ecuación 8, actúa sobre el eje de la manivela. Considerando la relación de transmisión con el eje del rotor Savonius descrita en la Figura 4, se llega a que el momento resistente del sistema producto de la presión de agua es de 9,9 Nm. Este momento resistente calculado actúa como freno al giro del rotor Savonius.

2.4 CÁLCULO DEL CAUDAL DE BOMBEO

Con la potencia útil calculada en la Ecuación 2 y el momento resistente en el eje del rotor obtenido en la Ecuación 8, se puede obtener la velocidad de giro aproximada que tendrá el rotor para los vientos promedio. Y de esta forma calcular el caudal promedio de bombeo que tendrá el sistema. Mediante la Ecuación 9 se obtiene la velocidad de giro del rotor.

$$Pot_{\text{Útil}} = Mt_{\text{Resit,}} \cdot \omega \quad (9)$$

Siendo $Pot_{\text{Útil}} = 27,94 \text{ W}$; $Mt_{\text{Resit,}} = 9,9 \text{ Nm}$ y ω la velocidad de giro en rad/s. Queda:

$$w = \frac{Pot_{\text{útil}}}{Mt_{\text{Resit.}}} = \frac{27,94 W}{9,9 Nm} = 2,82 \frac{1}{s} \approx 27 rpm$$

Con el volumen de bombeo calculado en la Ecuación 6, junto con la velocidad de giro del rotor para vientos promedios obtenida mediante el despeje de la Ecuación 9, se puede estimar un caudal de bombeo de $17,28 \frac{Lts}{min}$ para la condición de viento promedio. Este es un valor aproximado dado que no se tuvieron en cuenta las pérdidas por la transmisión por correas (estimadas en torno a un 10%), ni los rozamientos del pistón de bombeo. Sin embargo, es un buen parámetro para considerar que el sistema va a ser satisfactorio para la demanda de agua del sistema agroecológico a implementar.

3. CONCLUSIONES

El uso de un tambor metálico reacondicionado de 200 litros para construir el rotor Savonius demuestra una ingeniosa reutilización de materiales disponibles localmente. Esto no sólo reduce costos, sino que también promueve la sostenibilidad al evitar la necesidad de materiales nuevos y la generación de residuos adicionales.

La elección del rotor Savonius es apropiada para el entorno montañoso y ventoso de El Chaltén. Su capacidad para captar vientos turbulentos y su diseño robusto, que requiere poco mantenimiento, lo hacen ideal para condiciones climáticas variables y de difícil acceso durante el invierno.

En cuanto a la estimación del caudal de bombeo, se puede asegurar que aunque la estimación del caudal de bombeo de 17,28 litros por minuto es aproximada y no tiene en cuenta todas las posibles pérdidas, proporciona un valor útil para evaluar la capacidad del sistema para satisfacer las necesidades de agua del sistema agroecológico planificado.

4. TRABAJOS FUTUROS

Se deben tener en cuenta las posibles pérdidas por transmisión y los rozamientos del pistón de bombeo para futuras iteraciones del diseño.

Para principios de octubre de 2024, se espera que el aerogenerador Savonius para bombeo esté instalado en el terreno de la Cooperativa Semilla Consciente. Este tipo de aerogenerador, conocido por su eficiencia en la generación de energía eólica incluso en condiciones de viento bajo [1,5], representará un paso significativo para la Cooperativa y el abastecimiento de agua para los cultivos en el sitio.

Además, la monitorización continua del sistema una vez instalado será crucial para identificar y abordar cualquier problema que surja y optimizar su rendimiento.

AGRADECIMIENTOS

A María Inés Jatib responsable ante el PROCODAS del Proyecto de Tecnologías para la Inclusión Social, perteneciente al Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad Nacional de Tres de Febrero. A Santiago Gonzalez, alumno de la Universidad Nacional de Tres de Febrero.

5. REFERENCIAS

- [1] Diseño y construcción de un modelo de rotor eólico de eje vertical tipo Savonius para la obtención de energía mecánica. Sergio Hernández Echeverri. 2012
- [2] Diseño de un Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius para electrificación rural. Lorena Arbeloa Sola Jesús Zurita Gabasa. Pamplona. 2012
- [3] Small Wind Turbines for Electricity and Irrigation: Design and Construction (1st ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b22493>. Rosato, M.A. 2018
- [4] Proyecto POWER del Centro de Investigación Langley de la NASA <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

- [5] Bombeo de agua con molinos tipo savonius experiencia con pobladores rurales patagónicos. S. Gortari y P. Mateos, Grupo de Energía Eólica, Dpto. de Investigación Aplicada, CAB, CNEA. 1995
- [6] Cadenas, Mecánica eléctrica industrial. Ing. A.R. Odetto. Cátedra de química. Universidad Tecnológica Nacional. 2013
- [7] Diseño de Máquinas. M.Abasolo, S. Navalpotro, E. Iriondo y J. Corral. OCW «Open Course Ware» de la Universidad del País Vasco. 2018

AHORRO ENERGÉTICO EN LA EXTRACCIÓN DE AGUA CON MOLINO DE VIENTO Y BOMBA CENTRÍFUGA

Piassini, Daniel; Lizarde, Gerardo; Lizarraga, Luis; Maceiras, Rodrigo

Cátedra: Sistemas de Tiempo Real – UTN – Facultad Regional La Plata
danielpiassini@hotmail.com

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo combinar dos métodos de extracción de agua subterránea a través de un molino, uno natural, el viento y otro eléctrico, a través de una bomba centrífuga. Además, el proceso es monitoreado a través del uso de sensores, obteniendo en todo momento el estado de la reserva de agua de forma de utilizar energía eléctrica solamente en aquellas situaciones que sean verdaderamente necesarias. Es decir, en aquellos casos en que el nivel del tanque de reserva de agua sea demasiado bajo y el molino no esté extrayendo la suficiente cantidad para reponerla. La principal razón para el desarrollo del presente trabajo se basa en la búsqueda del ahorro energético para los sistemas de extracción de agua combinados, conformados por un molino de viento y una bomba centrífuga. Ambos elementos se combinan a efectos de tener un medio de extracción de agua en todo momento, aún en los casos en que la velocidad del viento no es suficiente para hacer girar la rueda de aspas del molino.

Palabras Claves: Molino, Bomba, Agua, Ahorro, Energía.

Área Temática: Economía Energética

Categoría del Trabajo: Trabajos de estudiantes de grado.

1. INTRODUCCIÓN

En primer lugar, debe comprenderse como es el funcionamiento de un molino de viento. Tal como se ve en la figura 1, se trata de una estructura en forma de torre piramidal la cual, en su punto más alto, sostiene una rueda conformada por aspas onduladas a las cuales el viento empuja permitiendo el giro de la rueda.

El giro es transmitido por medio del eje de la rueda hacia la máquina del molino, compuesta por un conjunto de engranajes que permiten convertir la rotación del eje de la rueda en movimiento de un vástago rígido vertical que se extiende desde la parte superior del molino.

El extremo inferior del vástago está sumergido en el pozo y al moverse verticalmente, hacia arriba y hacia abajo, permite extraer el agua contenida en la profundidad del pozo. El vástago es concéntrico con un caño o tubo, tal que a medida que dicho vástago sube y baja, sirve de contención del agua que será extraída hacia la superficie y vertida en un reservorio o tanque para su consumo. A su vez, la rueda posee, en forma perpendicular a la misma, una aleta que sirve para orientar las aspas de frente a la dirección del viento. Como se puede inferir, para que el molino pueda extraer agua, debe haber una cantidad suficiente de viento que permita mover la rueda de aspas.

Este tipo de sistema de extracción es utilizado en zonas rurales para la cría de ganado o para el riego, pero en ciertas ocasiones, la falta de vientos hace que no sea posible la extracción de agua, la cual es imprescindible en este tipo de actividades, haciendo necesario tener que recurrir a formas de extracción más costosas, ya que requieren el consumo de energía eléctrica. A fin de evitar la falta de agua se suele instalar, en paralelo con el molino, una bomba centrífuga alimentada por energía eléctrica la cual deberá ser encendida manualmente en caso de que el nivel del tanque sea crítico y no haya viento suficiente para el funcionamiento del molino.

Actualmente existen en el mercado algunos dispositivos del tipo flotante para evitar el accionamiento manual de la bomba, pero los mismos no tienen en cuenta si el molino se encuentra extrayendo agua, haciendo que en la mayoría de los casos funcionen ambos en forma simultánea, resultando en un gasto innecesario de energía por parte de la bomba.

El molino a su vez posee un sistema de cierre o bloqueo de forma mecánica y manual para evitar la extracción cuando no sea necesario. Este sistema de bloqueo hace que la aleta que direcciona la rueda para que esté orientada a la acción del viento, se pliegue y se coloque de forma paralela a la rueda y a su vez trabe el mecanismo de engranajes.

El accionamiento del bloqueo requiere la presencia humana, cuando en la mayoría de los casos estos molinos se encuentran emplazados en lugares distantes de aquellos habitados, haciendo necesario el traslado de una persona para el control del molino.

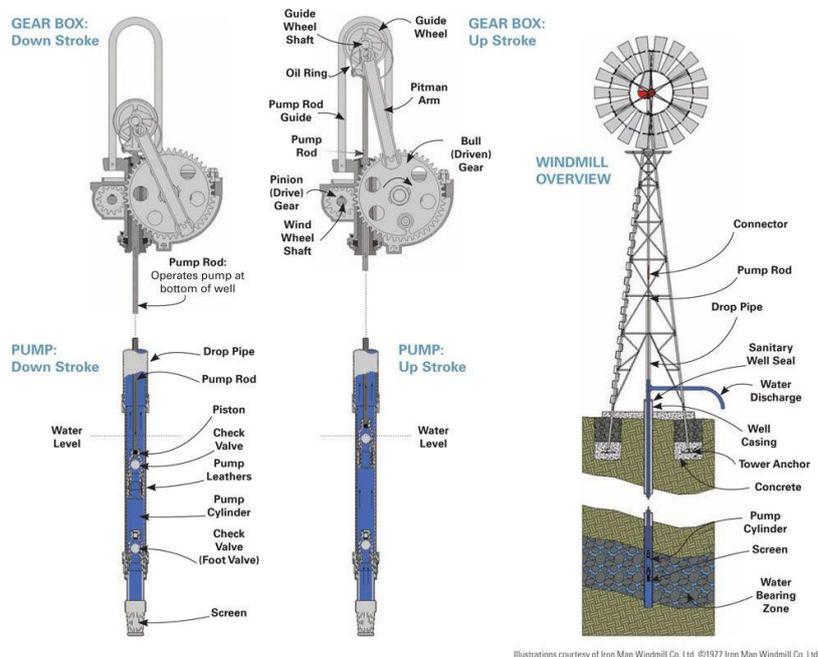


Figura 1. Molino de viento, Caja de engranajes y pozo [1]

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA A CONTROLAR.

Se requiere poseer información del estado del molino y del reservorio de agua en todo momento a fin de determinar si debe accionarse o no la bomba centrífuga para la extracción de agua. De esta

forma se utilizará la energía eléctrica solamente en aquellos casos que sean críticos, es decir, cuando el nivel del tanque esté muy bajo y el consumo de agua esté muy por encima de lo que el molino pueda aportar debido a la velocidad del viento en cada momento [5].

Se consigue así un uso eficaz de la energía eléctrica al evitar, en todo momento, que la bomba funcione en forma simultánea con el molino y que sólo lo haga en aquellos casos verdaderamente necesarios.

A fin de monitorear todos los elementos que componen el sistema, necesitaremos emplear una serie de sensores:

- Para conocer el nivel del tanque se utilizará un sensor de distancia, el cual será emplazado en la parte superior del reservorio. Este sensor, además de indicar el nivel en todo momento, nos brindará información acerca del consumo de agua ya que, conociendo las dimensiones del tanque y la variación de la altura en función del tiempo, se obtendrá el consumo.

- Para obtener información acerca del funcionamiento del molino, básicamente debemos sentir el movimiento de la rueda de aspas que es impulsada por el viento. Pero hacerlo directamente sobre la rueda es una tarea complicada dado que la rueda, además de girar en uno de sus ejes, lo hace también en el otro, lo que vuelve imposible el cableado de algún dispositivo o sensor.

Teniendo en cuenta la dificultad de sentir la rueda directamente y, por otro lado, sabiendo que la rotación de la rueda se transmite totalmente al movimiento vertical del vástago que extrae el agua del pozo, podremos realizar una adaptación en la parte superior del molino a fin de sentir el movimiento del vástago.

Tal como se muestra en la figura 2, el dispositivo consta de un cilindro fijado a la estructura del molino y concéntrico con el vástago, que puede ser metálico o plástico y que sirve de contención y protección al sensor de distancia. A su vez, el vástago tiene adosado un émbolo que subirá y bajará con el movimiento del mismo y podrá ser detectado por el sensor de distancia. Se sabe que el recorrido completo del émbolo desde la parte inferior hasta la parte superior representa la capacidad de extracción máxima del molino por giro de la rueda, por lo que el movimiento del émbolo y la velocidad con que lo hace nos dará información de la cantidad de agua extraída por unidad de tiempo, es decir el caudal en todo momento. A modo de ejemplo, si el recorrido es de 30 cm y dependiendo de la configuración del molino, podría extraer alrededor de 2 litros de agua al recorrer la distancia de 30 cm.

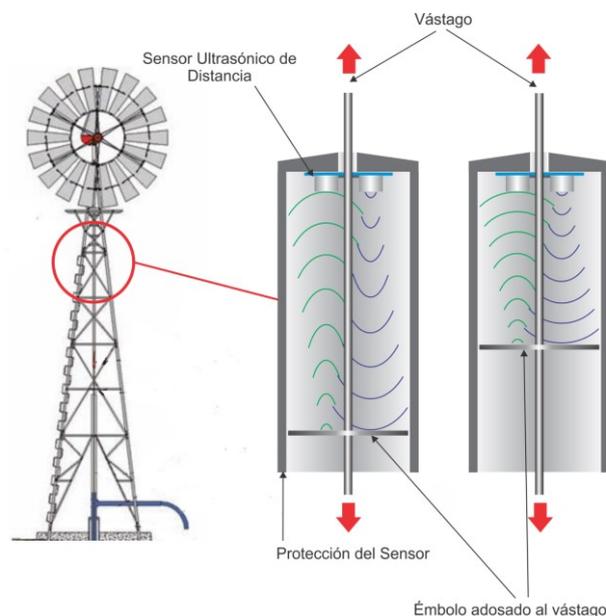


Figura 2. Sensado del funcionamiento del molino de viento y cálculo del caudal suministrado [1]

Dado que la electrónica de control es de consumo relativamente bajo, el sistema podría ser alimentado por un pequeño panel solar de bajo costo a fin de hacer más eficiente aún el uso de la energía de red; pero no todos los elementos pueden ser alimentados por este panel solar, como es el caso de la bomba centrífuga, que tiene un consumo elevado y tendrá que ser alimentado inevitablemente por energía de red.

A fin de determinar si la bomba fue efectivamente energizada y detectar posibles interrupciones en el servicio eléctrico, se coloca en paralelo con la bomba centrífuga un relé cuya bobina se activa con 220 VCA y su salida es utilizada como entrada para el sistema de control. En caso de que el sistema de control active la bomba y, luego de un tiempo, no registre un cambio en la entrada, podrá detectar la falta del suministro eléctrico de la red y generar una señal de aviso a través de una baliza luminosa

visible a la distancia. El sensor del suministro eléctrico podría suprimirse en caso de que se decida alimentar la electrónica de control directamente desde la red eléctrica al igual que la bomba.

Además de monitorear los elementos del sistema, se debe actuar sobre otros: la condición de bloqueo-desbloqueo del molino de viento, la activación-desactivación de la bomba y el aviso luminoso en caso de falta de suministro eléctrico o se presente algún error.

▪ Como se mencionó anteriormente, y como se aprecia en la figura 3, el molino cuenta con una aleta que permite orientar la rueda de aspas directamente con la acción del viento, es decir que el conjunto rueda y aleta giran 360° con respecto al eje vertical formado por la torre de apoyo. Esta aleta se mantiene, la mayor parte del tiempo, perpendicular a la rueda gracias a un resorte que la mantiene en posición. Del lado opuesto al resorte, la aleta posee una cadena conectada a un cable de acero que pasa por el centro del eje vertical del conjunto rueda y aleta y continúa por la estructura del molino hacia la parte inferior de la misma. Al tirar de este cable se vence al resorte haciendo que la aleta se pliegue, quedando paralela a la rueda de aspas, aplicando un freno sobre la rueda y haciendo que la misma ya no quede orientada a la acción del viento.

A fin de accionar sobre el bloqueo del molino se dispondrá de un conjunto compuesto por un servomotor y una polea de un diámetro acorde, que cuando gire, enrolle el cable sobre la polea, venciendo de esta forma el resorte de la aleta. También este mecanismo permitirá desbloquear el molino, ya que, si gira en sentido contrario, liberará el tramo de cable de acero previamente enrollado, permitiendo que el resorte retorne la aleta a su posición perpendicular a la rueda y liberando el freno. Este mecanismo de bloqueo o freno se podrá emplazar en cualquier lugar firme de la estructura piramidal del molino, solo deberá procurarse llegar con el cable de acero del freno hasta el lugar instalado.

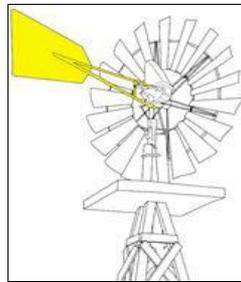


Figura 3. Aleta de orientación de la rueda y freno [1]

El sistema de control deberá monitorear en todo momento el nivel de agua del tanque, ya que las acciones que debe tomar sobre cada salida dependen básicamente de este nivel. El tanque tendrá tres niveles decisivos, dado que el sensor de distancia utilizado para medir el nivel estará emplazado en la parte superior. A menor medida o valor sensado, más nivel tendrá el tanque (figura 4).

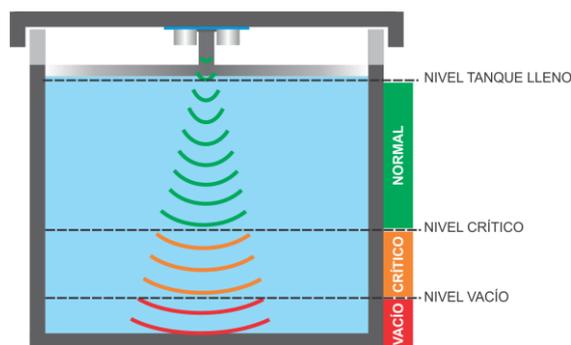


Figura 4. Niveles del tanque y distancias detectables por el sensor [1]

Los niveles serán:

– **Nivel de tanque lleno:** corresponde a una distancia mínima de lectura del sensor. A partir de este nivel, el sistema deberá bloquear el molino y mantener la bomba centrífuga apagada a fin de no rebasar el tanque.

– **Nivel crítico:** por encima de este nivel y por debajo del de tanque lleno, se considera como nivel normal. El sistema mantendrá el molino desbloqueado para su funcionamiento, pero no accionará en ningún momento la bomba, podrá registrarse consumo, pero se esperará a que el molino la reponga. Por otro lado, por debajo de este nivel se considera nivel crítico y el sistema deberá activar la bomba solamente en aquellos casos que se registre consumo y que dicho consumo

esté por encima de lo que el molino pudo aportar en un instante de tiempo anterior. Luego, en caso de registrarse un cese de consumo, el sistema deberá desactivar la bomba. Cabe destacar que una vez superado el nivel crítico la bomba será desactivada sin importar el consumo ni el caudal aportado por el molino.

– **Nivel de tanque vacío:** por debajo de este nivel se considerará que el tanque está vacío por lo que el sistema activará la bomba hasta superar al menos este nivel. La altura de este nivel será mínima para asegurar un mínimo nivel de agua.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.

Se realizó una especificación del sistema de control utilizando una red de Petri (figura 5). Esta herramienta es ideal no sólo para especificar el comportamiento de un sistema de tiempo real como este, sino también para realizar la ejecución de la red, simulando el comportamiento del sistema completo, pudiendo detectar errores, bloqueos, falta de sincronización de tareas, etc.

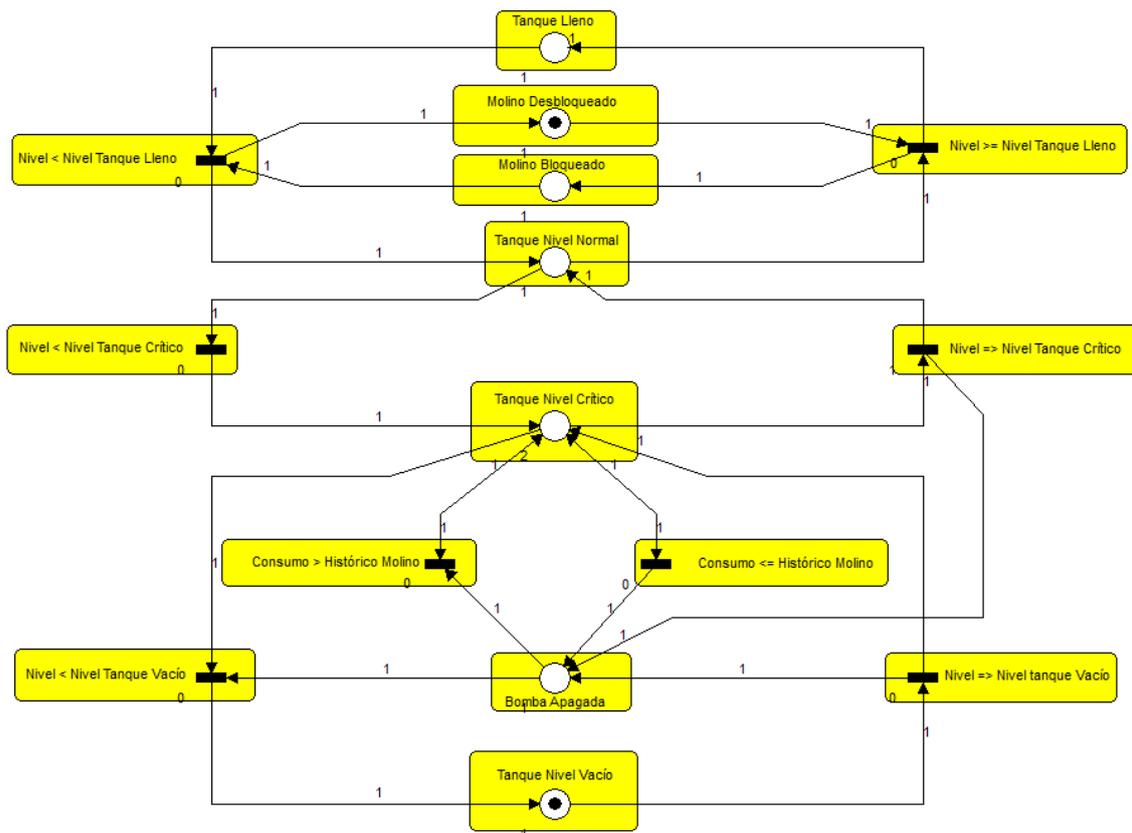


Figura 5. Red de Petri del sistema de control [Elaboración propia]

Inicialmente el tanque se encuentra vacío, el molino desbloqueado y el estado de “bomba apagada” no está activo, por lo que la bomba está funcionando. Durante este estado la bomba funcionará hasta alcanzar un nivel por encima del “nivel vacío” (ver figura 4). Una vez que el nivel del tanque supera o alcanza el nivel de tanque vacío, el tanque pasará a estar en nivel crítico.

En estado de tanque en nivel crítico, si se registra un consumo y el mismo es mayor a lo que el molino estuvo extrayendo un periodo de tiempo antes, entonces el sistema deberá activar la bomba y deberá desactivarla en caso de que el consumo sea menor o bien se detenga. Luego, si el molino o la bomba continúan extrayendo agua, conseguirán que el nivel supere al nivel crítico quedando el tanque en nivel normal. En este nivel no se accionará nunca la bomba. Si el molino continúa extrayendo agua, el tanque se llenará y se deberá actuar sobre el cierre de este.

En la figura 6 se puede observar un diagrama en bloques que nos da una idea del sistema de control completo a realizar en función de la simulación realizada con la red de Petri.

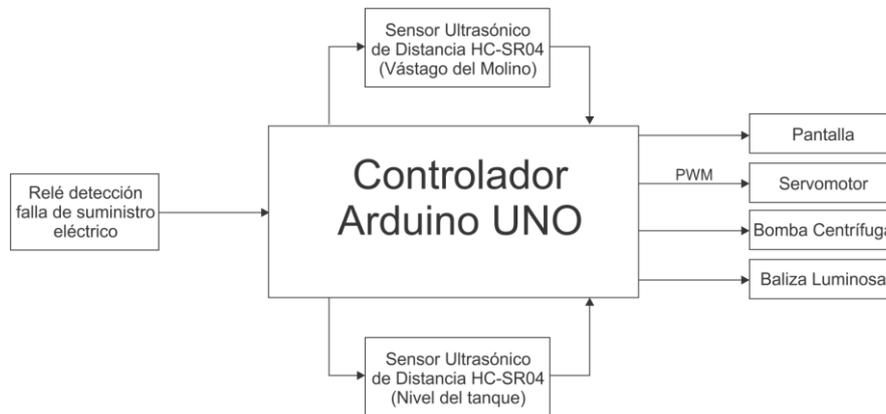


Figura 6. Diagrama en bloques del sistema de control [Elaboración propia]

Se observa en este diagrama que para el controlador se decidió utilizar una tarjeta controladora Arduino Uno por razones de economía y facilidad de uso. Además, cuenta con las entradas/salidas necesarias para conectar los sensores y actuadores necesarios para implementar las acciones de control.

Si bien no se pudo construir el prototipo del sistema de control, se realizó una simulación con el software de diseño Tinkercad de Autodesk (figura 7).

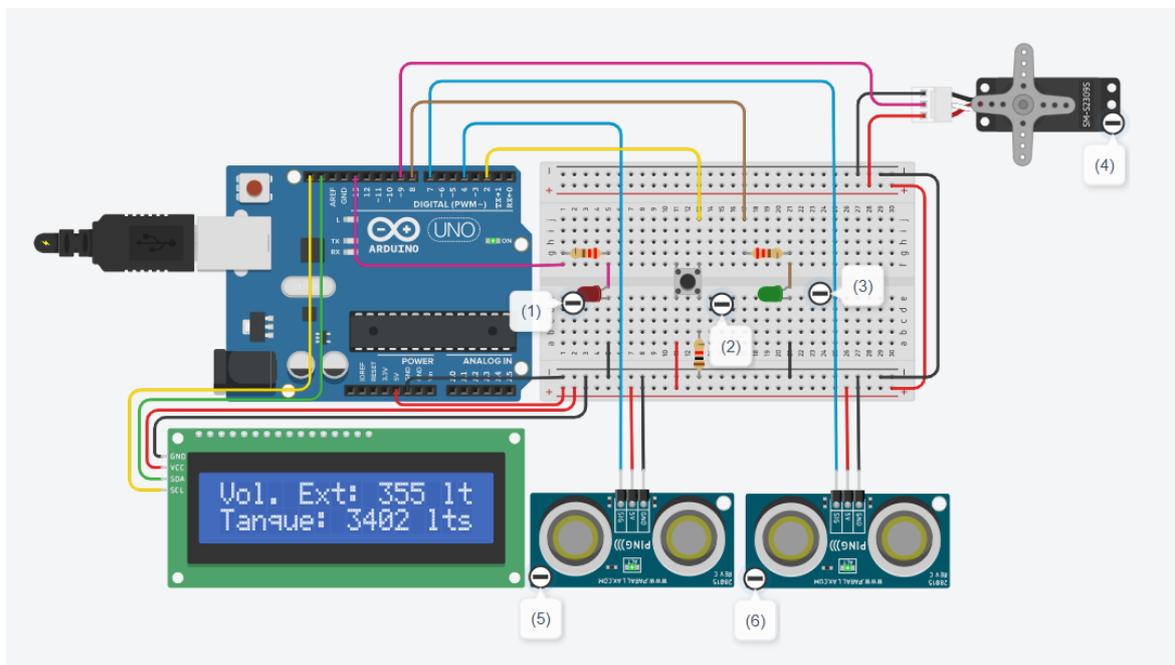


Figura 7. Prototipo del sistema de control simulado en Tinkercad [Elaboración propia]

En la figura 7 están referenciados los siguientes elementos:

- (1) Baliza de advertencia de falta de alimentación de red
- (2) Pulsador para simular la apertura del relé cuya bobina es de 220 VCA y que se mantiene cerrado mientras haya tensión de red. Al abrirse cierra la entrada de la placa Arduino.
- (3) Led que simula la activación de la bomba centrífuga
- (4) Servomotor para bloqueo y desbloqueo del molino
- (5) Sensor de nivel del tanque
- (6) Sensor de distancia del émbolo del vástago del molino.

La simulación puede ser accedida en [7].

En la siguiente tabla se describen los elementos utilizados en el sistema de control, con una descripción de sus características principales:

Tabla 1 Descripción del hardware utilizado en la simulación. [Elaboración propia]

Componente	Descripción	Imagen
Arduino Uno R3 Atmega328	<ul style="list-style-type: none"> Microcontrolador: ATmega328P Voltaje de funcionamiento: 7-12V Voltaje mínimo de entrada recomendado- Voltaje máximo de entrada recomendado: 3V a 12V Voltaje mínimo de entrada límite – Voltaje máximo de entrada límite: 3V - 12V 	
Sensor Ultrasonido HC-SR04	<ul style="list-style-type: none"> Voltaje de Operación: 5V DC Corriente de reposo: < 2mA Corriente de trabajo: 15mA Rango de medición: 2cm a 450cm Precisión: +- 3mm Ángulo de apertura: 15° Frecuencia de ultrasonido: 40KHz 	
Modulo Panel Solar	<ul style="list-style-type: none"> Potencia: 2 W Tamaño: 115x115 Tipo Panel: Monocristalino Tensión en Carga: 9 V Corriente en Carga: 222 mA 	
Relé De Estado Sólido Fotek Ssr Ssr60 Da	<ul style="list-style-type: none"> Tensión de control: 3-32Vcc. Tensión de salida: 24-380Vca. Corriente soportada: 60A 	
Módulo De Pantalla Lcd 16x2 Hd44780 Emakers	<ul style="list-style-type: none"> Voltaje mínimo de entrada recomendado - Voltaje máximo de entrada recomendado: 5V 	
Baliza Roja	<ul style="list-style-type: none"> Tensión de Entrada 220 VCA 	
Relé BAW RA4P05-M7	<ul style="list-style-type: none"> Relé con bobina de 220 VCA 	

4. CONCLUSIONES.

Con este trabajo se buscó desarrollar una propuesta para ahorro energético, buscando una solución sencilla a una situación común que se da en la extracción de agua con un molino de viento. También se mostró una propuesta para independizar al sistema del consumo de energía eléctrica convencional haciendo uso de un panel solar para alimentar la placa de control Arduino.

El uso de una placa Arduino favoreció el proceso de control por la simplicidad de su uso, pudiendo encontrar una solución al problema planteado.

Como desventaja encontramos que la bomba centrífuga, por su alto consumo energético, es difícil de hacerla funcionar con energías alternativas, fundamentalmente por el costo inicial que ello conlleva. El otro inconveniente que se presenta es respecto del reemplazo de los componentes electrónicos en caso de falla, debido a que el sistema va a funcionar en una zona rural, lo que podría generar demoras en conseguirlos.

5. AGRADECIMIENTOS.

Al profesor de la materia Sistemas de Tiempo Real, Ing. Héctor Hugo Mazzeo y al director del Centro CODAPLI, Ing. José A. Rapallini, por su colaboración en la revisión de este artículo.

6. REFERENCIAS.

- [1] Pinterest Alfredo Vilorio -Imágenes de energía- <https://www.pinterest.com.mx/pin/435371488950421466/>
- [2] HC-SR04 Datasheet - <https://datasheetspdf.com/pdf/1380136/ETC/HC-SR04/1>
- [3] Fotek SSR-60DA Datasheet - <https://www.fotek.com.tw/en-gb/product-category/143>
- [4] Windpump Mechanism - <https://www.youtube.com/watch?v=Zdw9RxeyjmY>
- [5] Diseño de un molino de viento para extraer agua del subsuelo para riego en zonas rurales. Elmer Riva Osnayo-
- [6] http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/8884/Riva_Osnayo_Elmer.pdf
- [7] https://www.tinkercad.com/things/788xmU5kXRI?sharecode=4luoiZc1kUVN_1ObaQukX5R8yjnjdBh0dkpfdI5_uwc

USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN LA CLIMATIZACIÓN DE EDIFICIOS HOSPITALARIOS. CASO DE APLICACIÓN EN LA CIUDAD DE LA PLATA.

Arocas, Sergio Martín^a, Coria Hoffmann, Geraldine^a, Fondoso Ossola, Santiago Tomás^b, Urteche, Emilia^b, Martiarena, Tomás^a

^a UIDET IAME Departamento de Mecánica Facultad de Ingeniería UNLP

^b Instituto de Investigaciones y Políticas del Ambiente Construido IIPAC (CONICET – FAU UNLP)
martinarocas@yahoo.com.ar

RESUMEN.

En el proceso de transición energética, el uso racional y eficiente de la energía se concibe como instrumento para la consecución de los objetivos de desarrollo sustentable. La aplicación conjunta de eficiencia energética y fuentes sustentables de energía representa una estrategia que merece afrontarse en los sectores de consumo y a diferente escala, en virtud de sus múltiples beneficios. En el sector de los edificios hospitalarios, caracterizados por ser intensivos energéticamente, su principal consumo de energía se presenta en los sistemas de climatización y ventilación, debido a las condiciones ambientales requeridas en su interior, siendo el control del aire de ventilación más estricto que en otros edificios.

El objetivo del presente trabajo es abordar el uso racional y eficiente de la energía en el sistema de climatización de edificios hospitalarios como estrategia de sustentabilidad y considerando el cumplimiento de requerimientos de confort térmico y calidad de aire interior. Para ello se propone una metodología que consiste en nueve etapas, que se aplicó a un hospital de 170 camas ubicado en ciudad de La Plata, provincia de Buenos Aires.

Los resultados demuestran que solamente en ciertas áreas de servicios médicos del hospital analizado se cuenta con un sistema de climatización y ventilación que es acorde a lo exigido por la normativa. A su vez, las mediciones realizadas de temperatura y humedad relativa dentro de los locales del edificio arrojaron un bajo porcentaje de cumplimiento normativo. De forma complementaria, la toma y análisis de imágenes termográficas de la envolvente del edificio evidencian pérdidas/ganancias térmicas en ciertas zonas, repercutiendo en el consumo de energía del sistema de climatización. Todo lo recabado permitió identificar y evaluar siete propuestas de mejora para el edificio, contemplando alcanzar el confort térmico y calidad de aire interior a través de realizar un uso sustentable de la energía.

Palabras Claves: Eficiencia, Climatización, Hospitales.

Área Temática: Generación Distribuida.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

En el proceso de transición energética, el uso racional y eficiente de la energía se concibe como instrumento imprescindible para la consecución de los objetivos de desarrollo sustentable. En este sentido se considera a la eficiencia energética como el “primer combustible” en la transición hacia energías limpias debido a que se presenta como una opción rápida y económicamente efectiva para la disminución de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y, simultáneamente, para la reducción de los gastos en suministros energéticos y el incremento de la seguridad energética [1] ante la inestabilidad que se exhibe de forma reiterada en relación a la disponibilidad y al precio de los combustibles fósiles. La aplicación conjunta de eficiencia energética y fuentes sustentables de energía representa una estrategia que merece ser afrontada en los diversos sectores de consumo y a diferente escala, en virtud de sus múltiples beneficios, como la disminución de agentes contaminantes, los ahorros económicos, la equidad en el acceso a la energía, entre otros.

La energía requerida para la operación de los edificios representa actualmente el 30% del consumo energético mundial y el 26% de las emisiones de CO₂ relacionadas a la energía [2]. Por este motivo, son objeto de diversas políticas desde estándares energéticos a cumplir en su etapa de diseño y construcción hasta diagnósticos o revisiones energéticas e implementación de sistemas de gestión de la energía según norma ISO 50001. Referido a esto se debe tener en cuenta que no siempre un mayor consumo energético equivale a un mayor confort o a un mejor servicio, y viceversa. La finalidad debe ser siempre lograr un grado de eficiencia óptimo en el cual el confort de los distintos ambientes y el consumo de energía estén en la proporción adecuada.

Dentro de las diferentes categorías de edificios en función de sus actividades, se encuentran los hospitales que presentan una elevada dependencia del uso de recursos energéticos, integrando el grupo de edificios con mayor consumo por unidad de superficie construida (732,69 kWh/m²) [3]. Las edificaciones hospitalarias se diferencian de otros establecimientos en su característica de estar operativos las 24 horas del día durante todo el año, la obligación de contar con sistemas de apoyo en caso de interrupción de energía de la red de distribución, el filtrado y acondicionamiento de elevadas cantidades de aire exterior para diluir microorganismos, el suministro de electricidad que necesitan para equipamiento de diagnóstico, monitoreo y tratamiento, además de lo requerido para servicios generales auxiliares como cocción y lavandería [4]. Adicionalmente, se incluye la demanda de energía para mantener el confort térmico todo el año (calefacción y refrigeración), para la producción de agua caliente sanitaria y para la disponibilidad de sistemas de transporte vertical, entre otros [5].

Como grandes consumidores de energía, los hospitales presentan un rol fundamental en el camino de mitigación del cambio climático. A su vez, la importancia social de estas instituciones que prestan servicios sanitarios quedó reivindicada a causa de la pandemia producida por el COVID-19, resultando manifiesta la necesidad de poner en valor la infraestructura de dichas instituciones con una mirada ambientalmente sustentable.

En los hospitales el consumo energético más relevante se concentra en los sistemas de climatización y ventilación, los que representan entre el 40% y 65% del consumo total [6,7], debido principalmente a las condiciones ambientales específicas requeridas dentro de estas instituciones. El control del aire de ventilación es más estricto que en otros edificios como así también los rangos permitidos para los niveles de temperatura y humedad relativa, con el objetivo de controlar la propagación de enfermedades.

Los edificios hospitalarios cuentan con una gran cantidad de servicios, áreas diferentes y una variada diversidad de las actividades que realizan los ocupantes del establecimiento y, por lo tanto, se requiere adoptar diferentes acciones para alcanzar su confort térmico. Tal es así que se conjugan dos situaciones diferentes como el confort del paciente, que debe permanecer en reposo casi absoluto, y el confort del trabajador, que realiza tareas que requieren una actividad física mayor.

El objetivo del presente trabajo es abordar el uso racional y eficiente de la energía en el sistema de climatización de edificios hospitalarios como estrategia de sustentabilidad y considerando el cumplimiento de los requerimientos de confort térmico y calidad de aire interior. La metodología que se propone para realizar este abordaje abarca desde la determinación del estado actual de los sistemas de climatización de las áreas del hospital y de las condiciones interiores en cuanto a su temperatura, humedad relativa y ventilación, hasta la presentación a las personas a cargo del edificio hospitalario, de propuestas para mejorar estas condiciones actuales haciendo un uso racional de la energía.

Las actividades que derivan en este trabajo se realizaron en el marco de un proyecto de extensión aprobado con financiamiento en la convocatoria “Universidad, Cultura y Territorio” de la Secretaría de Políticas Universitarias del Ministerio de Educación de la Nación y del proyecto de investigación “Mejoramiento del uso de los recursos energéticos en los edificios del sector salud orientado a sentar las bases para su etiquetado energético” aprobado por la UNLP. Con la ejecución de estos proyecto, además de permitir definir y aplicar la metodología aquí presentada, se les suministró a las autoridades del hospital una evaluación técnica para ser utilizada en decisiones futuras relativas a la infraestructura del edificio, con base en criterios de sustentabilidad y confort térmico. Se aclara que el proyecto también incluye otros tópicos que han quedado fuera del alcance del presente

trabajo, para focalizar sobre el sistema de climatización. La ejecución del proyecto de investigación la realizan en forma conjunta la UIDET IAME (Ingeniería Aplicada en Mecánica y Electromecánica) y el IIPAC (Instituto de Investigación y Políticas del Ambiente Construido), de las facultades de Ingeniería y de Arquitectura y Urbanismo de la UNLP, respectivamente.

A continuación, se presenta la metodología propuesta, incluyendo el marco teórico, los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología al caso de estudio, para finalizar luego con su discusión y conclusiones.

2. METODOLOGÍA.

En términos energéticos, el análisis del comportamiento de un edificio puede realizarse con diferentes niveles de profundidad e incluyendo dentro de los límites de análisis a distintas instalaciones o sistemas, dependiendo del objetivo perseguido. Para ello, se realizan auditorías o diagnósticos energéticos que se definen como procesos cuya finalidad es la recomendación de oportunidades para mejorar la eficiencia energética de un establecimiento. Sus objetivos son identificar y evaluar medidas que permitirán reducir el consumo de energía y el costo operativo del edificio y/o mejorar la calidad del ambiente interior para sus ocupantes. En tanto que sus resultados deben ser presentados de manera tal de otorgar la información necesaria a las personas tomadoras de decisiones para que definan adoptar o no las medidas recomendadas [8]. Los elementos principales de un proceso de diagnóstico energético en edificios terciarios se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1 *Elementos claves en el proceso de diagnóstico energético. [8]*

<i>Formar un equipo para realizar el diagnóstico</i>	Agrupar a participantes para que el diagnóstico energético sea exitoso, incluyendo a personal del edificio en análisis, y establecer claramente las responsabilidades de cada integrante.
<i>Análisis energético preliminar PEA</i>	Analizar las facturas de consumo y costo de suministros energéticos de dos o más años.
<i>Procedimientos para visitas</i>	Realizar actividades de preparación para realizar el relevamiento energético del edificio.
<i>Mediciones</i>	Visita y relevamiento del edificio para recolectar información sobre parámetros operativos y desempeño energético.
<i>Análisis</i>	Descripción y análisis de sistemas que consumen energía (puede incluir simulación energética de todo el edificio).
<i>Tipos de medidas de eficiencia energética</i>	Clasificar y recomendar medidas de eficiencia energética, analizar la interacción entre las medidas.
<i>Evaluación económica</i>	Evaluar el costo de capital y el costo del ciclo de vida de medidas de eficiencia energética por separado y en conjunto, considerando interacciones.
<i>Desarrollo de informe del diagnóstico</i>	Proveer la información completa necesaria para que la persona dueña o a cargo del establecimiento decida si implementa las medidas recomendadas.
<i>Presentación de resultados</i>	Realizar una reunión con la persona dueña o a cargo del edificio para revisar en conjunto el informe, explicar los resultados y definir próximas acciones.
<i>Implementación de medidas</i>	Implementar las mejoras de eficiencia energética seleccionadas. Incluir procedimientos de medición y verificación continuos.

Dependiendo de las actividades de relevamiento, medición y evaluación incluidas en el diagnóstico energético, se identifican tres niveles: a) Nivel I - Análisis *Walk-Through*; b) Nivel II - Encuesta energética y análisis ingenieril; c) Nivel III - Análisis detallado de modificaciones intensivas en capital. Los tres niveles deben ser precedidos por un análisis energético preliminar (PEA, por sus siglas en inglés) basado en el estudio de los datos históricos de facturación de energía del edificio. Las actividades comprendidas en cada nivel se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2 *Actividades requeridas en los niveles de diagnóstico energético. [8]*

	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3
Análisis energético preliminar PEA	●	●	●
Visita <i>walk-through</i>	●	●	●
Identificación de mejoras de costo bajo o nulo	●	●	●
Identificación de mejoras con inversión	●	●	●
Revisión de condiciones de diseño, operación y mantenimiento de sistemas mecánicos y eléctricos		●	●
Medición de parámetros claves		●	●
Análisis de medidas con inversión		●	●
Reunión con personas a cargo para revisar las recomendaciones		●	●
Monitoreo o pruebas adicionales			●
Simulación de modelo energético detallado			●
Provisión de layout de recomendaciones			●

Ahora bien, en todo el proceso de diagnóstico energético de un edificio, independientemente del nivel realizado, deben tenerse en cuenta las condiciones ambientales interiores que definen el confort térmico y la calidad de aire interior a la que están expuestas las personas que realizan actividades dentro del edificio. La definición del estado actual de los parámetros que caracterizan a estas condiciones (principalmente, temperatura, humedad relativa, renovaciones y filtrado de aire) a través de la medición y su comparación con los valores establecidos en las normas técnicas y regulaciones nacionales correspondientes, debe ser contemplado previo a la evaluación de mejoras de eficiencia energética para que estas puedan, en caso necesario, abordar las falencias detectadas. En definitiva, la reducción del consumo de energía mediante su uso racional y eficiente en edificios hospitalarios debe concebirse en conjunto con las condiciones de confort y calidad del aire interior con el fin de asegurar que el servicio prestado en el edificio se ajuste a la normativa aplicable.

Centrando en los hospitales, los requisitos mínimos que proporcionan el control del confort ambiental, la asepsia y los olores se establecen en la norma técnica internacional *Estándar ASHRAE/ANSI/ASHE 170-2013 Ventilación de instalaciones de atención médica* (ASHRAE 170-2013), reconocida y tomada como base en diversas normativas nacionales. Allí se establece que los sistemas de manipulación y distribución del aire son necesarios para que las instalaciones de atención médica gocen no sólo de un ambiente agradable sino también de la ventilación para diluir y eliminar contaminantes, para proporcionar aire acondicionado y para asistir en el control de infecciones de transmisión aérea [9].

Teniendo como base lo mencionado, se propone la siguiente metodología que consiste en nueve etapas para abordar la mejora en el uso racional y eficiente de la energía en el sistema de climatización y el cumplimiento de requisitos de calidad de aire interior en edificios hospitalarios (Tabla 3). Esta metodología puede ser clasificada como un diagnóstico energético Nivel II, según lo mostrado en la Tabla 2, enfocado en la climatización del edificio.

Tabla 3 Metodología propuesta para análisis de sistema de climatización y ventilación de un edificio hospitalario. [Elaboración propia]

ETAPA	
1	Análisis energético preliminar
2	Definición de requerimientos normativos
3	Visita de reconocimiento del edificio
4	Relevamiento energético del edificio
5	Mediciones de parámetros principales
6	Análisis de los resultados de relevamiento y las mediciones
7	Verificación de cumplimiento de requerimientos normativos
8	Identificación y evaluación de medidas de eficiencia energética
9	Informe y presentación de resultados a autoridades del edificio

La primera etapa de la metodología consiste en realizar un PEA en el edificio, en el que se incluya el análisis de documentación de la edificación que aporte información relevante en términos energéticos. Esto abarca a la facturación de los suministros de energía (electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo, etc.) que se utilizan para el funcionamiento del edificio, sus planos arquitectónicos y los planos de sus instalaciones termo-mecánicas y su instalación eléctrica. Con estos datos deben poder identificarse las diferentes áreas de atención en el hospital y los servicios médicos brindados, así como también los tipos de equipos e instalaciones que regulan los parámetros de confort térmico y calidad de aire interior.

Luego, en segundo término, para las áreas y los servicios identificados, se deben establecer los requisitos de climatización y ventilación según normativa aplicable. Estos requisitos incluyen rangos de temperatura y humedad relativa del ambiente interior, cambios mínimos de aire por hora (totales y de aire exterior), restricción de recirculación de aire por parte de los equipos de climatización y relación de presión con las áreas contiguas, todo esto según ASHRAE 170-2013. En aquellas áreas que no están dedicadas exclusivamente a servicios médicos, como zonas administrativas, pasillos y salas de espera, se identifican los requerimientos provistos en las normas IRAM 11604 y 11659 referidas a la calefacción y refrigeración de espacios, respectivamente [10, 11].

Seguidamente, y teniendo en cuenta los resultados del PEA, como tercera etapa se debe realizar una visita de reconocimiento al edificio hospitalario para examinar las instalaciones, visualizar las áreas identificadas en los planos y entrevistar brevemente a algunos miembros del personal médico, administrativo y técnico. Con los resultados de esta visita se debe contrastar la información general contenida en los planos, especialmente modificaciones mayores relativas a la construcción y a la distribución de áreas médicas, cambios relevantes en la tecnología de los sistemas de climatización y ventilación, modificaciones recientes no contenidas en los planos y que afecten al confort térmico.

También es útil reunir comentarios del personal técnico sobre acciones de mantenimiento realizadas sobre el sistema de climatización y ventilación y problemas recurrentes en la operación de sus equipos. Si a esto se incluye lo conversado con personal de otras áreas, se consigue tener una opinión muestral sobre cómo conciben los usuarios las condiciones ambientales interiores, qué preferencias presentan, etc. Esto debe tomarse como opinión de muestra para identificar problemáticas en la tecnología utilizada en el sistema de climatización y ventilación, como también en la demanda de este, de modo que las áreas en las que se repiten problemáticas sean abordadas con mayor profundidad en las etapas siguientes de la metodología.

Tanto la información del PEA, como los requerimientos normativos y lo hallado en la visita de reconocimiento, se analiza y se conjuga para la planificación de la cuarta y quinta etapa de la metodología que refiere al relevamiento energético del sistema de climatización y ventilación que funciona en la edificación y de las mediciones a realizar, respectivamente. En estas definiciones se incluye la determinación de los límites físicos dentro de los cuales se llevará a cabo el relevamiento, el equipo de personas que lo realizará y su distribución de tareas, la estrategia de recolección de información relativa a los equipos y otros elementos que afectan al consumo de energía de este sistema. En cuanto a las mediciones debe decidirse qué parámetros se medirán, mediante qué instrumentos y cuál será la magnitud de la campaña de medición, en términos de superficie cubierta y de tiempo de registro de mediciones. En este punto también se decide qué tipo de capacitaciones requieren las personas que integran el equipo de relevamiento, entre las que pueden encontrarse uso de tablas de relevamiento, caracterización de instalaciones de climatización y ventilación en hospitales y correcta utilización de instrumentos de medición.

Una vez definida la estrategia, se lleva a cabo el relevamiento energético y las mediciones en el edificio, a partir de lo planificado. Dentro del relevamiento se registran datos técnicos de los equipos, como marca, modelo, potencia, eficiencia y estado general, incluyendo si se encuentra en funcionamiento o no. También es relevante consignar la ubicación de cada equipo y el área o servicio al que abastece ya que permitirá luego contrastar con lo requerido por normativa técnica.

En cuanto a las mediciones que permiten caracterizar el estado actual de condiciones interiores de confort térmico y ventilación, se puede incluir la medición de temperatura, humedad relativa, concentración de dióxido de carbono, velocidad de aire en difusores y rejillas, horas de funcionamiento de equipos, caudal de agua, composición de gases de combustión en salida de calderas, entre otros. Además, debido al alto impacto que tienen las ganancias y pérdidas térmicas de los elementos constructivos en el consumo de energía de los equipos de climatización, es de utilidad medir su temperatura mediante termografía, para la detección de las zonas de mayor transferencia térmica y puentes térmicos.

Una característica particular de los edificios hospitalarios que se ha de tener en cuenta en la realización del relevamiento y de las mediciones, es que con frecuencia se hallan áreas restringidas en las que las personas relevadoras no podrán circular libremente para recabar los datos y realizar las mediciones. Esto debe ser advertido con anterioridad, durante la planificación, para seleccionar aquellas áreas críticas que necesariamente deben ser relevadas y medidas, y coordinar con personal y directivos del hospital los permisos necesarios para transitar estos sectores, recibir recomendaciones sobre elementos de protección a utilizar en esos lugares y definir horario en que puede ser visitada el área restringida. En algunos casos, el acceso de personal no médico está prohibido por lo que se les debe solicitar la documentación mediante fotografías de los equipos presentes en esas áreas o la colocación de instrumentos de medición que puedan registrar datos durante un período de tiempo y luego retirarse para que el equipo relevador analice los registros.

Finalizado el relevamiento y las mediciones, se procede a la sexta etapa de la metodología en la que se analiza la información recabada para establecer el estado actual del hospital en cuanto a su sistema de climatización y ventilación. Los resultados de este análisis deben utilizarse primeramente para verificar el cumplimiento de la normativa (séptima etapa) sobre la tecnología y las características de las instalaciones de esos sistemas y comparar los valores obtenidos de las mediciones con los establecidos según norma.

De esta manera, en la etapa siguiente de identificación y evaluación de medidas de eficiencia energética, se incluirán acciones que corrijan desviaciones de los requisitos normativos, para la mejora del confort térmico y la calidad del aire interior. Estas acciones, junto con otras medidas identificadas, deben ser evaluadas en relación a los beneficios energéticos, económicos y ambientales que generen.

Finalmente, la información surgida del diagnóstico energético, incluyendo determinación del estado actual y mejoras propuestas, se presentan a las personas a cargo del edificio hospitalario. En esta etapa es importante que el equipo responsable del diagnóstico sea capaz de comunicar de forma fehaciente los principales resultados y discuta con el personal hospitalario sobre la ejecución de planes de acción que involucren a todas o algunas propuestas de mejora.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

El caso de estudio donde se aplicó la metodología propuesta corresponde a un hospital escuela ubicado en la ciudad de La Plata, de 9900 m² de superficie cubierta distribuida en cinco niveles y

con una capacidad de 170 camas, cuyo nombre se preserva por razones de confidencialidad de la información tratada. Se comenzó con el análisis energético preliminar PEA en base a la facturación del suministro eléctrico y a planos generales y de instalaciones termo-mecánicas del hospital, en su última actualización.

El hospital se abastece de energía eléctrica y de gas natural de las redes de distribución, pero solamente se pudo tener acceso en este PEA a la facturación de energía eléctrica para los periodos mayo 2019-agosto 2020 y marzo 2021- septiembre 2021. Se observa la presencia de dos medidores de electricidad para el suministro de todo el hospital, con consumo mensual entre 93.495 kWh y 154.321 kWh contabilizando ambos medidores. Se aclara que se descartaron los valores de meses correspondientes al auge de la pandemia COVID-19 por considerar que no son representativos.

En tanto que en los planos se identificaron las áreas de servicios médicos y generales dentro del edificio y las características principales del sistema de climatización. Según lo indicado en los planos, el sistema de climatización del hospital es centralizado, con producción de agua fría de refrigeración mediante una enfriadora centrífuga y de agua caliente a través de calderas a gas natural. El intercambio de calor con el aire se realiza a través de radiadores o de unidades de tratamiento de aire, para su distribución mediante un sistema de ductos con rejillas y difusores en las distintas áreas. Los principales resultados del PEA se resumen en la Tabla 4.

Tabla 4 *Resultados del PEA en el hospital caso de estudio. [Elaboración propia]*

Consumo energía eléctrica mensual	Mínimo: 93.495 kWh
	Máximo: 154.321 kWh
Potencia eléctrica registrada máxima	Punta: 243 kW
	Fuera de Punta: 367 kW
Energía reactiva	tan ϕ máximo: 0.507
Consumo gas natural mensual	Sin información.
Áreas dentro del hospital	<i>Servicios Médicos:</i>
	<ul style="list-style-type: none"> - Consultorios externos. - Diagnóstico por imágenes. - Internación (cuidados intermedios e intensivos) - Cirugía - Neonatología - Salas de parto - Salas de parto quirúrgico - Emergencias - Farmacia - Esterilización - Morgue
Sistema de climatización y ventilación según planos	<i>Servicios Generales:</i>
	<ul style="list-style-type: none"> - Cocina - Mantenimiento - Administración - Aulas y salas de conferencia
Sistema de climatización y ventilación según planos	Centralizado agua-aire, con enfriadora de agua (electricidad) y calderas (gas natural).
	Unidades de tratamiento de aire y radiadores.
	Ventilación: sistema de extracción mecánico.
Sistema de climatización y ventilación según planos	<i>Áreas abastecidas:</i> Emergencias, Internación, Cirugía, Neonatología, Salas de parto, Salas de parto quirúrgico.

Seguidamente, se procedió a extraer de ASHRAE 170-2013 y bibliografía afín, los requerimientos del sistema de climatización y ventilación para las áreas médicas presentes en el hospital en estudio. Se realizó un proceso similar para aquellas áreas del edificio que no están dedicadas exclusivamente a servicios médicos, para las cuales se identifican los requerimientos provistos en las normas IRAM 11604 y 11659 (estos requerimientos normativos se visualizan luego en la Tabla 6, junto con los resultados del relevamiento y las mediciones).

Después del PEA, se llevó a cabo la visita de reconocimiento del hospital. En esta se recorrieron los distintos espacios del edificio, se reconocieron las áreas identificadas en los planos y se tomó conocimiento de que el sistema centralizado de climatización y ventilación presentado en los planos no se encontraba operativo, por lo que la demanda había pasado a ser abastecida por equipos distribuidos en todo el hospital. En particular, la instalación correspondiente a la calefacción había sido seccionada en partes menores y las calderas de mayor potencia habían sido reemplazadas por calderas de menor escala instaladas en cada uno de los pisos del hospital. En tanto que en otras áreas se instalaron equipos eléctricos individuales de climatización que abastecen la demanda de refrigeración y/o calefacción.

Este conocimiento llevó a cambiar la estrategia de relevamiento del sistema de climatización ya que se debía abordar mayor cantidad de equipamiento distribuido en diversas zonas del hospital en lugar de equipos centrales. Con esta información, se planificó el relevamiento y las mediciones a realizar para establecer el estado actual del sistema de climatización y de las condiciones de confort y calidad de aire interior del hospital.

En relación a lo obtenido en el relevamiento, se registraron equipos eléctricos de variada capacidad nominal de refrigeración/climatización y de distinta tecnología, hallándose equipos tipo split, de ventana y rooftop. En la Tabla 5 se resumen los principales resultados hallados en el relevamiento, incluyendo cantidad de equipos y su potencia eléctrica para los diferentes niveles del hospital.

Tabla 5 Cantidad y potencia total de equipos de climatización relevados. [Elaboración propia]

	Cantidad de equipos	Potencia eléctrica [kW] (modo Refrigeración)	Potencia eléctrica [kW] (modo Calefacción)
Subsuelo	16	16,91	17,45
Planta Baja	22	39,83	36,22
Primer Piso	12	17,22	17,02
Segundo Piso	6	13,28	12,07
Tercer Piso	9	15,93	14,49
Cuarto Piso	4	4,75	3,75

En cuanto a las mediciones, se hallaron restricciones sanitarias para poder realizarlas en áreas críticas del hospital por lo que se procedió a medir temperatura y humedad relativa de forma muestral en oficinas, habitaciones de cuidados no críticos y consultorios médicos.

Del análisis del relevamiento y de las mediciones, es posible definir el estado actual del sistema de climatización del hospital en estudio. En la Tabla 6 se muestran los requerimientos de ASHRAE 170-2013 para las áreas de servicios médicos del caso de estudio, y con los colores verde, rojo y gris se muestra si este hospital cumple, no cumple o no tiene requerimiento, respectivamente. Solamente en las áreas de Emergencias y Radiografía se cuenta con un sistema de climatización y ventilación que es acorde a lo exigido por la normativa. En tanto que otras áreas de servicios médicos críticos, como quirófanos, salas de parto y cuidados intensivos, requieren de modificaciones en su sistema de climatización para cumplir con los requisitos normativos. Se aclara que en estas áreas de servicios médicos no se midieron la temperatura y humedad relativa, por lo que en la Tabla 6 no se visualiza su estado de cumplimiento/incumplimiento.

Tabla 6 Requisitos de climatización y ventilación en áreas de servicios médicos y su estado de cumplimiento en el caso de estudio. [9, Elaboración propia]

Local	Relación de presión con áreas contiguas	Cambios de aire exterior por hora	Cambios de aire mínimos totales por hora	Aire recirculado	Humedad relativa de diseño [%]	Temperatura de diseño [°C]
Quirófano	Positiva	4	20	No	20-60	20-24
Salas de parto por cesárea	Positiva	4	20	No	20-60	20-24
Shock Room (Emergencias)	Positiva	4	20	No	20-60	20-24
Sala de parto	NR	2	6	NR	60 máx	21-24
Cuidados intensivos	NR	2	6	No	20-60	21-24
Neonatología	NR	2	6	No	30-60	22-26
Esterilización	Negativa	NR	10	No	NR	NR
Depósito de farmacia	Positiva	2	7	NR	NR	NR
Radiología (cuarto oscuro)	Negativa	2	12	No	NR	NR

NR: Sin requerimiento en la normativa
Rojo: No cumple ; Verde: Cumple ; Gris: Sin requerimiento

Referido a las mediciones, se realizaron en época estival por lo que sus resultados se compararon con los requisitos establecidos en la norma IRAM 11659, que define los niveles de confort A, B y C referidos a nivel recomendado, medio y mínimo, respectivamente. En la Figura 1 se presentan a modo de ejemplo alguno de los resultados de las mediciones de temperatura realizadas en oficinas,

habitaciones y aulas, junto con los requisitos de la norma IRAM 11659 (valores de temperatura de confort interior para locaciones con temperatura exterior de diseño mayor a 35°C). De forma similar se procedió con las mediciones de humedad relativa. En total se realizaron mediciones en 27 locales y se obtuvo que solamente en 4 de esos lugares se cumple con el nivel mínimo de temperatura requerido y que ninguno se encuentra dentro de los valores recomendados para la humedad relativa. Además, se evidenció que, en algunas habitaciones y oficinas, la temperatura superaba en más de 4°C el nivel de confort recomendado por IRAM 11659 para época estival.

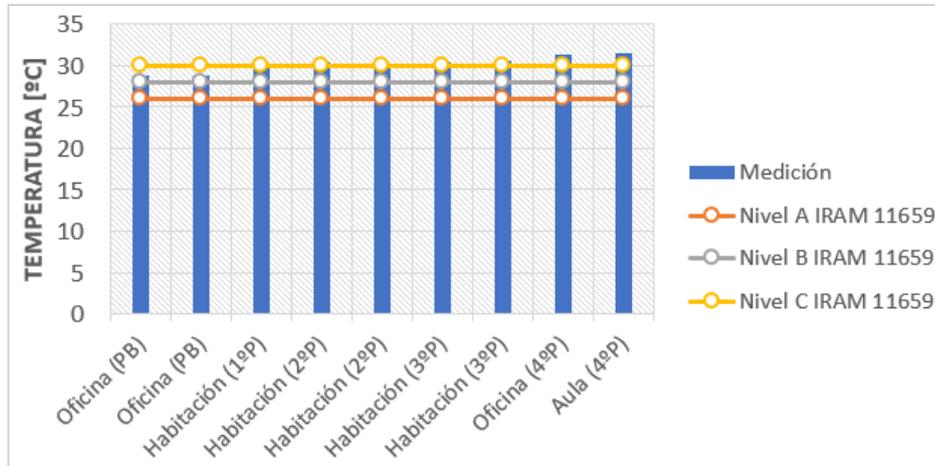


Figura 1 Resultados de muestras de mediciones de temperatura. [Elaboración propia]

La determinación del estado actual del sistema de climatización y condiciones de confort térmico, para luego proceder a la identificación y la evaluación de mejoras que tiendan al uso racional y eficiente de la energía en el hospital examinado, se completó con la realización de mediciones mediante termografía en puntos estratégicos del edificio (las termografías permiten identificar los valores de temperatura sobre las superficies de cada elemento constructivo de la envolvente edilicia). Su finalidad es definir lugares y causas de las mayores pérdidas/ganancias térmicas y, por lo tanto, las que afectan al confort térmico y al consumo energético de los equipos de climatización. La medición se realizó un día de noviembre a las 15 hs, se tomaron termografías sobre la superficie expuesta con una cámara Testo 865 y se registraron valores de temperatura y humedad relativa ambientales con un adquisidor de datos Hobo ONSET MX2301A. Se analizaron situaciones interiores y exteriores de: un estar médico, salas de espera, habitaciones de internación general y consultorios (generales y uno pediátrico). En la Figura 2 se muestra, a modo de ejemplo, el registro de las mediciones realizadas en el exterior de habitaciones de internación. De los resultados de estas mediciones, se obtuvo que la estructura independiente y la carpintería se comportan como puentes térmicos ya que las composiciones de estos elementos constructivos ofrecen valores elevados de transmitancia térmica (K): carpinterías de chapa con vidrio simple (K: 5,87 W/m²°C) y la estructura independiente de hormigón armado (K: 3,26 W/m²°C). En contraposición, el muro está conformado por ladrillos huecos cerámico no portantes 18x18x33 cm revocado en ambas caras (K: 1,61 W/m²°C).

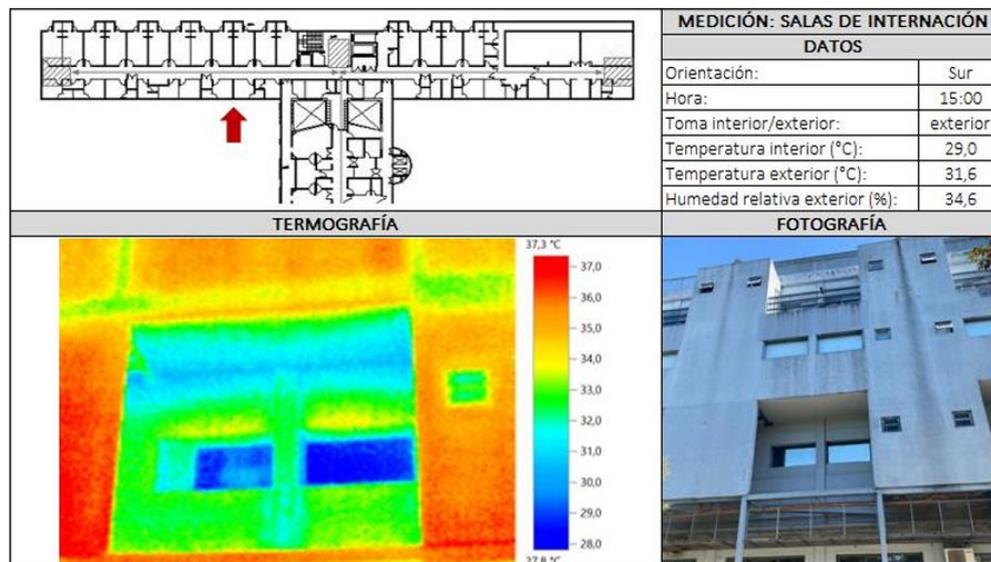


Figura 2 Registro de información de análisis termográfico. [Elaboración propia]

Finalizada la etapa de establecimiento del estado actual, se procedió a definir y evaluar acciones para mejorar el uso de la energía en el hospital, contemplando como requisito obligatorio el cumplimiento de los requerimientos de temperatura, humedad relativa y ventilación dentro de los locales del edificio, según sea el servicio que se desarrolle allí.

Para el caso de estudio, las mejoras propuestas y algunos resultados de su evaluación son:

- I) Reemplazar o incorporar equipos con los que pueda regularse los parámetros de temperatura y humedad relativa en el interior de los locales y las renovaciones de aire. Tomar en consideración la utilización de sistemas de volumen de refrigerante variable (VRV), con los que pueden lograrse ahorros energéticos cercanos al 30%, respecto a los equipos actualmente instalados.
- II) Regular la temperatura de seteo de los equipos existentes de climatización para que cumplir con requisitos de temperatura interior de cada sector.
- III) En los procesos de decisión de compra de equipos de climatización, incluir el criterio de eficiencia energética. Por ejemplo, para una demanda de refrigeración de 3 kW, la selección de equipos split tecnología inverter por sobre equipos de ventada repercute, como mínimo, en un consumo eléctrico 11% menor.
- IV) En las áreas donde la normativa lo permita, implementar protocolos de ventilación natural.
- V) Desarrollar y ejecutar un plan de mantenimiento que tenga en cuenta la limpieza de los filtros de los equipos de climatización instalados.
- VI) Colocar cartelería referida a los beneficios medioambientales, energéticos y económicos que conlleva el uso racional y eficiente de la energía, con el fin de concientizar al personal y demás personas usuarias del edificio.
- VII) Cuando se realicen tareas de remodelación de la envolvente, implementar aislación térmica y materiales de las aberturas de forma tal que permitan disminuir el flujo de calor entre el interior y el exterior. Utilizar la información de las imágenes termográficas para definir priorizar las zonas con mayores pérdidas/ganancias térmicas.

Se destaca que en las acciones anteriormente propuestas siempre se conjuga realizar un uso racional de la energía con lograr condiciones de temperatura, humedad relativa y ventilación acorde a las actividades que se realizan en las áreas de servicios médicos y generales.

Los resultados, con el análisis en detalle de cada una de las etapas de la metodología aplicada, se presentaron a las autoridades del hospital. Con este proceso se espera que las personas a cargo del edificio incorporen paulatinamente las acciones propuestas con el doble objetivo de incrementar la sustentabilidad de sus servicios y mejorar las condiciones de confort térmico y calidad del aire interior para todas las personas involucradas en las actividades dentro del hospital.

4. CONCLUSIONES.

El uso racional y eficiente de la energía como estrategia de sustentabilidad debe abordarse en los edificios junto con las acciones para asegurar las condiciones de confort térmico y calidad de aire interior. La metodología propuesta en el presente trabajo para realizar este abordaje en los sistemas de climatización de edificios hospitalarios abarca nueve etapas entre las que se incluyen un análisis energético preliminar en base a datos de facturación de suministros eléctricos y planos, relevamiento energético en el edificio, mediciones de temperatura interior y humedad relativa, termografía, verificación de requisitos normativos y finalmente presentación de mejoras evaluadas al personal a cargo del hospital.

De la aplicación de la metodología al caso de estudio se evidencia el apartamiento de la situación actual del edificio respecto de los requerimientos normativos de climatización y ventilación. En áreas de servicios médicos críticos las condiciones de renovaciones de aire no son acordes a lo requerido, en tanto que en las mediciones de temperatura y humedad relativa en habitaciones, oficinas y consultorios se observan en su mayoría resultados por fuera de los niveles mínimos de confort térmico recomendado. Por lo tanto, se recomiendan que las primeras acciones a realizar tiendan a elevar el confort de las personas usuarias del hospital, contemplando en la selección de la tecnología necesaria criterios de eficiencia energética.

Como trabajo futuro, se pretende profundizar en el análisis de requerimientos y la propuesta de soluciones sustentables a implementar en un área crítica en términos de calidad de aire interior como es el sector de quirófanos.

5. REFERENCIAS.

- [1] Agencia Internacional de la Energía – *Eficiencia Energética* <https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/energy-efficiency> (Fecha de visita: 06/05/2024)
- [2] Agencia Internacional de la Energía – *Edificios* <https://www.iea.org/energy-system/buildings> (Fecha de visita: 06/05/2024)
- [3] Fondoso Ossola, S., Urteneche, E. *El desarrollo de escenarios energéticos en el subsector salud*. Anuario 2023 Asociación Argentina de Arquitectura e Ingeniería Hospitalaria AADAIH. 2023.
- [4] ASHRAE, *Handbook – HVAC Applications*. Edición 2019. Atlanta: Edit. ASHRAE, 2019.

- [5] European Bank for Reconstruction and Development. *Energy and Resource Efficiency in Hospitals and Healthcare Facilities*. 2021.
- [6] Bawaneh, K., Ghazi Nezami, F., Rasheduzzaman, M., y Deken, B. *Energy Consumption Analysis and Characterization of Healthcare Facilities in the United States*. *Energies*, vol. 12. Octubre 2019.
- [7] Sheppy, M., Pless, S., y Kung, F. *Healthcare Energy End-Use Monitoring*. NREL. 2014.
- [8] ASHRAE, *Procedures for commercial building energy audits*. 2da Edición. Atlanta: Edit. ASHRAE, 2011.
- [9] ANSI/ASHRAE/ASHE, *Estándar 170-2013 Ventilación de instalaciones de atención médica*. Edición 2013. Atlanta: Edit. ASHRAE, 2013.
- [10] IRAM, *Norma 11604 Aislamiento térmico de edificios. Verificación de sus condiciones higrotérmicas. Ahorro de energía en calefacción*. 2da Edición, 2001.
- [11] IRAM, *Norma 11659 Aislamiento térmico de edificios. Verificación de sus condiciones higrotérmicas. Ahorro de energía en refrigeración*. 1era Edición, 2004.

6. AGRADECIMIENTOS.

Este trabajo pudo realizarse con el aporte de financiamiento de la Secretaría de Políticas Universitarias del Ministerio de Educación de la Nación, en su convocatoria "Universidad, Cultura y Territorio" del año 2021. Se agradece a personal directivo y técnico del hospital caso de estudio, y a los docentes y estudiantes participantes del proyecto.

ANÁLISIS DE FACTURACIÓN DE ELECTRICIDAD DE EDIFICIOS PARA LA PLANIFICACIÓN DE SU SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA. APLICACIÓN A EDIFICIO HOSPITALARIO.

Coria Hoffmann, Geraldine^a, Arocas, Sergio Martín^a, Galache, Miguel Ángel Ramón^a, Martiarena, Tomás^a

a UIDET IAME Departamento de Mecánica Facultad de Ingeniería UNLP
geraldine.coria@ing.unlp.edu.ar

RESUMEN.

A nivel nacional, Argentina presentó en 2023 su plan de transición energética, incluyendo entre sus metas reducir 8% la demanda mediante eficiencia energética, alcanzar 1000 MW de generación distribuida renovable y superar el 50% de generación renovable en la matriz eléctrica. Para planificar acciones en línea con estas metas, a nivel edificios comerciales y de servicios, es necesario tomar conocimiento sobre el consumo de energía a través de los datos presentados en su facturación.

El objetivo de este trabajo es presentar un procedimiento de análisis de facturación del suministro de energía eléctrica en edificios. Con los resultados pueden definirse las características de la demanda eléctrica y realizar comparaciones entre diferentes edificaciones. Esto permite establecer la base para la planificación de acciones posteriores que tiendan a su sustentabilidad energética.

Para esto, se procedió a desarrollar una herramienta mediante una planilla de cálculo. A la misma se ingresan datos provenientes de facturas de dicho servicio y se obtienen indicadores, gráficos y tablas con diferente información para definir el perfil de consumo eléctrico de la edificación. Dentro de la herramienta se incluye la simulación de facturación para aquellos períodos en los que no se cuenta con la información.

El procedimiento se aplicó a un edificio hospitalario de 9900 m² de La Plata. Entre las conclusiones que derivan de los resultados obtenidos se destacan: deben actualizarse los valores de potencia convenida con la distribuidora, lo que conduce a un ahorro económico que puede invertirse en mejoras para su sustentabilidad energética; se deben analizar principalmente mejoras tales como generación distribuida renovable para evitar picos de potencia y disminuir emisiones de CO₂ y revisión de los equipos de calefacción eléctricos para mejorar su eficiencia.

El procedimiento se aplicó a un edificio hospitalario, pero puede ser replicado en otros tipos de edificaciones públicas, comerciales y de servicios.

Palabras Claves: Sustentabilidad, Generación distribuida, Electricidad, Facturación.

Área Temática: Generación Distribuida.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN.

El logro de los Objetivos de Desarrollo Sustentable ODS de las Naciones Unidas se puede alcanzar a través de distintas líneas de acción que incluyan no solamente los factores técnicos y económicos como beneficios a alcanzar con su aplicación, sino que también incorporen las consecuencias sociales, ambientales, y productivas de cada acción. El ODS 7 referido a la energía tiene el propósito de garantizar el acceso universal a energía limpia y asequible como componente clave para el desarrollo productivo y social, en sectores como industria, agricultura, comunicaciones, sanidad, educación y transporte. Sus dos metas principales incluyen aumentar la proporción de energías renovables en el conjunto de fuentes de energía y duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética [1]. Este ODS y sus metas representan el marco para la planificación y desarrollo de la transición energética de los países, que debe ser encarada teniendo en cuenta los recursos energéticos disponibles en su territorio, el contexto económico, político, social y normativo en el que se desarrollan sus actividades, las características de sus sectores productivo, de transporte y de consumo, entre otros.

A nivel nacional, Argentina ha formalizado su compromiso con el proceso de transición energética primero en 2021 con los lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 y luego, a mediados de 2023, con la aprobación del *Plan Nacional de Transición Energética al 2030* [2, 3]. Entre las seis metas cuantitativas específicas definidas dentro de este plan, se destacan: no exceder la emisión neta de 349 millones de toneladas de CO₂ equivalentes para toda la economía, reducir al menos 8% de la demanda energética mediante eficiencia energética y uso responsable de la energía, alcanzar 1000 MW de generación distribuida renovable y superar el 50% de generación renovable en la matriz eléctrica (incluyendo hidroeléctricas de potencia mayor a 50 MW).

En referencia a las últimas dos metas mencionadas, Argentina cuenta con dos leyes nacionales que regulan y promueven su actividad. La ley N°27.191 del 2015, que modifica a la ley N°26.191 del 2006, corresponde al *Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica*. En tanto que la ley N°27.424 del año 2017 corresponde al *Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable incorporada a la Red Eléctrica Pública*.

En la ley N°27.191 se establece, entre otros temas, la obligación de cada usuario de electricidad de alcanzar un porcentaje de incorporación mínima de energía proveniente de fuentes renovables respecto a su propio consumo eléctrico, siendo este porcentaje 8% para fines de 2017 e incrementándose gradualmente hasta 20% en diciembre de 2025. En particular, los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean clientes de las empresas distribuidoras de electricidad, con demandas de potencia iguales o superiores a 300 kW, deben cumplir "efectiva e individualmente" con los objetivos planteados en la ley [4]. Para ello pueden autogenerar, contratar la compra con un generador (disponible sólo para algunos tipos de usuarios) o comprarla a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista CAMMESA. La ley N°27.424, en tanto, establece el marco para la generación de energía eléctrica con fuentes renovables por parte de usuarios conectados a la red de distribución pública, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red. En esta normativa se establece como límite de la instalación de generación distribuida al valor de potencia eléctrica que tiene contratado el usuario con la distribuidora o, en caso de que en el régimen tarifario aplicable el usuario no posea una potencia contratada definida, se considera el valor límite máximo de la categoría tarifaria a la que pertenecen [5]. Se advierte que cada una de las provincias debe adherirse a esta ley y establecer particularidades de su aplicación, por lo que esta toma características diferentes dependiendo de la jurisdicción provincial.

Por lo tanto, la generación de electricidad con fuentes renovables a pequeña y gran escala cuenta en Argentina con marco normativo para su desarrollo. Si se logra la aplicación de mejora de la eficiencia energética en conjunto con la generación renovable, se estaría en un escenario óptimo para la consecución de los objetivos fijados por la ley N°27.191 y por el plan de transición energética nacional.

Para edificaciones donde se realizan actividades comerciales y de servicios (es decir, de uso no residencial ni industrial), la mejora de su sustentabilidad energética, relacionada a la energía eléctrica que es el suministro profundizado en este trabajo, puede abordarse a través de aplicar acciones que mejoren su eficiencia energética y mediante la incorporación de instalaciones que generen electricidad con fuentes renovables. Independientemente del camino seguido, es necesario conocer cómo es el uso de la energía en el edificio y es usual abordar este proceso comenzando con un diagnóstico o auditoría energética. Para cualquier tipo de diagnóstico, se inicia tomando conocimiento del consumo de energía a través de los datos presentados en la facturación del suministro eléctrico. Se destaca la importancia de esta información porque presenta datos obtenidos de mediciones, lo que la convierte en la base para validar cualquier simulación que se realice sobre el consumo o uso de energía de la edificación.

También en la facturación de energía se encuentra el gasto económico en el que incurre el edificio para el desarrollo de sus actividades. Este gasto puede representar un alto porcentaje dentro del

presupuesto operativo por lo que es menester que sea objeto de estudio para tender hacia su optimización.

Con este trabajo, el objetivo es presentar un procedimiento de análisis de facturación del suministro de energía eléctrica en edificios comerciales y de servicios, que incluya cuantificación de indicadores. Con los resultados de la aplicación de este procedimiento se quiere establecer la base para la planificación de acciones posteriores que tiendan a la sustentabilidad energética de la edificación, ya sea mediante mejora de su eficiencia energética o a través de generación distribuida de energía eléctrica con fuentes renovables. La importancia de este análisis también reside en que, si se identifican anomalías en las facturas, estas puedan ser corregidas y generen un ahorro en el gasto económico de facturación, que luego pueda destinarse a la inversión en acciones de sustentabilidad. El procedimiento se aplica a un edificio hospitalario, pero puede ser replicado, introduciendo algunas modificaciones, a otros tipos de edificaciones públicas, comerciales y de servicios.

Este trabajo se enmarca en dos proyectos relacionados a uso de energía en edificios hospitalarios: un proyecto de extensión aprobado con financiamiento en la convocatoria "Universidad, Cultura y Territorio" de la Secretaría de Políticas Universitarias del Ministerio de Educación de la Nación y el proyecto de investigación "*Mejoramiento del uso de los recursos energéticos en los edificios del sector salud orientado a sentar las bases para su etiquetado energético*." aprobado por la UNLP. En su ejecución trabajan de forma conjunta la UIDET IAME (Ingeniería Aplicada en Mecánica y Electromecánica) y el IIPAC (Instituto de Investigación y Políticas del Ambiente Construido), de las facultades de Ingeniería y de Arquitectura y Urbanismo de la UNLP, respectivamente.

2. METODOLOGÍA.

El consumo de energía eléctrica de un edificio puede presentar diferentes características en función de la presencia o no de otro suministro energético para abastecer los diferentes usos, del tipo de instalación utilizada para su climatización, de la tecnología del equipamiento energético y de las peculiaridades de la demanda, incluyendo los horarios en los que hay mayor actividad dentro del edificio, de los servicios que se prestan y de la simultaneidad del uso de los equipos.

El análisis de facturación de electricidad permite tomar dimensión de rangos de consumo de energía activa y reactiva, de potencia y de gastos ocasionados por este suministro en el edificio. Usualmente se analizan datos de facturación de un período de al menos un año para poder evidenciar la variación estacional del consumo eléctrico. Si se cuenta con la disponibilidad de períodos de facturación más largos, como dos o tres años, puede realizarse un análisis interanual que aporta aún mayor cantidad de información.

Con estos datos se puede realizar un análisis y cuantificar indicadores que permitan delinear un perfil de consumo eléctrico del edificio y también realizar comparaciones entre distintas edificaciones. Además, permite a las personas dueñas o encargadas de varias edificaciones, decidir dónde es conveniente comenzar a realizar acciones para mejorar su sustentabilidad energética, a partir de priorizar aquellos edificios donde se pueda tener mayor efecto y/o resultados en un menor plazo de tiempo.

En general, los datos que es posible encontrar dentro de la facturación de energía eléctrica son los siguientes [6]:

- Período facturado (cantidad de días).
- Fecha de lectura de datos medidos.
- Consumo de energía activa.
- Consumo de energía reactiva.
- Potencia máxima contratada a la distribuidora.
- Potencia máxima registrada.
- Potencia máxima registrada en períodos anteriores (si hubo exceso de potencia).
- Gasto por cargo variable de energía activa.
- Gasto por cargo de potencia (registrada o contratada, según la distribuidora).
- Gasto por recargo debido a energía reactiva.
- Gasto por impuestos, tasas y/o cargos nacionales, provinciales y municipales.
- Gasto por pago fuera de término.

Estos datos pueden variar dependiendo de la categoría tarifaria en la que se encuentre el edificio analizado y en función de la empresa de distribución de energía eléctrica y jurisdicción en la que preste el servicio.

Para el desarrollo del siguiente procedimiento de análisis, se toma como base la distribuidora EDELAP S.A. que opera dentro de la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires, pero puede extenderse a otras distribuidoras y jurisdicciones siempre que se revisen las particularidades establecidas en su contrato de concesión.

Primeramente, se identifican las categorías tarifarias establecidas por la distribuidora dentro de las que pueden encuadrarse los edificios comerciales y de servicios (entre ellos, los hospitalarios). Las categorías se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1 *Categorías tarifarias aplicables a edificios comerciales y de servicios, distribuidora EDELAP.*
[Elaboración propia en base a [7]]

TARIFA	CARACTERÍSTICAS
TARIFA N°1 Pequeñas demandas	Demanda no superior a 10 kW.
	No poseen valor de potencia contratada particular para cada usuario.
	No hay diferenciación de costo por tramos horarios.
	Cargos: fijo, variable por energía activa, recargo por energía reactiva.
	Subcategoría aplicable: Tarifa N°1-G Pequeñas demandas uso general (usos no encuadrados dentro de residencial ni alumbrado público).
TARIFA N°2 Medianas demandas	Demanda máxima igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW.
	No hay diferenciación de costo por tramos horarios.
	Poseen valor de potencia contratada (convenida) particular para cada usuario.
	Cargos: potencia convenida, variable por energía activa, recargo por energía reactiva, recargo por exceso de potencia.
TARIFA N°3 Grandes demandas	Demanda máxima igual o superior a 50 kW.
	Hay diferenciación de costo por tramos horarios (dos tramos para potencia, tres tramos para energía).
	Poseen valor de potencia contratada (convenida) por cada tramo horario, particular para cada usuario.
	Suministro en Baja Tensión (hasta 1kV), Media Tensión (entre 1 kV y 66 kV) o Alta Tensión (mayor a 66 kV).
	Cargos: potencia convenida por tramo horario, variable por energía activa por tramo horario, recargo por energía reactiva, recargo por exceso de potencia.
	Subcategorías: Potencia menor a 300 kW, Potencia mayor a 300 kW.

De lo presentado en la Tabla 1, se aclara que la demanda de potencia máxima que define la categoría tarifaria y, en el caso de las medianas y grandes demandas se relaciona con su potencia convenida, corresponde a la potencia máxima promedio medida durante 15 minutos consecutivos. Respecto a los tramos horarios mencionados, en la Tabla 2 se presentan los rangos de horas que abarca cada tramo. Para el caso de potencia se diferencian dos tramos horarios (punta y fuera de punta), mientras que para energía activa y reactiva se distinguen tres tramos (pico o punta, valle y resto). Los límites de estos rangos horarios se corresponden con los establecidos en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, por lo que pueden sufrir actualizaciones [7, 8].

Tabla 2 *Tramos horarios para potencia y energía, aplicables a Tarifa N°3. [8]*

	TRAMOS HORARIOS	
POTENCIA	Punta	18 a 23 h
	Fuera de punta	23 a 18 h
ENERGÍA	Pico (Punta)	18 a 23 h
	Valle	23 a 05 h
	Resto	05 a 18 h

En cuanto a los cargos aplicables a cada categoría de usuario de energía eléctrica, los correspondientes a energía activa, energía reactiva y potencia se establecen en el cuadro tarifario aprobado por el ente regulador para que pueda ser aplicado por la distribuidora, en un período determinado. En el caso de las distribuidoras de jurisdicción en la Provincia de Buenos Aires, el ente regulador es el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires OCEBA. En relación a otros cargos aplicables, se encuentran los impuestos, tasas y otros cargos de origen nacional, provincial o municipal. Del ámbito nacional, se mencionan el Impuesto al Valor Agregado IVA. Además, para usuarios con demandas superiores a 300 kW, están los cargos de comercialización y administración que deben abonar en caso de optar por comprarle a CAMMESA el porcentaje obligatorio de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, según lo establecido en el decreto reglamentario de la ley N°27.191 [9]. Del ámbito provincial, para el caso de Buenos Aires, se halla el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias y la contribución de las distribuidoras a las provincias [10]. En tanto que los cargos vinculados a los municipios incluyen la contribución de las distribuidoras a los municipios y tasas de alumbrado público. Estos últimos pueden variar dependiendo del municipio donde se asiente el edificio analizado.

Como se observa, la facturación de energía eléctrica puede presentar una gran cantidad de datos técnicos y económicos que es necesario recopilar y tratar de forma adecuada para lograr un análisis con resultados confiables.

Por ello, se procedió a desarrollar una herramienta mediante una planilla de cálculo confeccionada para el análisis de facturación de energía eléctrica de edificios comerciales y de servicios. A la misma se ingresa una serie de datos provenientes de facturas de electricidad del edificio y es posible obtener indicadores, gráficos y tablas con diferente información que resulta relevante para definir el perfil de consumo eléctrico de la edificación. En la Tabla 3 se resumen los indicadores incluidos en la herramienta, que se especifican en base a la categoría Tarifa N°3 Grandes Demandas de la distribuidora EDELAP S.A., pero pueden ser adaptados a otras categorías y distribuidoras.

Tabla 3 *Indicadores en herramienta de análisis de facturación eléctrica, aplicable a Tarifa N°3. [Elaboración propia]*

INDICADOR	DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS
Coseno fi cos φ [-]	$\cos \varphi = \frac{EA_i}{\sqrt{EA_i^2 + ER_i^2}}$ <ul style="list-style-type: none"> - Puede calcularse por tramos horarios. - Las distribuidoras suelen establecer el umbral de cos φ por debajo del cual se cobran recargos por energía reactiva y el umbral por debajo del cual pueden proceder a suspender el suministro eléctrico hasta tanto el usuario no adecúe sus instalaciones.
Tangente fi tan φ [-]	$\tan \varphi = \frac{ER_i}{EA_i}$ <ul style="list-style-type: none"> - Puede calcularse por tramos horarios. - Las distribuidoras pueden basar la cuantificación de recargos a cobrar por energía reactiva en función de este indicador.
Factor de carga mensual FC [%]	$FC = \frac{EA_{i,pico} + EA_{i,resto} + EA_{i,valle}}{P_{i,punta} \cdot ND_i \cdot 5 + P_{i,fuera\ de\ punta} \cdot ND_i \cdot 19} \cdot 100$ <ul style="list-style-type: none"> - Valores bajos de FC son indicativos de equipamiento de elevada potencia eléctrica con pocas horas de uso. - Se puede utilizar para identificar errores de medición en la facturación.
Consumo de energía activa diario EA_{día} [kWh/día]	$EA_{día} = \frac{EA_{i,pico} + EA_{i,resto} + EA_{i,valle}}{ND_i}$
Consumo normalizado de energía activa mensual EAN_{mes} [kWh/mes]	$EAN_{mes} = EA_{día} \cdot 30$ <ul style="list-style-type: none"> - Independiza el valor de consumo mensual de energía activa de la cantidad de días del período de facturación.
Gasto unitario Gu [\$/kWh]	$G_u = \frac{G_i}{EA_{i,pico} + EA_{i,resto} + EA_{i,valle}}$
Emisiones de CO₂ E_{CO2} [kgCO₂/mes]	$E_{CO_2} = EAN_{mes} \cdot FE_{CO_2}$
<p>Siendo: EA_i: Energía Activa en el período "i" [kWh] ER_i: Energía Reactiva en el período "i" [kVAh] EA_{i,pico}, EA_{i,resto}, EA_{i,valle}: Energía Activa en el período "i" para los tramos horarios pico (punta), resto y valle, respectivamente [kWh]. P_{i,punta}, P_{i,fuera de punta}: Potencia registrada en el período "i" para los tramos horarios punta y fuera de punta, respectivamente [kW]. ND_i: Cantidad de días del período de facturación "i". 5: Cantidad de horas en tramo horario punta en un día [horas/día]. 19: Cantidad de horas en tramo horario fuera de punta en un día [horas/día]. 30: Cantidad de días en un mes normalizado [días/mes] G_i: Importe total de la factura de electricidad en el período "i" [\$] FE_{CO2}: Factor de emisión de CO₂ de la matriz eléctrica Argentina [kgCO₂/kWh]</p>	

Los indicadores *Coseno fi* y *Tangente fi* caracterizan cómo es el consumo de energía reactiva en el edificio y generalmente son calculados por la distribuidora para definir la aplicación de recargos por energía reactiva. Por su parte, el *Factor de carga mensual* permite comparar el consumo de energía activa respecto a la energía máxima que se consumiría si el edificio estuviera operando con su potencia eléctrica máxima durante todo el período. Otro indicador es el *Consumo normalizado de energía activa mensual* que cuantifica el valor de consumo para un mes estándar de 30 días y evita interpretaciones erróneas debido a períodos de facturación de diferente duración (fechas entre lecturas del medidor). Luego se incorporan un indicador económico y uno ambiental. El primero, *Gasto unitario*, da como resultado un valor indicativo de cuál fue el costo económico en que se incurrió por el consumo de 1 kWh de energía eléctrica. El indicador ambiental *Emisiones de CO₂* cuantifica las emisiones de dióxido de carbono de la que es responsable el edificio debido a su consumo eléctrico. Este indicador es influenciado por la presencia de generación de electricidad con fuentes libres de CO₂, ya sea a escala distribuida o dentro de la matriz eléctrica del país.

Dentro de la herramienta se incluye la simulación de facturación para aquellos períodos en los que hay información faltante. En varias ocasiones se presenta la dificultad de disponer de datos completos de facturación de electricidad en edificios comerciales y de servicios, lo cual se profundiza aún más en los edificios públicos. La presencia de datos parciales es algo que debe salvarse para llegar a realizar un análisis de consumo eléctrico en un lapso anual, como es recomendado. Para esto se desarrolló una factura tipo que permite calcular gastos ocasionados por los diferentes cargos a partir de conocer únicamente los valores de consumo de energía y registro de potencia para ese período en particular. Esta factura tipo puede ser modificada para permitir la introducción de particularidades de facturación en función de la categoría tarifaria del usuario, de la distribuidora responsable del suministro y de la jurisdicción donde se ubica el edificio.

Finalmente, con los datos de salida de esta herramienta desarrollada para el análisis de la facturación de energía eléctrica en edificaciones comerciales y de servicios (tablas, gráficos, indicadores), se debe proceder a poner foco en los siguientes ítems para utilizar las conclusiones resultantes en la planificación de acciones que mejoren la sustentabilidad energética del edificio:

- Identificar anomalías en las facturas, ya sea en las mediciones de consumo de energía y demanda de potencia, o en los gastos. En caso de hallar alguna, se requiere profundizar el estudio para determinar las causas de tales anomalías, pudiendo tratarse de particularidades de la demanda, inconvenientes en los instrumentos o en el proceso de medición, entre otras.
- Identificar patrones de consumo de la energía eléctrica por parte de la demanda. Comparar consumos y potencia máxima en los diferentes tramos horarios, analizar si existe consumo estacional, examinar los meses de mayor consumo, etc.
- Identificar patrones de comportamiento inusual respecto al consumo de energía eléctrica mensual, anual o por tramo horario. Estos pueden ser causados por ineficiencias en la demanda (por ejemplo, valores de consumo elevados en horarios de baja ocupación del edificio).
- Si se consume otro tipo de energía (combustible), comparar los datos de consumo e identificar cuál tiene mayor incidencia en el gasto y/o emisiones de CO₂, para priorizar su mejora.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

El procedimiento de análisis de facturación de energía eléctrica presentado anteriormente se aplicó a un edificio hospitalario de 9900 m² ubicado en la ciudad de La Plata que cuenta con servicios médicos de internación intermedia e intensiva, diagnóstico por imágenes, neonatología, quirófanos, guardia, emergencias y consultorios externos. La edificación es abastecida de electricidad en dos acometidas que tienen medidores independientes y, por lo tanto, diferentes facturas (de aquí en adelante, suministro eléctrico A y suministro eléctrico B), en la jurisdicción de la distribuidora EDELAP S.A. Los datos corresponden a los períodos noviembre 2019-agosto 2020 y marzo 2021-septiembre 2021. En aquellos meses donde la información de facturación estaba en forma parcial (solo registros de energía y potencia), se procedió a utilizar la factura tipo desarrollada en la herramienta de análisis para simularla.

Ambos suministros son abastecidos en Baja Tensión y corresponden a la categoría *Tarifa N°3 Grandes demandas con potencia menor a 300 kW*. En las Figuras 1 y 2 se presentan los valores de potencia en el tramo horario punta de los suministros A y B, respectivamente. Se observan tres valores de potencia, que corresponden a la potencia contratada (convenida) con la distribuidora, la potencia registrada, es decir la medida en el período facturado, y la potencia en exceso de períodos anteriores. Esta última modifica al valor de potencia inicialmente convenida con la distribuidora. En el suministro A se muestra que la potencia registrada (medida) es significativamente inferior a la convenida, estando por debajo del 55% de esta. En cambio, en el suministro B, los valores de potencia registrada se mantienen en márgenes cercanos a la potencia convenida, superándola en once de los períodos, pero se ubica por debajo de la potencia de exceso de períodos anteriores. Mientras que la potencia registrada es indicativa de cómo es el perfil de demanda de potencia eléctrica del edificio, la potencia convenida (o exceso de períodos anteriores) impacta directamente sobre el gasto económico del suministro eléctrico de la edificación.

En el tramo horario fuera de punta, el comportamiento de la potencia es similar a lo presentado para punta. En el suministro A, el valor de la potencia registrada es aproximadamente la mitad del valor convenido, que es 120 kW, y se evidencia un exceso de potencia del orden del 30% de la potencia convenida, que corresponde a un período de facturación anterior a los analizados. En tanto que para el suministro B la potencia de exceso es 50% mayor que la convenida (220 kW), ubicándose la potencia medida siempre en valores cercanos a estos.

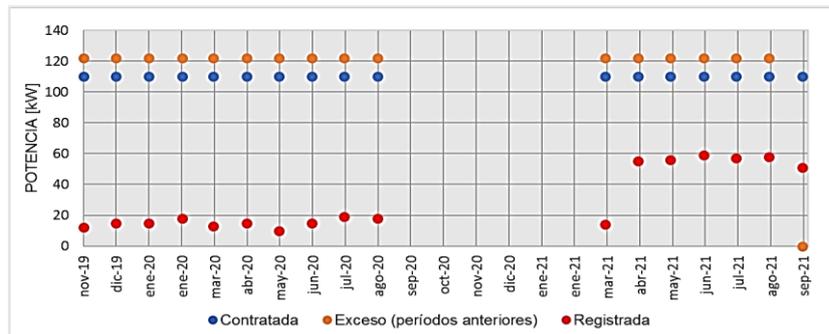


Figura 1 Potencia en tramo horario Punta (18 a 23 h) para el suministro A. [Elaboración propia]

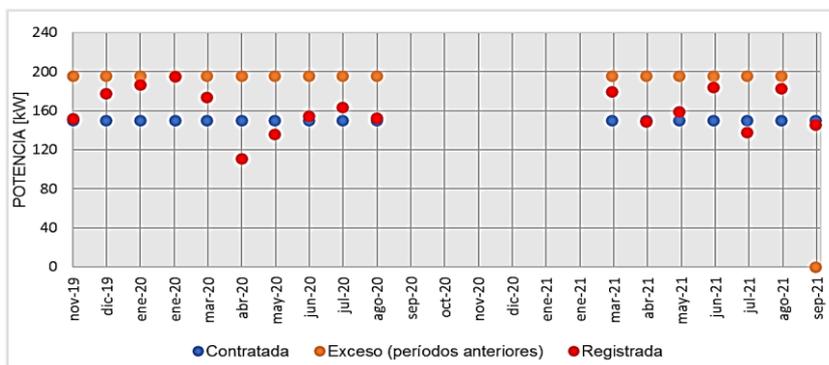


Figura 2 Potencia en tramo horario Punta (18 a 23 h) para el suministro B. [Elaboración propia]

Respecto a la energía activa registrada, se presentan los valores por tramos horarios para ambos suministros en la Figura 3. En el suministro A, el consumo de energía es menor que en el B, en concordancia con la potencia discutida anteriormente. Para ambos, los períodos con mayor consumo eléctrico corresponden a los meses invernales junio 2021 y julio 2021. Mientras que los de menor demanda son meses que prácticamente no presentan necesidades de climatización en el interior del edificio. Esto denota el consumo estacional de la electricidad y también destaca que el edificio abastece su demanda de calefacción, total o parcialmente, con equipamiento eléctrico. Para completar el perfil de demanda eléctrica del edificio hospitalario, el tramo horario en el que se registra mayor energía activa es el tramo resto cuando se produce en promedio el 60% del consumo eléctrico, mientras que en los horarios punta y valle se consume en promedio el 19% y 21%, respectivamente. Se advierte entonces que entre las 18 h y las 05 h el edificio hospitalario presenta un consumo eléctrico significativo debido a que los servicios médicos que presta representan una demanda energética elevada aún en horas nocturnas. Este hecho es una característica significativa del perfil de demanda de electricidad de los hospitales y es una de las razones por las que este tipo de edificios debe ser objeto prioritario de mejoras para reducir su consumo energético.

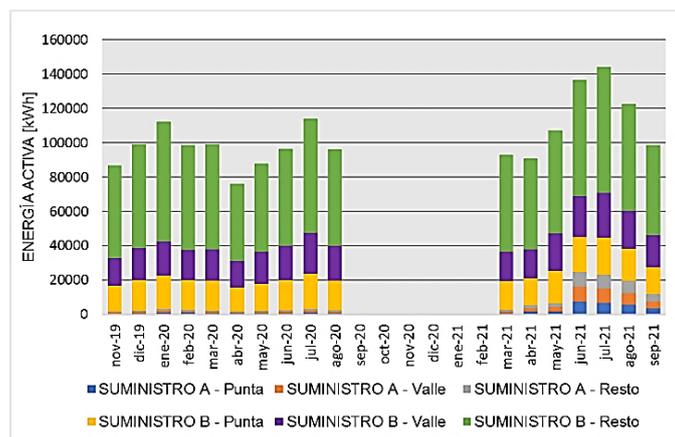


Figura 3 Energía activa de suministros A y B. [Elaboración propia]

Sobre la energía reactiva, esta distribuidora aplica recargo cuando el indicador *Tangente fi* ($\tan \varphi$) supera el valor 0,62. En los períodos donde se tienen datos sobre la energía reactiva, el valor de este indicador no supera el límite establecido por la distribuidora para ninguno de los suministros. Con esto se evidencia que el consumo de energía reactiva se encuentra entre parámetros adecuados que no requieren realizar modificaciones en la instalación del hospital para corregir el factor de potencia. Esto se comprobó para los tres tramos horarios de medición.

Otro de los indicadores que se proponen en este análisis es el *Factor de carga mensual* (FC) (puede verse su definición en la Tabla 3). Aplicado al edificio hospitalario en estudio, los resultados son los mostrados en la Tabla 4. El suministro A presenta FC relativamente bajos en la mayoría de los períodos, pero alcanza valores elevados en los meses invernales cuando el consumo de energía eléctrica es mayor según lo comentado anteriormente. En tanto que el comportamiento de este indicador para el suministro B es marcadamente diferente al del suministro A, ya que su valor promedio está en 50%, con excepción del período julio 2021 en el que el resultado obtenido de FC adquiere un valor anormal, es decir mayor a 100%, cuya causa debe poder establecerse. Examinando los registros de potencia de la facturación, se evidencia para ese mes en el tramo horario fuera de punta un valor muy inferior (157 kW) respecto al registrado en los períodos anterior y posterior al mismo (305 kW y 295 kW, respectivamente). Como todos estos meses corresponden a época invernal, con consumo de energía activa comparables, es posible que en julio 2021 la potencia registrada en la factura sea incorrecta y no represente la potencia efectivamente demandada en ese mes.

Tabla 4 *Indicador Factor de carga, en %, para suministros A y B. [Elaboración propia]*

	Nov 19	Dic 19	Ene 20	Feb 20	Mar 20	Abr 20	May 20	Jun 20	Jul 20	Ago 20	Mar 21	Abr 21	May 21	Jun 21	Jul 21	Ago 21	Sep 21
SUM A	23,8	24,1	38,1	32,4	34,6	28,3	32,7	32,8	35,3	28,0	17,2	20,5	24,8	79,5	78,2	60,7	43,9
SUM B	43,9	46,6	52,9	42,9	46,2	57,1	58,7	57,1	59,8	56,5	48,1	52,3	59,0	55,5	109,7	52,8	55,0

El aspecto ambiental se analiza a partir del indicador mensual *Emisiones de CO₂* debido al consumo eléctrico, para lo cual se utilizó el factor de emisión de CO₂ de la matriz eléctrica Argentina informado anualmente por CAMESSA [11]. En el semestre analizado del año 2021 (marzo-septiembre) el indicador mensual de emisiones de CO₂ estuvo en un rango entre 27 t_{CO2}/mes y 45 t_{CO2}/mes, totalizando 242 toneladas de CO₂ emitido a la atmósfera en todo ese semestre debido al consumo de energía eléctrica en el edificio hospitalario. Se aclara que el hospital no cuenta con generación renovable.

Pasando a la evaluación económica dentro del análisis de facturación, se procede a revisar primeramente los cuadros tarifarios vigentes en cada uno de los períodos analizados para verificar que coinciden con los cargos facturados y para simular el gasto en aquellos periodos en que hay información faltante [12]. Se señala para la categoría tarifaria de este edificio que el cargo unitario de potencia punta es en promedio un 35% mayor al respectivo en el horario fuera de punta. En tanto que el cargo unitario de energía activa presenta su mayor valor en el horario punta, siendo 4% y 8% menores los asociados a los tramos horarios resto y valle, respectivamente.

Luego, se procede a la cuantificación del indicador *Gasto unitario Gu* y sus resultados se presentan en la Figura 4. El suministro A exhibe gran variabilidad del indicador, a diferencia del suministro B con valor más estable. El comportamiento diferente del indicador denota que el gasto económico por electricidad del suministro A tiene un alto componente de gastos fijos, es decir independiente del consumo eléctrico y esto se debe al valor de potencia más elevado contratado para este suministro. En cambio, el valor del indicador para el suministro B muestra que este presenta mayor equilibrio en los componentes fijos y variables del gasto dentro de la factura.

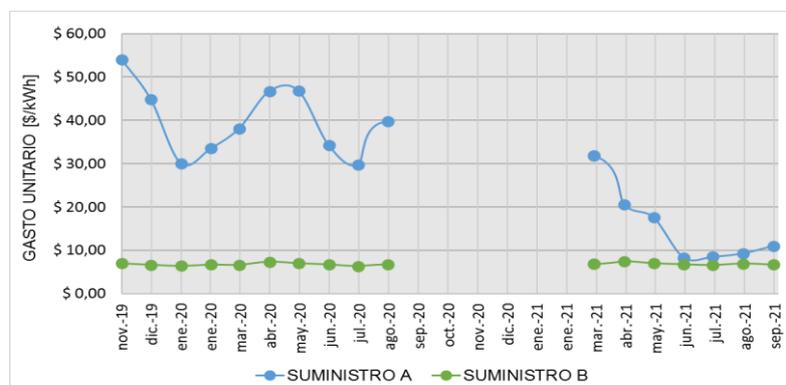


Figura 4 *Indicador Gasto unitario para suministros A y B. [Elaboración propia]*

Para complementar y profundizar en el análisis de los resultados del indicador *Gasto unitario*, en la Tabla 5 se muestra la composición del gasto económico de electricidad en el edificio hospitalario, seleccionando a modo comparativo tres de los períodos analizados. Observando los valores, se verifica lo mencionado respecto a la participación de costos fijos y variables en la factura de cada suministro. La participación del gasto debido a la energía activa es mayor en el suministro B que el en A y ninguno posee cargos por energía reactiva, tal como se adelantó anteriormente. Además, del monto mensual pagado por la energía eléctrica, el importe relacionado a los impuestos nacionales, provinciales y las tasas municipales rondan el 23% para este edificio hospitalario ubicado en la ciudad de La Plata. Por lo tanto, el restante 77% del monto facturado es lo que se abona efectivamente por el servicio eléctrico.

Tabla 5 *Composición del gasto en facturación de electricidad para suministros A y B. [Elaboración propia]*

	SUMINISTRO A			SUMINISTRO B		
	ENE 2020	JUL 2021	SEP 2021	ENE 2020	JUL 2021	SEP 2021
Potencia Punta	37,1%	18,9%	25,7%	12,2%	10,8%	11,4%
Potencia Fuera de Punta	28,1%	16,3%	18,7%	12,4%	12,5%	12,5%
Energía Activa Punta	2,3%	7,2%	5,6%	7,8%	8,1%	8,2%
Energía Activa Valle	1,9%	8,0%	6,1%	7,4%	9,0%	8,9%
Energía Activa Resto	4,8%	18,7%	14,6%	26,8%	26,5%	26,1%
Recargo Energía Reactiva	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ICT Incremento Costo Tarifario	2,2%	7,6%	5,9%	10,2%	9,9%	9,7%
Impuestos y Tasas	23,6%	23,4%	23,6%	23,2%	23,2%	23,2%
TOTAL	\$ 143.428	\$ 285.566	\$ 188.965	\$ 699.545	\$ 800.563	\$ 583.040

A partir de todos los resultados obtenidos de la aplicación de la herramienta desarrollada, incluyendo los indicadores propuestos, se discuten a continuación su implicancia en la planificación y definición de acciones futuras a implementar para contribuir a la sustentabilidad energética del edificio hospitalario en estudio.

Ambos suministros requieren revisar los valores de potencia convenida con la distribuidora. La potencia contratada en los horarios punta y fuera de punta no es representativa de la demanda eléctrica del suministro A, siendo la potencia medida notablemente inferior a la contratada. Para el suministro B, la potencia convenida inicialmente con la distribuidora quedó desactualizada ya que tiene un valor inferior a la mayoría de los registros en los períodos analizados. Con la adecuación de los valores se espera repercutir en el gasto de electricidad del hospital, logrando un ahorro económico que puede luego invertirse en acciones de eficiencia energética para reducir su consumo eléctrico y aumentar su sustentabilidad.

También, teniendo en cuenta que el gasto en potencia representa entre el 24% y 65% en los períodos analizados, se presenta a la generación distribuida con fuentes renovables como una opción para reducir esos gastos y evitar picos de potencia que lleven a la necesidad de mayor potencia contratada. Por ello se debería realizar un análisis de prefactibilidad de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red, en el marco de la ley N°27.424 de generación distribuida. Esto conlleva además a reducir las emisiones de CO₂ que produce el hospital por su consumo eléctrico. Asimismo, contribuye evitar cargos adicionales en la facturación que se darían en caso de que su potencia contratada pase a ser mayor a 300 kW. Se recuerda que, como se mencionó anteriormente, estos cargos derivan de la ley nacional N°27.191 de fomento de energías renovables para usuarios con grandes demandas.

Sobre el consumo de energía activa, el más elevado se produce en el tramo horario de 05 a 18 h lo que incita a comenzar a profundizar en el conocimiento del equipamiento eléctrico dentro del edificio y en el modo de uso por parte de las personas usuarias, para identificar posibles modificaciones, ya sean tecnológicas o de conducta, que contribuyan al uso racional y eficiente de la energía. Además, al hallarse el edificio dentro de una categoría tarifaria que aplica cargos diferenciados por horario en que se produce la demanda, debe evaluarse la posibilidad de migrar consumos en punta hacia los horarios fuera de punta, esto aplica tanto para reducir gastos asociados a la potencia como a la energía.

Además, en base a que se halló que la demanda eléctrica del hospital tiene característica estacional con mayor consumo en meses invernales, se recomienda realizar una revisión de los equipos eléctricos de calefacción para planificar una readecuación o recambio tecnológico y tender hacia la utilización de equipamiento de mayor eficiencia.

Como se observa, la información contenida en las facturas de energía eléctrica permite delinear un perfil preliminar de la demanda de electricidad del edificio hospitalario y con ello definir hacia dónde

enfocar acciones y recursos para facilitar la definición de planes de acción que permitan realizar un uso energético eficiente y sustentable.

4. CONCLUSIONES.

En el proceso de planificación de mejora de la eficiencia energética y de aplicación de fuentes de energía renovables en edificios, la caracterización de la demanda eléctrica resulta relevante para priorizar recursos y optimizar las tareas del diagnóstico energético.

Siendo la facturación de electricidad una fuente directa de datos sobre las características de consumo, en este trabajo se propuso un procedimiento de análisis de tal información, con la inclusión de indicadores para facilitar tal evaluación. Dentro de este procedimiento se destaca el desarrollo de una herramienta para este análisis, en la que también se introduce la simulación de facturación cuando la información disponible se encuentra de forma parcial. Se hace una mención particular a la dificultad que se presenta para disponer de datos completos de facturación de energía eléctrica de edificios comerciales y de servicios, que se profundiza aún más en caso de edificaciones públicas en los que el pago de las facturas se hace de forma centralizada en la unidad ministerial a la que responden.

El procedimiento propuesto se aplicó a un edificio hospitalario que cuenta con dos medidores de electricidad, abastecido por la distribuidora EDELAP S.A. La categoría tarifaria en la que se encuadra realiza una discriminación en cargos de potencia y de energía en función del horario en que se produce la demanda. Su análisis mediante la herramienta desarrollada permitió establecer que prioritariamente deben revisarse los consumos de energía eléctrica en el horario de 05 h a 18 h para identificar mejoras en su uso, que se necesita evaluar el equipamiento eléctrico de calefacción para disminuir su consumo y que es recomendable evaluar la posibilidad de generación distribuida con tecnología solar fotovoltaica para recibir beneficios de reducción de potencia, descender el nivel de emisiones de CO₂ y evitar cargos económicos asociados a normativa aplicable de generación renovable.

Se espera replicar la aplicación del procedimiento y de la herramienta desarrollada en mayor cantidad de edificios hospitalarios para comenzar a armar una base de datos y realizar comparaciones entre los indicadores resultantes, que permitan obtener mayor cantidad de detalle para acciones futuras de planificación de la mejora de la sustentabilidad energética. Asimismo, se espera poder complementar el análisis de facturación con la medición de la curva de carga eléctrica horaria en edificios hospitalarios, como trabajo futuro. Resulta de interés ampliar el análisis a otras categorías de edificios comerciales y de servicios y en otras jurisdicciones para incluir particularidades en su facturación eléctrica.

5. REFERENCIAS.

- [1] ONU: Objetivos de Desarrollo Sustentable <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> (Visitado el 02/05/2024)
- [2] Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación Argentina. *Res.1036/2021 Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*. Publicación en Boletín Oficial: 01/11/2021
- [3] Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación Argentina. *Res.517/2023 Plan Nacional de Transición Energética al 2030*. Publicación en Boletín Oficial: 07/07/2023.
- [4] Ley de la República Argentina N°27.191. *Modificación de la Ley N°26.190 Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica*. Publicación en Boletín Oficial: 21/10/2015.
- [5] Ley de la República Argentina N°27.424. *Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable incorporada a la Red Eléctrica Pública*. Publicación en Boletín Oficial: 27/12/2017.
- [6] ASHRAE, *Procedures for commercial building energy audits*. 2da Edición. Atlanta: Edit. ASHRAE, 2011
- [7] Contrato de Concesión Empresa Distribuidora Sociedad Anónima EDELAP S.A. Disponible en https://www.oceba.gba.gov.ar/nueva_web/s.php?i=10 (Visitado el 22/02/2024).
- [8] Secretaría de Energía de la Nación Argentina. *Res. N°161/2008. Tramos horarios. Adecuación*. Publicación en Boletín Oficial: 18/04/2008.
- [9] Decreto reglamentario Poder Ejecutivo Nacional N°531/2016. Reglamentación de la Ley N°26.190 y su modificatoria N°27.191. Publicación en Boletín Oficial: 31/03/2016.
- [10] Ley de la Provincia de Buenos Aires N°11.769. *Marco regulatorio del sector eléctrico*. Publicación en Boletín Oficial: 05/02/1996.
- [11] CAMMESA. *Informes anuales*. <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/> (Visitado el 10/05/2024).
- [12] Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires. Resoluciones N°1713/19, N°20/20, N°576/20, N°227/21, N°439/21 y N°1541/21.

RESILIENCIA DE LA RED ELÉCTRICA PARA UN FUTURO ENERGÉTICO SOSTENIBLE

Lippi, Gianfranco^a, Scavuzzo, Mauro^b, Pujol, Miguel^c Vandoni, Lucas^d

a,b,c,d UTN, Facultad Regional Delta. Departamento de Ingeniería Eléctrica.
glippi@frd.utn.edu.ar

RESUMEN.

El presente trabajo se centra en la importancia de la resiliencia en las redes eléctricas para garantizar un suministro de energía estable y sostenible. En el contexto de la transición energética hacia fuentes más limpias y sostenibles, la red eléctrica juega un papel crucial.

El trabajo destaca la necesidad de una transformación de los sistemas eléctricos que permita un mayor aprovechamiento de recursos naturales e inagotables como el viento y el sol, para producir energía verde, con infraestructuras que incrementen su eficiencia y su sostenibilidad.

Además, se menciona la importancia de reforzar y expandir la red para que sea aún más robusta y tenga la capacidad suficiente para abastecer las nuevas demandas eléctricas, así como integrar la generación distribuida.

El trabajo responde a los siguientes objetivos específicos: identificar los eventos climáticos extremos en las diferentes regiones eléctricas en el escenario energético 2050, definir los parámetros físicos y operativos que serán afectados por los eventos climáticos extremos, y establecer las principales recomendaciones para que la red eléctrica del futuro cumpla con los objetivos de desarrollo sostenible de la agenda internacional 2030.

En resumen, este trabajo subraya la importancia de la resiliencia de la red eléctrica en el contexto de un futuro energético sostenible, destacando los desafíos y las oportunidades que presenta la transición energética.

Palabras Claves: Resiliencia, Energía, Sostenible, Cambio Climático.

Área Temática: Economía Energética.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

El sistema energético mundial se enfrenta a varios retos importantes. Primero, el sector energético es el mayor emisor de gases de efecto invernadero por su dependencia de los combustibles fósiles. Por lo tanto, la descarbonización del sector energético desempeñará un papel central para lograr una economía climáticamente neutra. La transición a una energía limpia requiere cambios de amplio alcance en la forma en que se produce, transporta y utiliza la energía. En segundo lugar, el suministro de energía depende en gran medida de las importaciones procedentes de regiones políticamente inestables. Como resultado, las tensiones geopolíticas pueden amenazar la seguridad del suministro energético en todo el mundo. En tercer lugar, las sociedades y economías modernas dependen cada vez más de un suministro energético fiable, en particular en lo que respecta a la energía eléctrica.

La mayoría de las actividades económicas y financieras, el transporte, el suministro de agua y la prestación de servicios de salud y de socorro en casos de desastre dependen de tecnologías de la información y las comunicaciones alimentadas por electricidad. Por lo tanto, incluso las interrupciones breves en el suministro eléctrico pueden generar elevados costos económicos y sociales.

Los cambios graduales en el clima pueden afectar la disponibilidad de recursos importantes como el agua para la energía hidroeléctrica y para refrigeración de las centrales térmicas. También pueden afectar la demanda de energía, en particular en relación con la calefacción, la refrigeración y el suministro de agua. Los climas extremos, como inundaciones y tormentas, pueden provocar apagones debido a la inundación de estaciones transformadoras o cortes inesperados en las líneas eléctricas. El aumento del nivel del mar puede afectar en el largo plazo a la infraestructura energética costera y marina.

La transición a la energía limpia aumenta la necesidad de que el sector energético considere la variabilidad y el cambio climático por la creciente proporción de energía renovable sensible al clima y al papel más importante de la electricidad como vector energético. Considerando el importante papel que desempeña la energía segura y asequible para las economías y sociedades, y las enormes inversiones previstas en el sistema energético, es crucial que en la transición a la energía limpia se tengan en cuenta los impactos de la variabilidad y el cambio climático en el sistema energético actual y futuro. [2]

En el marco de la Agenda 2030 y del Acuerdo de París, se plantea avanzar hacia modelos de producción y consumo de energía cada vez más limpios, con altos niveles de eficiencia energética y bajos en emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, se plantea considerar la flexibilidad y la resiliencia de los sistemas energéticos como estrategias de adaptación al proceso de cambio climático, caracterizado por eventos extremos y altos niveles de variabilidad climática que pueden afectar el normal funcionamiento de los sistemas energéticos. [5]

Garantizar el acceso universal a servicios energéticos, como una de las metas necesarias para cumplir con el objetivo de desarrollo sostenible, solo será posible con sistemas energéticos robustos capaces de resistir y recuperarse rápidamente de los eventos climáticos extremos que se proyectan en el mediano plazo.

2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Tanto en nuestro país como en el mundo, se ha utilizado inicialmente el combustible fósil (petróleo, gas, carbón mineral) para alimentar las centrales eléctricas, reconociendo que, desde hace aproximadamente 50 años, el gas ha pasado a ser el combustible más relevante en la generación local. La utilización de uno u otro sistema se ha decidido sólo por cuestiones técnicas y económicas, sin considerar el posible impacto ambiental. Actualmente, Argentina ya está transitando por la llamada cuarta transición energética, la que pretende reemplazar los combustibles fósiles, por tecnologías de bajas o nulas emisiones contaminantes, en su mayoría, centrales eólicas y fotovoltaicas. A este proceso también se lo denomina “el camino hacia la descarbonización” porque implica un importante cambio en la forma de producir, distribuir y consumir energía, con el fin de reducir las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) que contribuyen al cambio climático global.

Las energías renovables, entre varias estrategias previstas, se han convertido en la principal herramienta a nivel mundial para cumplir con dicho objetivo. Se estima que, para descarbonizar el sector energético, en línea con los objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París, la participación de las energías renovables en la generación eléctrica total debería alcanzar el 85 % en 2050. Su producción tiene la característica de ser variable por el recurso primario que las genera (sol y viento) y no gestionable con la tecnología convencional con la que cuenta el despacho eléctrico actualmente.

Están surgiendo e implementándose en todo el mundo un gran número de innovaciones que pueden utilizarse para integrar altas proporciones de energías renovables variables (ERV), tanto en el lado de la generación, en la transmisión, como en las redes de distribución y demanda.

Simultáneamente, la red eléctrica está experimentando una presión cada vez mayor por el cambio climático. El calentamiento global, los patrones de precipitación más variables, el aumento del nivel

del mar y los fenómenos meteorológicos extremos ya plantean un desafío importante para la resiliencia de los sistemas eléctricos, aumentando la probabilidad de perturbaciones provocadas por el clima. Por eso, es necesario llevar adelante el estudio y la planificación de un sistema eléctrico capaz de cumplir con los objetivos ambientales y pueda superar los eventos climáticos extremos.

3. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SISTEMA ENERGÉTICO.

El cambio climático está poniendo en riesgo la seguridad energética mundial. Dicho fenómeno afecta tanto la extracción, el procesamiento, el transporte de combustibles y minerales, y altera la eficiencia y la confiabilidad de la generación de energía. Algunas de las principales perturbaciones del sector energético observadas en 2022 se debieron a condiciones climáticas extremas, que son cada vez más frecuentes e intensas. La temperatura media global de la superficie seguirá aumentando hasta al menos mediados de siglo, lo que prolongará el verano, provocará más olas de calor y provocará un deshielo temprano. El cambio climático también provoca una mayor variabilidad geográfica y temporal de las precipitaciones, lo que aumenta la probabilidad de fuertes lluvias, inundaciones y sequías.

A nivel mundial, se espera que la temperatura media de la superficie donde se ubican las refinerías, minas, centrales y redes eléctricas alcance más de 2,1°C entre 2080-2100 en comparación con el período preindustrial en un escenario de bajas emisiones, mientras que se registrarán entre 6,5 y 16,8 días más calurosos (temperatura máxima superior a 35°C). En un escenario de altas emisiones, superará los 5,5°C con 27,7 a 54,4 días calurosos adicionales. En un escenario de mayores emisiones, se proyecta que más del 80% de los sitios de producción de combustibles fósiles, minerales críticos, electricidad y redes experimentarán un aumento de más del 10% en la precipitación máxima de un día [3].

Los ciclones tropicales más intensos plantean riesgos especiales para la producción de petróleo, gas y parques eólicos. Además de dañar los activos, las partículas de humo producto de los incendios forestales reducirían la generación de energía solar. Un clima más húmedo con fuertes lluvias e inundaciones podrían suspender actividades críticas de explotación de minerales y carbón, como también afectar la generación de energía hidroeléctrica.

Si el calentamiento global supera los 4°C, estos impactos se verán agravados por temperaturas más altas, sequías y aumento del nivel del mar que plantearían riesgos importantes para el suministro de energía [3].



Figura 1 Impactos y riesgos del cambio climático en la Argentina. [1]

A nivel nacional, se han observado cambios en el clima desde la segunda mitad del siglo pasado que, según las proyecciones de los modelos climáticos, se intensificarían o no se revertirían en este siglo. Los cambios observados en el clima han tenido impactos sobre los sistemas naturales y humanos que, de no mediar una adecuada adaptación, se intensificarían en el futuro, aumentando los riesgos climáticos en nuestro país, ver Figura 1. [1]

3.1 Vulnerabilidad del sector eléctrico a los desastres naturales

En la mayoría de los países, el sistema eléctrico se diseñó para hacer frente a eventos de alta frecuencia, pero de impacto relativamente bajo. Los acontecimientos de baja frecuencia y gran impacto, como lo son los desastres naturales, rara vez se consideran en su totalidad.

Además, el sistema eléctrico es una infraestructura muy particular debido a la heterogeneidad de los activos de generación y su amplia distribución espacial. Es por esto que los sistemas eléctricos a menudo están expuestos a peligros naturales y, a veces, a más de un peligro, lo que genera altos costos de reparación cuando ocurren los fenómenos naturales extremos.

Durante un desastre natural, se pueden generar incidentes en la red eléctrica en tres tipos de niveles:

- Red de transmisión y distribución
- Generación de energía eléctrica
- Cadena de suministro de combustible

Las centrales nucleares e hidroeléctricas se diferencian de otras infraestructuras energéticas porque su fallo puede provocar situaciones catastróficas y víctimas. Por eso su seguridad se considera con sumo cuidado, por lo que su diseño ya esté sujeto a altos estándares en la mayoría de los países.

Como se mencionó en el punto anterior, el aumento de las temperaturas globales podría provocar una disminución de la eficiencia, cambiar el potencial de generación y afectar la demanda de calefacción y refrigeración. Los cambios en los patrones de precipitación pueden alterar la producción, el potencial, el pico y la variabilidad de la generación, al tiempo que plantean riesgos físicos para las redes de transmisión y distribución. El aumento del nivel del mar puede limitar el desarrollo de nuevos activos y dañar los sistemas eléctricos cercanos a las costas.

Es necesaria una evaluación de los impactos, tanto positivos como negativos, para informar las acciones que serían necesarias para mejorar la seguridad energética. De modo genérico, se podrían resumir de la siguiente manera las consecuencias que sufrirá la red eléctrica:

- Las instalaciones de generación de energía termoeléctrica correrán el riesgo de tener menor disponibilidad de agua para refrigeración. Este fenómeno sería acompañado simultáneamente con el aumento de la temperatura ambiente del agua, lo que reduciría la eficiencia del enfriamiento, aumentando la probabilidad de exceder los límites de consumo de agua o efluentes.
- La infraestructura energética ubicada a lo largo de la costa correrá riesgo de inundación por el aumento del nivel del mar y la intensidad de las tormentas, lo que podría alterar la producción, refinación y distribución de petróleo y gas, y la generación y distribución de electricidad.
- Los recursos energéticos renovables, en particular la energía hidroeléctrica y la bioenergía, pueden verse afectados por los cambios en los patrones de precipitación, el aumento de la frecuencia e intensidad de las sequías y el aumento de las temperaturas.

Las instalaciones de generación de energía solar fotovoltaica tienen las mismas características en casi todos los tamaños, desde un solo panel hasta grandes plantas de escala comercial. Los parques fotovoltaicos son vulnerables a los fuertes vientos (pueden dañar los paneles) y a las tormentas de granizo. Los terremotos también pueden afectar a los parques solares, especialmente si la fijación de los paneles fotovoltaicos a la estructura de soporte no está diseñada adecuadamente. Tienen la ventaja de no sufrir en gran medida las inundaciones, pero los deslizamientos de tierra que a veces siguen a las inundaciones pueden dañar las fundaciones. Las sequías y las consecuentes condiciones de polvo provocan la acumulación de suciedad en los paneles, lo que genera problemas de eficiencia, funcionamiento y demanda de agua para limpieza.

Los parques eólicos son vulnerables a terremotos y tornados. En los terremotos, las turbinas eólicas son vulnerables a la componente vertical del movimiento del suelo. Hay muchos ejemplos donde se derrumbó la torre por fuertes fuerzas sísmicas. En otros casos, la pérdida de resistencia del suelo ha provocado inclinaciones residuales en la torre, que afectan considerablemente la producción de energía. Durante un huracán, tanto la fuerza del viento como los objetos voladores son una amenaza para la integridad estructural de la turbina. Aunque las turbinas tienen mecanismos para bloquear y alinear las palas cuando el viento es muy fuerte (generalmente por encima de 80 km/h), las palas pueden arrancarse y las torres pueden colapsar, como fue el caso del parque eólico de Punta de Lima en Puerto Rico durante el huracán María de categoría cinco.

- Los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, aéreos y exteriores, operan de manera menos eficiente cuando las temperaturas ambientales son más altas, y pueden enfrentar riesgos cada vez mayores de daños físicos debido a tormentas o incendios forestales más intensos y frecuentes.

La infraestructura de transmisión suele ser más robusta que la infraestructura de distribución y, por lo tanto, más resistente a los desastres naturales. Los sistemas de transmisión suelen consistir en torres reticuladas que sostienen a los conductores, mientras que los sistemas de distribución se basan en postes, a menudo de madera. Las líneas de transmisión son

vulnerables a muchos desastres naturales, incluidos incendios forestales, fuertes vientos, fuertes nevadas, movimientos de tierra (terremotos, deslizamientos de tierra) o incluso calor extremo. De todos modos, los daños más frecuentes han ocurrido por tormentas. También hay muchos ejemplos de daños por objetos voladores, árboles que caen o líneas que colapsan durante las tormentas invernales por el impacto combinado del hielo y el viento.

El incremento de temperatura causa la dilatación de los conductores, fenómeno conocido en el diseño de las líneas aéreas, pero valores térmicos superiores a las condiciones de proyecto harán superar las distancias mínimas de seguridad respecto al terreno.

Los incendios forestales presentan un caso interesante donde los activos de transmisión y distribución son la fuente de riesgos. Por ejemplo, el 1° de marzo de 2023, se produjo la desconexión secuencial de las tres líneas de alta tensión que vinculan la estación transformadora de General Rodríguez con el área del Litoral por cortocircuitos, como consecuencia del incendio de un campo bajo la traza de dichos electroductos, lo que condujo al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) a una situación crítica de operación cerca del colapso. El riesgo de incendio será mayor cuanto más altas sean las temperaturas y las sequías.

- Probablemente, el aumento de las temperaturas incrementará la demanda de electricidad para refrigeración, de forma simultánea con la baja de la eficiencia en los sectores de generación, transmisión y distribución. Será mayor el desafío para el organismo encargado del despacho, el cual deberá enfrentar mayores picos de consumo con recursos más vulnerables o degradados.

Más allá de que algunos de estos efectos pueden variar, ser más intensos o frecuentes según la región, y las vulnerabilidades que enfrentan las distintas partes afectadas, pueden diferir significativamente dependiendo de su exposición específica a la condición o evento, la variación regional no implica aislamiento regional ya que los sistemas energéticos se han vuelto cada vez más interconectados. Los factores agravantes pueden crear desafíos adicionales. Por ejemplo, las combinaciones de sequía persistente, eventos de calor extremo e incendios forestales pueden crear picos de demanda a corto plazo y disminuir la flexibilidad y la oferta del sistema, lo que podría limitar la capacidad de responder a esa demanda.

Tabla 1 Vulnerabilidad del sector eléctrico a los desastres naturales. [6]

SECTOR	FENÓMENO						
	TERREMOTO	TORNADO	INUNDACIÓN	TSUNAMI	INCENDIO FORESTAL	SEQUIA	CALOR EXTREMO
TERMOELÉCTRICAS	ALTO	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO
HIDROELÉCTRICAS	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	BAJO
NUCLEARES	ALTO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO
FOTOVOLTAICAS	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	MUY BAJO
EÓLICAS	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	MUY BAJO	MUY BAJO
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	BAJO	ALTO	MUY BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO
ESTACIONES TRANSFORMADORAS	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO

ALTO

MEDIO

BAJO

MUY BAJO

En nuestro país, el cambio en las condiciones térmicas extremas podría afectar sensiblemente la demanda de potencia de electricidad y gas natural, ocasionando severos problemas a la red de distribución en centros urbanos densamente poblados. Por ejemplo, el aumento de las olas de calor en los últimos 50 años, han sido los eventos extremos que más han afectado la prestación del servicio eléctrico debido al aumento en el uso del aire acondicionado. Estas fallas en el servicio eléctrico se han producido debido a que la inversión en la red de distribución no ha avanzado al ritmo del crecimiento de la demanda de energía.

Por otra parte, los cambios en los caudales de los ríos pueden generar impactos significativos sobre la generación hidroeléctrica y los vientos severos pueden afectar la infraestructura de la red. Hacia fin de siglo podría haber una afectación negativa sobre la generación hidroeléctrica en las regiones de los Andes de Cuyo, Comahue y Patagonia, dado que las proyecciones de la precipitación en estas zonas son negativas para el largo plazo.

Por último, la mayor frecuencia de precipitaciones intensas agravaría los daños sobre el sistema de distribución eléctrica, siendo las principales afectadas las redes subterráneas, en especial los centros de transformación que pueden sufrir el ingreso de agua a los recintos si no tienen un equipamiento adecuado. Los daños en las redes aéreas también se incrementarían por las más frecuentes descargas eléctricas y por la circulación de grandes caudales de agua que pueden llegar a dañar las bases de las redes aéreas. Como las precipitaciones intensas suelen estar asociadas a vientos intensos, éstos también serían más frecuentes, perjudicando principalmente a las redes aéreas. En especial, los vientos huracanados más frecuentes podrían agravar la caída de torres y

postes de redes aéreas, dejando fuera de servicio líneas de media y baja tensión, estaciones de transformación, entre otros. [1]

4. RESILIENCIA EN EL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Se define a la “Resiliencia” como la capacidad de un material, mecanismo o sistema para recuperar su estado inicial cuando ha cesado la perturbación a la que había estado sometido. [8]

La evaluación de la resiliencia incluye la capacidad de un sistema para resistir un evento, la rápida recuperación de una perturbación, así como su adaptabilidad para prepararse contra amenazas futuras. Algunas de las áreas que amenazan la funcionalidad del sistema eléctrico se relacionan con la inestabilidad, la ciberseguridad y el cambio climático.

La resiliencia del sistema eléctrico se relaciona con el impacto de eventos severos y es un concepto general que cubre todo el espectro del sistema eléctrico, desde decisiones de diseño e inversión hasta funciones de planificación, operaciones, mantenimiento y gestión de activos. Como tal, el concepto de resiliencia del sistema de energía se aplica al marco de tiempo de planificación que busca generar resiliencia en la red futura, así como al marco de tiempo operativo, en el que la seguridad se gestiona mediante la optimización de la resiliencia inherente del sistema de energía existente.

Se pueden implementar un conjunto de medidas antes, durante y después de un evento, para lograr o mejorar la resiliencia. Tales medidas incluyen la anticipación; preparación; absorción; mantenimiento de operaciones críticas del sistema; recuperación rápida; y adaptación.



Figura 2 Descripción del proceso de gestión de resiliencia. [Elaboración propia.]

Estas actividades pueden pensarse como procesos estratégicos. El primero consiste en la planificación, que abarca una serie de medidas que se deben tomar con anticipación, antes de que ocurra un evento. Esto puede incluir estrategias de mitigación basadas en escenarios y planes para acciones de emergencia. La prevención, son actividades dedicadas a mejorar el desempeño durante los eventos cuyos períodos de realización son próximos a su desarrollo.

Apenas iniciado el evento, los sistemas sufren un proceso de degradación que dependerá de las actividades de planificación y prevención cuya resiliencia final quedará definida por los equipos y comunicación que hayan podido resistir este primer período de la perturbación.

La operación y restauración define las acciones destinadas al mantenimiento de las operaciones críticas del sistema mientras se desarrolla el evento y la recuperación rápida para poder normalizar los suministros básicos.

La recuperación se centra en tratar de devolver al sistema al estado inicial una vez finalizada la restauración, cuyo estado, medidos en términos de resiliencia, suele ser menor que el inicial ya que la restauración precedente solo ha restablecido los servicios básicos de energía. La recuperación se define en la etapa de planificación, por ejemplo, estrategias de repuestos, disponibilidad de transformadores, etc.

La adaptación son medidas que se toman después de un evento, donde la aplicación de las lecciones aprendidas son la base para mejorar el sistema y aumentar su resiliencia ante otros eventos.

En general, la planificación, la recuperación y la adaptación forman parte de una estrategia de resiliencia integral y completa, necesarias para garantizar que la política energética se focalizará con un suministro eléctrico sostenible. Actualmente, la mayor parte de los países en desarrollo solo alcanzan a cubrir mínimas o nulas tareas de prevención, operación y restauración. Los sistemas suelen ser normalizados en condiciones operativas muy inferiores a las iniciales, estableciendo un proceso de degradación que arroja una resiliencia cada vez menor que se sigue reduciendo a la atravesar un nuevo fenómeno meteorológico extremo.

4.1. Relación entre flexibilidad y resiliencia.

La flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad de un sistema eléctrico para gestionar de forma fiable y rentable la variabilidad de la demanda y la generación eléctrica en todas las escalas de tiempo pertinentes, desde garantizar la estabilidad instantánea del sistema eléctrico hasta respaldar la seguridad del suministro a largo plazo.

Tradicionalmente, en los sistemas eléctricos convencionales, la flexibilidad de potencia en el lado oferta se logra ajustando la generación para seguir la demanda, ya que la velocidad de cambio que puede afrontar el despacho hidrotérmico puede cubrir la velocidad de cambio con la que varía la demanda.

Con participaciones por encima del 2% al 3% en la matriz de generación, es probable que la generación de eólica y solar fotovoltaica conduzca a un aumento en la variabilidad e incertidumbre del lado de la oferta. Sin embargo, es la variabilidad y la incertidumbre combinadas de todo el sistema (todos los generadores y la demanda de energía) lo que se analiza. Por lo tanto, es probable que el impacto adicional de ERV sea muy pequeño inicialmente, aumentando gradualmente con niveles de penetración más altos. Con bajos niveles de implementación de ERV, existe muy poca diferencia entre la carga neta y la demanda. A medida que aumenta la integración de ERV, la forma de la carga neta cambia hasta que aparecen diferencias cada vez más notables entre las dos. La flexibilidad forma parte de la resiliencia, esto puede verse en las etapas mencionadas anteriormente: *operación* y *restauración*. Los recursos de flexibilidad, que hayan podido superar el proceso de degradación durante el evento, ayudarán a la operación y permitirán restaurar más rápidamente los servicios interrumpidos.

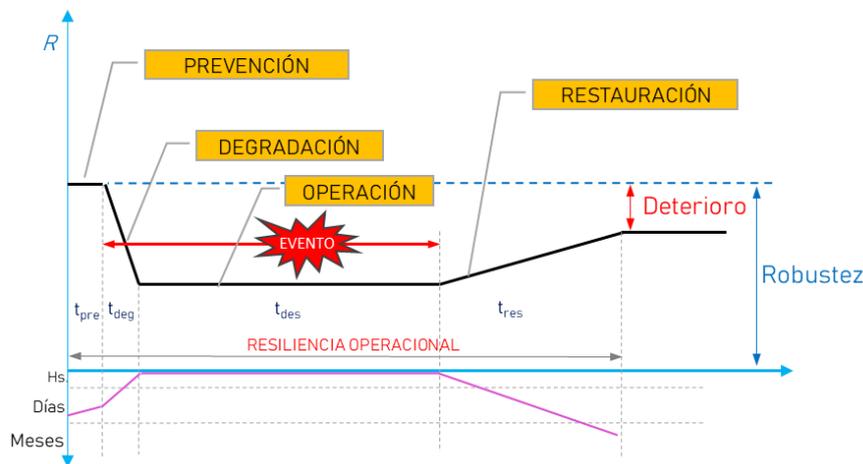


Figura 3 Nivel de resiliencia durante un evento extremo con bajo nivel de flexibilidad. [Elaboración propia.]

Las soluciones emergentes posibilitarán el aumento de la flexibilidad del lado de la oferta y también en todos los segmentos del sistema eléctrico. Estas pueden dividirse en tres áreas de acuerdo con la función que cumplen dentro del mercado: generación, red y demanda. La implementación de cada una de las soluciones requiere de innovaciones tecnológicas y recursos soportes.

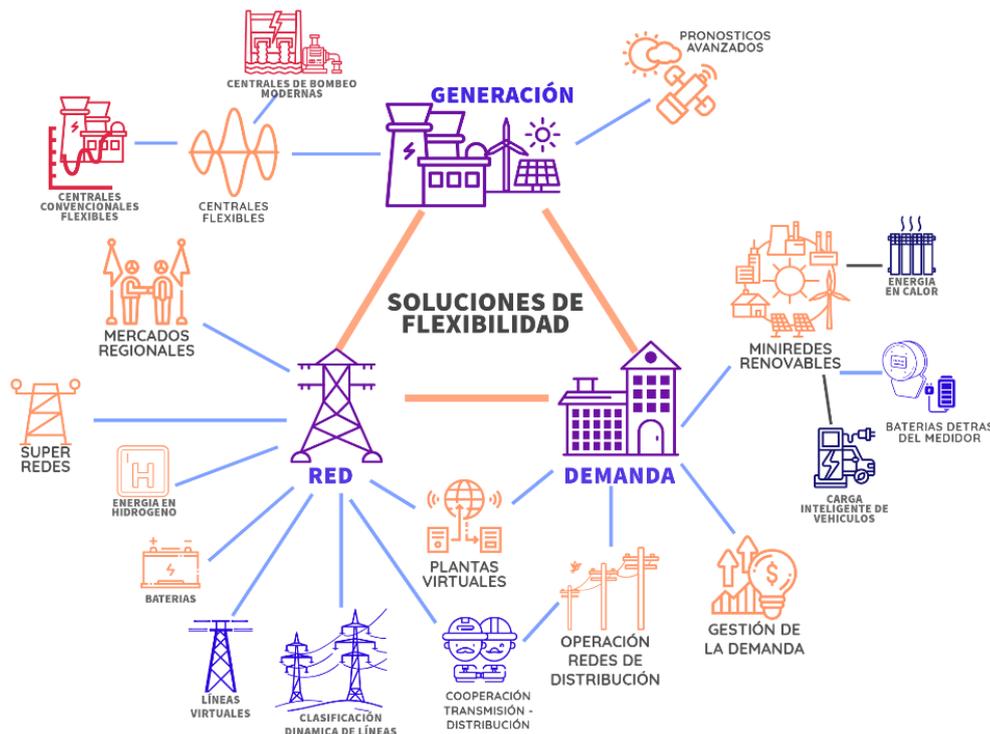


Figura 4 Principales soluciones de flexibilidad en los diferentes niveles de la red. [Elaboración propia.]

Los recientes fenómenos meteorológicos extremos han destacado la importancia de los recursos energéticos distribuidos (RED), es decir, nuevas fuentes de flexibilidad como medida rentable para mejorar la resiliencia. A medida que la frecuencia y magnitud de los fenómenos meteorológicos extremos se vuelvan más difíciles de predecir debido al cambio climático, será más fácil que fallen tanto las grandes plantas generadoras como las redes y, consecuentemente, será más difícil restaurarlos. Por otro lado, los RED y las microrredes con capacidad de almacenamiento pueden ayudar a los consumidores a resistir los cortes de energía.

Una infraestructura integrada por recursos avanzados de flexibilidad y gestionada con política dirigidas a mantener y mejorar la resiliencia de la red eléctrica se traducirá en un sistema más robusto que sufrirá menos degradación y recuperará rápidamente su condición inicial (Figura 5). Esto será necesario para cumplir los compromisos asumidos de desarrollo sostenible.

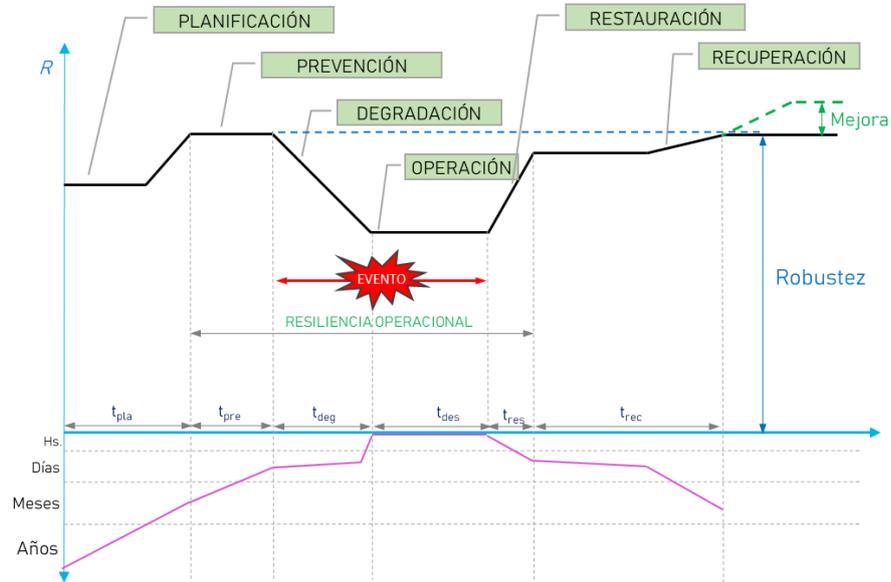


Figura 5 Nivel de resiliencia con proceso de gestión y alto nivel de flexibilidad. [Elaboración propia.]

5. RESILIENCIA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE.

Las ciudades y los países de todo el mundo enfrentan las difíciles consecuencias de una infraestructura deficiente, a menudo con un costo significativo para las personas y las empresas. En todo el mundo, 940 millones de personas todavía carecen de acceso a la electricidad moderna, y mucho menos a servicios modernos de telecomunicaciones; 2.100 millones no tienen acceso a agua potable; 4.500 millones carecen de instalaciones sanitarias adecuadas; Mil millones viven a más de 2 kilómetros de una carretera transitable durante todo el año; y un número incontable de personas no pueden acceder a oportunidades laborales y educativas porque los servicios de transporte siguen sin estar disponibles o son inasequibles [3].

El simple conectarse al sistema eléctrico no garantiza un servicio confiable. Tal es así, que muchas personas y empresas experimentan a menudo cortes de energía, suministro de agua intermitente, transporte congestionado o interrumpido, y comunicaciones poco confiables. En las áreas de transporte, agua, electricidad e infraestructura en general, los países de ingresos bajos y medios tienden a experimentar más perturbaciones y ser menos confiables que los países más ricos, se aprecia en la Figura 6.

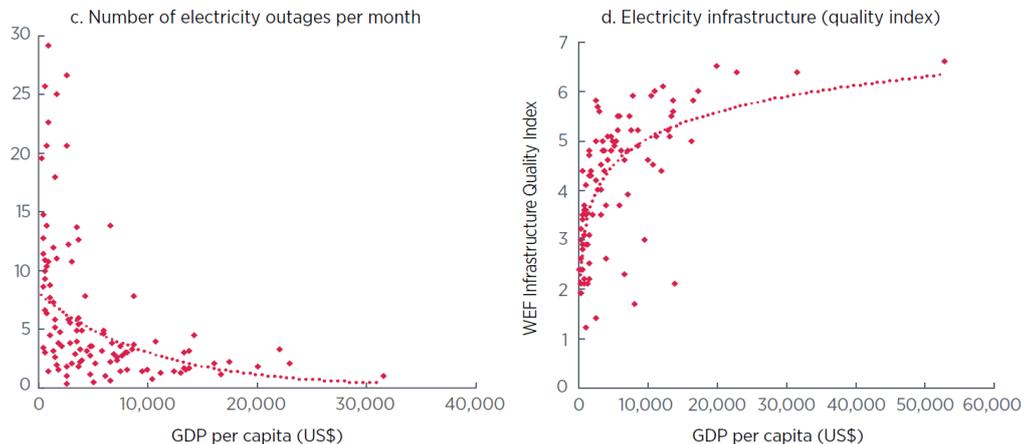


Figura 6 Cortes de energía e índice de calidad en función del PBI. [4]

5.1. Consecuencia de la falta de resiliencia.

Sin dudas, la falta de acceso a los servicios públicos puede tener graves consecuencias económicas, incluso, la falta de confiabilidad de dichos sistemas también genera impactos negativos. En síntesis, estar conectado a la red eléctrica es de poca utilidad si se corta el suministro de energía.

Los sistemas de servicio público poco confiables afectan a las empresas de tres maneras [4]:

- Impactos directos. Estos impactos son las consecuencias más visibles e inmediatas de los cortes de suministro. Por ejemplo, una empresa que depende del agua para enfriar una máquina no puede fabricar productos durante una sequía; de la misma manera, un restaurante con una estufa eléctrica no puede cocinar sin electricidad. Las perturbaciones en la red interrumpen las actividades de las empresas, las obligan a operar a una capacidad de producción inferior a la instalada, reducen sus ventas y provocan retrasos en el suministro y la entrega de bienes.
- Costos de afrontamiento. Por ejemplo, un grupo electrógeno reduce los impactos directos de los cortes de energía, pero tiene altos costos operativos y requiere una compra inicial que prohíbe inversiones alternativas y mejoras productivas.
- Impactos indirectos. Estos impactos son menos visibles e inmediatos; afectan las decisiones de inversión de las empresas, influyen en los productos que se pueden producir y los que no, e influyen en la composición y el carácter innovador de una industria. Por ejemplo, es menos probable que una empresa actualice su maquinaria con tecnología más productiva si los cortes frecuentes la obligan a volver periódicamente a la producción manual.

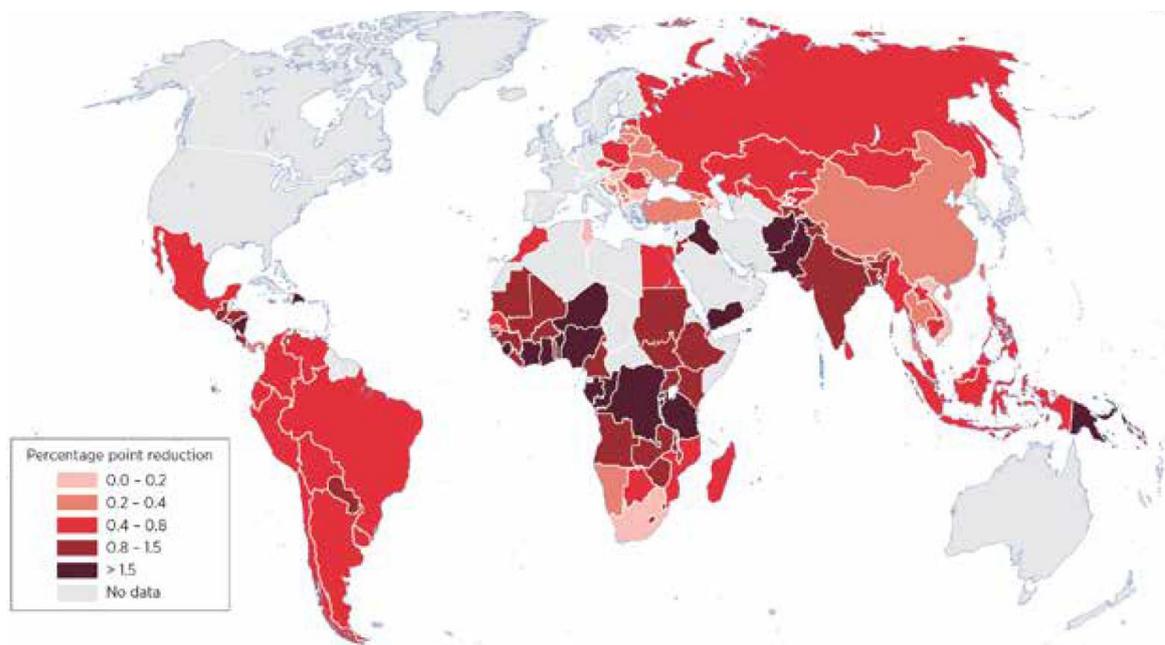


Figura 7 Pérdidas promedio en la tasa de utilización a nivel nacional debido a interrupciones en los servicios de electricidad, agua y transporte. [4]

Las interrupciones en la infraestructura y la falta de confiabilidad afectan a las personas como trabajadores y consumidores. También, pueden imponer costos directos a los hogares, de forma similar a lo explicado para empresas en el párrafo anterior. Cada interrupción puede tener impactos adversos reales, incluida la consecuencia directa a corto plazo de no tener acceso a electricidad, agua potable, transporte o comunicación. Por ejemplo, los cortes de energía pueden afectar: la refrigeración y la calefacción (lo que a su vez puede tener implicaciones para la salud); las actividades económicas, los resultados educativos de los niños, las actividades sociales, las actividades de ocio, y las tareas domésticas habituales como cocinar.

Garantizar que los servicios públicos sean confiables es fundamental para que las grandes inversiones valgan la pena. Las inversiones en infraestructura que no cumplan con estos criterios seguramente no darán resultados, no sólo financieramente sino también en su capacidad para contribuir al desarrollo socioeconómico sostenible.

6. CONCLUSIONES.

Los eventos de baja frecuencia y alto impacto, como la mayoría de los desastres naturales, rara vez se consideran en su totalidad, y la implementación de las medidas de gestión planificadas suele ser irregular. El cambio climático podría aumentar la frecuencia e intensidad de estos eventos, mejorar la resiliencia del sector energético ante los desastres naturales es esencial para el bienestar económico y la calidad de vida.

Se estima que, debido a las temperaturas extremas que se incrementarán en magnitud y duración, la eficiencia del parque generador y del sistema de transmisión decrecerá a la par del aumento de la demanda para refrigeración. Los recursos energéticos distribuidos, en particular las microrredes con capacidad de almacenamiento se presentan como una gran oportunidad para mejorar la resiliencia del sistema y reducir la vulnerabilidad de la red frente a todos los desastres naturales.

Como parte de los objetivos de desarrollo sostenible, la meta 7.1 define: garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos. La meta 13.1 busca fortalecer la capacidad de resistencia y adaptación a los peligros del clima y los desastres naturales en los países. Sin dudas, el cumplimiento de ambas metas solo será posible si el sistema energético incorpora como estrategia de planificación de nuevos proyectos y operación del despacho las actividades que necesita el sistema interconectado y las redes de distribución para hacer frente a los eventos climáticos extremos: planificación, prevención, operación, restauración, recuperación y adaptación.

Se ha demostrado que es posible aumentar la resiliencia de los servicios y usuarios gracias a un conjunto de opciones rentables y fácilmente disponibles, desde el uso de materiales más resistentes hasta la adopción de redundancias. Sin embargo, existen obstáculos que impiden que quienes diseñan, construyen, operan y mantienen activos aprovechen todas las oportunidades disponibles para impulsar la resiliencia. Estos obstáculos difieren en importancia y relevancia entre países: dependen del nivel de ingresos y riqueza, la extensión y condición actual de los sistemas de infraestructura en diversos sectores, y la capacidad institucional y técnica para diseñar, construir y mantener los activos.

Si bien en nuestro país se han impulsado varias estrategias para hacer frente, de manera coordinada y eficiente, a los enormes y urgentes desafíos del cambio climático, no existen evidencias de que la Argentina haya iniciado la implementación de un sistema de gestión de resiliencia integral a largo plazo que prepare, respalde, recupere y adapte al sistema eléctrico ante eventos meteorológicos extremos. Mientras tanto, se verán las mismas acciones destinadas a restaurar el suministro con los recursos propios que hayan planificado disponer las propias empresas responsables del servicio.

La "resiliencia" no debe emplearse solo como herramienta para enfrentar hechos particulares, sino que debe entenderse y adoptarse como base fundamental para lograr un país más justo cuyos resultados tendrá, entre otros, la capacidad de hacer frente a fenómenos naturales extremos, condición necesaria para garantizar el acceso fiable a los servicios energéticos.

7. REFERENCIAS.

- [1] Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático. *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República Argentina*, 2022.
- [2] Climate Resilience. *International Energy Agency*, 2021.
- [3] Climate Resilience for Energy Security". *International Energy Agency*, 2019.
- [4] S. Hallegatte J. Rentschler J. Rozenberg, *Lifelines: The Resilient Infrastructure Opportunity*. Washington: World Bank Group, 2019.
- [5] Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050. *Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación*, 2019.
- [6] STRONGER POWER Improving Power Sector Resilience to Natural Hazards. *World Bank Group*, 2019
- [7] Climate Change and the Electricity Sector: Guide for Climate Change Resilience Planning. *U.S. Department of Energy Office of Energy Policy and Systems Analysis*, 2016.
- [8] N. Mahdavi, S. Najafi, and N. Bizon, *Power Systems Resilience*. 2019

DESARROLLO DE TECNOLOGÍA DE SECADO SOLAR PARA COMUNIDADES RURALES

García Valladares, Octavio^{a*}, Gómez Espinoza, Víctor^a, Hernández Jerónimo,
Juan Pablo^a, Hernández Tamayo, Daniel^a, Domínguez Niño, Alfredo^a

^a Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), México
ogv@ier.unam.mx

RESUMEN.

Las tecnologías generadas por el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México en secado solar de alimentos, han servido como base para realizar acciones de trabajo en comunidades rurales relacionadas con diversos problemas alimentarios. Como muestra se presenta la planta comunitaria de secado solar de Hueyapan, Morelos. Los secadores solares desarrollados, que van desde pequeños secadores de uso doméstico, secadores tipo gabinete, secadores tipo túnel e invernaderos, han sido diseñados y evaluados experimentalmente como se muestra en este trabajo. Los secadores desarrollados han demostrado ser una herramienta eficiente por su impacto en la reducción del desperdicio de alimentos y, asimismo, por el fortalecimiento del desarrollo económico comunitario del pueblo y de la región, sin dejar de mencionar la parte ambiental, ya que se evita el costo de agua, suelo, y energía en la producción además de la emisión de gases a la atmósfera producto de la merma de la cantidad de alimentos que se descomponen emitiendo gases y contribuyendo al calentamiento global.

Palabras Claves: Secado solar, Energías solar, Deshidratación de alimentos, Sector rural.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

Cada año a nivel mundial de acuerdo a la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación FAO, se pierden 1,300 millones de toneladas de alimentos lo que se traduce a emitir aproximadamente el 8% de los gases de efecto invernadero [1]. En México se desperdicia un 37% de la producción nacional, lo que equivale a 20 millones de toneladas de alimentos al año y por otro lado, se estima que más de 25 millones de mexicanos viven en pobreza alimentaria, dicho con otras palabras, no tienen acceso a una dieta nutritiva y suficiente [2]. Esta situación compleja requiere de acciones contundentes que permitan no solo la reducción de desperdicios, sino también que consoliden las condiciones para una seguridad alimentaria a fin de lograr que las personas tengan acceso a una nutrición adecuada.

Una técnica que permite reducir el desperdicio de alimentos de una manera sostenible, es el secado solar de alimentos, el cual utiliza la radiación solar como fuente de energía para disminuir la cantidad de agua presente en los mismos; y la cual se considera una de las aplicaciones de la energía solar ancestral (secado a cielo abierto). Este método consiste en retirar por evaporación el agua del alimento y traspasarla al aire que lo rodea; al secar se producen dos procesos al mismo tiempo: a) transmitir calor del aire caliente exterior al interior del alimento; y b) transferir la humedad del alimento al aire.

En el pueblo indígena de Hueyapan, Morelos, México, el Instituto de Energías Renovables (IER) de la UNAM, implementó un proyecto social que atendió la problemática alimentaria, ambiental y social del lugar. Específicamente, para los habitantes del pueblo sus cultivos agrícolas representan ingresos económicos y alimentarios, sin embargo, el cuidado de los árboles frutales ha disminuido, porque ya no representan un alto valor comercial debido a los cambios en las tendencias del mercado agrícola y a los intermediarios necesarios para que lleguen esos productos al mercado. Con base a esta problemática, se llevó a cabo el proyecto CONAHCyT 319188: Centro Comunitario para el Deshidratado Solar de Productos Agropecuarios de Pequeños Productores Indígenas de Hueyapan, Morelos.

La finalidad del centro es, consolidar un espacio de trabajo comunitario y el acopio de alimentos (frutas, verduras, hierbas aromáticas y medicinales) para lograr revalorizar las frutas que están dejando de consumirse y generar un impacto alimentario, social, cultural, ambiental y económico en Hueyapan. Específicamente, el presente artículo describe las características de la tecnología de los secadores solares y su apropiación social para ser usados por mujeres, hombres, niñas, niños y juventudes de Hueyapan para la conservación alimentaria. Los secadores solares, permitieron que las personas aprendieran a manejar las tecnologías generadas en un contexto de economía circular (secado de alimentos utilizando energía solar térmica).

Los secadores solares se pueden clasificar en sistemas de secado solar pasivos (convección natural) donde el aire se calienta y mueve, de forma natural por diferencia de densidad del fluido debido a la variación de temperatura, o activos (convección forzada) que utilizan ventiladores para mover el aire. Desde el punto de vista de su interacción con la radiación solar se pueden clasificar como: directos (o de tipo integral) en los cuales, la radiación solar incide directamente sobre el producto que se van a secar, produciendo que la humedad relativa del aire de secado se reduzca lo que aumenta la capacidad de evaporar el agua del producto; indirectos (o de tipo distribuido) donde los alimentos se colocan en una cámara de secado a oscuras y se seca con aire que circula y que se calienta a través de captadores solares; y secadores solares tipo mixto que combinan las características de los secadores solares de tipo directo e indirecto. En este artículo se presentan los secadores solares desarrollados en el IER UNAM que van desde pequeños secadores de uso doméstico hasta secadores de pequeña y mediana capacidad para productores de alimentos.

2. SECADORES SOLARES DESARROLLADOS.

2.1. Secador para uso doméstico (secador directo).

En estos secadores, los rayos solares son transformados en calor a través del efecto invernadero en un secador solar (Figura 1a), que tiene los siguientes elementos: a) una superficie que se debe orientar hacia la dirección del sol, que recibe y absorbe los rayos luminosos; b) una cubierta transparente, que deja pasar la radiación solar y evita el escape del calor; c) elementos aislantes en todo su cuerpo para evitar que el calor generado se pierda al ambiente.

Está construido con materiales ligeros, con una buena transmitancia a la radiación solar y que actúa a su vez como aislante térmico con efecto de invernadero. Cuenta con un área de secado de 0.3 m² (y una capacidad entre 0.5 y 1 kg de producto fresco dependiendo de la presentación en que se seque el alimento); son para uso doméstico y ya son comerciales. Se han empleado de forma exitosa para la capacitación inicial de personas productoras indígenas, así como en la enseñanza en el sector educativo, ya que son pequeños y fáciles de transportar.

Estos secadores han sido evaluados con diferentes plantas y frutas comestibles utilizando diferentes cubiertas (vidrio, policarbonato, acrílico, polietileno y superficie selectiva), para evaluar el tiempo de secado del alimento y cómo afectan estas cubiertas las propiedades nutrimentales y el color final

del alimento. En la Figura 1 a) se puede observar un secador solar pasivo para uso doméstico, mientras que la Figura 1b) muestra el mismo secador, pero con diferentes tipos de cubierta (vidrio, acrílico, policarbonato y polietileno).



Figura 1 a) Secador solar para uso doméstico b) secadores con diferentes cubiertas (vidrio, acrílico, policarbonato y polietileno)

Como ejemplo de alguno de los trabajos realizados con estos equipos, se tiene el de “Efecto del uso de un secador solar modificado sobre las propiedades fisicoquímicas del fruto de carambola (Averrhoa carambola L.)” [3], donde se analiza cómo las condiciones óptimas de secado dependen del material de la cubierta del secador. En dicho trabajo, se modificó la cubierta un secador solar con cuatro materiales diferentes: vidrio, acrílico, policarbonato y polietileno (Figura 1b). El contenido de humedad de las rodajas de carambola se redujo de 89.23% a un contenido de humedad final entre 2.2% y 5.9% en un tiempo máximo de 650 min. La actividad de agua final de las muestras secas varió de 0.310 a 0.414. Se obtuvo que la degradación del ácido ascórbico es menor en los secadores de vidrio (159.50 mg/100 g base seca) y superiores en secadores de polietileno (124.37 mg/100 g base seca) y la menor diferencia de color (13.83) obtenido por los parámetros de Hunter L, a y b entre el producto fresco y seco se obtuvo con la cubierta de policarbonato donde también se obtuvo la mayor cantidad de carotenoides (4.26 mg/g base seca). Mientras que desde el punto de vista de la rapidez del secado el orden de menor tiempo a mayor fue: vidrio, acrílico, policarbonato y polietileno.

2.2. Captadores solares para calentamiento de aire.

Este captador solar tiene un área de 1.7 m², cuenta con canales rectangulares por los que pasa el aire a calentar, un absorbedor con superficie selectiva, vidrio solar de bajo contenido de hierro y aislamiento en el fondo y en sus partes laterales (Figura 2a). El captador ha sido patentado por el IER de la UNAM.



Figura 2 a) Captador solar para calentamiento de aire; b) Esquema de distribución de nodos en la dirección axial [4].

Para el diseño y optimización de este captador se realizó un modelo numérico para predecir su rendimiento térmico utilizando el método de volumen de control con discretización tanto en sentido longitudinal y axial (Figura 2b). El modelo numérico da la siguiente información: curvas de eficiencia térmica (lineal y cuadrática), modificador del ángulo de incidencia, temperatura distribución en las partes sólidas (aislamiento trasero, placa absorbente y cubierta transparente), y tanto la temperatura como valores de humedad en el flujo de aire a lo largo del colector. El modelo fue validado estadísticamente utilizando 84 datos de eficiencia térmica obtenidos con tres disposiciones diferentes de calentadores de aire solares. El error relativo promedio entre los datos experimentales y numéricos para la eficiencia térmica fue $\pm 5.38\%$. Tras el análisis de mínimos cuadrados ponderados, los coeficientes a (interceptor) y b (pendiente) obtenidos son iguales a 0.028 ± 0.004 y

1.086 ± 0.007 respectivamente. Estos coeficientes confirman la idoneidad del modelo numérico para predecir con precisión el rendimiento térmico de los calentadores solares de aire [4].

2.3. Secador tipo gabinete (secador mixto).

El secador solar cuenta con 10 bandejas de 43 x 63 cm en el interior (un área de secado de 2.7 m² con una capacidad aproximada de entre 5 y 10 kg de producto fresco dependiendo de la presentación en que se desee secar el alimento), un captador solar para calentamiento de aire y un pequeño ventilador fotovoltaico, lo que lo hace totalmente autónomo (ver Figura 3). El equipo puede funcionar como un secado mixto (directo e indirecto) de los productos agropecuarios o puede convertirse en un secador indirecto si se cubre el gabinete con una malla sombra o algún otro material para utilizarse con productos donde el color o propiedades puedan ser degradados por los efectos de exposición directa a la radiación solar.

Este secador se puede desarmar y trasladar fácilmente en una pequeña camioneta, en caso de ser necesario, para instalarse en huertos y hacer pruebas locales de deshidratación solar o se puede emplear para dar cursos de capacitación en diferentes lugares o comunidades.



Figura 3 Secador solar tipo gabinete [elaboración propia].

Uno de los trabajos de investigación realizados con este secado es la evaluación de las propiedades fisicoquímicas y colorimétricas de Zompante (Erythrina americana). Para lo cual fue operado en diferentes formas con malla sombra para cubrir el gabinete (modo indirecto) y sin ella sombra (modo directo), y variando el flujo de aire (convección natural y convección forzada). Se obtuvo que para conservar mejor las propiedades de la flor se debía usar la malla sombra. En estas condiciones, la eficiencia total de secado (calculada con base a la energía necesaria para evaporar el agua del producto dividida entre la energía solar total recibida por el secador [5]) fue 17.10%, la temperatura máxima alcanzada fue de 62.28 °C, las proteínas completas en el producto deshidratado fueron 7.65%, grasas 2.30%, fibra 4.93%, cenizas 8.08% y sólidos solubles totales 36°Brix. Bajo estas condiciones también se asegura un color rojo en el zompante deshidratado. Con lo que se sugiere utilizar el secador solar en modo indirecto sin exposición a la radiación solar. Las flores de Zompante deshidratadas pueden tener varias aplicaciones prácticas, por ejemplo, como aditivo no sólo en la cocina tradicional mexicana sino también para platos como pastas, cremas, harinas e incluso formulados alimentos [5].

2.4. Secador tipo túnel (secador mixto).

Se diseñó y construyó un secador solar tipo túnel de 40 charolas de 43 x 63 cm con un área de secado de 10.8 m² y una capacidad aproximada de entre 25 y 50 kg de producto fresco dependiendo de la presentación en que se quiera secar el alimento. Cuenta con 4 captadores solares para calentamiento de aire en serie (de 1.7 m², los presentados en la subsección 2.2) y un ventilador accionado por un sistema fotovoltaico lo que le permite operar sin necesidad estar conectado a la red eléctrica. Al igual que el anterior se puede utilizar como secador mixto o indirecto. En la Figura 4 se muestra el secador solar tipo túnel desarrollado e instalado en Hueyapan, Morelos.



Figura 4 Secador solar tipo túnel [elaboración propia].

En la investigación de las aplicaciones del secador solar tipo túnel, se han realizado entre otras cosas la evaluación térmica de un secador bajo diferentes condiciones de operación, una de ellas por ejemplo con 40 charolas de agua con medio litro cada una (20 kg de agua en total), para evaluar la eficiencia de secado y del secador, así como para observar cómo se comporta las diferentes áreas de secado del secador. Las pruebas se realizaron desde las 11 a las 15 horas (hora solar), obteniéndose una eficiencia de los 4 colectores conectados de serie de 35% y una eficiencia de secado de 16.5% [6] con temperaturas en el secador tipo túnel de 45 a 65 °C. Al final de la prueba de secado con el agua, se midió el agua contenida en cada charola, para ver la cantidad de agua que se había evaporado durante el transcurso de la prueba, la cual fue de 9.82 kg, con una insolación es ese periodo de 12.3 MJ/m². Los resultados de la evaporación del agua se pueden ver en la Figura 5, donde como era de esperarse la cantidad de agua evaporada fue mayor en las charolas de arriba que reciben directamente los rayos del sol y en las charolas de la entrada del aire caliente, lo que da la pauta para dos conclusiones u observaciones, a la mitad del proceso de secado de alimentos deberían rotarse las charolas de arriba hacia abajo y las más alejadas de la entrada de aire caliente hacia la entrada de aire (o bien si tomamos como referencia la Tabla 1, las casillas pintadas de color rojo y naranja hacia las posiciones amarillas y verdes) para poder obtener un secado más homogéneo. Adicionalmente se trabajará en rediseñar la entrada de aire al túnel para intentar que se tenga un secado más homogéneo a lo largo de todo el túnel [6]

Tabla 1. Representación esquemática de las charolas a lo largo y alto de secador y los gramos de agua evaporada en cada una de ellas durante la prueba.

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	446	460	433	448	444	494	437	438
2	107	165	150	158	188	260	180	188
3	169	133	131	169	174	192	187	177
4	161	160	153	191	129	224	223	142
5	312	293	240	275	241	267	216	270



Figura 5 Secador solar tipo túnel en un prueba de secado con irradiación de 12.3 MJ/m², humedad relativa ambiental de 48.6 % y una temperatura ambiente de 34.2 °C.

2.4. Secador tipo invernadero (secador mixto).

El secador solar tipo invernadero está conformado por una nave curva con dimensiones de 8 m de largo x 8 m de ancho y 2.5 m en la parte más alta del domo; tiene un volumen aproximado de 160 m³. En el interior del secador por la parte inferior se instalaron 4 ductos para la distribución del aire caliente proveniente de los captadores solares, tiene una capacidad de alojar cerca de 200 kg de producto fresco (160 charolas de 43 x 63 cm). En la Figura 6 se muestra el secador solar tipo invernadero.

El sistema solar está conformado por 16 captadores solares para calentamiento de aire de 1.7 m² obteniendo un área total de captación de 27.2 m²; el arreglo de los captadores está distribuido en cuatro hileras en paralelo, con cuatro captadores acoplados en serie para cada una de las hileras. El banco de captadores solares está acoplado e interconectado al secador tipo invernadero mediante ductos circulares. El aire a temperatura ambiente es inducido a través de los captadores solares mediante un extractor-ventilador centrífugo para después ser ingresado al secador solar. El sistema solar fotovoltaico (SFV) para la generación de la energía eléctrica requerida, está constituido por 4 paneles solares fotovoltaicos, donde cada panel tiene un área de captación de 2.56 m² y 550 W de potencia eléctrica máxima, lo que da un área total de captación de 10.2 m² con 2200 W de potencia total máxima. El SFV puede operar de manera continua acoplado al secador solar durante los periodos con suficiente radiación solar. El sistema cuenta con 4 baterías de carga para proporcionar una autonomía de operación al ventilador de hasta 4 horas.



Figura 6 Secador solar tipo invernadero [elaboración propia]



Figura 7 Vista aérea del Centro Comunitario para el Deshidratado Solar de Productos Agropecuarios de Pequeños Productores Indígenas de Hueyapan. Video: <https://www.youtube.com/watch?v=CWS7ZeNf29c> [elaboración propia]

2.5. Centro Comunitario para el deshidratado solar de productos agropecuarios de pequeños productores indígenas de Hueyapan, Morelos.

La planta comunitaria de secado solar de alimentos de Hueyapan (ver Figura 7) cuenta con: 4 secadores solares tipo gabinete; 2 secadores solares tipo túnel; un secador solar tipo invernadero mixto y un cuarto de procesamiento de alimentos 64 m² con la infraestructura necesaria para la selección, el lavado y desinfectado, el procesamiento, el empaque y el almacenamiento de los productos que se van a secar, producir y comercializar. Cuenta con un sistema solar de 150 litros para calentamiento de agua, la cual es usada para los procesos de limpieza y desinfección. Los sistemas de secado solar instalados actualmente tienen una capacidad de 280 charolas (de 43 x 63 cm), lo que representa un área de secado solar de alimento equivalente a 75.6 m². Esto permite que en un buen día de sol se pueda secar aproximadamente 170 kg de manzanas, peras o duraznos frescos en rebanadas de 3 mm de espesor, lo que producirá cerca de 17 kg de manzanas, peras o duraznos deshidratados equivalentes a una producción diaria de alrededor de 500 bolsas comerciales de 35 g o bien una producción mensual estimada de unas 10,000 bolsas.

3. CONCLUSIONES.

La tecnología generada y patentada por investigadores del Instituto de Energías Renovables de la UNAM en secado solar de alimentos, han servido como base para diseñar acciones de trabajo relacionadas con los diversos problemas alimentarios de comunidades rurales, poniendo como ejemplo el pueblo indígena de Hueyapan, Morelos. La tecnología desarrollada ha sido diseñada, evaluada y se han obtenido buenos rendimientos térmicos. Su implementación está impactando en la reducción del desperdicio de alimentos y, asimismo, fortalece el desarrollo económico comunitario del pueblo y de la región. La tecnología ofrece la oportunidad social de aumentar la producción y disposición de productos nutritivos en el mercado y en la mesa de las familias de la región.

El Centro Comunitario se ha convertido en el espacio generador de trabajo social, y el lugar para vivir la experiencia de transformar los alimentos que se han desechado durante años en Hueyapan. También es el espacio que cobra un significado social para el cuidado de la riqueza agrícola y alimentaria del pueblo. La fusión entre la tecnología de los secadores solares y el aprendizaje de las personas para usar correctamente esta tecnología, da paso a la disminución de la desigualdad social, la pobreza y el hambre.

4. AGRADECIMIENTOS POR EL FINANCIAMIENTO.

Al proyecto CONAHCyT 319188 "Centro Comunitario para el Deshidratado Solar de Productos Agropecuarios de Pequeños Productores Indígenas en Hueyapan, Morelos".

5. REFERENCIAS.

- [1] FAO. Iniciativa mundial sobre la reducción de la pérdida y el desperdicio de alimentos. 2015. Recuperado de: <https://www.fao.org/3/i4068s/i4068s.pdf>
- [2] FAO. Alimentación y agricultura sostenibles. Organización de las Naciones Unidas Para la Alimentación y la Agricultura. Retrieved December 29, 2023, from <https://www.fao.org/sustainability/es/>
- [3] O. García-Valladares, A.L. Cesar-Munguia, E.C. López-Vidaña, B. Castillo-Téllez, C.A. Ortiz-Sánchez, F.I. Lizama-Tzec, A. Domínguez-Niño. Effect by using a modified solar dryer on physicochemical properties of carambola fruit (*Averrhoa carambola* L.). *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, Vol. 21, No. 1, Alim2650, 2022. <https://doi.org/10.24275/rmiq/Alim2650>
- [4] R. Pérez-Espinosa, O. García-Valladares, I. Pilatowsky. Numerical modeling and experimental validation of Back-Pass rectangular ducts solar air heaters. *Applied Thermal Engineering*, Vol. 171, 115018, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115018>
- [5] O. García-Valladares, Alfredo Domínguez-Niño, Ana María Lucho-Gómez, Andrea Gail Jiménez-Montiel, Arcel Siareth Rodríguez-Mendoza, Beatriz Castillo-Téllez, Mario Luna-Flores, Margarita Castillo-Téllez. Mixed-Mode Solar Drying and its Effect on Physicochemical and Colorimetric Properties of Zompante (*Erythrina Americana*). *Plant Foods for Human Nutrition*. Vol. 79 pp 194-201, 2024. <https://doi.org/10.1007/s11130-024-01147-0>
- [6] D. Hernández Tamayo, R. Pérez-Espinoza, O. García Valladares. Evaluación térmica de un deshidratador solar tipo túnel mixto bajo diferentes condiciones de operación. 3er congreso nacional de secado, cocción y refrigeración solar de alimentos, Campeche, México. 2022.

EL IMPACTO SOCIAL DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, UNA CUESTIÓN PENDIENTE

Donato, Patricio G., Funes, Marcos A., Orallo, Carlos M.

Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE), Mar del Plata
donatopg@fi.mdp.edu.ar, mfunes@fi.mdp.edu.ar, orallo@fi.mdp.edu.ar

RESUMEN

Las Redes Eléctricas Inteligentes se han expandido en la última década de la mano de despliegues de medidores inteligentes a gran escala en varias regiones del mundo. La introducción de estos dispositivos, con todo el conjunto de nuevas funcionalidades que introducen, es un gran desafío, tanto desde el punto de vista técnico como desde el aspecto social. Aunque en la última década se han publicado numerosos trabajos académicos que analizan a fondo las Redes Eléctricas Inteligentes desde una perspectiva técnica, en el mismo período se observa un leve incremento en el interés sobre investigaciones relacionadas con la interacción entre la tecnología y los usuarios. En este trabajo se presenta una revisión de la literatura reciente sobre Redes Eléctricas Inteligentes que se centra en algunos estudios relacionados con la aceptación social de las mismas. Esta revisión pone en evidencia que es esencial comprender las motivaciones subyacentes en la percepción pública de las Redes Eléctricas Inteligentes para mejorar y ampliar las campañas de concientización y sensibilización a corto y medio plazo, ya que sin apoyo social, las expectativas puestas en las mismas pueden verse seriamente limitadas.

Palabras Claves: Redes Eléctricas Inteligentes, Medidores Inteligentes, Sociedad, Economía.

Área Temática: Economía Energética

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El concepto de Redes Eléctricas Inteligentes (REI), también conocidas por su denominación en inglés como *Smart Grids*, surge como respuesta al conjunto de problemas derivados de la creciente demanda de electricidad en todo el mundo. Las REI centran su acción en el consumo racional y la gestión eficiente de la red eléctrica como respuesta a esta demanda creciente. Básicamente se las puede definir como redes eléctricas que incorporan Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TICs) para proveer un flujo de información en tiempo real y bidireccional, y también dispositivos de generación de energía basados en fuentes renovables y elementos de almacenamiento de energía. A través de la gestión eficiente de las REI se puede lograr una reducción de las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución, especialmente en baja tensión. También las REI habilitan la implementación de esquemas de gestión de la demanda y permiten hacer el seguimiento y control del consumo en tiempo real.

Uno de los dispositivos centrales en la arquitectura de las REI es el medidor inteligente o *smart meter*. Es el dispositivo que se encarga de adquirir las magnitudes de corrientes y tensiones en el punto de medición del cliente (acometida), y calcular parámetros de interés, tales como potencia activa y reactiva, frecuencia, tensiones, y otros parámetros relacionados con la calidad de la energía eléctrica. Estos dispositivos, completamente electrónicos, realizan un procesamiento básico de las señales adquiridas y luego almacenan los datos en forma local y además los transmiten hasta un concentrador a través de diferentes medios de comunicaciones (ver Tabla 1). Los medidores inteligentes son la base de las Arquitecturas de Medición Avanzada (AMI, del inglés *Advanced Metering Infrastructure*), en donde las mediciones de parámetros eléctricos se hacen en tiempo real y pueden ser utilizadas para generar políticas de tarifas y consumo, gestionar el flujo de energía y mejorar la calidad del servicio eléctrico en general. Los datos adquiridos de la red proporcionan información útil a los clientes, quienes pueden tomar decisiones sobre el consumo para reducir el monto de la factura correspondiente. Los medidores inteligentes incluso son fundamentales para la integración eficiente de generadores de energía distribuidos (por ejemplo, los de aquellos clientes que instalan paneles fotovoltaicos e inyectan el excedente de energía eléctrica a la red). Se han realizado importantes despliegues de medidores inteligentes en la mayoría de los países de la Unión Europea [1], Norteamérica y Asia, alcanzando porcentajes medios del 69,1% para los clientes residenciales, del 65,6% para los comerciales y del 63,1% para los industriales en los Estados Unidos, de acuerdo a datos de la Administración de Información Energética de dicho país [2]. Se espera que el volumen de instalaciones de medidores inteligentes aumente en los próximos años, pasando de 665 millones de dispositivos instalados en todo el mundo en 2017 a más de 1.200 millones a finales de 2024, lo que duplicará el gasto mundial acumulado en infraestructura de medición avanzada durante el mismo período hasta llegar a 145.800 millones de dólares en 2024 [3]. América Latina, Oceanía y África seguirán siendo mercados comparativamente pequeños en los próximos años, aunque se espera que el mercado latinoamericano se vea impulsado en la medida que el contexto económico mejore [4] [5] [6].

Tabla 1. Comparativa de características de diferentes tipos de medidores, pasando de los antiguos electromecánicos a los primeros medidores remotos y luego a los medidores inteligentes modernos.

Medidores electromecánicos	Primeros medidores remotos	Medidores inteligentes
Registro acumulado de consumos. Imposibilidad de discriminar períodos de tiempo menores a los de lectura manual (mensual o bimensual)	Registro diario de consumos	Lecturas en fracciones horarias. Datos básicos de calidad de la energía.
Sin comunicaciones	Red RF fija y/o UNB-PLC	Integración de redes: RF Mesh, NB-PLC, redes celulares, etc.
Sin comunicaciones	Unidireccional, con un esquema programado de comunicaciones	Bidireccional, asincrónica y en tiempo real
Sin acceso remoto	Datos diarios, alerta de eventos	Acceso "on demand" a los datos, eventos y registros
Sin software	Software y protocolos de comunicaciones de tipo propietario	Uso de estándares para garantizar la seguridad, interoperabilidad y escalabilidad del sistema AMI
Sin funciones adicionales	Sin funciones adicionales	Automatización de la distribución. Gestión de la demanda. Tarifas variables.

Más allá del número de medidores inteligentes instalados y de la inversión financiera, la cuestión principal es evaluar cómo repercuten estos dispositivos en la gestión de la red y los beneficios que reportan a las empresas distribuidoras y los clientes. En términos generales, se pueden mencionar las siguientes cuestiones:

- Reducción de la duración y frecuencia de los cortes de electricidad: muchas empresas del sector eléctrico afirman haber reducido la duración media de los cortes de electricidad a los clientes [7], y/o haber evitado cortes a los clientes en casos de fallos en la red de distribución [8].
- Ahorro en la movilidad de las cuadrillas de mantenimiento y reparación: los dispositivos inteligentes, con capacidad de comunicación y funcionamiento autónomo, permiten implantar esquemas de localización de fallas, aislamiento y restablecimiento del servicio (FLISR, del inglés Fault Location, Isolation and Service Restoration), que evitan que las cuadrillas tengan que desplazarse para reparar averías en la red, reduciendo la duración de los cortes y el costo de las reparaciones, al tiempo que aumenta el grado de satisfacción de los clientes [9].
- Ahorro de la demanda: la medición inteligente permite implantar programas y políticas de gestión de la demanda (DSM), que permiten lograr importantes ahorros de la demanda [10]. Estas políticas suelen ir acompañadas de políticas de tarifas eléctricas variables y se complementan con programas de concientización de los clientes [11].
- Nuevas formas de gestionar y comercializar la energía: Las redes inteligentes impulsan a los clientes a participar en la gestión de la red, comportándose como usuarios generadores, también conocidos como prosumidores [12]. La digitalización de la red de distribución de baja tensión permite desarrollar nuevas formas de comercializar la energía, mediante enfoques cooperativos, aplicaciones en tiempo real y estrategias de gamificación. Algunos proyectos piloto han demostrado que pueden lograrse ahorros económicos significativos para los clientes residenciales mediante el uso de plataformas de gestión digital [13].

2. LA DIMENSIÓN SOCIAL DE LAS REI

La mayor parte de la investigación realizada hasta el momento sobre las REI se ha centrado sobre todo en sus costos y beneficios, pero ha descuidado el análisis del impacto social. Por tal motivo, las investigaciones científicas más recientes han empezado a considerar los costos sociales como un obstáculo para el despliegue de las REI [14]. La mayoría de las definiciones que se hacen sobre las REI, como por ejemplo las que establecen organismos como CENELEC [15], CEER [16] o AEA, no incluyen los aspectos sociales en las descripciones técnicas, a pesar de que por su misma arquitectura es inevitable que una REI tenga amplias repercusiones sociales [17]. Un estudio reciente, realizado en 2023, muestra que en el período de 2010 a 2023 se identificaron 41871 artículos dedicados a las REI en revistas, congresos y libros, de los cuales 41690 comprenden aspectos técnicos de las REI y apenas 181 tratan sobre las cuestiones sociales relacionadas con las REI (esto representa 0,43% del total) [18].

Una cuestión importante, que da lugar a muchos de los comportamientos o reacciones que se ven reflejados en los estudios, es que, a diferencia de lo que ocurría en el pasado, en la actualidad la cuestión energética está en la agenda política y social. Según una encuesta realizada en España, publicada en el informe Tendencias 2023 [19], las preocupaciones de la población en general incluyen el aumento de los precios de la energía (94,7%), la falta de energía (92,4%), el empeoramiento del cambio climático (91,5%) y la contaminación causada por las fuentes de energía fósiles (90,6%). Del mismo modo, las prioridades desde el punto de vista social son asegurar el suministro energético (66,9%) y disponer de energía a un costo razonable para los clientes (63,3%). Una cuarta parte de los encuestados estaría dispuesta a cambiar a un proveedor de energía basado en energías renovables, aunque ello supusiera un aumento de su factura actual. Este porcentaje es inferior al que cabría esperar en función de las preocupaciones expresadas por los participantes en la encuesta. Aquí se puede ver cómo la cuestión económica tiene un peso sustancialmente importante al momento de decidir sobre los hábitos de consumo y de vida. Incluso el aspecto económico puede tener más peso en la percepción social en función del país y la forma en que se hace la instalación de los medidores inteligentes. Un ejemplo de esto es el caso de Chile, donde a través de un decreto se autorizó a las distribuidoras a incorporar el costo de instalar y mantener los medidores inteligentes en la tarifa que paga el cliente. Esta decisión generó un rechazo que derivó en un proceso judicial que terminó por resolverse en la Corte Suprema, en donde se determinó que la medida era ilegal y cualquier costo cargado en la tarifa del cliente debía ser reintegrado [20].

Una de las características más importantes de las REI es que los clientes pueden conocer su consumo en tiempo real y adoptar decisiones basadas en el precio de la energía. Una encuesta realizada en Portugal durante el primer semestre de 2020 mostró una disposición social a reducir el consumo en función de las tarifas [21]. Según esta encuesta, el 95% aceptaría el control de al menos un electrodoméstico por parte de una entidad externa y casi el 93% estaría dispuesto a planificar su consumo energético en caso de aplicar tarifas energéticas horarias.

Algunos de los comportamientos observados en estudios actuales ya se vislumbraban en los resultados de estudios realizados hace unos años, en contextos donde los medidores inteligentes aún no se habían desplegado con tanta masividad. Por ejemplo, en un estudio realizado en Nueva York entre los años 2017 y 2019, se compararon las expectativas de los clientes antes y después de la instalación de un medidor inteligente. Los resultados del estudio mostraron que las expectativas originales de los participantes se mantenían estables o incluso disminuían con el tiempo. Esto es preocupante porque cualquier iniciativa de despliegue de REI requiere que los clientes participen activamente en el uso y la gestión de la energía [22]. Un estudio más reciente, realizado en Brasil (2020-2021), muestra el importante papel de los comunicadores sociales, también denominados *influencers*, en la adopción de medidores inteligentes. El estudio recomienda promover el aspecto lúdico de los medidores inteligentes más que su impacto en el consumo de energía, mediante el desarrollo de aplicaciones con interfaces fáciles de usar, la intervención de *influencers* digitales para popularizar los medidores inteligentes y el énfasis en el impacto positivo en el medio ambiente [23].

Según los resultados de un estudio realizado en Francia (2018-2019), el despliegue de medidores inteligentes se enfrenta a una resistencia cada vez mayor, no solo por parte de los clientes, sino también de los gobiernos locales [24]. Al contrario de lo que ocurre en la mayoría de los casos, en los que los intermediarios, en este caso los gobiernos locales, son los impulsores del despliegue de nuevas tecnologías, este estudio muestra que incluso podría haber resistencia por parte de quienes deberían impulsarlas. El estudio pone de relieve que la adopción forzosa de la tecnología debería modificarse implicando a los agentes intermediarios en todas las fases del despliegue y adoptando estrategias de comunicación diferenciadas, así como reduciendo la disyuntiva entre costos y beneficios para los clientes.

Además de la falta de interés o la resistencia social al cambio, un estudio realizado en Suecia muestra que también existe un problema de marginación que impide a determinados individuos o grupos sociales integrarse plenamente en una REI [25]. Esta marginación puede manifestarse a través de la falta de conocimientos y habilidades de los clientes para utilizar los servicios y productos de las redes inteligentes, la incapacidad financiera para adquirir dispositivos y servicios, el diseño excluyente y limitado de los productos y la infraestructura, y la falta de acceso tanto a la infraestructura energética como a la de comunicaciones. Si bien el estudio fue realizado en un país caracterizado por su bienestar económico y social, es importante resaltar que este problema de marginación podría verse amplificado en países con estructuras sociales mucho más diversas y con contextos económicos más complejos.

Un caso particular de percepción social negativa de las REI se encuentra en las organizaciones civiles y movimientos sociales en contra de la instalación de medidores inteligentes y la digitalización de las redes eléctricas. Aunque se trata de un fenómeno relativamente pequeño, se destaca por su resistencia a la tecnología. Estos grupos se encuentran sobre todo en Estados Unidos, donde tienen cierta presencia en los medios de comunicación y en Internet, y advierten de los riesgos para la salud de los vecinos, la privacidad de los clientes y el costo económico de los dispositivos de medición [26]. La base científica de sus afirmaciones no está clara y se basa principalmente en el uso del miedo como herramienta, apoyando el uso de tecnologías de medición más antiguas, como los contadores electromecánicos, a las cuales identifican como más seguras.

Si bien las organizaciones civiles y movimientos sociales en contra de la instalación de medidores inteligentes podrían estar motivadas por diferentes cuestiones, no todas ellas relacionadas con los aspectos técnicos de los dispositivos en cuestión, hay un aspecto en el cual hay que detenerse. Se trata de la privacidad de los datos y el uso que puede hacerse de ellos. En un principio, el principal riesgo relacionado a la medición y transmisión de las lecturas de consumo de potencia se encuentra en que las mismas están relacionadas con factores económicos que son sensibles tanto para el cliente como para la empresa proveedora del servicio. A ambos les interesa que esos datos no sean alterados o leídos por terceros. Sin embargo, en las mediciones de consumo hay más que información eléctrica. Hay información sobre el comportamiento del cliente, ya que a través de los patrones de consumo se pueden identificar rutinas, eventos anómalos, ausencias, cambios de perfiles, y un largo etcétera. Estos riesgos se han potenciado especialmente en los

últimos años, de la mano de la evolución de los algoritmos de aprendizaje automático o *machine learning*, con los cuales la capacidad de análisis y tratamiento de información se ha disparado notoriamente, y con ello los riesgos por el mal uso de la tecnología. Por estas razones, es importante debatir y consensuar el uso de estas herramientas en medidores inteligentes, para no violar la privacidad y seguridad de los clientes, y que a su vez estas tecnologías sean transparentes para los clientes, para que tengan una comprensión clara de quién tiene acceso a las mediciones del medidor inteligente y la información generada a partir del análisis [27].

Por último, pero con una importancia igual o superior a las anteriores, existe una preocupación por el posible impacto negativo de las REI en el ámbito laboral. La implantación masiva de medidores inteligentes podría eliminar puestos de trabajo asignados a la lectura manual de los medidores y la tramitación de reclamaciones. Si bien es cierto que las experiencias en distintas partes del mundo revelan una notable reducción del trabajo de campo, esto no debería implicar necesariamente reducciones drásticas del personal. La implementación de las REI podría conducir potencialmente a la creación de nuevas oportunidades laborales que requieran de personal más calificado y facilitar la formación y la mejora de las condiciones de trabajo. No obstante, es evidente que se trata de un aspecto que influye en la toma de decisiones y que podría ralentizar la adopción de estas nuevas tecnologías.

2.1. El caso argentino

En Argentina no se han realizado estudios exhaustivos sobre este tema ni tampoco hay fácil acceso a datos públicos al respecto. Es importante destacar que en el caso argentino se han puesto en marcha algunos proyectos piloto que involucran el despliegue de medidores inteligentes, los cuales han sido concretados por empresas y/o cooperativas de energía eléctrica con el apoyo financiero de organismos nacionales y provinciales. Pero, además de estos casos, en Argentina se han desplegado decenas de miles de medidores inteligentes en forma descoordinada. Este proceso se ha dado principalmente en cooperativas eléctricas de pequeñas localidades con demografía rural y semiurbana, donde se instalaron medidores inteligentes para facilitar tanto los procesos de lectura de consumo como también la conexión/desconexión de clientes [28]. De este modo, poblaciones que no están en la zona de los grandes núcleos urbanos, que en cierta manera son periféricas, se han situado a la vanguardia en el proceso de transformación de la red eléctrica de distribución en baja tensión [29]. Desde el final de la pandemia de Covid-19 hasta la fecha, se han manifestado avances en torno a los grandes centros urbanos del país, que parecen preanunciar el inicio de un despliegue mucho mayor en lo que resta de la década, aunque seguramente esto dependerá de la evolución del contexto socioeconómico [30] [31].

Hay que tener en cuenta que existe una importante brecha digital en la población del país que también condiciona el despliegue de los medidores inteligentes. Si bien desde el punto de vista de la empresa distribuidora la instalación de un medidor inteligente trae numerosos beneficios, si el cliente no puede aprovechar las nuevas funcionalidades del dispositivo, ya sea por sus limitaciones económicas o de acceso (frecuentemente ambas van de la mano), los objetivos buscados por las REI no se podrán lograr completamente. Las estadísticas nacionales del INDEC [32] sobre acceso y uso de tecnologías de la información y la comunicación muestran que si bien casi el 90% de la población tiene acceso a Internet, apenas el 37% puede utilizar una computadora y que hay grandes dispersiones entre franjas de edades y zonas geográficas. Esto podría dar lugar a procesos de marginalización, tal como se verificó en otro contexto, socialmente más desarrollado, mencionado en la sección previa [25].

Uno de los aspectos destacados por las cooperativas que empezaron a instalar estos sistemas de medición inteligente es la reducción de los costos de lectura de contadores y el control a distancia de la conexión/desconexión de los usuarios de la red, sin necesidad de enviar una cuadrilla de operarios al lugar. En algunos casos, se han observado reducciones de hasta 800 km en los desplazamientos mensuales del personal asignado a la lectura de contadores [28]. Adicionalmente, la gestión de los cortes y reconexiones a distancia reduce los episodios de conflictividad social que se producen al momento de proceder al corte del suministro, lo cual es visto como positivo por parte de la empresa distribuidora. Según una experiencia realizada en la ciudad de Paraná, la recepción de estas tecnologías provoca diversas reacciones entre la gente. Por un lado, la instalación de los medidores se realizó con un esquema diferente al habitual, colocando el medidor inteligente en altura, sobre el poste de distribución, haciendo su acceso dificultoso y minimizando la posibilidad de una conexión clandestina. Este esquema permitió no solo controlar las conexiones clandestinas, sino que también sirvió para controlar la morosidad, ya que el corte y reconexión del servicio se hacía en forma remota, sin necesidad de enviar una

cuadrilla al vecindario. Si bien hubo quejas y algún acto de vandalismo donde se derribó un poste para acceder al gabinete con los medidores inteligentes, aquellos vecinos con conexiones legales que tenían el servicio al día se mostraban contentos y complacidos. Esto en general se debía a que la topología de red impedía que sus propios vecinos les roben energía, y además por qué la incorporación de nuevas tecnologías permitía la rápida reposición del servicio en el caso suspensión por pago fuera de vencimiento. Sin embargo, a pesar de los buenos resultados obtenidos, en la actualidad se está desmontando esta red piloto por que resultó inconveniente para la operación, mantenimiento y ejecución de las tareas habituales (agregado de acometidas, cambio de medidores averiados, etc.). El motivo principal radica esencialmente en la altura a la cual están instalados los medidores ya que es necesario usar un hidroelevador para cualquiera de estas tareas y, en general, el entorno social es hostil al personal de la distribuidora (C.R. Cellino, comunicación personal, 22/05/2024).

En el contexto de la instalación de medidores como requisito para que un usuario de la red eléctrica se convierta en prosumidor, el aspecto social parece resuelto en la voluntad del usuario de convertirse en posible generador de energía renovable. Sin embargo, esta decisión puede volverse difícil dependiendo de la locación del usuario. En Argentina es potestad de cada provincia, o ente provincial de energía, definir las reglamentaciones que aplican a los usuarios. Como ejemplo de ello, la provincia de Entre Ríos (Decreto 324/2023 [33]) solo se exige la instalación de un medidor bidireccional, pero en la provincia de Buenos Aires la reciente normativa requiere la instalación de dos medidores [34]. Un medidor bidireccional registra la energía demandada de la red y la energía inyectada a la misma, pero se debe instalar un segundo medidor unidireccional para medir la energía total y las potencias máximas consumidas por el usuario. Esto ha ocasionado la protesta de usuarios, técnicos e instaladores de sistemas renovables ante el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la provincia debido a que provoca sobrecostos innecesarios al usuario, desalienta la instalación de renovables y excluye a usuarios que no poseen espacio y recursos para ampliar el pilar donde se debería alojar el medidor.

Otra cuestión interesante que plantea el uso de medidores inteligentes es la posibilidad de utilizar sistemas de prepago. Las experiencias realizadas hasta ahora, aunque no son estadísticamente significativas, muestran un comportamiento interesante en el uso y conservación de la energía. Por ejemplo, se han observado periodos medios de recarga de casi una semana, con mínimos de dos días. Esto refleja un comportamiento microeconómico en el que el uso de la energía se gestiona casi a diario [28].

3. EL DESAFÍO ACTUAL DE LAS REI: ¿EVOLUCIÓN O PUNTO MUERTO?

La asimilación de los medidores inteligentes y el despliegue de las REI por parte del conjunto de la sociedad es una cuestión compleja que presenta muchas facetas diferentes y merece especial atención. El ahorro potencial puede resultar atractivo para los clientes, pero no todos lo valoran de la misma manera. La aplicación de estrategias DSM para controlar los tiempos de activación de determinados aparatos en función de los costes horarios de la tarifa podría ser un inconveniente potencial para los clientes. Un ejemplo de ello podría ser una reducción del consumo máximo que afecte a la calefacción o refrigeración del hogar durante una ola de frío o calor. En estos casos, los clientes pueden no estar satisfechos con el ahorro conseguido, ya que no compensa la pérdida de confort. Otros clientes priorizan la fiabilidad y calidad del servicio eléctrico sobre la tarifa, mientras que algunos también sopesan las preocupaciones medioambientales subyacentes.

Sin embargo, todos estos estudios siguen siendo limitados, ya que se circunscriben a regiones y poblaciones concretas. Es necesario realizar estudios más amplios para verificar las tendencias en otras regiones o países. Estos estudios no deben centrarse únicamente en los avances científicos y tecnológicos que implican las REI y en las ventajas que ofrecen en términos de eficiencia y sostenibilidad. Es esencial comprender las motivaciones que están detrás de la percepción pública de las REI para mejorar y ampliar las campañas de concientización a corto y medio plazo, ya que sin apoyo social, las expectativas puestas en las REI pueden verse seriamente limitadas.

Aunque el factor social puede evaluarse como una incertidumbre y, por tanto, considerarse como algo independiente de las Redes Eléctricas Inteligentes, la realidad es mucho más compleja. El debate sobre estas redes se ha centrado tradicionalmente en la tecnología, sin prestar atención a las cuestiones sociales. Según algunos autores [14], una de las razones que explican la lentitud del despliegue de las REI en algunas comunidades y regiones es la disociación entre lo social y lo técnico, donde aquellos que se supone que deben implementar estas visiones no están incluidos ni en la definición ni en los futuros imaginados. Otros autores, como Wang *et al.* [35] definen las REI como sistemas ciber-físico-sociales, en donde existe un intercambio constante de información

e inferencias entre el cliente y la empresa distribuidora o gestor del sistema. De esta forma, los estímulos inducidos por el proveedor de energía eléctrica dan lugar a cambios en el consumo, del mismo modo que los cambios en el consumo sirven como señal de activación para nuevos estímulos por parte del gestor de la red [36]. En la tabla 2 se muestra como se acoplan entre sí las diferentes áreas o funcionalidades de una REI en el marco de una REI vista como sistema ciber-físico-social.

Tabla 2. *Acoplamiento entre los diferentes aspectos de un sistema ciber-físico-social y las áreas o funcionalidades de una REI [31].*

Segmento del negocio	Aspecto de las REI		
	Cibernético	Físico	Social
Instalación de medidores inteligentes	Recolección de datos de los medidores	Topología de la red	Aceptación de los medidores inteligentes por parte de los clientes
Respuesta a la demanda	Transmisión de señales de control	Características de las fuentes de generación distribuida	Predisposición por parte de los clientes a los modelos de respuesta a la demanda
Mercado minorista	Análisis de datos de demanda y precios	Restricciones de balance de potencia	Comportamiento de los consumidores a los esquemas de compra/venta de energía
Despacho a la red	Transmisión de órdenes de despacho	Restricciones de la red	Políticas energéticas y preferencias del operador del sistema

4. CONCLUSIONES

Las Redes Eléctricas Inteligentes son esenciales para, entre otras cosas, satisfacer la creciente demanda de energía sin depender de fuentes de generación basadas en combustibles fósiles. Sin embargo, su introducción en la vida cotidiana conlleva un cambio en la relación entre las personas y la electricidad. A diferencia del pasado, en el que los clientes sólo se comportaban como cargas, en las REI los clientes participan en la administración de la red, gestionando su propio consumo y/o convirtiéndose en prosumidores. Esto desencadena reacciones desconocidas en el entorno social, que van desde la aceptación y la expectación, hasta el desinterés o el rechazo total a la introducción de medidores inteligentes y dispositivos similares.

La transición de las redes convencionales a las REI es tecnológica y económicamente inevitable. Por ello, es importante impulsar esta transición en lugar de ralentizarla, ya que su impacto social y económico será muy positivo a medio y largo plazo. La mayoría de los problemas se concentran en el corto plazo, lo que representa un gran reto para las personas u organismos encargados de llevarlos a cabo. En este sentido, es importante destacar que las REI no se limitan a los medidores inteligentes y los actuadores con sistemas de comunicación, sino que también requieren campañas de concientización ciudadana, programas de reemplazo de dispositivos tecnológicamente obsoletos, etc.

Por último, la investigación futura sobre los retos sociales asociados a las Redes Eléctricas Inteligentes debería realizarse de dos formas diferentes. Por un lado, repetir los estudios ya realizados, para caracterizar la evolución de la percepción social a lo largo del tiempo. Por otro, extender estos estudios a los países en vías de desarrollo, por ejemplo en América Latina, donde la introducción de las REI es más lenta y se basa en el proceso de aprendizaje de los países más desarrollados. En este último caso, es muy probable que se observen percepciones diferentes con respecto a los casos europeo y norteamericano.

REFERENCIAS

- [1] A.D. Little (2020). How smart meters will contribute to changing the energy landscape? <https://www.adlittle.com/en/insights/report/digital-energy>
- [2] U.S. Energy Information Administration (2021). Advanced Metering Count by Technology Type. https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_10_05.html

- [3] Wood Mackenzie (2019). Global smart meter total to double by 2024 with Asia in the lead. <https://www.woodmac.com/news/editorial/global-smart-meter-total-h1-2019/>
- [4] M. Carlsson (2023) Smart Metering in Latin America - 1st Edition. Berg Insight. <https://www.berginsight.com/smart-metering-in-latin-america>
- [5] P.G. Donato, M.N. Hadad, I. Carugati, M.A. Funes, J.L. Strack, C.M. Orallo (2020). "Chapter 4. Smart Grids in Developing Countries: Current Status, Challenges and Upcoming Trends", *Advances in Energy Research*. Vol. 33, pp. 85-122. <https://novapublishers.com/shop/advances-in-energy-research-volume-33/>
- [6] Portafolio (2022). Los medidores 'inteligentes' llegarían a 6 millones de usuarios. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/los-medidores-inteligentes-llegan-a-6-millones-de-usuarios-561482>
- [7] Smart Energy International. (2015). Iberdrola reduces power outages by 18% in regional Spain. <https://www.smart-energy.com/regional-news/europe-uk/iberdrola-cuts-power-outages-in-spain/>
- [8] J. St. John (2015). How CenterPoint's Integrated Smart Grid Is Paying Off. Greentech Media. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-centerpoints-integrated-smart-grid-is-paying-off#gs. =Cp3A4>
- [9] Department of Energy (DOE) (2018). Smart Grid System Report. <https://www.energy.gov/oe/downloads/2018-smart-grid-system-report>
- [10] D. Said. (2023). "A survey on information communication technologies in modern Demand-Side Management for Smart Grids: challenges, solutions, and opportunities", *IEEE Engineering Management Rev.* 51(1), pp. 76-107, doi: 10.1109/EMR.2022.3186154.
- [11] Energy Watch (2018). Smart Meter Success Stories from Around the World. <https://www.energywatch.com.my/blog/2018/03/19/smart-meter-success-stories-from-around-the-world/>
- [12] N. Patrizi, S.K. LaTouf, E.E. Tsiropoulou, S. Papavassiliou (2022). "Prosumer-Centric Self-Sustained Smart Grid Systems", *IEEE Systems Journal*, 16(4), pp. 6042-6053, doi: 10.1109/JSYST.2022.3156877.
- [13] L. Peskoe-Yang (2019). "Smart Grid Experiment Saves Participants the Equivalent of One Electric Bill Per Year", *IEEE Spectrum*. <https://spectrum.ieee.org/smart-grid-experiment-saves-participants-the-equivalent-of-one-electric-bill-per-year>
- [14] S. Bigerna, C.A. Bollino, S. Micheli, "Socio-economic acceptability for smart grid development – a comprehensive review", *Journal of Cleaner Production*, 131, 2016, pp. 399-409, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.05.010>.
- [15] CEN-CENELEC (2024). Smart Grids and Meters. <https://www.cenelec.eu/areas-of-work/cen-cenelec-topics/smart-grids-and-meters/smart-grids/>
- [16] CEER (2014). CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation"). <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f83fc0d2-bff9-600b-3e0f-14eccad7a8d8>
- [17] A.R. Kojonsaari, J. Palm, "The development of social science research on smart grids: a semi-structured literature review". *Energy Sustain Soc* 13, 1 (2023). <https://doi.org/10.1186/s13705-023-00381-9> gggg
- [18] H.N.D. Senyapar, R. Bayindir, "The Research Agenda on Smart Grids: Foresights for Social Acceptance", *Energies* 2023, 16, 6439. <https://doi.org/10.3390/en16186439>
- [19] Smart Grids Info (2023). Análisis de la investigación y la innovación en el desarrollo de las energías renovables y de las actitudes de la sociedad española ante su uso. <https://www.smartgridsinfo.es/2023/05/11/analisis-investigacion-innovacion-desarrollo-energias-renovables-actitudes-sociedad-espanola-ante-su-uso>
- [20] Estado Diario (2020). Regulación eléctrica: fallo de la Corte Suprema sobre cobro de medidores inteligentes. <https://estadodiario.com/columnas/regulacion-electrica-fallo-de-la-corte-suprema-sobre-cobro-de-medidores-inteligentes/>
- [21] L. Gomes, A. Coelho, Z. Vale (2023). "Assessment of Energy Customer Perception, Willingness, and Acceptance to Participate in Smart Grids—A Portuguese Survey". *Energies*, 16, 270. <https://doi.org/10.3390/en16010270>
- [22] D. Bugden, R. Stedman (2021). "Unfulfilled promise: social acceptance of the smart grid", *Environmental Research Letters*, 16(3). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abd81c> fdfdf ffff
- [23] J. Gumz, D. Castro Fettermann, Â.M. Oliveira Sant'Anna, G.L. Tortorellan (2021). "Social Influence as a Major Factor in Smart Meters' Acceptance: Findings from Brazil", *Results in Engineering*, Vol. 15, <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100510>
- [24] C. Chamaret, V. Steyer, J.C. Mayer (2020). "Hands off my meter! when municipalities resist smart meters: Linking arguments and degrees of resistance", *Energy Policy*, 144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111556>
- [25] E. Tarasova, H. Rohrer (2023). "Marginalising household users in smart grids", *Technology in Society*, 72. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2022.102185>
- [26] Stop Smart Meters!. <https://stopsmartmeters.org>

- [27] L. Stankovic, V. Stankovic, "The risks and benefits of AI smart meters", *Apolitical*, 2020, <https://apolitical.co/solution-articles/en/the-risks-and-benefits-of-ai-smart-meters>.
- [28] P.G. Donato, I. Carugati, J.L. Strack, S.O. Maestri, C.M. Orallo, M.N. Hadad, M.A. Funes, "Overview of the status of smart metering systems in Argentina and future perspectives", *2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, San Miguel de Tucuman, Argentina, 2018, pp. 1-7, doi: 10.1109/ARGENCON.2018.8646080.
- [29] S.C. Carrizo, A. Ise, L. Clementi, S. Villalba (2023). "Innovaciones socio-técnicas en la transición energética argentina: Hacia una red inteligente en Trenque Lauquen", *Proyección. Estudios Geográficos Y De Ordenamiento Territorial*, 17(33), 152–170. <https://doi.org/10.48162/rev.55.040>
- [30] EPEC (2022). Con medición inteligente ahora se puede conocer el consumo eléctrico diario. <https://www.epec.com.ar/comunidad-epec/articulo/79>
- [31] TN (2024). Qué son los medidores inteligentes de energía y por qué los colocarían Edenor y Edesur. <https://tn.com.ar/economia/2024/02/16/que-son-los-medidores-inteligentes-de-energia-y-por-que-los-colocarian-edenor-y-edesur/>
- [32] Tecnología. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-4-26>
- [33] Poder Legislativo Provincia de la provincial de Entre Ríos, Decreto 324/2023, "Reglamentación de la Ley 10933". https://www.enersa.com.ar/wp-content/uploads/2023/08/Poder-Ejecutivo_Decreto-324.pdf
- [34] Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA, 2023). La Provincia implementa la Ley de Generación Distribuida. https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/noticia.php?id=137
- [35] Y. Wang, C.F. Chen, P.Y. Kong, H. Li, Q. Wen, "A Cyber–Physical–Social Perspective on Future Smart Distribution Systems", *Proceedings of the IEEE*, vol. 111, no. 7, pp. 694-724, July 2023, doi: 10.1109/JPROC.2022.3192535
- [36] J. Gumz, D.C. Fettermann, "User's perspective in smart meter research: State-of-the-art and future trends", *Energy and Buildings*, Vol. 308, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114025>.

Adaptación de Turbina a Gas Kingtech K-100 para Hidrógeno.

Lipchak, Nicolás^a, García, Agustín^a, Gally, Tomás^a

a Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad Regional de Buenos Aires, Universidad
Tecnológica Nacional
lipchakster@gmail.com

RESUMEN.

Este trabajo tiene como objetivo principal adaptar una turbina a gas Kingtech K-100, diseñada originalmente para utilizar combustibles líquidos (Diésel, Queroseno, Jet A, etc.), para que pueda operar con hidrógeno de manera segura y eficiente. Para poder lograr esto, se implementaron modificaciones al sistema de inyección y lubricación de combustible. Así mismo, la turbina fue ensayada verificando que la misma puede alcanzar una aceleración de 101.400 RPM usando 100% hidrógeno. Finalmente, la turbina fue inspeccionada para verificar el estado de los componentes internos luego de su funcionamiento con hidrógeno de modo tal de verificar posibles fenómenos de corrosión que pudieran haberse generado durante la operación. La conclusión obtenida permite demostrar empíricamente que es posible adaptar este tipo de turbinas para usar hidrógeno.

Palabras Claves: Hidrógeno, Eficiencia, KingTech, Turbina.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

A partir del acuerdo contra el cambio climático en París, firmado el 22/04/2016, el mundo se comprometió a buscar e implementar alternativas sostenibles e innovadoras para reemplazar los combustibles fósiles, causantes de los gases de efecto invernadero [1]. Adicionalmente, la Organización de las Naciones Unidas ha definido dentro de los objetivos sostenibles para el 2030, "Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos". Este trabajo experimental realizado en la Facultad Regional de Buenos Aires (FRBA) de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), tiene como objetivo principal adaptar una turbina a gas Kingtech K-100, diseñada originalmente para utilizar combustibles líquidos (Diésel, Queroseno, Jet A, etc.), para que pueda operar con hidrógeno de manera segura y eficiente. Para poder lograr esto, se implementaron modificaciones al sistema de inyección y lubricación de combustible.

2. MATERIALES Y MÉTODOS.

2.1 Configuración experimental.

Para esta investigación, se ha utilizado una microturbina a gas KingTech K-100, que originalmente fue diseñada para funcionar con Diesel, Kerosene y Jet-A. Esta turbina es utilizada normalmente en aviones a radiocontrol. Tiene un compresor radial, una cámara de combustión anular y una turbina axial de una etapa. Ver figura 1. La turbina está montada sobre rodamientos lineales y tiene colocada una celda de carga FLEXAR CZA-30 entre la turbina y la superficie fija, la cual es utilizada para medir el empuje. Esta celda de carga está conectada a un transductor que lee los valores recibidos de la celda y los transforma en datos digitales. En la admisión, se coloca un conducto del mismo diámetro que el de la carcasa de la turbina para montar otros dispositivos de medición. Junto a la segunda termocupla, un sensor industrial de presión, ADZ-Nagano GmbH. / SML-10.0-0000400- BAR-G-G14E-22-MVS/C, está montado para medir la presión de compresión. Este sensor de presión se encuentra unido a un tubo flexible que se conecta a una perforación en la carcasa y una señal de 4-20 mA es enviada a una pantalla de monitoreo PIXSYS SNC / ATR121-AD. La configuración es tal que es posible la medición de presión estática y dinámica. En el conducto de admisión se coloca un tubo pitot. Este tubo pitot tiene dos entradas de aire. La primera de ellas en la dirección de la corriente de aire, y mide la presión total. La segunda se coloca en forma perpendicular a la corriente de aire, y así mide la presión estática. Ambas presiones son detectadas por un sensor de presión diferencial MPXV7002DP. El MPXV7002DP que está diseñado para medir presiones positivas y negativas: -2 a +2 kPa (-0.3 a +0.3 psi) que se corresponden con 0.5 a 4.5 V lineales en la salida. El transductor de la celda de carga (FLEXAR CZA-30) y el sensor diferencial de presiones del tubo pitot están conectados a un microcontrolador que registra los valores. Este microcontrolador está también conectado a una computadora que, mediante una aplicación, muestra los valores y los graba para procesarlos y analizarlos posteriormente. Para medir la temperatura, se utilizan cuatro termocuplas-K (Precisión $\pm 2,5$ °C o 0,75%), colocadas en diferentes ubicaciones. La primera de ellas se ubica en el tubo de admisión. La segunda, se encuentra instalada a la salida del compresor mediante una perforación en la carcasa de la turbina. La tercera también se encuentra instalada en una perforación de la carcasa, pero a la salida de la cámara de combustión. La cuarta y última, se ubica a la salida de la turbina. Las termocuplas están conectadas a una unidad de control y a una unidad de medición, Kyowa EDX-10 and EDX13A, que convierte la señal analógica a una señal de salida digital. Estas unidades también están conectadas a una computadora que recibe los valores, los gráficos y los almacena. Finalmente, la turbina cuenta con una medición de la aceleración, que realiza el eje de la misma, expresada en vueltas por minuto (RPM).

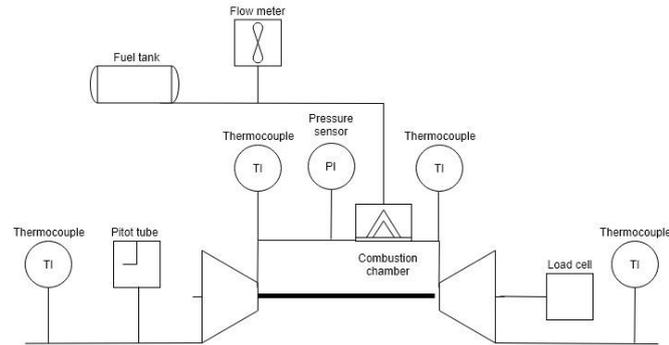


Figura 1 Diagrama esquemático. [Elaboración propia]

2.2 Especificaciones técnicas del Hidrógeno comercial.

Se ha utilizado hidrógeno comercial con las siguientes especificaciones técnicas (tabla 1) otorgadas por el fabricante [2].

Tabla 1 Especificaciones técnicas del hidrógeno comercial. [Elaboración propia]

Parámetro	Valor
Formula Química	H ₂
Pureza	99,95%
Estado	Comprimido
Provisión	Cilindro
Hoja de Seguridad	P-4604
Formula Química	Valor

3. RESULTADOS.

3.1 Simulación termodinámica del uso de Hidrógeno en la turbina Kingtech K-100.

Para poder comenzar a realizar las pruebas sobre el uso del hidrógeno en la turbina, fue necesario hacer una simulación del proceso para tener resultados aproximados de lo que se esperaría que pase en la realidad. Además, fue importante realizarla ya que los equipos tienen presiones y temperaturas máximas admisibles, las cuales no se deben superarse porque de lo contrario se dañarían los equipos.

Temperatura máxima admisible en la turbina: 700 °C [3].

Presión máxima admisible: 10 bar [3].

El modelo del proceso termodinámico en la turbina fue diseñado con el programa ASPEN HYSYS, para el cual se consideró un compresor, un reactor de Gibbs, una turbina y las cañerías y accesorios necesarios, tal como se muestra en la Figura 2.

Se eligió el reactor de Gibbs ya que calcula la composición de equilibrio de la corriente de salida minimizando la energía libre de Gibbs de la corriente de entrada. Solo se requiere especificar la estequiometría.

Al minimizar la energía de Gibbs se produce la reacción más probable. Este es un proceso espontáneo en la naturaleza.

La corriente de entrada de aire, llamada "Aire Alimentación", entra al compresor con un caudal de 0,3221kg/h a una presión de 1 bar y una temperatura de 23°C, y sale por la corriente "2" a una presión de 2,5 bar y una temperatura de 120,3°C. Luego se colocó un divisor para que una parte del aire ingrese al reactor y la otra se utilice como refrigerante a la salida del mismo.

Se inyecta el hidrógeno (con un caudal de $1,25E-3$ kg/h, una presión de 2,5 bar y una temperatura de $23^{\circ}C$) al reactor junto con el aire, en el cual se forma agua, y según los caudales de entrada, pueden formarse monóxido y dióxido de nitrógeno. Estos últimos componentes se pueden formar debido a la oxidación a alta temperatura del nitrógeno proveniente del aire de alimentación. La corriente "4" tiene una temperatura de $592,1^{\circ}C$, la cual al mezclarse con el aire de dilución baja a $548,4^{\circ}C$ en "6" para, finalmente, poder ingresar a la turbina donde la mezcla sale en "7" a una presión de 1,013 bar y una temperatura de $400,4^{\circ}C$. En la tabla 2 se muestra la composición de los gases de combustión que se generan para las condiciones seguras de operación (caudal de hidrógeno menor que $1,25E-3$ kg/h).

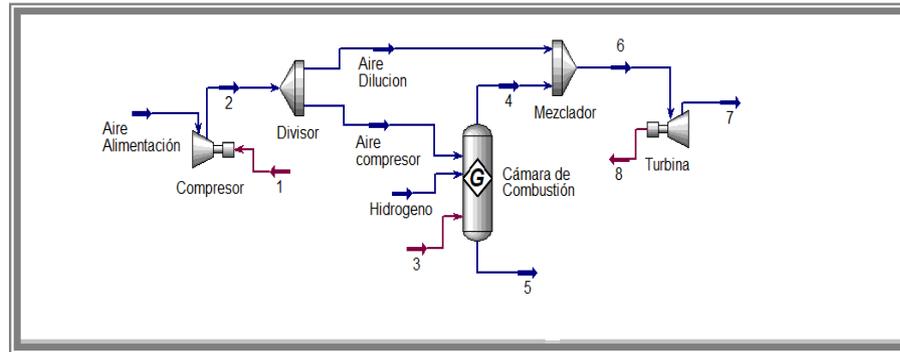


Figura 2 Modelo termodinámico. [Elaboración propia]

Tabla 2 Composición de gases de combustión. [Elaboración propia]

Componentes	Fracción Molar a la salida del Reactor (4)	Fracción Molar a la Salida de la Turbina (7)
Hidrógeno	0,0000	0,0000
Oxígeno	0,1738	0,1773
Nitrógeno	0,7663	0,7687
Agua	0,0599	0,0540
Monóxido de Nitrógeno	0,0000	0,0000
Dióxido de Nitrógeno	0,0000	0,0000

Es importante destacar que el modelo de simulación de Gibbs verificó la ausencia de dióxido de carbono y monóxido. Gases que no son esperables de encontrar ya que el hidrógeno no posee átomos de carbono que puedan oxidarse con el oxígeno. En la tabla se puede apreciar que la mayor proporción de gases está dada por el nitrógeno y oxígeno libre que se obtienen del proceso de combustión como consecuencia de emplear un exceso de aire que asegure una combustión completa (sin sobrante de combustible en los productos de la combustión). Además, se aprecia que el hidrógeno libre es 0 ya que se convirtió totalmente en agua al oxidarse con el oxígeno, verificándose la combustión completa.

Se varió el caudal de hidrógeno para poder ver qué sucede con la temperatura a la salida del reactor y de la turbina y se construyó un gráfico de variación de parámetros que se puede visualizar en la tabla 3 y Figura 3.

Tabla 3 Variación de parámetros termodinámicos según caudal de hidrógeno. [Elaboración propia]

Caudal de Hidrógeno*10 ³	Temperatura a la Salida del Reactor (4) °C	Caudal de Hidrógeno*10 ³
1,250	592,1	400,4
1,875	794,4	557,8
2,500	982,5	706,5
5,000	1616	1225
7,500	2052	1633
10,00	2133	1726
15,00	1915	1518
20,00	1719	1346
40,00	1203	919,2
60,00	924,2	692,2
80,00	751,3	551,8
100,0	633,7	456,4

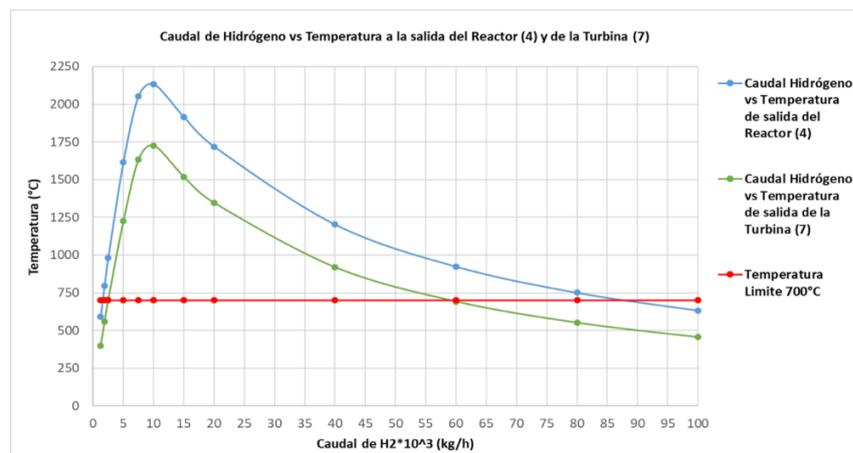


Figura 3 Variación parámetros termodinámicos. [Elaboración propia]

En la primera parte del gráfico (caudal de hidrógeno < 1,25E-3 kg/h) la temperatura permanece por debajo del límite admisible debido a que el exceso de aire actúa como refrigerante en el proceso de combustión. A su vez en esta etapa, se asegura un quemado completo del hidrógeno sin superar el valor máximo admisible de 700 °C.

En la segunda etapa, el caudal de hidrógeno es superior a 1,25E-3 kg/h y el exceso de aire no es suficiente para refrigerar el proceso de combustión y que no se supere el valor límite.

Lo que sucede en la tercera parte es que hay un exceso de hidrógeno a la entrada del reactor, haciendo que este pase a ser un refrigerante. La idea no es usar al hidrógeno como enfriador de la corriente "4", sino usarlo como combustible y evitar que quede sin combustionar. Por lo tanto, se deben utilizar caudales de hidrógeno inferiores a 1,25E-3 kg/h, para así poder utilizarlo al máximo sin tener desperdicios, que cumpla su función y tampoco supere la temperatura máxima admisible por la turbina.

Se concluye comenzar los ensayos en la turbina con un caudal de hidrógeno inferior a 1,25E-3 kg/h, que en condiciones de presión 2,5 bar y temperatura 23 °C equivale a 0,006104 m³/h.

3.2 Modificaciones realizadas en la turbina.

La primera modificación realizada en la turbina fue la independización del sistema de inyección de combustible del sistema de lubricación. Originalmente la turbina fue diseñada para operar con una mezcla de combustible líquido y aceite. El aceite es mezclado con el combustible y por este motivo se usó el mismo circuito de inyección. Dado que el hidrógeno es un combustible gaseoso, para poder operar con el mismo y mantener la lubricación de los cojinetes, se debió separar al aceite del combustible y cada uno usar cañerías independientes. Estos cambios pueden apreciarse en las figuras 4, 5, 7 y 8.

La segunda modificación que se realizó en la turbina fue la de reemplazar el tanque de combustible líquido por un cilindro de hidrógeno. Además, se instaló una válvula reguladora de presión y una de caudal (figura 6).

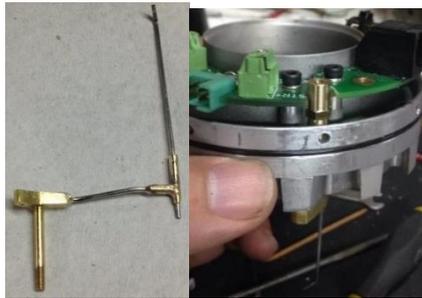


Figura 4 Nueva cañería de lubricación y montaje. [Elaboración propia]



Figura 5 Nueva cañería de lubricación y montaje. [Elaboración propia]



Figura 6 De izquierda a derecha, válvulas reguladoras de caudal y presión. [Elaboración propia]



Figura 7 Línea de inyección de hidrógeno. [Elaboración propia]

Finalmente, se removieron las electro-válvulas originales de la turbina ya que las mismas no permitían la circulación del caudal volumétrico de hidrógeno suficiente para aumentar la

aceleración en la misma. En su reemplazo, se instaló una pieza de aluminio con dos entradas tipo FESTO de 4mm para lograr mayor circulación de caudal de hidrógeno. Ver figura 8. Esto se verificó mediante un primer ensayo en la turbina luego de implementar las modificaciones descritas anteriormente.



Figura 8 Nueva pieza con conexiones FESTO para la entrada de H₂ a la turbina. [Elaboración propia]

3.3 Primer ensayo realizado en la turbina.

Una vez implementadas las primeras dos modificaciones descritas anteriormente, se realizó un ensayo para probar el funcionamiento de los nuevos componentes. Ver figura 9. De este ensayo se pudo confirmar el correcto funcionamiento de los componentes que integran el nuevo sistema de lubricación y del nuevo sistema de inyección de combustible. Sin embargo, la turbina solamente pudo acelerarse hasta 17.200 RPM inyectando hidrógeno a 6 kg/cm² de presión. En estas condiciones de operación la temperatura de los gases de combustión (Principalmente vapor de agua) fue inferior a 700 °C.

Esta situación se explica por las electro-válvulas originales de la turbina, que fueron diseñadas para combustible líquido y no permiten la circulación suficiente de caudal de hidrógeno por las mismas.

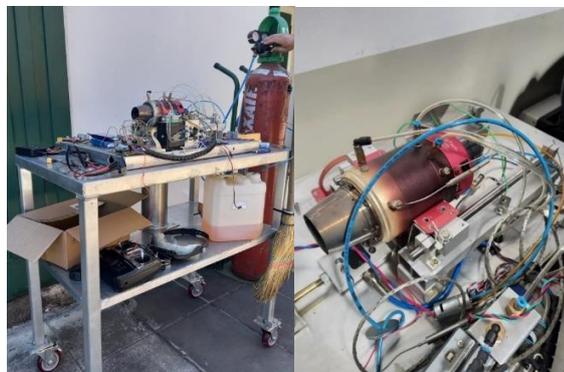


Figura 9 Primer ensayo en la turbina realizado el 27/11/2021. [Elaboración propia]

3.4 Segundo ensayo realizado en la turbina.

El segundo ensayo realizado el 13/06/2022, permitió verificar la funcionalidad de las conexiones tipo FESTO en reemplazo de las válvulas solenoides. Bajo esta configuración (figura 10) la turbina pudo acelerarse hasta 21.000 RPM, inyectando hidrógeno a 6 kg/cm² de presión. la temperatura de los gases de combustión (Principalmente vapor de agua) fue 590 °C. Si bien con la modificación de las válvulas solenoides se logra un 22% más de aceleración, el diámetro de los inyectores de la cámara de combustión de la turbina, no permiten la llegada de suficiente caudal de hidrógeno.



Figura 10 Segundo ensayo en la turbina realizado el 13/06/2022. [Elaboración propia]

3.5 Tercer ensayo realizado en la turbina.

Para poder incrementar la aceleración en la turbina se reemplazaron los inyectores originales por otros de acero inoxidable de diámetro 2mm. (Figura 11). Además, se realizó un corte a los mismos para que la llama de combustión tenga una dirección normal, direccionándose al centro de la cámara de combustión (figura 12).

El tercer ensayo realizado el 04/11/2022 (figura 13), permitió verificar la funcionalidad de los nuevos inyectores. La turbina pudo acelerarse hasta 45.100 RPM (con la válvula de marcha abierta y la de arranque cerrada), inyectando hidrógeno a 6 kg/cm² de presión. La temperatura de los gases de combustión (Principalmente vapor de agua) fue 352 °C. Si bien con la modificación de los inyectores se logra un 115% más de aceleración respecto al segundo ensayo, aún se requieren modificaciones adicionales para poder incrementar la aceleración y alcanzar 130.000 RPM.



Figura 11 Nuevos inyectores. [Elaboración propia]



Figura 12 Nuevos inyectores montados en la cámara de combustión con su nueva disposición. [Elaboración propia]



Figura 13 Tercer ensayo en la turbina realizado el 04/11/2022. [Elaboración propia]

3.6 Modificación del ingreso de la línea de inyección de hidrógeno al anillo de distribución de combustible.

Para poder aumentar el caudal de combustible que les llega a los nuevos inyectores, se ha modificado el ingreso de la línea de inyección de hidrógeno al anillo de distribución de combustible tal como se muestra en las figuras 14 y 15.



Figura 14 Orificios adicionales para entrada de hidrógeno. [Elaboración propia]

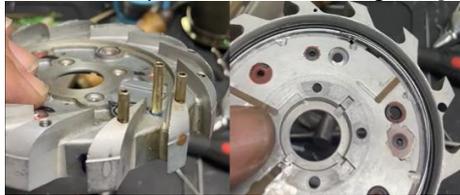


Figura 15 Nuevo tubing de inyección directa al anillo de distribución (central). [Elaboración propia]

3.7 Cuarto ensayo realizado en la turbina.

El cuarto ensayo realizado el 03/06/2023 (figura 16), permitió verificar la funcionalidad del nuevo ingreso de la línea de inyección de combustible a la turbina.

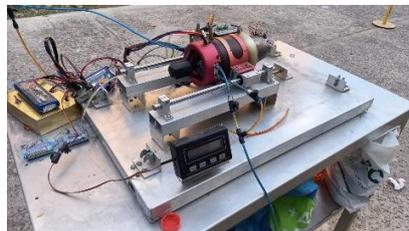


Figura 16 Cuarto ensayo en la turbina realizado el 03/06/2023. [Elaboración propia]

La turbina pudo acelerarse hasta alcanzar 101.400 RPM (con la válvula de marcha abierta y la de arranque cerrada), inyectando hidrógeno a 6 kg/cm² de presión. la temperatura de los gases de combustión fue 582 °C. (Ver figura 17). Con esta última modificación, se logra un 124% más de aceleración respecto al tercer ensayo.



Figura 17 Resultados del cuarto ensayo en la turbina realizado el 03/06/2023. [Elaboración propia]

4. CONCLUSIONES.

Los resultados obtenidos permiten demostrar empíricamente que es posible utilizar hidrógeno en este tipo de turbinas. Para ello, fue necesario realizar modificaciones, principalmente en el circuito de inyección de combustible y de lubricación, que permitieron alcanzar una aceleración de 101.400 RPM. Además, en el corto plazo, no se observa deterioro en los componentes internos.

Es importante destacar que se pudo acelerar la turbina un 78% respecto de la máxima aceleración posible según diseño (130.000 RPM). Para los fines de este trabajo de investigación, consideramos que hemos alcanzado una aceleración aceptable y nos permitirá analizar en profundidad otros aspectos del funcionamiento intensivo de la turbina con hidrógeno como ser posibles fenómenos de corrosión, desgaste y erosión en los internos de la turbina. Así mismo, analizaremos los distintos parámetros termodinámicos como ser presiones, temperaturas, empuje, velocidades, consumo de combustible, entre otros. También podremos analizar el funcionamiento de la turbina con otros gases combustibles como ser el gas natural, propano y butano a los efectos de comparar distintas performances en la turbina en función de cada combustible empleado.

5. AGRADECIMIENTOS.

El equipo de investigación agradece a la Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Facultad Regional Buenos Aires de la Universidad Tecnológica Nacional y al Departamento de Ingeniería Industrial de dicha regional.

6. REFERENCIAS.

- [1] Naciones Unidas, Acuerdo de París, 2016.
- [2] Linde, Ficha técnica "Hidrógeno".
- [3] Ensayo de Turbina a Gas Kingtech K-100 con Biodiesel, Nicolás Lipchak, Franco Aiducic, Santiago Baieli, Gastón Bustamante y Ayelén Zanitti, Revista Proyecciones, Volº16 – 2018.
- [4] Ensayo de Turbina a Gas Kingtech K-100 con Biodiesel, Nicolás Lipchak, Franco Aiducic, Santiago Baieli, Gastón Bustamante y Ayelén Zanitti, Revista Argentina de Ingeniería, Volº13 – 2019.
- [5] Kawasaki Hydrogen Road, 2018, <https://global.kawasaki.com/en/hydrogen/>
- [6] IPCC, "Special Report: Global Warming of 1.5°C," October 2018, <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- [7] EU Turbines, "Gas Turbines: Driving the transition to renewable-gas power generation," 2019, <https://powertheeu.eu/>
- [8] Shell Deutschland Oil GmbH, "Shell Hydrogen Study", 2017.
- [9] Lindman, O., "SGT-750 Fuel Flexibility: Engine and Rig Tests," GT2017-63412, Proceedings of the ASME Turbo Expo 2017: Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2017, Charlotte, NC, USA, June 2017.
- [10] Lam, K.K. and Parsania, N., "Hydrogen enriched combustion testing of Siemens SGT-400 at high pressure conditions," 2016, GT2016-57470, Proceedings of ASME Turbo Expo 2016: Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2016.

ANÁLISIS DE LOS VIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE ENSAYOS DE AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA EN EL PARQUE INDUSTRIAL TECNOLÓGICO AERONÁUTICO MORÓN.

Flores, Mariano Gastón¹; de Villafior, Alejandro¹; Frontera, Juan Pablo¹; Rubido, Javier Alejandro¹; González, Melina Sol¹.

¹UTN Facultad Regional Haedo Bs.As.

mflores@frh.utn.edu.ar; adevillafior@frh.utn.edu.ar; jfrontera@frh.utn.edu.ar
jrubido@frh.utn.edu.ar; mgonzalez645@alumnos.frh.utn.edu.ar;

RESUMEN.

A partir de la propuesta del Grupo de Estudios Sobre Energía (GESE) de instalar una estación de ensayos para aerogeneradores de baja potencia bajo norma IEC-61400-12:2005, la UTN Facultad Regional Haedo (FRH) ha dispuesto un sector dentro del predio que posee en el Parque Industrial Tecnológico Aeronáutico Morón (PITAM). Para llevar a cabo dicho trabajo es necesario describir el recurso eólico en el sitio, lo cual da lugar a las tareas descritas a continuación. En este informe se presentan las rosas de los vientos correspondientes a diferentes períodos, desde 2014 a la actualidad, y se realiza un análisis de los vientos predominantes tanto en el rango de velocidades completo como en los rangos de velocidades superiores. Se analiza la exigencia de los datos para conformar la curva de potencia de un aerogenerador según la norma IEC 61400-12-1:2005. A partir de los análisis anteriores se exhibe el método por el cual se han seleccionado las direcciones de vientos relevantes. Por último, se brinda una breve introducción al cálculo del sector de medición válido (SMV) a través del análisis de los obstáculos y de las disposiciones de la torre meteorológica y de la torre del aerogenerador, de manera de compatibilizar estos sectores con los vientos relevantes obtenidos.

Cabe destacar que el trabajo presentado forma parte del proyecto de investigación y desarrollo homologado por la Universidad Tecnológica Nacional denominado ENPPHA0010029 "Relevamiento del terreno del PITAM, (Parque Industrial Tecnológico Morón), para ensayo de aerogeneradores bajo norma IEC 61400-12-1".

Palabras Claves: Recurso Eólico, Aerogenerador, Rosa de los vientos, Vientos relevantes.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

A partir de la propuesta del Grupo de Estudios Sobre Energía (GESE) de instalar una estación de ensayos para aerogeneradores de baja potencia bajo norma IEC-61400-12:2005, la UTN Facultad Regional Haedo ha dispuesto un sector dentro del predio que posee en el Parque Industrial Tecnológico Aeronáutico Morón (PITAM) para llevar a cabo dicho trabajo. El mismo queda plasmado en el PID-ENECABA0008349 "Implementación de estación de ensayos bajo norma para generadores eólicos de baja potencia". La estación de ensayos propuesta constará de dos torres de 12 metros de altura cada una (una de ellas permitirá instalar los aerogeneradores a ensayar y la otra alojará la estación meteorológica correspondiente). La finalidad de este proyecto es poder llevar a cabo ensayos de campo de los diferentes trabajos desarrollados en los últimos años por el GESE vinculados a los Proyectos de Investigación y Desarrollo detallados a continuación:

- PID-ENUTNHA1899 "Estudio de controles de paso de pala para generador eólica de baja potencia".
- PID- UTI4726TC "Estudio de control de paso de pala para generador eólico de baja potencia".
- PID- ENUTNHA0006622 "Estudio de mejora en la producción energética y vida útil de generadores eólicos de baja potencia".

Por otro lado, debido a que la estación está proyectada para la realización de ensayos bajo norma IEC-61400-12:2005 también permitirá realizar pruebas de certificación para aerogeneradores que estén dentro de los rangos de potencia previstos y vientos disponibles.

La instalación de una estación de ensayos de estas características requiere el análisis del recurso eólico, no solo desde el punto de vista del potencial energético, sino también de la aptitud del sitio para obtener todos los puntos de datos de la curva de potencia necesarios para la correcta evaluación de la energía producida por los aerogeneradores ensayados.

El objetivo del presente trabajo es describir el análisis del recurso eólico en el PITAM, la generación de una rosa de los vientos adecuada para el análisis aquí presentado y el método utilizado para seleccionar las direcciones de vientos relevantes.

Cabe destacar que el trabajo presentado forma parte del proyecto de investigación y desarrollo homologado por la Universidad Tecnológica Nacional denominado ENPPHA0010029 "Relevamiento del terreno del PITAM, (parque industrial tecnológico morón), para ensayo de aerogeneradores bajo norma IEC 61400-12-1".

2. DESARROLLO.

2.1 Recurso Eólico en el PITAM

Como todo proyecto vinculado a la energía del viento, se debe realizar un exhaustivo análisis de este recurso para poder determinar su capacidad energética (velocidades y sus distribuciones, direcciones, cambios estacionales, etc.) y lograr así un mejor aprovechamiento de este. En nuestro caso, la principal fuente de datos para el análisis del recurso eólico fue el Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Los datos de dicha fuente fueron comparados y verificados con los brindados por la Estación de Monitoreo Automático Morón (EMAS Morón) de la Coordinación del Centro Integral de Monitoreo y Control Ambiental (CIMCA-ACUMAR). Asimismo, se realizó un análisis del viento del año 2022 en torres meteorológicas de relevancia: Ezeiza, El Palomar, Merlo y Observatorio de Buenos Aires. Por una cuestión de espacio, estos últimos datos se han omitido en el presente documento, pero cabe notar que los mismos son coherentes con los obtenidos tanto por ACUMAR como por el SMN en la estación meteorológica Morón, de forma que se puede asegurar que ambas fuentes entregaron datos confiables. En la Figura 1, se muestra la comparativa de las distribuciones Rayleigh de ambas fuentes, para la dirección Sudoeste en el año 2022.

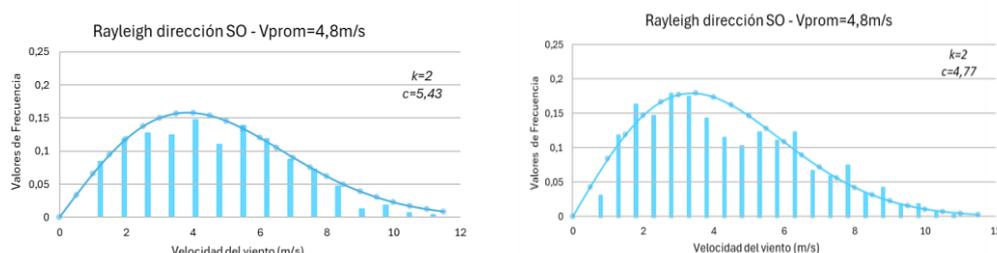


Figura 1: Comparación de las distribuciones de viento para la dirección SO: ACUMAR (curva izquierda) y SMN (curva derecha). [Elaboración propia].

Las coordenadas geográficas de las estaciones meteorológicas de las bases de datos son:

- EMAS MORON: -34.660, -58.627 (1,8 km de distancia dirección ENE)
- SMN (BASE AEREA MORON): -34.671, -58.638 (1,2 km de distancia dirección SE)

Los datos brindados por las distintas fuentes fueron provistos con el siguiente formato:

- SMN: Fecha [día/mes/año] – Hora [hh] - Velocidad [km/h] - Dirección [Decagrados].
- ACUMAR: Fecha [día/mes/año] – Hora [hh:mm] - Velocidad [nudos] - Dirección [16 direcciones cardinales].

Se plantea la presentación de los datos en forma de una rosa de los vientos de 16 direcciones cardinales, segmentada por siete rangos de velocidades. Así mismo se presentan los gráficos de frecuencias de velocidades definidas para las 16 direcciones cardinales principales. Se eligió esta representación ya que la visualización de la rosa segmentada presenta las particularidades de las frecuencias de viento tanto en dirección como en velocidad en un solo gráfico y de esta manera brinda la posibilidad de un análisis global de las características del viento.

Tabla 1: Rangos de velocidad de viento [m/s]. [Elaboración propia].

Lim inferior	Lim superior	Grupo	
0	2	1	Muy baja
2	4	2	Baja
4	6	3	Media Baja
6	8	4	Media
8	10	5	Media Alta
10	12	6	Alta
12	x	7	Muy Alta

Las particularidades del emplazamiento y del viento en el PITAM hicieron también necesario llevar a cabo en forma particular un análisis de los vientos fuertes, por lo cual fue preciso implementar y analizar las rosas de los vientos para los 3 rangos más altos (Media Alta, Alta y Muy Alta según Tabla 1).

Las Figuras 2, 3, 4 y 5 muestran las rosas de los vientos mencionadas, donde la figura izquierda representa la rosa de los vientos con todos los valores de viento y la derecha muestra la rosa conformada con últimos 3 segmentos de velocidad.

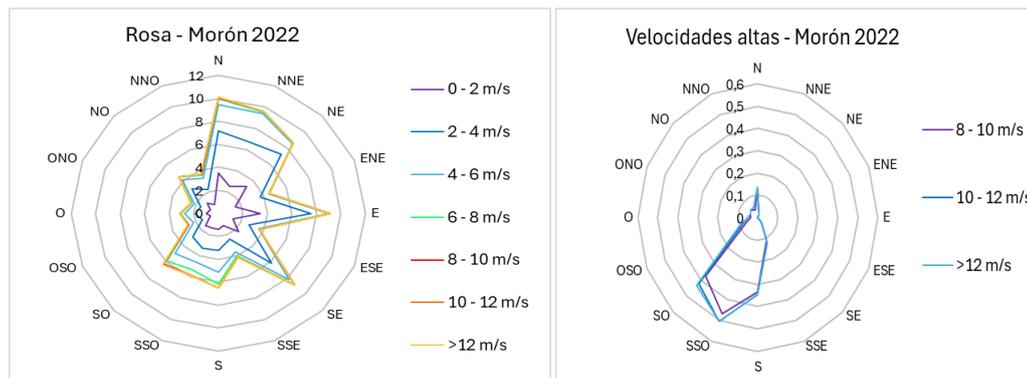


Figura 2: Rosa de los vientos de SMN Morón del año 2022. [Elaboración propia].

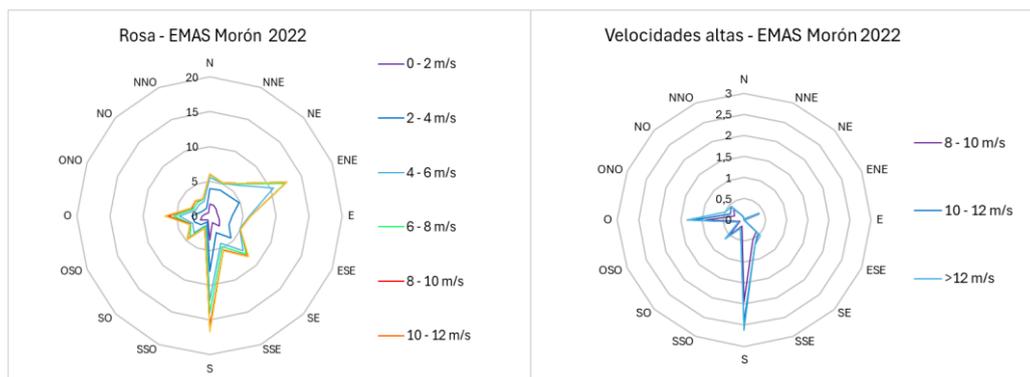


Figura 3: Rosa de los vientos de ACUMAR Morón del año 2022. [Elaboración propia].

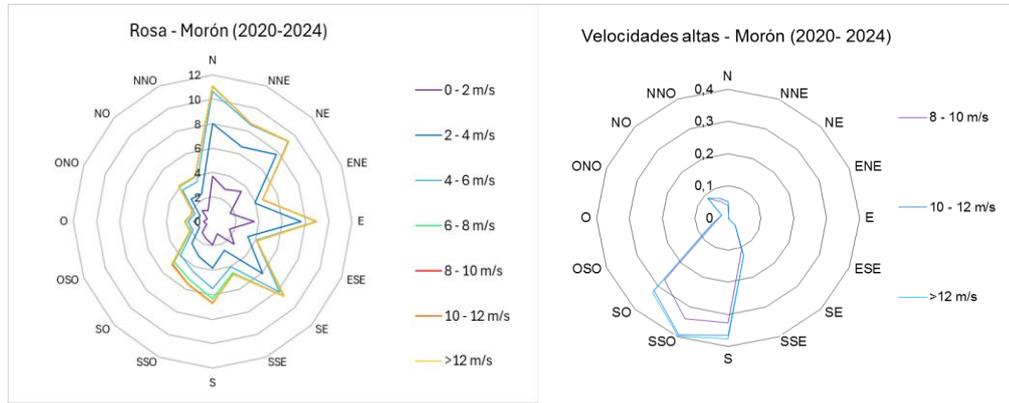


Figura 4: Rosa de los vientos de SMN Morón para los últimos 4 años. [Elaboración propia].

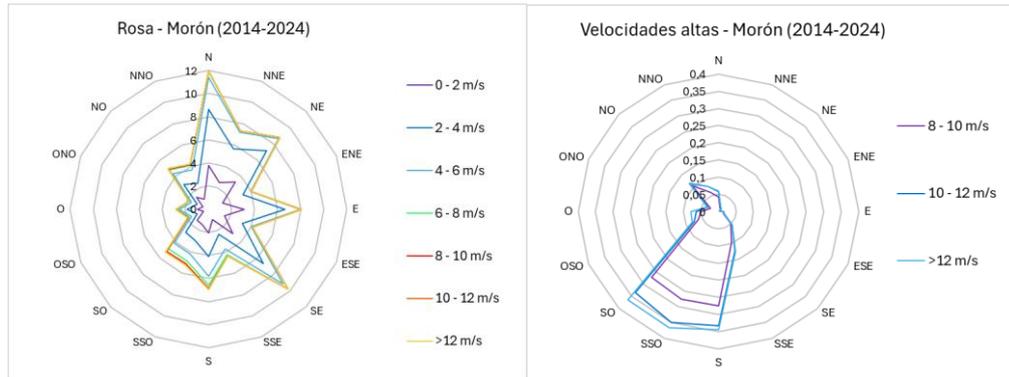


Figura 5: Rosa de los vientos de SMN Morón para el último decenio. [Elaboración propia].

Los datos obtenidos de dichos gráficos muestran valores que se mantienen a través del tiempo, con una diferencia en las direcciones sur y de menor importancia hacia el este. Se observa una predominancia de vientos en la dirección norte-noreste y una leve inclinación de la rosa hacia el este.

Observando las rosas de velocidades altas, se puede apreciar que predominan las direcciones de viento sur y sudoeste.

En la tabla 2 se muestran los valores promedio de las velocidades de viento en función de las direcciones cardinales y para distintos intervalos de tiempo, según los datos del SMN.

Tabla 2: Valores promedio de velocidades según su dirección. [Elaboración propia].

2014-2024		2020-2024		2022	
DIRECCION	PROMEDIO DE VELOCIDAD	DIRECCION	PROMEDIO DE VELOCIDAD	DIRECCION	PROMEDIO DE VELOCIDAD
ENE	2,885	ENE	2,798	ENE	2,785
E	2,779	E	2,676	E	2,569
ESE	2,973	ESE	2,808	ESE	2,748
N	3,161	N	3,131	N	3,008
NE	2,843	NE	2,763	NE	2,875
NNE	2,970	NNE	2,983	NNE	2,832
NNO	3,743	NNO	3,647	NNO	3,395
NO	3,586	NO	3,545	NO	3,585
O	3,470	O	3,329	O	3,273
ONO	3,658	ONO	3,520	ONO	3,676
OSO	3,960	OSO	3,772	OSO	3,247
S	3,781	S	3,873	S	3,987
SE	3,299	SE	3,243	SE	3,025
SO	4,083	SO	4,111	SO	4,231
SSE	3,927	SSE	3,840	SSE	3,632
SSO	3,986	SSO	3,973	SSO	4,259
Total general	3,065	Total general	3,013	Total general	2,949

Puede apreciarse como el promedio general del año no sufrió grandes variaciones en el período comprendido entre 2014 y 2024. Solo se registran variaciones considerables de los valores medios de las frecuencias en las direcciones Oeste, Sur y Sudoeste. Enfocándonos en estas direcciones, observamos que en el año 2022 las intensidades de viento fueron menores que las encontradas

en los registros de largos periodos. Esto se debe a que en el año 2022 no hubo presencia de ráfagas y/o tormentas como si pudo observarse en los datos de 4 y 10 años. Se obtuvieron las curvas de distribución de probabilidad Rayleigh, utilizando la media y la desviación estándar de las velocidades en cada dirección, tal como se indica en la Ecuación (1):

$$\bar{U} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1)$$

Donde:

U: Velocidad media.

c: Parámetro de escala.

k: Parámetro de forma (k=2).

Se pueden observar a continuación las variaciones antes mencionadas, en las Figuras 6 a 14 de distribución Rayleigh para cada uno de los casos mencionados anteriormente.

Se observa el comportamiento real del viento (en el gráfico de barras para cada dirección); obtenido de las frecuencias reales proporcionadas en la base de datos. La similitud entre el gráfico de barras y la distribución calculada, nos permitió confirmar que la distribución de probabilidad Rayleigh (obtenida de manera analítica con los cálculos correspondientes) estima correctamente el comportamiento esperado en cada año.

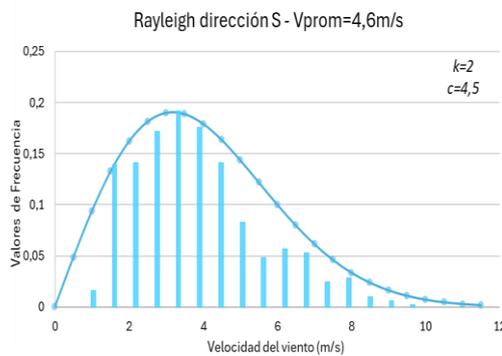


Figura 6: Dirección Sur – Año 2022. [Elaboración propia]

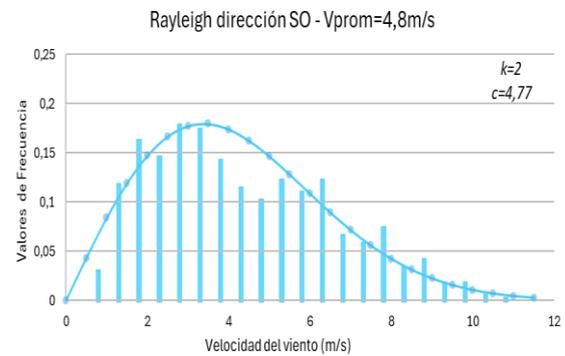


Figura 7: Dirección Sudoeste – Año 2022. [Elaboración propia]

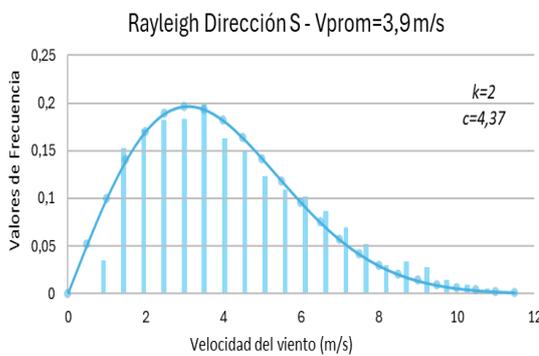


Figura 8: Dirección Sur – Año 2020-2024. [Elaboración propia]

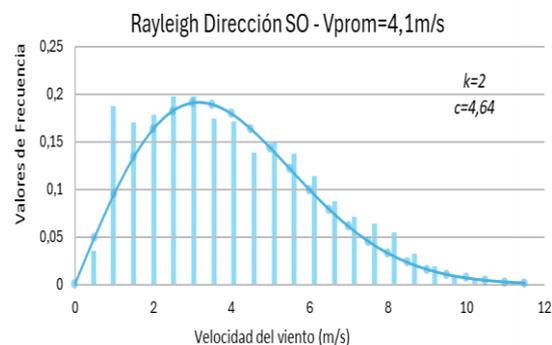


Figura 9: Dirección Sudoeste – Año 2020-2024. [Elaboración propia]

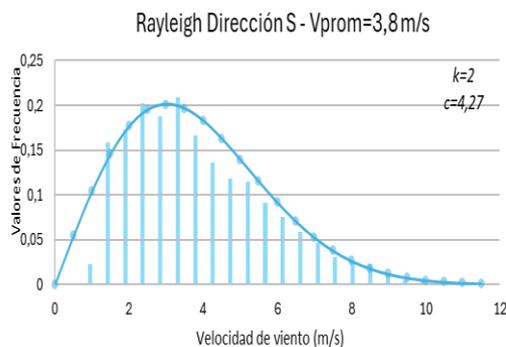


Figura 10: Dirección Sur – Año 2014-2024. [Elaboración propia]

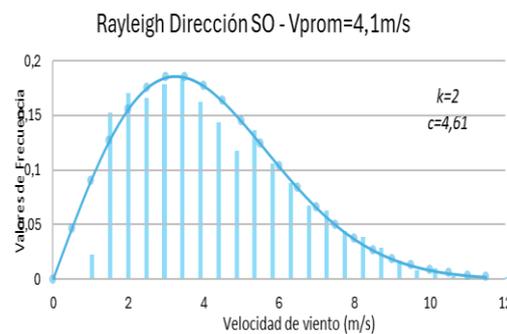


Figura 11: Dirección Sudoeste – Año 2014-2024. [Elaboración propia]

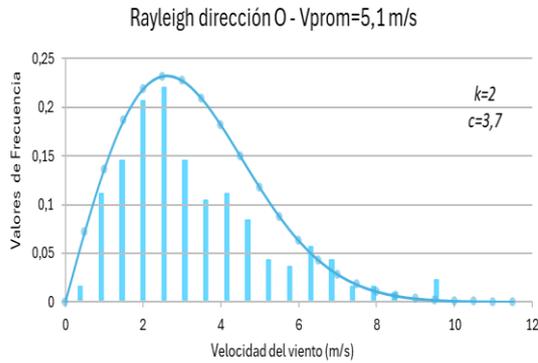


Figura 12: Dirección Oeste – Año 2022.
[Elaboración propia]

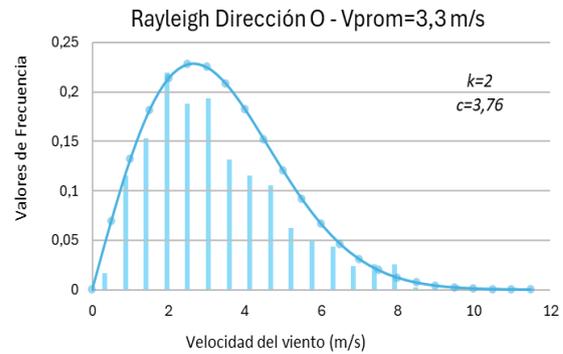


Figura 13: Dirección Oeste – Año 2020-2024.
[Elaboración propia]

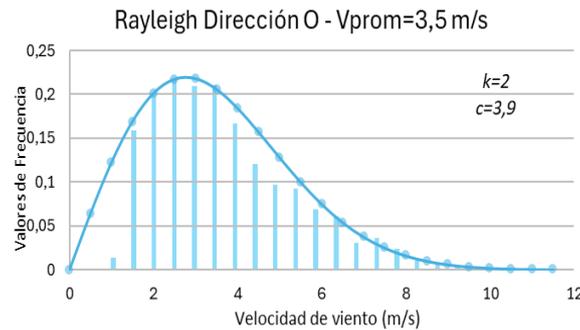


Figura 14: Dirección Oeste – Año 2014-2024. [Elaboración propia]

En las figuras anteriores se observa como los contenedores más frecuentes se mantienen a través del tiempo en el mismo rango de velocidades y que las curvas que representan a las direcciones sur y sudoeste, se aplanan con mayor lentitud, es decir que llegan a frecuencias nulas en velocidades más altas. Esto corrobora lo anteriormente visto en las rosas, donde las velocidades sur y sudoeste predominaban si se analizaba las frecuencias en las que aparecían velocidades altas.

2.2 Análisis para la implementación de la base de datos requerida para obtener la curva de potencia.

La norma IEC 61400-12-1:2005 marca como objetivo del procedimiento de medición “recopilar datos que cumplan con un conjunto de criterios claramente definidos para garantizar que los datos sean de cantidad y calidad suficiente para determinar con precisión las características de prestaciones de potencia del conjunto turbina eólica”. Esto, como se verá más adelante, deriva entre otras cuestiones, en el rechazo de datos de baja calidad. En el presente trabajo, nos enfocaremos en las características del viento, la interacción con su entorno y por ende en la conformación de los Sectores de Medición Válidos (SMV). Dichos sectores son aquellos en los cuales los datos capturados por el mástil meteorológico son representativos de las variables del viento experimentadas por el aerogenerador. Cuando los vientos inciden desde las direcciones asociadas a obstáculos relevantes (así como las estelas del aerogenerador ensayado y de aerogeneradores vecinos) pueden influenciar las mediciones del mástil meteorológico y/o las condiciones de viento de la turbina eólica, requiriendo llevar a cabo una evaluación particular para determinar los SMV.

La norma IEC 61400-12-1:2005 expresa que los datos obtenidos en el proceso de medición deben ser agrupados en “contenedores” o bins, definidos como rangos de velocidades de 0,5 m/s de ancho, centrados en múltiplos de 0,5 m/s (contenedor 1 = {0,25 m/s a 0,75 m/s}; cont. 2 = {0,75 m/s a 1,25 m/s} y así sucesivamente). Asimismo, la norma solicita que los contenedores deben extenderse desde 1 m/s debajo de la velocidad de inicio de generación hasta 1,5 veces la velocidad del viento al 85% de la potencia nominal. Alternativamente, el rango de velocidad del viento se extenderá desde 1 m/s por debajo del corte hasta una velocidad del viento en la que la Energía Anual Producida (EAP) obtenida a través de mediciones sea mayor o igual al 95 % del "EAP extrapolado". Cabe la aclaración, que para velocidades del viento superiores a 1,6

veces la velocidad del viento al 85 % de la potencia nominal el sector de medición válido puede ser expandido más allá del calculado inicialmente. Cabe aclarar que el anexo H de la 61400-12-1:2005 plantea requisitos específicos cuando se trata de evaluaciones de aerogeneradores de baja potencia, como por ejemplo que los contenedores tengan datos válidos hasta por lo menos los 14 m/s. Por último, este anexo declara que la base de datos estará completa cuando cada contenedor incluya un mínimo de 10 minutos de datos muestreados y la base de datos incluya un mínimo de 60 horas de datos muestreados.

Para realizar un análisis con un punto de vista cuantitativo, se plantea un aerogenerador de referencia tal que su diámetro de rotor es 3 metros de diámetro y una velocidad de accionamiento de control de potencia de 10 m/s. Planteamos por modelización una potencia al árbol de 1500w y una velocidad de viento de 9 m/s para el 85% de dicha potencia. Esto resulta en una velocidad de 13,5 m/s, que es debajo de la solicitada de 14 m/s por el anexo H. Por lo tanto, este aerogenerador requerirá la implementación de una base de datos hasta los 14 m/s (contenedor número 28, ver Figura 15). Asumiendo una distribución de Rayleigh para el viento se evidencia la dificultad relativa de completar estos 10 minutos de datos válidos para los últimos contenedores requeridos.

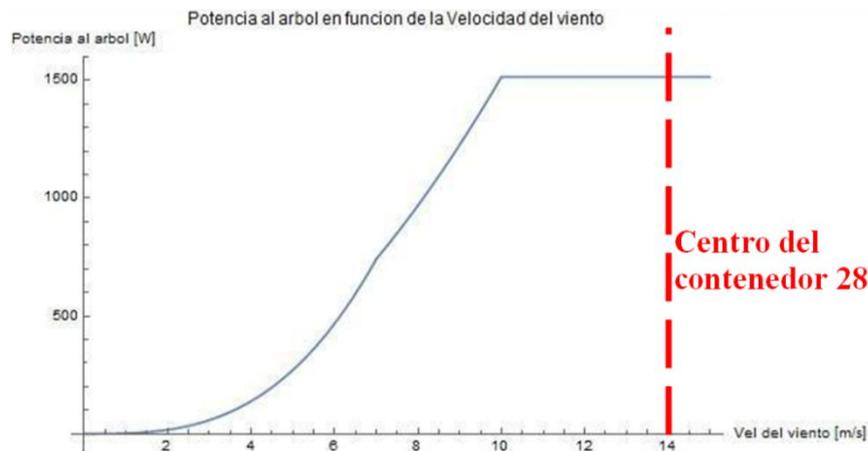


Figura 15: Curva simulada del aerogenerador de referencia. [Elaboración propia]

Del apartado 2.1, podemos ver que gran cantidad de viento proviene de las direcciones Norte – Noreste. La rosa se encuentra inclinada hacia el Este. Esto llevaría a pensar que las direcciones principales de interés serán N-NE-E-SE, debido a la gran cantidad de puntos de medición que se obtendrán de las mismas. Pero debe notarse que los valores medios de velocidades son relativamente bajos comparados con las zonas de generación eólica de la Argentina. Es por esto que, en contraposición a la percepción inicial, si planteamos la frecuencia acumulada solo de los últimos 3 rangos de viento (Figura 2, derecha), podemos observar que los vientos de mayor velocidad tienen una preponderancia Sudoeste-Sur, y por lo tanto estas direcciones son de relevancia para la captura de los datos de vientos muy altos y esenciales para completar los datos de los últimos contenedores requeridos. Conformamos entonces dos sectores de viento relevantes, uno que abarca las direcciones esenciales S-SSO-SO y un segundo sector N-NNE-NE-E-ENE-E que representa a los vientos de mayores frecuencias pero de menores valores promedios de velocidad. Esto se observa en la Figura 16.

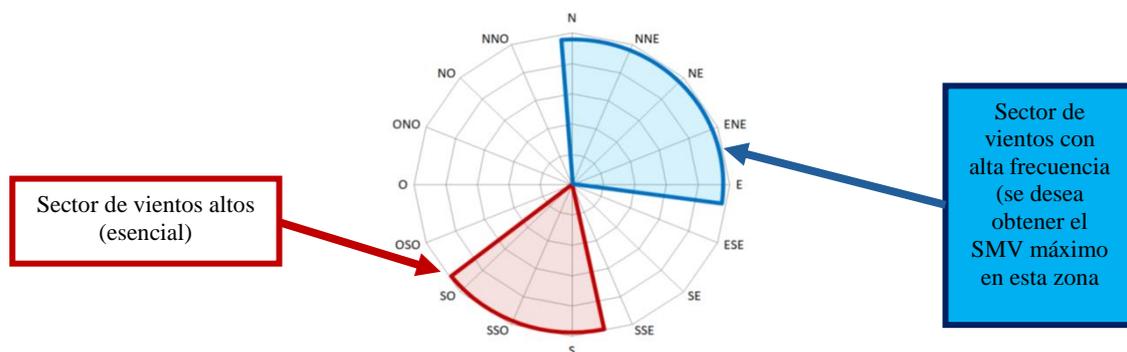


Figura 16: Vientos relevantes para el emplazamiento de la estación de ensayos. [Elaboración propia]

2.3 Obstáculos Relevantes

2.3.1 Definición de un obstáculo relevante

Al instalar una estación de ensayos de aerogeneradores es indispensable analizar la incidencia de los obstáculos que la rodean a fin de determinar cuál de ellos son relevantes y cuáles no. Según la norma IEC 61400-12-1:2005, un obstáculo tiene el carácter de relevante cuando la velocidad del viento en la ubicación del aerogenerador y la correspondiente a la torre meteorológica medida a la altura del rotor del generador, difiere en un valor igual o mayor al 1%.

2.3.2 Obstáculos en el caso de estudio

En la Figura 17 se pueden observar las ubicaciones tanto del predio perteneciente a la UTN FRH dentro del PITAM como los obstáculos estudiados. En la tabla 3, se describen algunas de sus características más importantes.

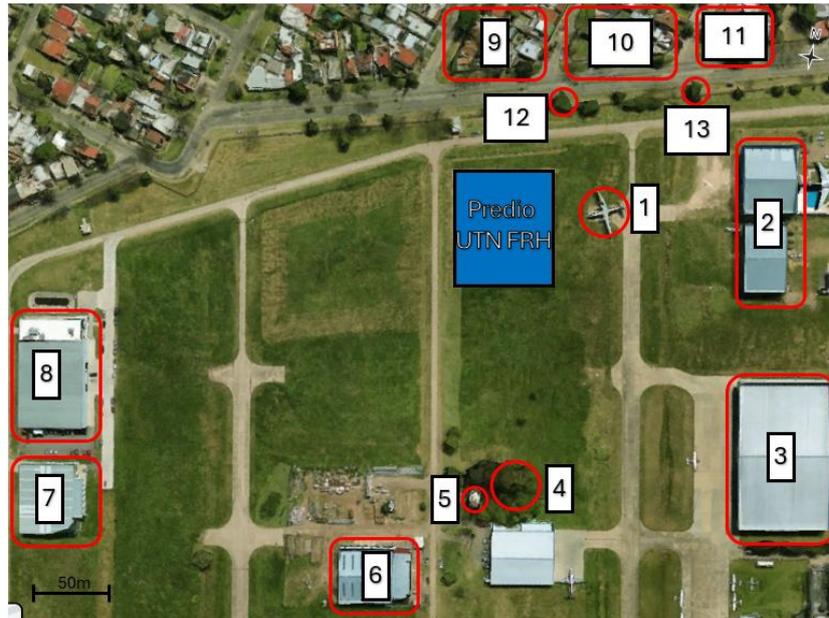


Figura 17: Ubicación de obstáculos en el predio de la UTN FRH en el PITAM [Imagen de fondo de Google Maps]

Tabla 3: Distancias y alturas a los obstáculos del emplazamiento. [Elaboración propia].

Nro	Obstáculo	Distancia a la turbina eólica (x) [m]	Distancia al mástil meteorológico (x) [m]	Altura del obstáculo (h) [m]	Longitud (ancho) [m]
1	Avión	49	47	5,4	29
2	Galpones	137	130	10	80
3	Galpón	151	148	12	79
4	Árboles	133	121	25	30
5	Torre	133	121	20	6
6	Edificio sur	187	183	12	44
7	Edificio suroeste	274	285	10	41
8	Galpon doble entrada	247	256	11	85
9	Casas noroeste	135	143	5	100
10	Casas norte	107	114	5	50
11	Casas noreste	129	131	4	57
12	Árbol 1	85	95	4	10
13	Arbol 2	114	115	5	10

La aplicación del anexo A de la norma IEC 61400-12-1:2005 nos permite determinar la influencia de los obstáculos relevantes en el flujo del viento que incide en la estación meteorológica, y de este modo, definir los sectores válidos de medición (SMV). Esto es fundamental, ya que el objetivo es que la medición de los distintos parámetros obtenida en la torre meteorológica sea representativa de los que experimenta el aerogenerador ensayado. La ecuación (2) nos permite obtener la influencia de cada obstáculo en la velocidad de viento, tanto del mástil meteorológico como la del aerogenerador ensayado.

$$\frac{\Delta U_z}{U_h} = -9,75 \cdot (1 - P_0) \cdot \frac{h}{x} \cdot \eta \cdot \exp \exp(-0,67 \cdot \eta^{1,5}) \quad (2)$$

$$\eta = \frac{H}{h} \cdot \left(K \cdot \frac{x}{h} \right)^{-\frac{1}{n+2}} \quad (3)$$

$$K = \frac{2 \cdot k^2}{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)} \quad (4)$$

Donde:

ΔU_z : Variación de la velocidad del viento debido a la influencia del obstáculo.

U_h : Velocidad del viento libre a la altura (h) del obstáculo.

P_0 : Porosidad del obstáculo (0: Sólido; 1: Sin obstáculo).

h: Altura del obstáculo[m].

x: Distancia desde el obstáculo aguas abajo, hasta el mástil meteorológico o el aerogenerador[m].

H: Altura del eje del aerogenerador.

n: Exponente del perfil de velocidad (n = 0,14).

Z_0 : Longitud de rugosidad.

k: Constante de von Karman (k = 0,4).

La comparación del resultado para ambas torres define si el obstáculo es relevante. Cabe notar que la Ecuación (2) tiene como variable la distancia (x) desde el obstáculo al mástil meteorológico o al aerogenerador. Entonces se puede obtener del análisis un eje de dirección donde las incidencias del obstáculo posicionado sobre dicho eje serán análogas tanto sobre la torre del aerogenerador como sobre la torre meteorológica y por lo tanto el efecto de este obstáculo quedará compensado. Podemos concluir que la disposición de ambas torres tendrá un efecto significativo sobre los sectores de medición generados.

Debe hacerse una última mención, que no solo basta la dirección del obstáculo para formar la zona de mediciones prohibidas, sino que además debe calcularse el sector angular. El mismo es obtenido de la aplicación de la Ecuación (5).

$$\alpha = 1,3 \left(2,5 \cdot \frac{D_e}{L_e} + 0,15 \right) + 10 \quad (5)$$

$$D_e = \frac{2 \cdot l_h \cdot l_w}{l_h + l_w} \quad (6)$$

Donde:

α : Sector angular[°].

D_e : Diámetro equivalente del rotor.

l_h : Altura del obstáculo.

l_w : Ancho del obstáculo.

Por último, el SMV quedará definido como todas las direcciones de viento que no se encuentren dentro de una zona prohibida de un obstáculo relevante/estela de aerogenerador.

3. CONCLUSIONES.

En los apartados uno y dos se ha presentado el recurso eólico del PITAM y porque el mismo, de bajas velocidades medias, podría derivar en datos escasos para completar ensayos bajo norma. Esto nos llevó a concluir que se deben formar los sectores de medición válidos (SMV) partiendo de la premisa de favorecer la captura de datos de vientos de mayores velocidades, incluyendo en segunda medida las direcciones de vientos de mayor frecuencia. El tercer apartado menciona

brevemente la ubicación de los obstáculos que pueden ser de significancia en el caso de estudio, y plantea como la norma resuelve la relevancia de cada uno de ellos. Aunque el análisis de los obstáculos relevantes a nuestra estación de ensayos excede el alcance del presente documento, el mismo se vincula directamente con el aprovechamiento del viento a través de la determinación del SMV. Los factores claves en la ecuación del cálculo de los obstáculos son las posiciones de ambas torres. Una elección correcta de sus emplazamientos conllevará la maximización del SMV, pero siempre teniendo en cuenta las direcciones de vientos relevantes como objetivo principal. Al momento de este trabajo el equipo resuelve manual e iterativamente el cálculo del SMV ideal, aunque el proceso iterativo es factible de automatizar para luego solo realizar las comparaciones de los SMV resultantes con el recurso eólico disponible. Como ejemplo, se puede plantear el emplazamiento de la Figura 18. Cabe notar que, de esta manera, se busca desprestigiar la influencia de los obstáculos encontrados en el eje SSO-NNE del aerogenerador (marcados con rectángulos rojos en la Figura 18).



Figura 18. Emplazamiento propuesto de las dos torres. Se demarca la torre del aerogenerador con una estrella amarilla y la torre meteorológica con una blanca. [Imagen de fondo de Google Maps].

4. AGRADECIMIENTOS.

Agradecemos el aporte de los becarios del GESE Lucero Duarte y Cristian Tolaba, que no se encuentran dentro de los autores de este trabajo pero han invertido tiempo en las tareas descritas en el mismo. Agradecemos a las autoridades de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Haedo (UTN FRH) y al Ex Secretario de Investigación, Innovación y Posgrado, Dr Raul Versaci, quien aceptó la propuesta del GESE-FRH y presentó el proyecto “Implementación de Estación de Ensayos Bajo Norma para Generadores Eólicos de Baja Potencia” al Consejo Directivo de la Regional, quien lo declaró de Interés para la Facultad según resolución del Decano N°133/2021. También queremos agradecerle al equipo de trabajo del Laboratorio de Aerodinámica y Fluidos de la UTN FRH por habernos facilitado el uso del espacio físico, instrumental e instalaciones. Por último, queremos reconocer la ayuda brindada por las autoridades del PITAM para con el proyecto y su implementación.

5. REFERENCIAS.

- [1] Comisión Electrotécnica Internacional, *Small wind turbines (IEC 61400-2)*. Edición 3.0, Ginebra: Comisión Electrotécnica Internacional, 2013.
- [2] Comisión Electrotécnica Internacional, *Power performance measurements of electricity producing wind turbines (IEC 61400-12-1)*. Edición 1.0, Ginebra: Comisión Electrotécnica Internacional, 2005.
- [3] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. Edición .2.0. The Atrium, West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- [4] J. F. Manwell, A. Rogers and J. G. McGowan, *Wind energy explained: Theory, Design, and Application*. Edición 2.0. Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, USA: Wiley, 2009.
- [5] David_Wood , *Small Wind Turbines Analysis, Design*. Edición 1.0, Canadá: Springer, 2013.
- [6] Matt hew Huaquan Zhang, *Wind Resource Assessment and Micro Siting: Science and Engineering*. Edición 1,0, Hoboken, New Jersey USA: Wiley & IEEE Press, 2015.
- [7] Michael Brower, *Wind Resource Assessment: A Practical Guide to Developing a Wind Project*. Edición1.0, Hoboken, New Jersey, USA: Jhon Wiley & IEEE Press, 2015.

Método de experimentación y probetas para monitorear bioincrustación (biofouling) marítima

di Prátula, Horacio R¹., Malchiodi Eduardo Luis¹, Eduardo Guillermo¹, Carlos Pistonesi¹
1– GESE FRBB UTN

RESUMEN.

La experimentación marítima para monitorear bioincrustación (biofouling) en buques y sistemas hidrocineéticos con el fin de evaluar recubrimientos antiincrustantes, así como efectos de las modificaciones que produce tal carga sobre la operación del sistema testeado, requiere una metodología y una herramienta adecuada [fig 1].

Esta publicación quiere establecer como se realizará el monitoreo, extracción, análisis y emulación de las dimensiones y textura de la bioincrustación, para luego a través del túnel de viento, simular el comportamiento y establecer afectación a los parámetros de los perfiles y las consecuencias sobre los generadores hidrocineéticos. En nuestro caso la búsqueda se orienta al mar argentino en la zona adyacente sobre la costa Atlántica.

Será importante prestar atención al material utilizado en las probetas (como ejemplo se cita ref [12]) así como la conformación de éstas y el método de extracción (fig 4). Además, una vez analizado el material ya incrustado se efectuarán medidas con el túnel de viento en forma progresiva de acuerdo al tiempo de exposición a la bioincrustación.

El análisis realizado a través de la bibliografía existente permite inferir que el camino transitado y la futura investigación son innovadores,

- I. El túnel de viento posee aspectos constructivos propios,
- II. El diseño de la probeta (incluido en el presente documento) y material de prueba para monitoreo serán de diseño propio,
- III. El monitoreo se establece en costas argentinas y
- IV. el análisis paramétrico de las muestras logradas será evaluado experimentalmente
- V. y finalmente se realizará el análisis computacional con el fin de exponer el impacto de la bioincrustación sobre el perfil alar.

Palabras Claves: bioincrustación – probeta – metodología – túnel de viento

Área Temática: Energía Alternativa y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El primer paso consiste en analizar el flujo de agua, su velocidad promedio temporal e intensidad y turbulencia en el plano de la hélice de un buque [1,2]. Este artículo está relacionado a las mediciones de anemometría laser (Doppler LDA) exhibiendo la componente axial de la velocidad siendo él mismo contribuyente principal a la magnitud de la velocidad del fluido en la hélice de un barco. El contribuyente tangencial se reduce en un 12% y solo un 14% corresponde al componente axial aproximadamente. Éste último, presenta dos crestas con un núcleo de baja velocidad (fig 2-3) en el eje de rotación. Estas investigaciones permiten comprender el desempeño de una hélice en el mar y se puede analizar con mayor alcance el efecto de la bioincrustación en sistemas propulsores con un perfil modificado.

La experiencia fue realizada en laboratorio mediante una pequeña hélice mediante una anemometría laser, se midieron los tres componentes de velocidad simultáneamente junto a la intensidad de turbulencia durante la inmersión de la hélice bajo condiciones de tracción.

En un segundo paso, se estudia cómo se diseña y como se eligen los álabes a partir de la ref [1] y de qué modo con su geometría contribuye a la velocidad del flujo por lo que esto requiere una significativa atención a la bioincrustación, especialmente en un sistema hidrocínético ya que influye en el mantenimiento del mismo [2-4].

Luego, un tercer paso es analizar lo que se afirma en ref [5] acerca de la monitorización y evaluación del estado de bioincrustación y sus efectos en el rendimiento del casco y la hélice del buque ya que es un problema crucial que atrae la atención tanto en los procesos de investigación como de la industria. El artículo realiza una revisión crítica y a través de tablas, analiza el biofouling, enfocado a la incidencia tanto sobre las hélices como sobre el casco del buque. Estos aspectos son importantes porque el sistema hidrocínético que es objetivo de estudios del GESE requiere también un enfoque de este tema si se utilizan los mares como ubicación de estos sistemas.

Un cuarto paso importante es enfatizar la importancia de la medición que se efectuará en nuestras costas ya que la bioincrustación es heterogénea y la profundidad a la que se produce localmente puede ser diferente a las publicadas en los trabajos de investigación, esto es debido a la diversidad (que se ha hecho referencia en el párrafo anterior). En la ref [6] se hace reseña justamente de la diversidad mediante fotos y clasificación.

El quinto paso surge al considerar dicha temática en buques, luego, a partir de las ref [7-9] se sigue incrementando el análisis del fenómeno en buques. Al continuar con la temática la ref [10] hace referencia a la factibilidad de realizar modificaciones ambientalmente benignas para proteger del fenómeno en sistemas hidrocínéticos. En el estudio se incluyen bacterias, algas, percebes, mejillones y otros organismos marinos, que se acumulan rápidamente en los dispositivos MHK.

Lógicamente que ésta bioincrustación provoca desgaste mecánico y cambios en el rendimiento de generación de los dispositivos MHK. Esto es, a rotores, generadores y turbinas, le impone una masa sustancial y una carga hidrodinámica con la pérdida de eficiencia asociada e incremento en los costos de mantenimiento. Como los sistemas antiincrustantes son aún tóxicos, los equipos de investigación buscan la solución a este problema a través del material constitutivo de los dispositivos. En síntesis, ya se han producido avances respecto al material antiincrustante en dispositivos hidrocínéticos.

Se incluyen las ref [10,11] con el objetivo de enfocar aspectos de diseño de los sistemas MHK. Esto nos permite reconocer mejor sus aspectos constructivos y comprender la incidencia del fenómeno sobre los mismos.

Avanzando en la temática, la ref [12] (mencionada en el resumen del presente trabajo) esclarece la totalidad del análisis que nos lleva a desarrollar nuestras propias probetas y emplear una metodología tanto para el monitoreo como para el análisis detallado de los parámetros relacionados al tema a través del túnel de viento. En dicha referencia, se muestran las probetas utilizadas para sus investigaciones de bioincrustaciones (8 meses de investigación) detallando que los paneles de polietileno de alta densidad (HDPE) ($6,17 \text{ kg/m}^2$) resultaron de mayor concentración del fenómeno en comparación con paneles de acero revestido ($3,34 \text{ kg/m}^2$). Esto muestra la influencia del material de los sistemas propulsores en los procesos de contaminación.

La ref [13] corrobora el efecto en un sistema mareomotriz debido a la incrustación de percebes, por ejemplo, en dicha referencia afirma que *“el efecto de la contaminación de la superficie resultó ser drástico, lo que resultó en una disminución de hasta un 13 % en el coeficiente de potencia CP en la condición operativa de diseño ($TSR=4$).”*

La ref [14] muestra una profundización de los conocimientos sobre el diseño de los propulsores en barco. Como se puede inferir agrega algunos aspectos de diseño para comprender mejor todos los

aspectos geométricos que incluye un sistema propulsor de buques, El aprendizaje de estos es de fundamental importancia para comprender los sistemas propulsores de un dispositivo MHK.

En nuestro caso no solo será teórico el análisis, sino que se utilizará un medio directo de medición.

Se observa en la fig 1a) la zona de monitoreo en dónde se instalarán las probetas [18], en la Figura: 1b) la secuencia de fijación de las incrustaciones biológicas en un sustrato sumergido en el mar [15]. En la Figura 1c, las probetas varias [12], mientras que la balsa experimental con probetas y series de paneles en Mar del Plata, en las Figuras 1d) y 1e) [15].

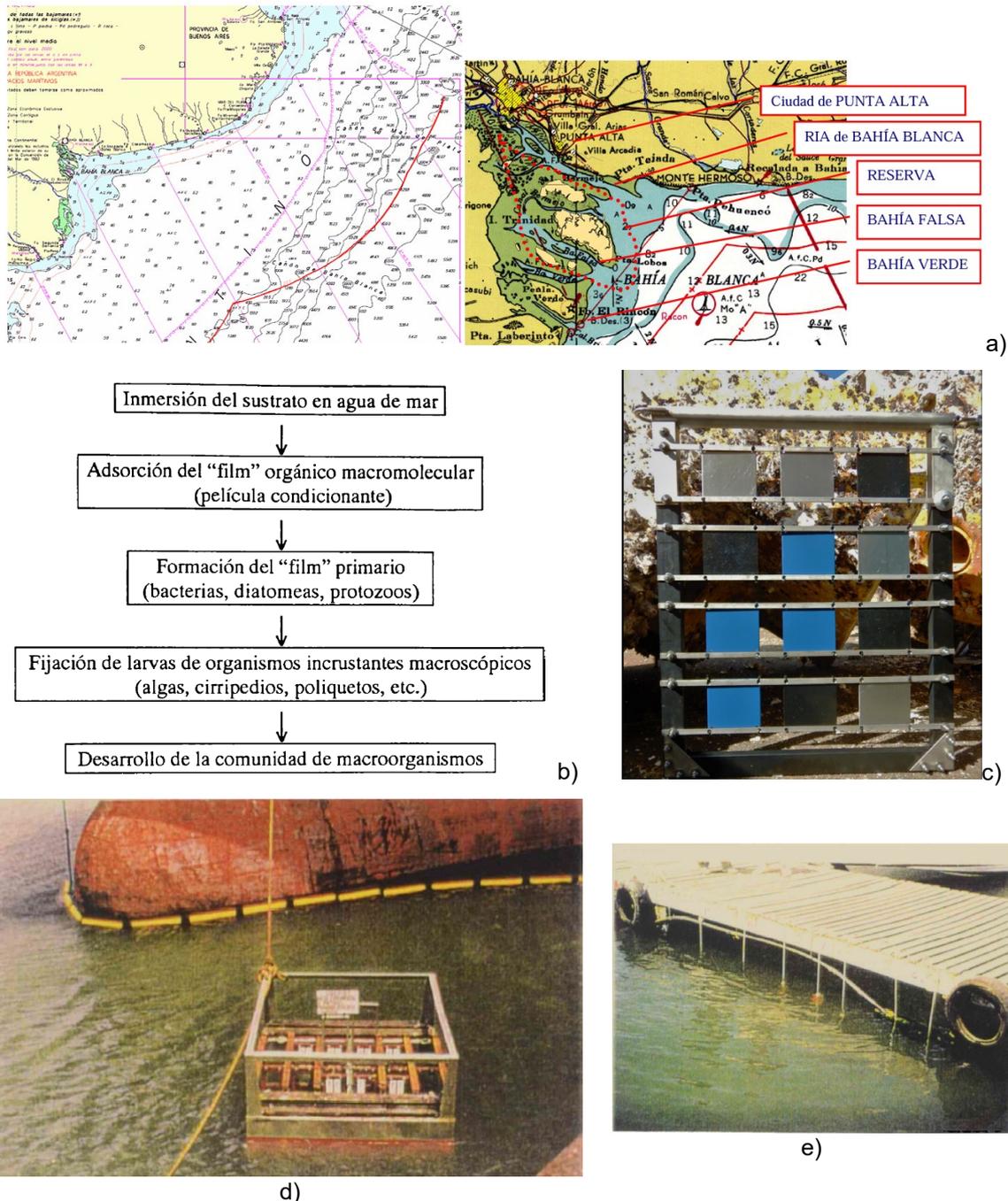


Figura 1 a) La Ria de Bahía Blanca – factores de riesgo que afectan el estuario b) Secuencia de la fijación de las bioincrustaciones (biofouling) en un sustrato sumergido en el mar [15] c) Marco de seguimiento y pruebas de bioincrustaciones [12] d) Aspecto de la balsa experimental del CIDEPINT fondeada en la Base Naval de Puerto Belgrano [15] e) Aspecto de una marina del Club de Motonáutica de Mar del Plata con series de paneles experimentales [15].

Las ref [15..18] han orientado nuestra búsqueda sobre aspectos de este fenómeno en nuestro mar adyacente (costa Atlántica local).

2. DESARROLLO

2.1 Comportamiento del fluido en una hélice de propulsión (3D):

Se analizan los requerimientos de análisis para determinar el camino en el proceso de investigación, por lo tanto, se considera adecuado comprender el comportamiento del fluido en el propulsor de un buque, ya que así es posible percibir las implicancias de la geometría del sistema frente al agua de mar. La ref [1] muestra un estudio para verificar el comportamiento del fluido en velocidad relacionado a un sistema propulsor de buque.

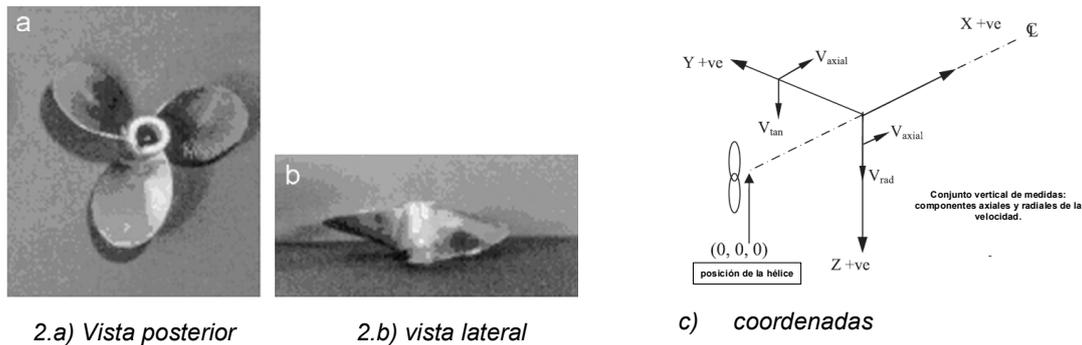


Figura 2 a) y b) Geometría de la hélice c) Sistema de coordenadas cartesiano a sistema de coordenadas cilíndricas

Se utilizó para este fin el siguiente material:

Características de la hélice: Diámetro de la hélice, D_p 76 mm - Diámetro del buje, D_h 14,92 mm - Número de álabes, N 3 - Ángulo de ataque, γ 01 - Relación de paso, P_u 1 - Relación de área de la hoja, b 0,473 - Coeficiente de empuje, C_t 0,402.

Se utilizó para las experiencias una velocidad de rotación 1000 rpm y el número de Reynolds Re_{Flow} (8.5×10^4) y Re_{prop} 2.6×10^4 .

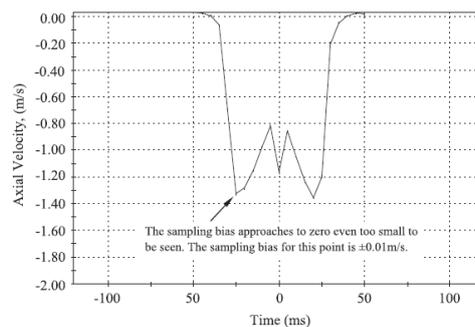


Figura 3 Análisis de sesgo de muestreo calculado por el sistema LDA.

Como conclusión, vemos que el componente axial de la velocidad es el principal contribuyente a la magnitud de la resultante. El componente tangencial contribuye a otra rotación, mientras que la componente radial que es la que contribuye a la difusión, estas componentes pueden verse como el segundo y tercer contribuyente a la magnitud de la velocidad en el plano de hélice de salida del flujo.

La distribución de velocidades axiales en el plano de salida muestra dos crestas puntiagudas con un núcleo de baja velocidad en el eje de rotación. El cubo de la hélice no aporta ningún empuje al sistema, en comparación con las hojas. La velocidad radial aumenta desde el centro hasta una velocidad máxima y luego disminuye hacia la punta de la hoja. También se encontró velocidad radial negativa cerca del eje de rotación.

La intensidad de la turbulencia en el plano de flujo de salida es más alta en el eje de rotación donde se produce la perturbación adicional. La geometría de la hélice tiene una influencia significativa en el eje axial, componentes tangenciales y radiales de la velocidad. Sin embargo, no se halló un estudio anterior que explique cómo la geometría del propulsor influye en los parámetros característicos del flujo detrás de la hélice del buque.

2.2 Aspecto de la Bioincrustación con diversas especies marinas:

Es muy importante observar las características del tipo de contaminación en diferentes lugares del mar, aunque se puede inferir que el tipo de contaminación en nuestras costas y especialmente en la zona (actualmente) del Estuario de Bahía Blanca haya variado.

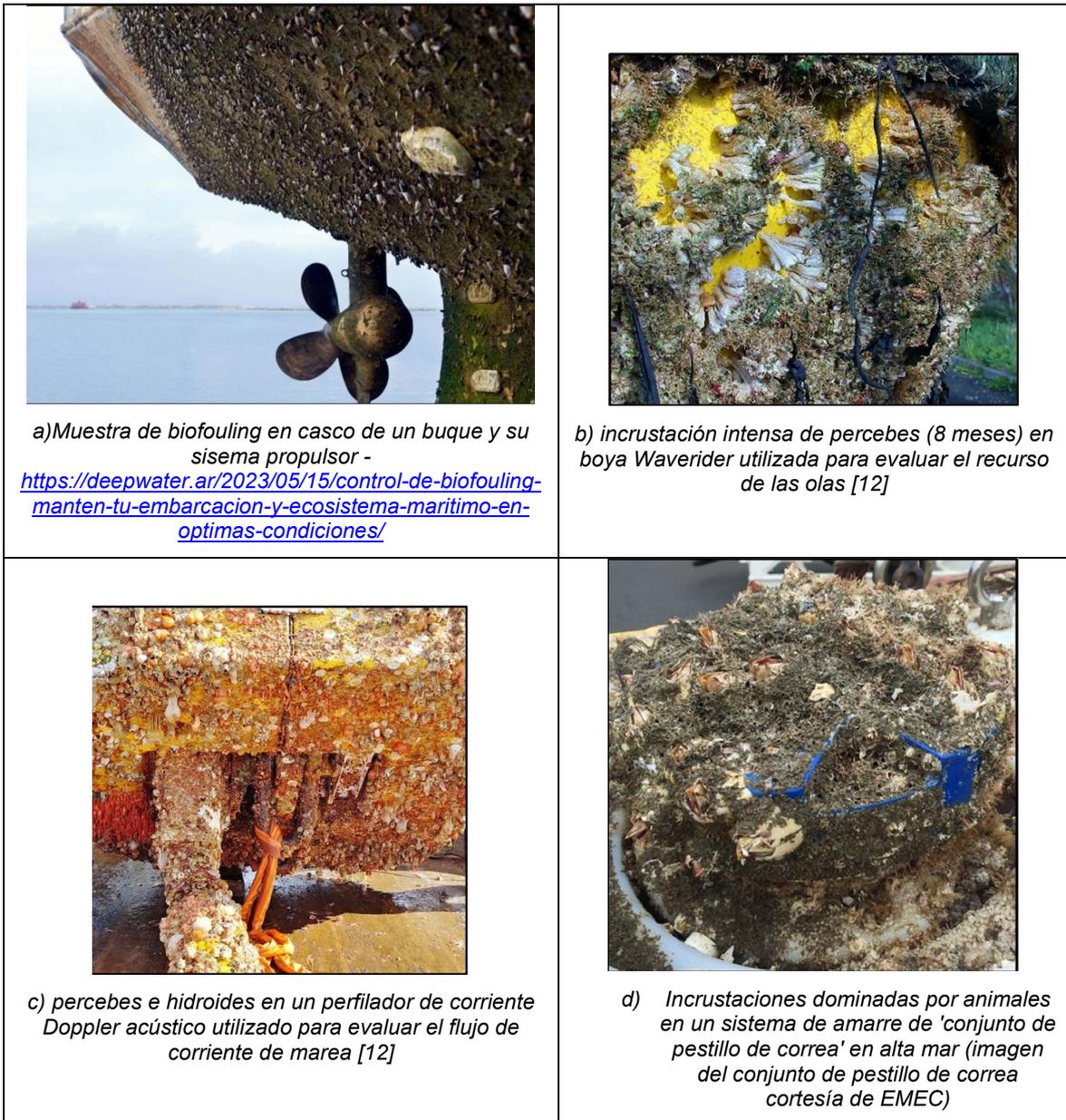


Figura 4 Bioincrustación de infraestructuras marinas de energía renovable

Relacionado a la Figura 4a) podemos describir algunos problemas que pueden causar en los buques:

- **Resistencia al avance:** la acumulación en el caso del buque, aumenta la resistencia al avance. Luego, el aumento de la energía para el desplazamiento es significativo.
- **Pérdida de maniobrabilidad:** Las incrustaciones biológicas en las superficies móviles, las hélices y los timones afectan la capacidad de maniobra de una embarcación. Las mismas modifican el perfil alar mermando la eficiencia, además afecta el control y la respuesta de la embarcación. En situaciones de emergencia constituye un problema de seguridad.
- **Daños estructurales:** El biofouling puede causar daños en las estructuras de las embarcaciones. Dichos organismos penetran y erosionan el material conduciendo a la erosión.
- **Especies invasoras:** El transporte de especies invasoras a través del biofouling representa un riesgo para los ecosistemas marinos, ya que las embarcaciones inadvertidamente transportan organismos exóticos que invaden y afectan la biodiversidad del ecosistema visitado porque compiten con las especies nativas alterando los patrones de reproducción y causando desequilibrio en los mismos.
- **Salud y seguridad de la tripulación:** Algunas especies pueden liberar sustancias tóxicas o alérgicas logrando causar irritación de piel, problemas respiratorios u otros efectos negativos en la salud.

2.3 Bioincrustación en un Sistema de turbina mareomotriz de eje horizontal):

El efecto de la rugosidad en el sistema de propulsión del generador eléctrico en una turbina hidrocínética afecta el rendimiento ref [13] ya que la modificación alar afecta el C_p (coeficiente de potencia: factor determinante del sistema de producción energética [19]) de la HWT.

El fenómeno de la contaminación está en proceso de investigación, presenta las siguientes dificultades: es difícil ver los perjuicios, el planteo es complejo y en consecuencia hallar la solución también, Luego, este fenómeno se agrava en los sistemas hidrocínéticos de producción de energía.

Por ejemplo, la ref [13] hace mención a un proceso de investigación que se basa en un modelo de simulación de Navier-Stokes promediado por Reynolds (RANS) inestable basado en dinámica de fluidos computacional (CFD) para predecir el efecto de la bioincrustación en un HATT a gran escala.

El procedimiento consistió en aproximar la rugosidad de la superficie debido a la incrustación de percebes con el fin de predecir los efectos de la incrustación en el rendimiento del HATT. Se realizaron simulaciones CFD en diferentes escenarios de incrustaciones para una variedad de relaciones de velocidad punta (TSR). El efecto de la contaminación de la superficie resultó ser drástico, lo que resultó en una disminución de hasta un 13 % en el coeficiente de potencia CP en la condición operativa de diseño (TSR=4 – ver [19] relación entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad del fluido). El efecto resultó ser aún más severo en TSR más altos, lo que resultó en regiones de TSR operativas óptimas más estrechas. Además, afectó coeficientes de empuje C_T reduciéndolos debido al ensuciamiento de la superficie. Esto indica el efecto sobre el mantenimiento de este tipo de equipos.

Se observa en la Figura 5 una demostración de contaminación marina en una turbina mareomotriz desarrollada por NOVA Innovation. Se puede ver el progreso de la bioincrustación en las palas de la turbina. Se puede afirmar que el ritmo de desarrollo es verdaderamente asombroso (Figura 5b) ya que solo habían transcurrido 6 meses.

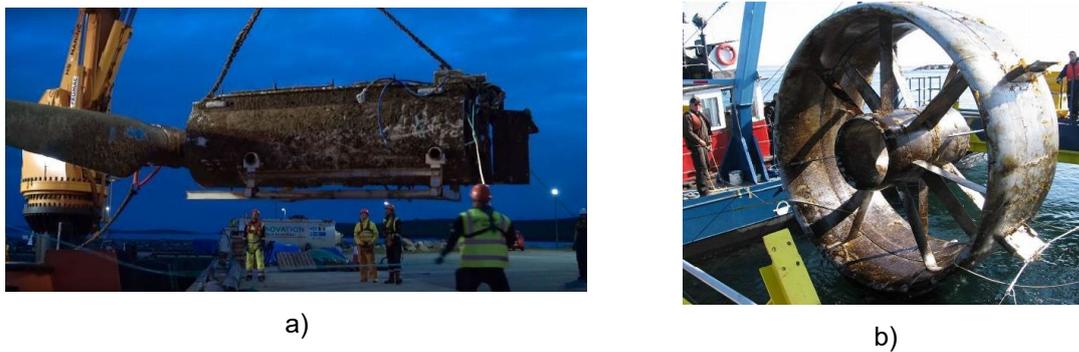


Figura 5 a) Turbina bioincrustada NOVA Innovation [13] b) bioincrustación después de 6 meses

La determinación del efecto sobre la turbina según [13] afecta la rugosidad de la superficie aumentando así la turbulencia. De esta forma, aumentan la tensión turbulenta, la tensión de corte de la pared y finalmente la fricción de la piel. El efecto de rugosidad también se observa en el perfil de velocidad en la región de la ley logarítmica. Esto define una función rugosidad (Clauser 1954 [20])

En ref [20] puede observarse que un camino ya recorrido (fecha de experimentación 1954) fue el uso de un túnel de viento para pruebas de capa límite (fig 6).

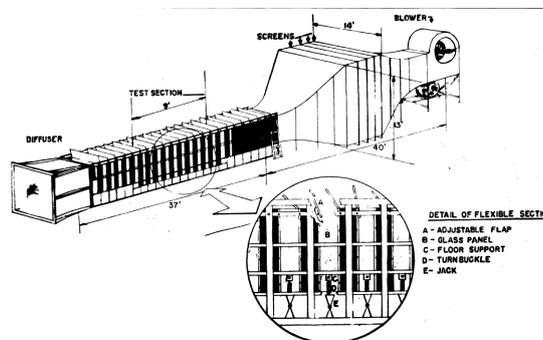


Figura 6 Boceto de túnel de viento para estudio de capa límite [20]

Conociendo que una de las particularidades que presentan los invertebrados marinos, principalmente las de formas de vida sésiles o incrustantes, es que parte de su ciclo de vida se caracteriza por presentar estados larvales, cuyo fin para las especies, es la de dispersarse y

colonizar nuevos ambientes, estas larvas suelen aprovechar las corrientes marítimas para maximizar la dispersión antes de encontrar un sustrato para asentarse.

Nuestra investigación adoptó un camino práctico y no computacional, esto es, elaborar una respuesta experimental a la contaminación, mediante un proceso de monitoreo con probetas durante periodos incrementados en el tipo y extracción de muestras, para luego, mediante el túnel de viento [20] efectuar la medición de parámetros importantes verificar la variación de los mismos mediante ensayos sobre material con contaminación progresiva.

La ref [13], sin embargo, nos alienta a realizar trabajos teóricos tendientes a un análisis computacional mediante modelos, pero tomando como punto de partida resultados experimentales lo que permite una experiencia previa y valores paramétricos de diferentes condiciones de bioincrustación. El perfil de velocidad adimensional en la región de la ley logarítmica para una superficie rugosa viene dado como [13]:

$$U^+ = \frac{1}{k} \log y^+ + B - \Delta U^+ \quad [1]$$

Siendo U^+ = función de rugosidad dónde ΔU^+ se puede expresar en función de la rugosidad del número de Reynolds k^+ , definido del siguiente modo:

$$k^+ = \frac{k U_\tau}{\nu} \quad [2]$$

Debemos considerar que hay que tener en cuenta que ΔU^+ simplemente desaparece en el caso de una condición suave.

De acuerdo a los resultados experimentales se logró interpretar que los percebes siguen el modelo de la función de Grigson (1992) y más reciente [21],[22]:

$$\Delta U^+ = \frac{1}{k} \ln(1 + k^+) \quad [3]$$

Finalmente, la conclusión en ref [13] propone un modelo para representar la rugosidad con diferentes incrustaciones con un enfoque de función de pared modificado previamente desarrollado para aproximar los efectos de rugosidad de percebes de diferentes tamaños y densidades de cobertura. Se estimó que las incertidumbres numéricas para CP y CT eran 0,24% y 0,04%, respectivamente.

Como estudio de validación, las curvas CP y CT obtenidas de las simulaciones CFD se compararon con los datos experimentales de Wang et al. (2007) y mostraron acuerdos razonables. Los resultados de la simulación mostraron un impacto drástico del ensuciamiento de la superficie en la eficiencia de la turbina mareomotriz.

Los resultados de la simulación mostraron un impacto drástico del ensuciamiento de la superficie en la eficiencia de la turbina mareomotriz. Los coeficientes de potencia, CP , mostraron una tendencia decreciente a medida que aumentaban las tasas de contaminación, y se encontraron disminuciones mayores en las regiones con mayor TSR. Se encontró que la disminución en los coeficientes de potencia, CP debido a la contaminación de la superficie, era del 9% en TSR=3, pero aumentó al 213% en TSR=8.

Esta rápida reducción de CP pareció provocar rangos de TSR operables más estrechos. En la condición de incrustación más severa (B20%), se encontró que el rango operable de TSR ($CP > 0.4$) era más estrecho que una quinta parte del de la condición suave.

La misma referencia indica que un hallazgo interesante fue que el óptimo de TSR, dónde se logra un C_p mas alto, se movió a regiones de TSR más bajas debido a la contaminación de la superficie. Este hallazgo mostró que el TSR óptimo para la condición suave ya no es válido una vez que la superficie está contaminada y la condición de la superficie debe considerarse cuando se planifica la condición operativa, para lograr la máxima eficiencia de las turbinas mareomotrices.

Se observó una diferencia de presión reducida entre la cara y la parte posterior de la turbina y un esfuerzo cortante de la pared significativamente mayor, que están de acuerdo con el par de presión reducido y el par de corte aumentado.

De acuerdo a los elementos de juicio acopiados (que han sido expuestos en párrafos anteriores) se incorporan los siguientes aspectos a este trabajo: la ubicación marina del experimento, las probetas y materiales de las mismas con el fin de realizar dichas prácticas, así como la metodología de trabajo adoptada.

2.4 Localización, metodología y probeta:

2.4.1 Localización: Se incluye la Figura 7 con una vista de la zona (circulo rojo) dónde se colocarán las probetas y un acercamiento a la zona que puede ser usada para dicha acción.

La ubicación final requiere analizar profundidad, corriente marina y factibilidad práctica.



Figura 7 Ubicación de las probetas en la zona local

2.4.2. Metodología de trabajo

El trabajo consiste en:

- I. Elección de los materiales a ensayar
- II. Diseño de detalle del sistema porta probetas y su construcción
- III. Fondeo del sistema
- IV. Evaluación sistemática en el tiempo del estado de las probetas, medición, análisis, documentación.
- V. Emulación del acabado superficial con materiales secos
- VI. Estudio del comportamiento de perfiles de diferentes familias con los diferentes acabados

2.4.3 Probeta

En la mayoría de los casos las probetas utilizadas en los estudios precedentes son de carácter estático, por otra parte, el análisis de hélices o cascos de embarcaciones no son comparables con los de un generador hidrocínético, ya que los mismos cambian constantemente de posición geográfica, se desplaza a velocidades mayores durante periodos prolongados y mantienen derrotas alejadas de las costas, mientras que las unidades mareomotrices están sumergidas permanentemente próximas a las costas, en un flujo donde el patrón del campo de velocidades sigue una ley específica de forma senoidal, haciendo que la velocidad es siempre cambiante y de baja intensidad.

Para tomar en cuenta esta situación se propone construir un elemento porta probetas que genere un ambiente aproximado al que tendría un Hidrogenerador, y en lo posible de bajo costo, tanto para la construcción como para la maniobra de evaluación. El diseño propuesto consta de un porta-probetas cilíndrico en cuya superficie se sujetan las diferentes chapas de los materiales a ensayar. Al cilindro se le imprime un movimiento de rotación mediante una hélice y esta soportado por par de flotadores de gran esbeltez con la finalidad de mantenerse orientados al flujo y con la menor afectación del cabeceo producto del oleaje. Este soporte se mantiene unido a un muerto con suficiente longitud para no verse afectado por la altura de marea, no sufra arrastre y se oriente siempre a la corriente.

En la solución propuesta, La hélice al recibir un flujo con velocidad cambiante girará en forma directamente proporcional a la intensidad de este, haciendo que el flujo sobre las probetas tenga un comportamiento similar al que recibiría un perfil de un generador hidrocínético. El sistema tal como se observa en el esquema de la Figura (fig 8) estaría conformado con flotadores cilíndricos con la flotabilidad necesaria para mantener a la estructura en posición horizontal y alineada a la corriente, una estructura ligera para soportar el cilindro porta probetas con su hélice y el punto de unión con el fondeo. El fondeo está compuesto por un muerto de cemento con un cáncamo giratorio, un tramo de cadena y un tramo mayor de cabo de nylon que asegure una catenaria suave en cualquier condición de marea. En la parte superior se instala una boya de identificación para evitar cualquier abordaje.

La maniobra tentativa de evaluación sería la siguiente: mediante la embarcación se arrastra la estructura desde la boya de identificación aguas arriba hasta la posición del muerto, de manera que

el fondeo se encuentre flojo, esto permitiría que los flotadores estén en superficie, pudiendo en esa condición girarlo de manera que el cilindro porta probetas quede hacia arriba y fuera del agua.

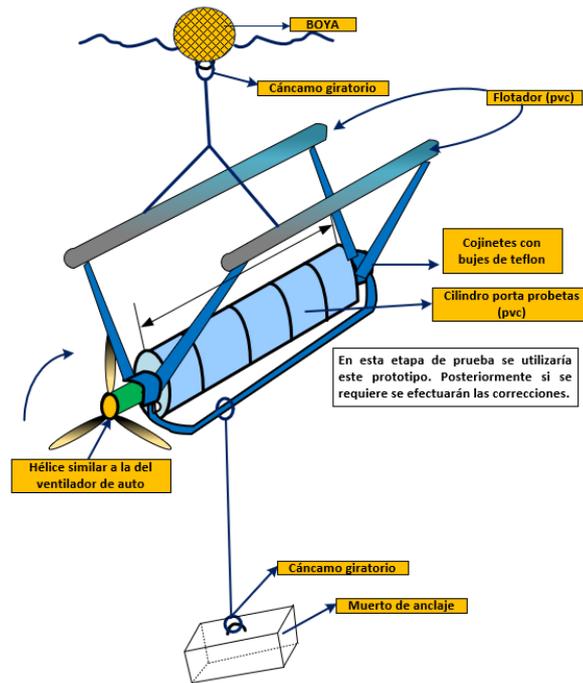


Figura 8 Formato de las Probetas

3. CONCLUSIONES.

Un objetivo importante del trabajo es poder realizar una evaluación tanto cualitativa como cuantitativa de los efectos de las bioincrustaciones que se depositan sobre los perfiles de los hidrogeneradoras en las zonas experimentadas, permitiendo proponer un procedimiento nuevo o modificaciones a los métodos tradicionales de diseño. No es objetivo primario evaluar la bioincrustación desde el punto de vista biológico, aunque no se puede evitar un análisis del mismo orientado al comportamiento de las especies participantes del fenómeno.

Es importante destacar también que este trabajo es solo el principio de un estudio que, de ser exitoso, permitiría estudiar los efectos en otros puntos de nuestro litoral marítimo o sobre otros objetos cuyo funcionamiento ocurra en a cierta profundidad del agua de mar en ambientes costeros.

Debemos sumar a estos objetivos un análisis a través del túnel de viento del efecto sobre los parámetros importantes que se miden tanto en el objeto de la bioincrustación antes de la misma (referencia limpia) y el mismo a través del tiempo, esta medición progresiva nos permitirá, incluso, la mejora en la elaboración de un modelo computacional para aproximar el resultado observado a través del método computacional mediante un algoritmo cuyos valores paramétricos surjan de la realidad física existente en el lugar de inserción del dispositivo.

4. AGRADECIMIENTO

En aspectos biológicos marinos presto su colaboración al presente documento la Lic. En Biología la Srita. Sabrina N. di Prátula.

5. REFERENCIAS.

- [1] Wei-Haur Lam, Gerard Hamill, Desmond Robinson, Srinivasan Raghunathan "Observations of the initial 3D flow from a ship's propeller" *Ocean Engineering* 37(2010) 1380–1388 ELSEVIER
- [2] Birk, Lotario *Fundamentals of Ship Hydrodynamics (Fluid Mechanics, Ship Resistance and Propulsion)* || *Propeller Design Process* DOI: 10.1002/9781119191575.ch48
- [3] M.-H. Roh, K.-Y. Lee, *Computational Ship Design, "Determination of Principal Dimensions of Propeller"* © Springer Nature Singapore Pte Ltd. 2018 DOI 10.1007/978-981-10-4885-2_7 Chapter 7
- [4] Jingwei Jiang, Haopeng Cai, Cheng Ma, Zhengfang Qian, Ke Chen & Peng Wu (2017): "A ship propeller design methodology of multi-objective optimization considering fluid-structure interaction", *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, DOI: 10.1080/19942060.2017.1335653

- [5] Iliya Valchev, Andrea Coraddu, Miltiadis Kalikatzarakis, Rinze Geertsma, Luca Oneto "Numerical methods for monitoring and evaluating the biofouling state and effects on vessels' hull and propeller performance: A review" Ocean Engineering 251 (2022) 110883 ELSEVIER
- [6] Nathaniel J. Bloomfield, Susan Wei, Bartholomew A. Woodham, Peter Wilkinson & Andrew P. Robinson "Automating the assessment of biofouling in images using expert agreement as a gold standard" Scientific Reports doi.org/10.1038/s41598-021-81011-2 2021
- [7] Abderrahmane Bouda & Nour el Islam Bachari & Lamri Nacef & Bilel Bensari "Risk Analysis of Invasive Species Introduction in the Port of Arzew, by Calculation of Biofouling Surface on Ships" Springer International Publishing AG 2017
- [8] Ian C. Davidson, George Smith, Gail V. Ashton, Gregory M. Ruiz & Christopher Scianni (2020): "An experimental test of stationary lay-up periods and simulated transit on biofouling accumulation and transfer on ships", Biofouling, DOI: 10.1080/08927014.2020.1769612
- [9] Zheng Zhang (PhD) Christopher Loose (PhD), Roger Smith (PhD), Michael Ashman, Laura Rushford, and Aaron Berkenwald "Environmentally Benign and Permanent Modifications to Prevent Biofouling on Marine and Hydrokinetic Devices" Semprus BioSciences (DUNS: 6278979400000) 2012
- [10] Henry Shiu C.P. "Case" van Dam Erick Johnson Matthew Barone Ryan Phillips William Straka Arnold Fontaine Michael Jonson "A DESIGN OF A HYDROFOIL FAMILY FOR CURRENT-DRIVEN MARINE- HYDROKINETIC TURBINES" Proceedings of the 2012 20th International Conference on Nuclear Engineering collocated with the ASME 2012 Power Conference ICONE 20-POWER 2012
- [11] Erika A. Sudderth, Kristin C. Lewis, Jordan Cumper, Abygail C. Mangar, Dan F.B. Flynn "Potential Environmental Effects of the Leading Edge Hydrokinetic Energy Technology" U.S. Department of Energy Advanced Research Projects Agency - Energy Washington, D.C. May 2017
- [12] Andrew Want , Michael C. Bell, Robert E. Harris, Mark Q. Hull, Caitlin R. Long and Joanne S. Porter "Sea-trial verification of a novel system for monitoring biofouling and testing anti-fouling coatings in highly energetic environments targeted by the marine renewable energy industry" BIOFOULING 2021 Vol 37 NO 4, 433-451 doi.org/10.1080/08927014.2021.1928091
- [13] Soonseok Song, Weichao Shi*, Yigit Kemal Demirel, Mehmet Atlar "The effect of biofouling on the tidal turbine performance" <https://www.researchgate.net/publication/334327026> 2019
- [14] Do Ligtelijn "Propeller Design Process" Maritime Research Institute Netherlands, Wageningen, The Netherlands Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering, online©2017 JohnWiley&Sons, Ltd. This article is © 2017 John Wiley & Sons, Ltd. DOI: 10.1002/9781118476406.emoe061 Also published in the Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering (print edition) ISBN: 978-1-118-47635-2
- [15] M.C. Pérez y M.E. Stupak "Revisión sobre los aspectos biológicos del Fouling" Meer., 49, 329-333 (1995). [34] Bastida, R. "Preliminary notes of the marine fouling at the port of Mar del Plata. (Argentina)". Proc. 2nd Int. Congr. Mar.
- [16] Miriam Pérez a; Mónica García a; Guillermo Blustein a; Mirta Stupak a a CIDEPINT (Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología de Pinturas), La Plata, Argentina "Tannin and tannate from the quebracho tree: an eco-friendly alternative for controlling marine biofouling" Biofouling The Journal of Bioadhesion and Biofilm Research 2007 Biofouling, 23:3, 151 - 159 To link to this article: DOI: 10.1080/08927010701189484 URL: <http://dx.doi.org/10.1080/08927010701189484>
- [17] M.C. Pérez, M.T. García, M.E. Stupak "Biofouling del Puerto de Mar del Plata asentamiento mensual de organismos calcáreos"
- [18] CFRE Mg. Alberto Gianola Otamendi "La ría de Bahía Blanca Factores de riesgo que afectan al estuario" FadARA Facultad de la Armada - UNDEF Universidad de la Defensa Nacional

- [19] di Prátula H.R. - Eduardo Malchiodi - Marcelo Antón - Fausto di Prátula - Carlos Pistonesi "*Turbinas hidrocinéticas: Revisión de métodos de experimentación en Túneles de Viento y Ejemplos*" IV Congreso Energía Sustentable de Bahía Blanca Marzo 15..17/03/23
- [20] Francis Clauser "*Turbulent Boundary Layers in Adverse Pressure Gradients**" Downloaded by PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY on April 25, 2013 | <http://arc.aiaa.org> | DOI: 10.2514/8.2938 1954
- [21] Soonseok Song Yigit Kemal Demirel Mehmet Atlar "*An investigation into the effect of biofouling on full-scale propeller performance using CFD*" Proceedings of the ASME 2019 38th International Conference on Ocean, Offshore & Arctic Engineering OMAE2019 June 9-14, 2019, Glasgow, Scotland, UK
- [22] Demirel, Y. K., Uzun, D., Zhang, Y., Fang, H.-C., Day, A. H., & Turan, O. (2017). Effect of barnacle fouling on ship resistance and powering. *Biofouling*, 33(10), 819-834. doi:10.1080/08927014.2017.1373279

Generación distribuida Rural on-grid: Aplicación de energía solar

di Prátula, Horacio R¹., Anton Marcelo¹, Dillon, Rodolfo²

1 – GESE FRBB UTN, 2 – UTN FRBB Dpto Ing. Civil

RESUMEN.

Este trabajo ofrece aspectos técnicos y resultados de un emprendimiento de Generación Distribuida Rural con Energía renovable solar exclusivamente. El sistema se encuentra conectado a la red Rural de media tensión (on-grid) a través de un transformador Rural de 10 kVA.

Los aspectos que se resaltan en el desarrollo del mismo están relacionados con las elecciones efectuadas, la obra y los resultados que se han logrado a lo largo de un periodo de tiempo que involucra el verano y parte del otoño.

Se resaltan aspectos que muestran la diferencia entre una generación distribuida urbana-suburbana de la rural con los inconvenientes propios de una distribución rural en media tensión.

Al mismo tiempo se analiza el proceso a partir del 30/03/23 origen de la adhesión de la Provincia de Buenos Aires [1] a la ley Nacional y final y prueba de la obra en fecha anterior a la definitiva ordenanza del 11/03/24 [2] con las últimas normativas técnicas que ya se habían aplicado a la instalación previamente.

Palabras Claves: generación distribuida -paneles FV – prosumidor – on grid - rural

Área Temática: Generación Distribuida

Categoría del Trabajo: docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

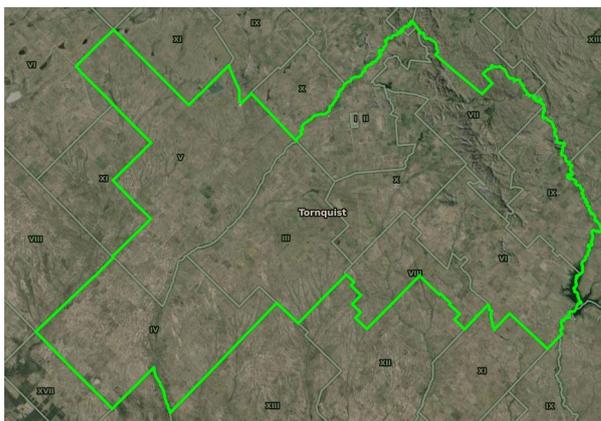
El cálculo y los avances iniciales fueron a la luz de la adhesión de la Provincia de Buenos Aires a la ley Nacional de generación distribuida [1] ley 27474 [3] ya que la reglamentación final ocurrió en el mes de diciembre de 2023 [2].

Eso indica que la primera faz del trabajo fue anterior a la adopción de los actuales modelos constructivos y de conexión. La ingeniería inicial se basó exclusivamente en los saberes profesionales y los procesos de estudio logrados a través de la investigación [4..6].

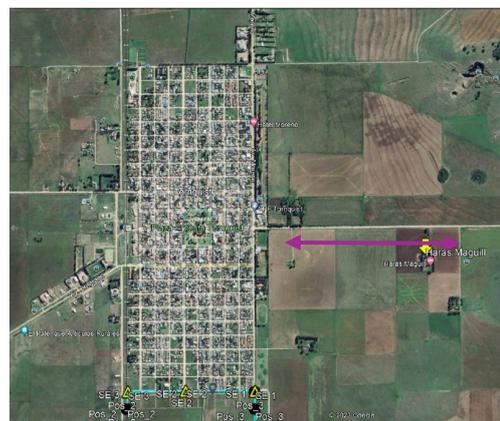
Se establecieron las pautas de trabajo cálculo, construcción y ensayo. Conexión y proceso de seguimiento de funcionamiento. La reglamentación final surgió posteriormente [3] y finalmente el emprendimiento no requirió correcciones. Los resultados se exponen y la recopilación de fotos y datos fue efectuada por los autores [7].

2. DESARROLLO

2.1 Ubicación del Emprendimiento: Con el fin de ilustrar se ha usado el Google Earth®



a) Ubicación en la Provincia de Bs.As. Cercano a Ruta n° 3 y Laguna la Encadenada – Delimitado en verde el Partido de Tornquist y Localidad: a 66 km en línea recta de Bahía Blanca.



b) Localización del predio a 1388 m de Tornquist: Haras Maguill

Figura 1 Ubicación Geográfica General – Localización Urbana cercana



Figura 2 Haras Maguill – El área demarcada es la zona del emprendimiento (ya se ven los paneles)

2.2 Análisis Inicial

Se verificaron las condiciones solares del lugar, viento, ubicación de arboleda, distancia al pilar para la conexión del sistema on grid.

Se estableció la inclinación de los paneles en base a uso de software específico y la Guía del recurso solar y las condiciones de potencia máxima de generación para cumplimentar las condiciones de la ley existente [1].

Tabla 1 Tabla datos solares en Bahía Blanca (Elaboración propia)

	Gh (kWh/m ²)	Dh (kWh/m ²)	Bn (kWh/m ²)	Ta (°C)	Td (°C)	FF (m/s)
Enero	225	86	209	23,9	11,8	6,7
Febrero	167	68	154	22,4	12,7	6
marzo	152	57	163	19,6	11,5	5,8
abril	107	39	138	15,3	8,6	5,2
mayo	83	26	139	11,5	6,5	5,1
Junio	63	22	113	8,7	3,2	5,4
Julio	68	24	112	7,9	2,2	5,3
Agosto	97	39	125	9,8	2,9	5,7
Septiembre	125	47	143	12	4,4	5,7
Octubre	171	68	164	15	7,4	5,7
Noviembre	192	87	162	18,7	8,5	6
Diciembre	222	88	197	22	9,5	6,6
Año	1675	650	1821	15,6	7,4	5,8

Dónde: H_{Gh} : Irradiación global horizontal - H_{Dh} : Irradiación difusa horizontal - T_a : Temperatura del aire - FF : Velocidad del viento

El valor de Gh se basa en información satelital interpolada (Los datos meteorológicos para cualquier ubicación requieren procedimiento de interpolación (el párrafo anterior lo exhibe). Para la radiación global, esto se hace con un modelo de distancia inversa tridimensional (gravidad de Shepard - interpolación)[12], basado en la introducción de Zelenka et al. (1992) (IEA tarea 9) (Wald y Lefèvre, 2001) [10-11].) (ver ecuación [1]), mientras que la temperatura se efectuó mediante una triangulación entre 3 estaciones más próximas: T_a : Aeropuerto de Bahía Blanca. (7 km), Tres Arroyos (180 km), Viedma/Castello (243 km). No existe medición en la localidad por lo que se usó la de la tabla 1. Debe considerarse que los valores no se han medido en el lugar y tampoco existe medición en el lugar.

$$G_h(x) = \sum w_i [G_h(x_i) + (z_i - z_x) g_v] \begin{cases} \delta_i = d_i/R \text{ para } d_i < R \\ w_i = 0 \text{ sino fuera así } d_i^2 = f_{NS}^2 \left\langle s^2 + [v(z_i - z_x)]^2 \right\rangle \\ f_{NS} = 1 + 0.3 |\Phi_i - \Phi_x| [1 + (\sin \Phi_i + \Phi_x)/2] \end{cases} \quad [1]$$

Siendo: w_i = peso i ; R = radio de búsqueda (máx. 2000 km) ; s = distancia horizontal (geodésica) [m] ; i = Número de sitios (máximo 6) ; g_v = gradiente vertical ; w_k = suma de pesos totales ; V = factor de escala vertical ; Z_x, Z_i = altitud de los sitios en metros ; ϕ_i, ϕ_x = latitudes de los puntos.

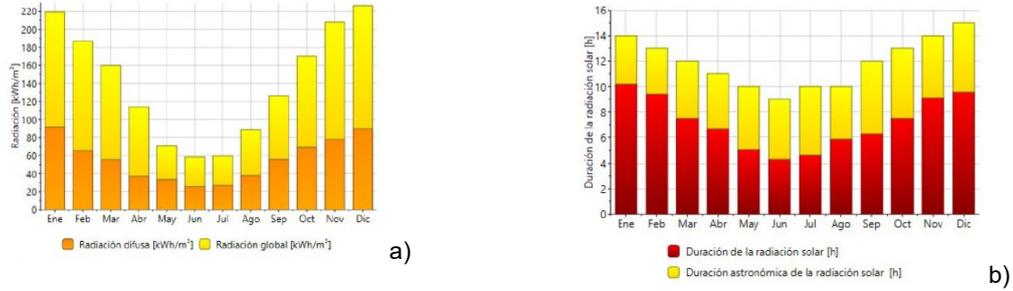


Figura 3 a) irradiación solar b) duración solar de la radiación solar

Determinado el recurso solar y la facilidad de la instalación de un sistema que aproveche directamente este recurso, se analizaron las diferentes configuraciones que sean económicamente viables.

Se estudiaron tarifas y proyección económica. Se reevaluó el sistema con el costo de la energía actual (Mayo 2024) y teniendo en cuenta una inflación anual del 5% en dólares, es de U\$D 1708 / año. Con el sistema calculado se reduciría el costo de la energía anual a pagar a U\$D 675 / año, lo cual da un retorno de la inversión alrededor de 6 años, teniendo en cuenta una vida útil del sistema de 25 años realizando los mantenimientos correspondientes (Fig 4).

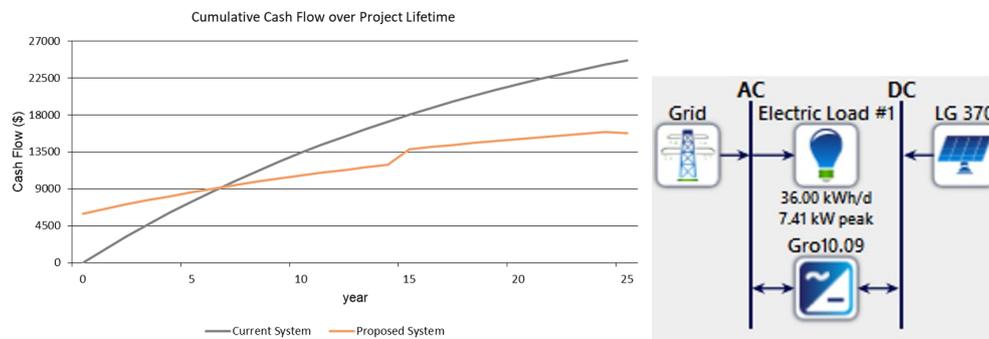


Figura 4 a) flujo de caja acumulado durante la vida del proyecto – b) configuración del sistema en base a paneles FV

La marca modelo y potencia de los paneles estaba predeterminada por el propietario, ya que contaba con paneles fotovoltaicos de 370 Wp (DM370) por lo que de acuerdo a la cantidad de paneles disponibles, el perfil de carga y la tarifa del usuario, se define instalar una potencia mayor a la que se calculó como pico, debido a las proyecciones de ampliación de las instalaciones del lugar (bombas de agua, sistema de calefacción por AA, etc.).

Se muestran en la Figura 5, los componentes utilizados y sus características técnicas.

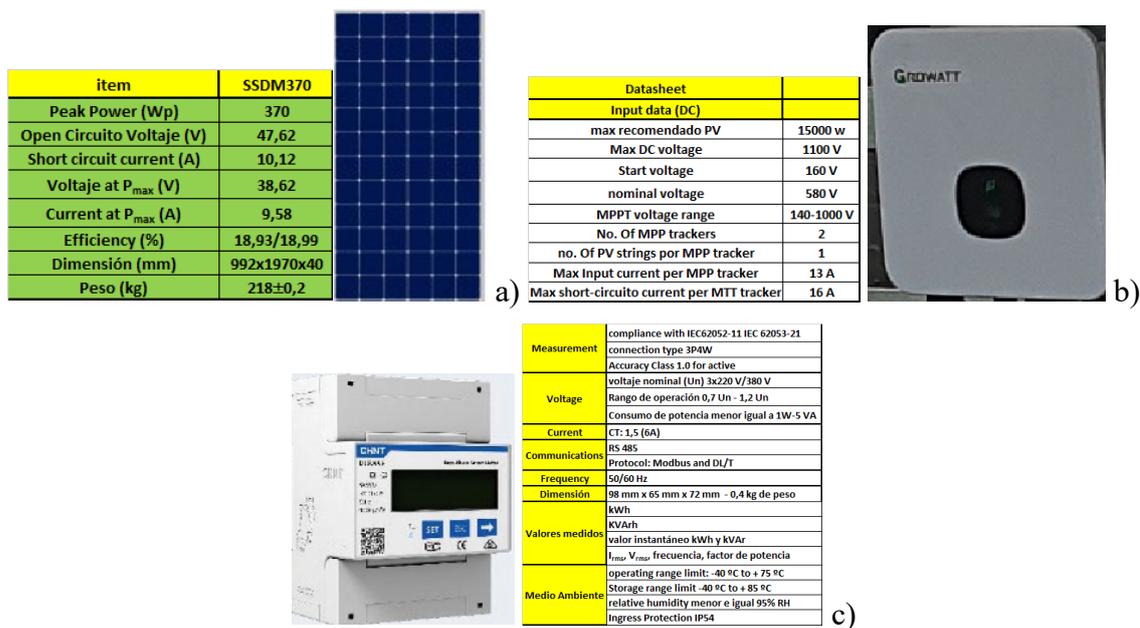


Figura 5 Componentes Principales del sistema solar conectado a red: a) Panel solar (72 celdas) – Regulador-inversor 10ktl3-x Growatt – b) Wattmetro Chint DSSU666: para monitoreo remoto

De acuerdo a los datos relevados de la carga del lugar y teniendo en cuenta las nuevas cargas a instalar se realizaron los cálculos de las posibles configuraciones, determinando la instalación de un inversor trifásico con inyección a red (Growatt 10ktl3-x) (Fig 5.b) y un equipo de medición y control para conexión con el inversor, brindándoles el estado de los parámetros eléctricos de la red y carga en el punto de conexión al inversor (Fig 5 c), con los cuales, éste puede brindar un monitoreo remoto y control de la energía que inyecta.

Por lo tanto, dada la existencia previa de los paneles, el método usado es verificar la utilidad de los mismos (se exhiben en la Figura 5). El análisis se efectúa de la siguiente forma:

- Aspectos solares completos – desde la irradiación hasta la cantidad de horas solares
- Verificar la posible generación que se corresponda con la necesidad de cumplimentar las exigencias de la ley con el sistema existente en la electrificación rural del Haras.
- El resultado del cálculo determina que con este tipo de panel se requieren 24 para llegar a una potencia aproximada de 8.8 kW en la generación pico (según la ley no se puede superar la potencia instalada por la distribuidora) lo que no supera la potencia del transformador de 10 kVA.
- Se verificó el problema de sombras sobre los paneles, tanto debido a la instalación como a la arboleda existente (observar la Figura 2).
- Se analizó el viento sobre la instalación considerando la orientación de los mismos (ver fig 2). Esto determina el cálculo de las estructuras y fundación para soportar los paneles.

Cumplido los primeros pasos (ubicación del parque solar), se determinaron los conductores y el pilar que contendrá los instrumentos que permitirán la conexión a la red eléctrica.

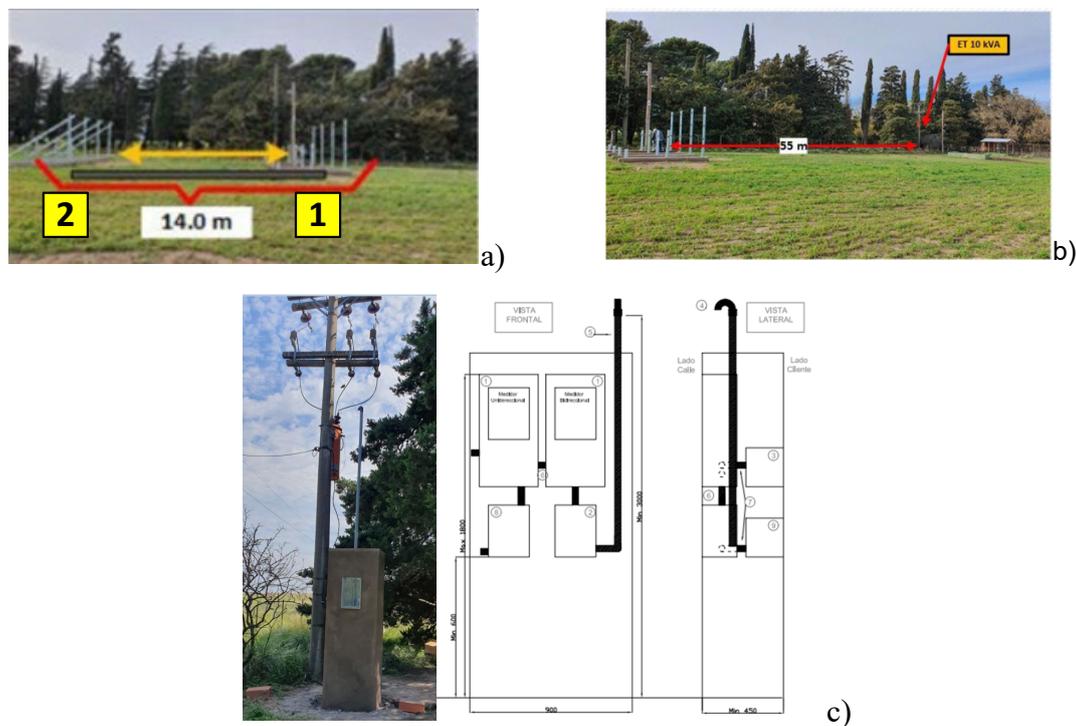


Figura 6 a) distancia entre paneles b) distancia entre paneles y SET c) Modelo provisorio de pilar enviado en fecha 11/03/2024. El pilar colocado fue propio ya que no se contaba con la actual propuesta.

2.3. Cálculos Conexión y Circuito Eléctrico

Datos del cálculo:

Con el fin de calcular el transporte desde fila de paneles mas alejado al más cercano (fig 6) y conexionado al regulador-inversor en CC se adopta el siguiente algoritmo de cálculo:

$$\text{Tensión a la hora pico : } Vfcd := 465 \text{ V} \quad \text{corriente a la hora pico calculada} \quad Ifcd := \frac{PfV}{Vfcd} \quad [2]$$

Los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, aunque por encontrarse al exterior y bajo tierra eso pueda minimizarse. Cálculo de caída de tensión en Corriente Continua con una tensión de 465 V - se adopta un 3% como aceptable. El conductor a utilizar entre grupo y grupo de paneles serán dos conductores de 1.5 mm² de 14 m



Figura 7 distancia entre paneles

Se adopta como potencia a transportar 4.44 kW –

Tabla 2 Tabla de conductividad de cables eléctricos

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

$$S := \frac{2 \cdot L \cdot I_{fd} \cdot Y}{DVAB} \quad [3]$$

Siendo DVAB la caída de tensión del 3% adoptada considerando la corriente máxima entre grupo de paneles ([2] – [1]).

Finalmente se realiza el cálculo entre ambos grupos de paneles partiendo de [1] para llegar al pilar de entrada. Posteriormente se efectúa el cálculo para el transporte de energía desde el parque hasta el pilar siendo el punto de partida el [1] y el de llegada el pilar. Las ecuaciones corresponden a un sistema trifásico equilibrado con la potencia máxima de 8.88 kW. $V_N = 380$ V

$$\begin{aligned}
 I_t &:= \frac{P_{fV}}{\sqrt{3} \cdot V_N} & I_t &= 13.492 \text{ A} & DV &:= \frac{P_{fV} \cdot L_e \cdot (R_6 + X_6 \cdot z)}{V_N} & DV &= 5.25 \text{ V} \\
 R_6 &:= 3.95 \frac{\Omega}{\text{km}} & X_6 &:= 0.18 \frac{\Omega}{\text{km}} & dV &:= DV \cdot \frac{100}{V_N} & dV &= 1.382 \\
 \phi &:= \arccos(0.8) & z &:= \tan(\phi) & & & & \text{Caída porcentual } dV\% \text{ } 1.382 \%
 \end{aligned} \quad [4]$$

Se adoptó un conductor de 6 mm², siendo la caída de tensión: 1.1 % < 3% en los 55 metros para la corriente máxima. Se calcula la corriente de cortocircuito para dicho conductor.

$$I_{cc} := \frac{V_N}{\sqrt{3.95^2 + 0.18^2} \Omega} \quad I_{cc} = 96.103 \text{ A} \quad [5]$$

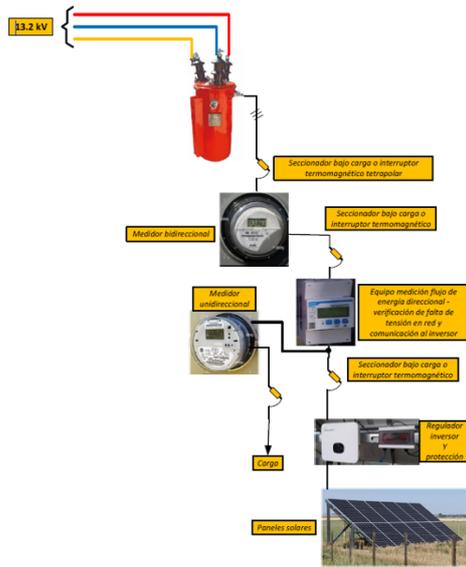
La canalización adoptada es: directamente enterrado a 60 cm de profundidad por lo que el cable soporta 55 A. Se realizó el cálculo por eventos que incluyan rayos no encontrándose razón para mayor protección que la puesta a tierra de la estructura. Se efectuó la puesta a tierra también en el pilar conexión a la SET de 10 kVA.

2.4. Esquema unifilar usado y oficial

En el momento de la conexión de prueba se utilizaron algoritmos propios de Ingeniería Eléctrica (fecha de prueba inicial: 04/09/23). El esquema unifilar oficial ingresó con fecha 11/03/24 (fig 7).

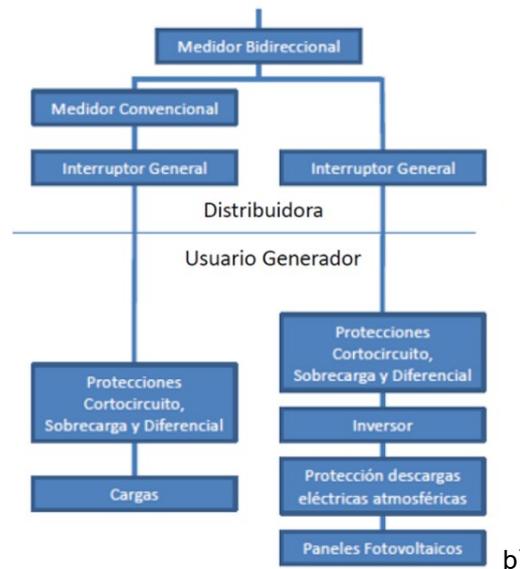
El sistema existente presenta un agregado que se exhibe en la fig 4 y presenta una característica superadora Wattmetro Chint DSSU666: para monitoreo remoto.

CONEXIÓN PARQUE SOLAR HARAS MAGUILL – COOPERATIVA ELÉCTRICA LIMITADA DE TORNUQUIST – ESQUEMA UNIFILAR

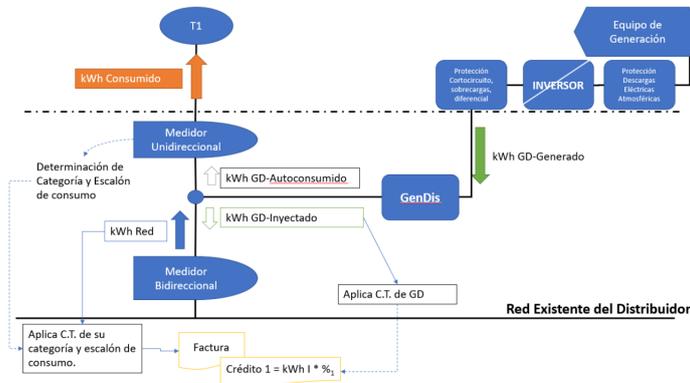


a)

Provincia de Buenos Aires



b)



c)

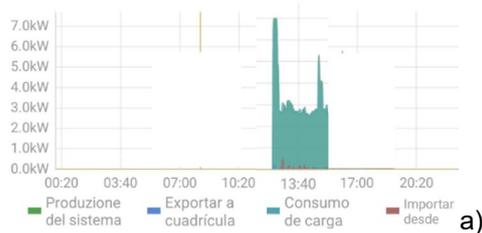
Figura 8 a) unifilar colocado y b) oficial (11/03/2024) – c) circuito unifilar de la conexión

Como se observa no fue necesaria corrección alguna en el cableado.

2.5. Prueba inicial de conexión a red de media tensión

Con fecha 04/09/23 durante un lapso de tiempo corto se efectuó una prueba de intercambio de energía con la red de 13.2 kV, corroborando que el sistema funcionaba a la perfección (fig 9).

Potencia fotovoltaica: 7.2kW



a)



b)

Figura 9 La figura a) muestra el intercambio de energía de manera gráfica y b) cuantitativamente

2.6. Conexión definitiva y valores registrados. Inicio del Sistema de Generación Distribuida

En la Figura 9 se aprecia el inicio de la conexión e intercambio de energía con todo el sistema funcionando a pleno.

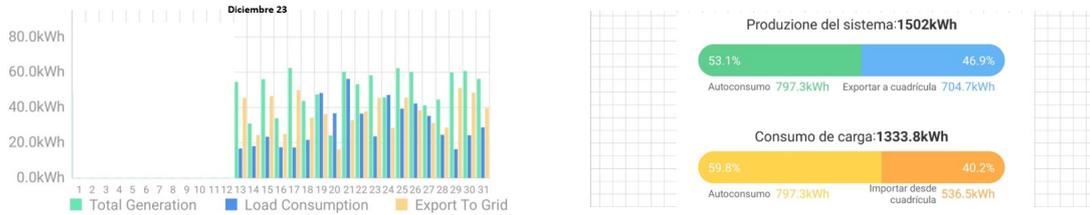


Figura 10 La figura a) muestra el intercambio de energía de manera gráfica parte del mes de diciembre/23 y b) cuantitativamente ese periodo

2.7. Algunos valores registrados hasta el mes de mayo

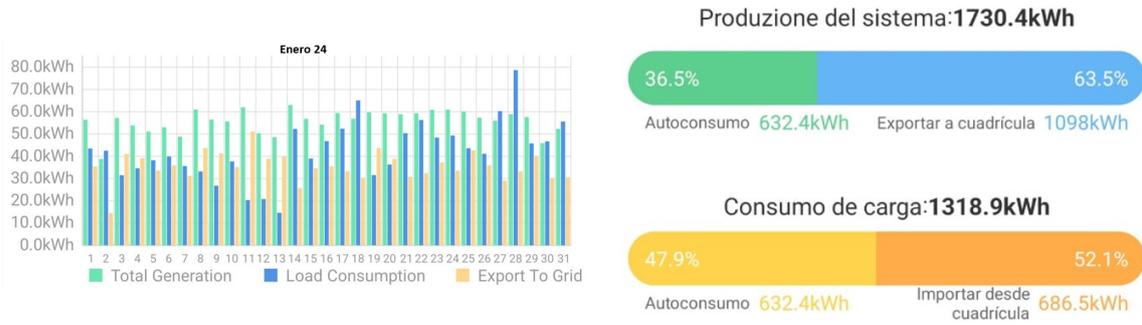


Figura 11 La figura a) muestra el intercambio de energía de manera gráfica el mes de enero/24 y b) cuantitativamente dicho periodo

Siendo el mes de febrero/24 una generación de 1342.4 kWh, el mes de marzo/24 1415 kWh, el mes de abril 1068.2 kWh. Esto exhibe que el mes de mayor producción de energía fue enero/24.

Sin embargo, el día de mayor producción de energía fue el 17 de diciembre/23 (Fig 11).

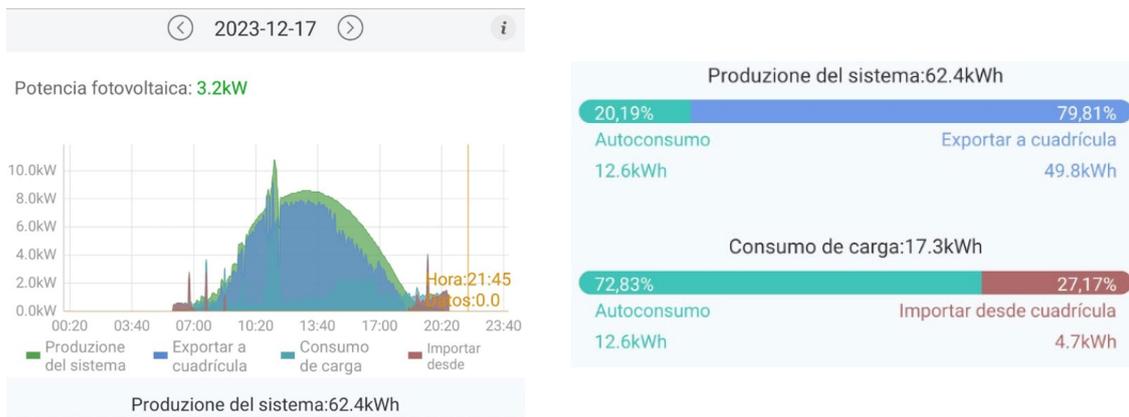


Figura 12 La figura a) muestra el intercambio de energía de manera gráfica el día 17/12/23 y b) cuantitativamente dicho día

Como se observa en la Figura 11 el día 17/12/23 se exportó un 79.81% de la energía generada y fuera del periodo de sol un 27.17% se ingresó desde el sistema.

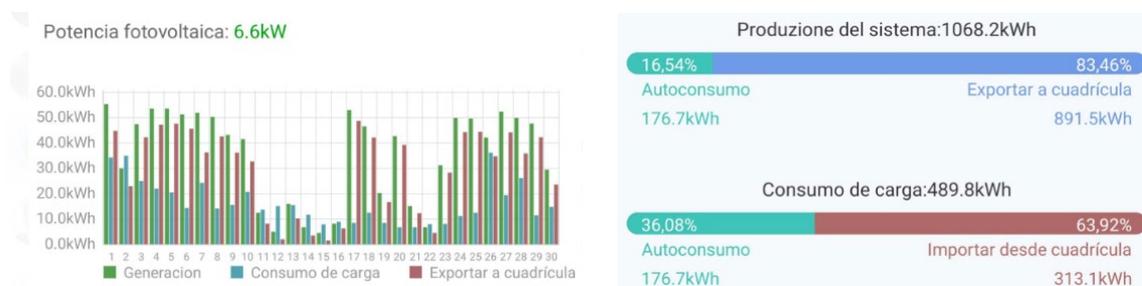


Figura 13 La figura a) El intercambio energía de manera gráfica el mes de abril/24 y b) cuantitativamente dicho mes



Figura 14 La figura a) muestra el intercambio de energía de manera gráfica el día 15/04/24 y b) cuantitativamente dicho día- Uno de los días de menor producción de energía.

2.8. Cinco meses de valores registrados: Diciembre/23 a Abril/24

Incluir estas muestras de producción de energía y destacar el balance entre la energía generada por el sistema solar, el consumido por el usuario y el importado desde el sistema rural es importante.

Esto es porque, podemos a través de su conocimiento evaluar el rol del sistema y la distribución de la energía. En este caso tomando desde el principio hasta el mes de abril la distribución de la energía se observa en la Figura 14.

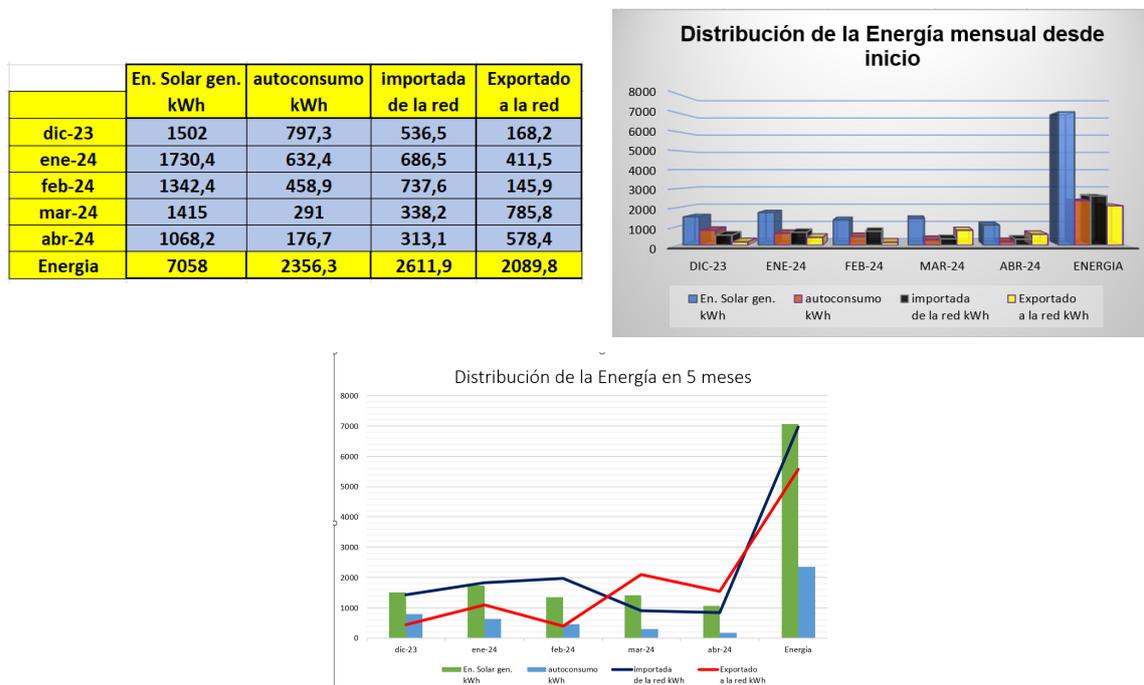


Figura 15 La figura de la izquierda muestra el intercambio de energía tabulada y la de la derecha en gráfico de barras. La fig. inferior muestra la comparativa mes a mes y en líneas la importada y exportada

Aspectos a destacar:

1. La variación de la generación solar es fluctuante debido a las condiciones de la irradiación solar y principalmente a las condiciones climatológicas locales (el mes de diciembre fue el de mayor generación ya que comenzó el 13/12/23 la generación). Considerando que la producción osciló como promedio 50 kWh/día el mes de diciembre podría haber llegado a los 2000 kWh de generación.
2. Los meses de diciembre, enero/24, feb/24 fueron los de mayor autoconsumo. Esto se justifica por el uso de bombas de riego.
3. La generación abastece el autoconsumo dentro de las horas solares (7058 kWh > 2356.3 kWh), siendo la energía importada de red fuera de las horas solares o sobre la salida del sol y puesta del mismo (2611.9 kWh > 2089.8 kWh).
4. Se debería medir la calidad de la energía antes y después de la instalación de equipos de generación distribuida, para corroborar la afectación o no por su generación.
5. Se evidencia el correcto dimensionamiento del sistema, ya que, a plena carga y máxima radiación solar, el sistema no entrega energía a la red, sino que la consume en las cargas locales.

2.9 Diferencias entre un sistema Urbano y uno Rural

Sistema Urbano de GD

- 1.- Muestra complejidad de cálculo eléctrico para interpretar el comportamiento de las variables a medida que se incorporan más “prosumidores”
- 2.- Es un sistema relativamente confiable
- 3.- Los sistemas de generación distribuida serán de baja potencia instalada.
- 4.- La tendencia será al uso de la generación solar y alternativamente eólica
- 5.- La inserción del sistema cuenta con mayor investigación y aplicación.
- 6.- Un sistema similar urbano implica la restricción de la generación por el espacio disponible y la agrupación de los paneles fotovoltaicos.

Sistema Rural de GD

- 1.- La complejidad muestra que los sistemas rurales tienen aspectos diferentes en cuanto a tensión y complejidad, sin contabilizar la inseguridad propia de un sistema rural
- 2.- Es un sistema de baja confiabilidad debido a la traza con numerosas fallas fugitivas.
- 3.- Los sistemas de generación distribuida serán de mayor potencia que los urbanos.
- 4.- Además de una posible generación solar, eólica se podrán incorporar otros sistemas como el hidro cinético o incluso un sistema híbrido.
- 5.- Si bien la investigación y aplicación es menor es importante notar que con el tiempo se transformará en una opción de mayor aceptación.
- 6.- Un sistema rural, en especial los que son punta de línea, pierden calidad de energía, impactando en los equipos eléctricos que se conecten en ese punto; con este sistema se fortalece ese punto de conexión durante las horas de generación solar.

3.- CÁLCULO DEL SISTEMA PROYECTADO

Producción de energía:

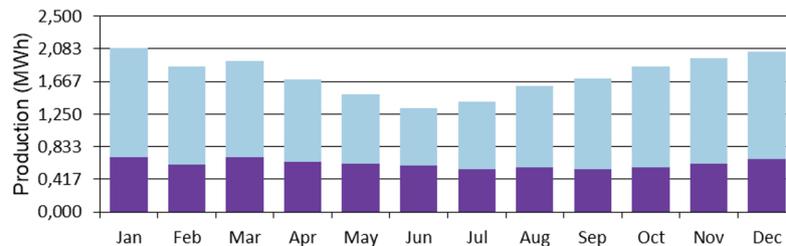


Figura 16 La figura muestra la producción de energía eléctrica por el sistema de energía renovables y en violeta el consumo de energía de la red eléctrica.

Tabla 3 Proyección de costos de energía comprada vs vendida a la red

Mes	Energía Comprada (kWh)	Energía Vendida (kWh)	Energía neta Comprada (kWh)	Carga Pico (kW)
Enero	695	714	-19.0	5.96
Febrero	608	656	-48.2	5.49
Marzo	697	629	67.5	6.06
Abril	643	563	79.5	5.88
Mayo	612	489	123	5.03
Junio	595	395	199	4.32
Julio	548	494	53.7	5.12
Agosto	566	611	-44.8	4.94
Septiembre	551	680	-129	4.75
Octubre	567	718	-150	4.98
Noviembre	620	735	-115	6.66
Diciembre	677	697	-20.2	5.76
Anual	7,378	7,381	-3.60	6.66

Tabla 4 Funcionamiento teórico del inversor

Capacidad	10-kW	Horas de operación	4,366 hrs/yr
Potencia media	1.50-kW	Energía entregada	13,144 kWh/yr
Potencia mínima	0-kW	Energía recibida	13,620 kWh/yr
Potencia máxima	8.36-kW	Pérdidas	477 kWh/yr
Factor de Capacidad	14.9-%		

4. CONCLUSIONES.

1. Se deben dimensionar correctamente los sistemas para la generación de un porcentaje del total de la carga, de manera de limitar la inyección a red en momentos de alta generación solar y baja carga local.
2. Para el aprovechamiento total de este tipo de sistemas se debe cambiar los hábitos de uso de la energía eléctrica, consumiendo en horas en las que la radiación solar permite una generación de energía eléctrica limpia, localmente.

3. Debido a la tecnología del inversor, se balancean las cargas localmente por lo que el transformador y por ende la red, ven como punto de consumo (durante las horas de generación solar) una carga balanceada, lo cual no carga otra parte del sistema.

4. El inversor, al estar monitoreando los parámetros de la red en forma continua mediante la información brindada por el medidor inteligente DTSU666, lleva un registro de la gestión de la energía local, que se puede ver desde una app por internet y a la vez controla la inyección de energía eléctrica (porcentaje que se puede configurar), así como el bloqueo de inyección en caso de ausencia de red eléctrica, como método de seguridad (funcionamiento anti isla), cumpliendo la reglamentación de seguridad al respecto.

5. Los cálculos efectuados (Fig 16) subestiman la producción de energía del sistema real. Por lo tanto, se deja a una investigación futura el comportamiento anual de este sistema.

6. Destacamos que no se han instalado ni antes ni ahora equipos de medición localizados en el lugar, pero se cuenta con los valores registrados y creemos que eso es lo importante para realizar un análisis en el tiempo de la aplicación y operación de este sistema de Generación Distribuida.

5. AGRADICIMIENTOS.

Se agradece a los propietarios del Haras Maguill por facilitar los datos que surgen del emprendimiento de su propiedad para incluir en este documento.

6. REFERENCIAS.

- [1] RESO-2023-463-GDEBA-MIYSPGP *Ley N° 15.325 adhesión a la ley 27424 Nacional - 30/03/2023*
- [2] OCEBA (Organismo de Control Eléctrico de la Prov de Bs.As. *Normativas de la provincia de Bs.As resolución 52/24 "REGLAMENTO DE CONEXIÓN PARA USUARIOS- GENERADORES DOMICILIARIOS ANEXO I."* 11/03/24
- [3] Honorable Congreso de la Nación - Régimen de fomento a la GD de ER integrada a la red eléctrica Pública N° 27474- 27/12/2017
- [4] KTM Udayanga Hemapala, MK Perera *Smart Microgrid Systems Advanced Technologies* CRC Press Taylor & Francis Group Boca Raton London New York First edition published 2023
- [5] Edited by Nabil Mohammed, Hassan Haes Alhelou and Behrooz Bahrani *Grid-Forming Power inverters Control and application* CRC Press Taylor & Francis Group Boca Raton London New York First edition published 2023
- [6] IPSEP (Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia Universidad Nacional de Río Cuarto - Facultad de Ingeniería) - *Generación Distribuida* 23/09/21
- [7] Marcelo Antón, di Prátula, Rodolfo Dillon *"Recopilación de fotos y datos del periodo diciembre 2023 - abril 2024"*
- [8] Bella Espinar , Lourdes Ramírez , Anja Drews , Hans Georg Beyer , Luis F. Zarzalejo , Jesu's Polo, Luis Martín "Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and German radiometric stations" ELSEVIER Solar Energy Solar Energy 83 (2009) 118–125
- [9] Lefèvre, M., M. Albuisson and L. Wald (2002): Joint Report on Interpolation Scheme "Meteosat" and Database "Climatology I (Meteosat). SoDa Deliverable D3-8 and D5-1-4. Internal document".
- [10] Zelenka, A., G. Czeplak.,V. D'Agostino, J. Weine., E. Maxwell., R. Perez, M. Noia, C. Ratto and R. Festa (1992): *Techniques for supplementing solar radiation network data, Volume 1-3. IEA Report No.IEA-SHCP-9D-1.*
- [11] Zelenka, A., G. Czeplak.,V. D'Agostino, J. Weine., E. Maxwell., R. Perez, M. Noia, C. Ratto and R. Festa (1992): *Techniques for supplementing solar radiation network data, Volume 1-3. IEA Report No.IEA-SHCP-9D-1*
- [12] Donald Shepard "A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data" *Harvard College Cambridge, Massachusetts Proceedings - 1968 ACM National Conference*

Parámetros Eléctricos en un sistema de Generación Distribuida, Fallas, Distorsión de ondas, Medición y Normativas

di Prátula, Horacio R¹, Martín DiPietro¹, Rodolfo Bocero¹, Marcelo Antón¹, Carlos A. Pistonesi¹

1 – GESE FRBB UTN

hrdiprat@gmail.com

RESUMEN.

En los sistemas de generación distribuidos conectados a red (on grid), el usuario y el distribuidor, realizan un estudio para comprobar aspectos técnicos inherentes a la instalación de un sistema consumidor-generador (prosumidor) en la red eléctrica existente. Los objetivos, lógicamente, son diferentes: el del prosumidor, es integrar un sistema energéticamente óptimo con la menor inversión y mayor rentabilidad posible, para el caso del distribuidor, mantener la calidad del sistema eléctrico con la mínima inversión, atendiendo a la conexión de prosumidores con disímiles sistemas de generación híbridos.

En el futuro, las redes inteligentes integrarán sistemas híbridos de generación, incorporando energías renovables híbridas en sistemas de generación distribuida inteligente. Esto, requerirá estrategias de eficiencia y seguridad en la interrelación de los sistemas distribuidos y los consumidores-generadores. Destacamos, como futuro probable:

1. El empleo de las redes inteligentes incrementando la penetración de al menos dos sistemas: energía solar y eólica.
2. La creación de micro redes, operada en baja o media tensión, conectados a la red inteligente. Inclusive estos sistemas pueden diseñarse para generar en isla si el sistema de micro red fallara.
3. Considerar que un edificio con consumo cero también contribuye al sistema de generación distribuida.

Tomando en cuenta lo expuesto en párrafos anteriores, se observa que es importante enfocar el objetivo de la presente publicación en el análisis de las variables de intercambio del sistema híbrido interconectado a una red, la metodología de medición de variables tanto de flujo de carga como en falla, las normas vigentes y la calidad del sistema conectado a red.

Palabras Claves: Generación Distribuida – On Grid – Eventos – Normas – Medición.

Área Temática: Generación Distribuida

Categoría del Trabajo: docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

Existen numerosas normativas en nuestro País referentes a este tema. En nuestro caso, solo analizaremos una de ellas, que corresponde a la de la Provincia de Bs.As. Esta, difiere de otras provincias en la forma de conexionado a la red. No se efectuará un análisis de las diferencias ya que nuestro objetivo está orientado a aspectos técnicos que involucran los sistemas eléctricos y las disimilitudes no afectan al concepto de medición y análisis de eventos.

Para determinar parámetros eléctricos, en estado estacionario o dinámico, y su comportamiento en falla, se deberá utilizar una metodología de medición basada en las normativas vigentes. Por esta razón, comenzaremos por analizar los eventos que pueden suceder con un sistema de este tipo y compararlo con los problemas del sistema carente de generación distribuida (GD).

Las redes eléctricas están sujetas al riesgo de fallos “en cascada”, lo que significa que el fallo de una porción de esta provoca el fallo de las sucesivas partes. Esto puede inducir interrupciones del sistema. Si analizamos una industria, la salida de servicio de la red eléctrica provoca el paro producción de la misma, con la consiguiente pérdida económica y los problemas técnicos que ocasiona [1].

Un ejemplo de falla en cascada puede ser el accidente en la central nuclear de Fukushima [13] [fig 1] después de que un tsunami azotara el área:

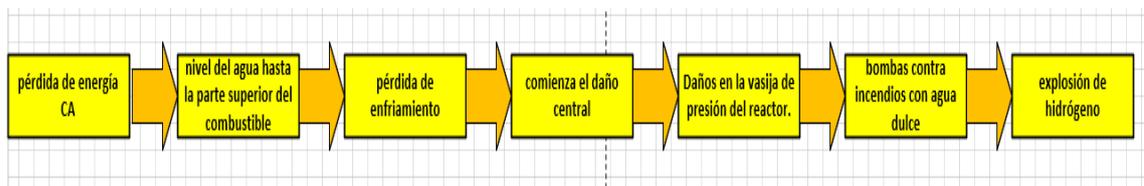


Figura 1 Secuencia de acontecimientos en el accidente de la central nuclear de Fukushima

Otro ejemplo, es el caso de Sri Lanka por un apagón de 7 a 8 hs que ocurrió en dicho País. El informe sobre el evento, muestra que una Estación Transformadora (ET) del sistema sufrió una falla por lo que la frecuencia superó los máximos tolerables de las protecciones provocando la falla en cascada. En esos casos, los sistemas requieren de un tiempo extenso para su reposición a fin de evitar que el fenómeno vuelva a producirse [14].

Se puede citar un caso en nuestro País provocado por una triple falla denominada [2] “desenganche de la línea 500 kV Atucha II – Rodriguez estando previamente f/s¹ líneas Campana – Rodriguez y Belgrano-Rodriguez” en fecha 01/03/2023. Se puede ver que el sistema pre-falla (en estado dinámico pero sin eventos) tenía una demanda global a las 15.59 horas de 26434 MW y una en GBA² de 10445 MW. El evento consistió en un cortocircuito como consecuencia de un incendio de pastizales lo que produjo la desconexión de tres líneas de AT. Estas fallas produjeron una pérdida de oferta, por salidas intempestivas, del orden de 7.000 MW, de los cuales 6.000 correspondían a centrales térmicas y unos 1.000 MW a nucleares. Del total, unos 4.500 MW quedaron indisponibles y se recuperaron parcialmente con el paso de las horas, mientras que otros continuaron fuera de servicio (F/S) un tiempo más.

En condiciones de alta demanda, la triple perturbación con la salida del último vínculo con la ET Rodríguez generó oscilaciones en el Sistema y la apertura de vínculos adicionales a los anteriores, que resultó en la separación del SADI en dos islas principales:

NORTE: Región NEA, Litoral, NOA norte y Provincia de Buenos Aires Norte (sin afectación a su demanda).

SUR: GBA, Provincia de Buenos Aires SUR, Comahue y Patagonia Norte (con cortes por actuación de alivio de carga por subfrecuencia, que CAMMESA ordenó reponer en forma inmediata). Adicionalmente, se produjo la desvinculación de la línea Santa Cruz Norte Río Santa Cruz del sistema de 500 kV.

La afectación de la demanda fue de hasta 11527 MW y motivó la salida de servicio de diferentes zonas del País: produciéndose afectaciones prácticamente totales en las regiones Cuyo, Centro y NOA Sur. La reposición se logró a las 19:09 hs

El objetivo de estos ejemplos es demostrar que los sistemas eléctricos convencionales afectados por fallas por diversa razón tienen como consecuencia la salida de servicio de extensiones importantes de red que requieren tiempo para reiniciarse.

¹ f/s “fuera de servicio”

² GBA “Gran Buenos Aires”

Esta es una razón para buscar un sistema más seguro para el transporte y distribución de la energía. Por este motivo, será necesario una actualización de la red convencional, considerando que la red futura será más compleja que la presente.

La futura red tendrá las siguientes características:

- **Sistema eléctrico descentralizado con generación más distribuida:** La naturaleza distribuida de una red inteligente garantiza la integración de sistemas descentralizados con generación de energía a través de paneles solares, turbinas eólicas y generadores de biomasa o hidrocinéticos.

Luego, el futuro sistema eléctrico necesita integrar tecnologías verdes, ya que la diversidad en las fuentes permite optimizar la provisión de energía y corregir al mismo tiempo el consumo de energía de un solo tipo de combustible.

- Los consumidores se convierten en productores (prosumidores), siendo el prosumidor consumidor y generador de energía al mismo tiempo y por la misma conexión eléctrica.
- Flujo de energía multidireccional: una vez que los consumidores se convierten en productores, el flujo de energía será en ambas direcciones. Los operadores del sistema deberán tener la capacidad de controlar la generación distribuida variable basada en energía renovable, de lo contrario, la red eléctrica puede resultar inestable.
- Cargas flexibles por participar en programas de respuesta a la demanda.
- Capacidades adaptativas y de isla.
- Capacidades de autocuración: se refiere a la capacidad de identificar, los problemas que se ocasionan en la red en tiempo real y responder de forma segura mediante una acción de autocorrección.

Cuando se moderniza una red con una o más de las características enumeradas anteriormente, se convierte en una red moderna y se la denomina “red inteligente (Smart Grid)”. [1]

Las características de una red inteligente son:

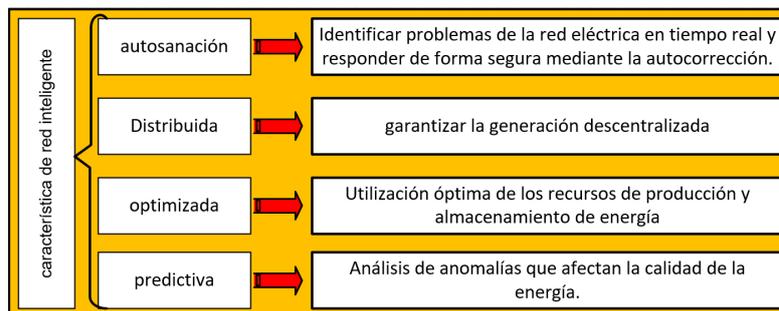


Figura 2 Características de una red inteligente [1]

Estas características son vitales para indicar la complejidad del cálculo de fallas, dónde, cómo y con qué equipamiento medir e inclusive que normativas se deben acatar para llevar a cabo la tarea. Asimismo, es posible deducir que existirán pautas de diferente acción entre sistemas urbanos de red eléctrica urbana y rural.

En este documento, abordaremos: los problemas de fallas, aspectos de seguridad (trabajo en isla), seguimiento del sistema (optimización) y medir con instrumental adecuado, y en el lugar indicado y que nos permita un mantenimiento predictivo del sistema, cumplimentando las normas vigentes.

En la siguiente Figura se exhibe las principales funcionalidades de una red inteligente y la red de comunicación requerida.

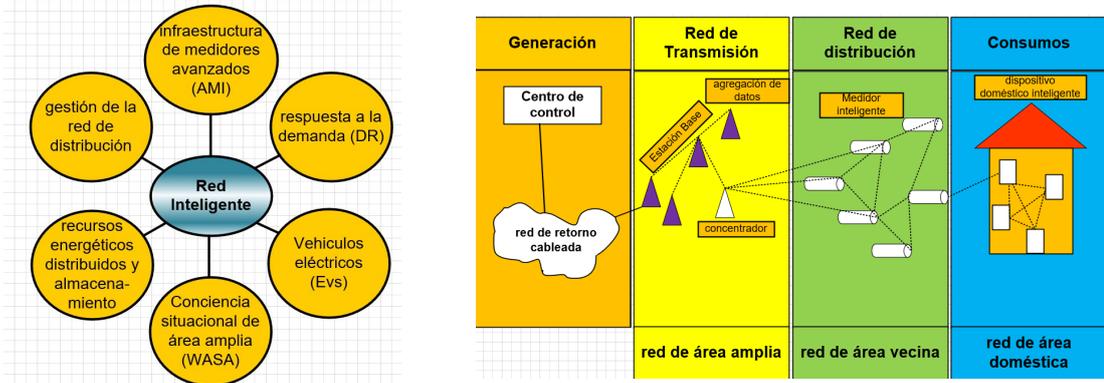


Figura 3 a) Funcionalidad de una red inteligente b) red de comunicación inteligente

La Figura anterior muestra que un sistema de GD urbano conlleva una red de comunicación inteligente y la funcionalidad de la misma tiene aspectos varios. Un sistema de protecciones inteligentes será necesario (como se verá más adelante). En el caso del sistema rural puede establecerse un sistema similar pero las distancias y complejidad que representa la baja confiabilidad de transporte energético serán obstáculos para dicha red.

Estos aspectos se incluyen con el fin de exhibir ante el lector la complejidad de los sistemas, tanto urbano como rural, para resolver fallas, configurar sistemas de protecciones adecuadas y realizar mediciones para determinar la solvencia de los sistemas instalados. La medición a efectuar es de interés de la distribuidora como del “prosumidor”.

Los sistemas actuales aún no poseen una importante cantidad de “prosumidores” que haga que esta complejidad sea evidente, pero, en el futuro su ocurrencia será inevitable y es necesario por ello, anticipar la forma de cálculo como así también la adecuación de la tecnología. Es intención del documento analizar algunos de estos aspectos con el fin de iniciar modestamente un proceso de investigación con visión futura.

2. DESARROLLO

2.1 Análisis teórico de fallas

2.1.1 Redes Urbanas

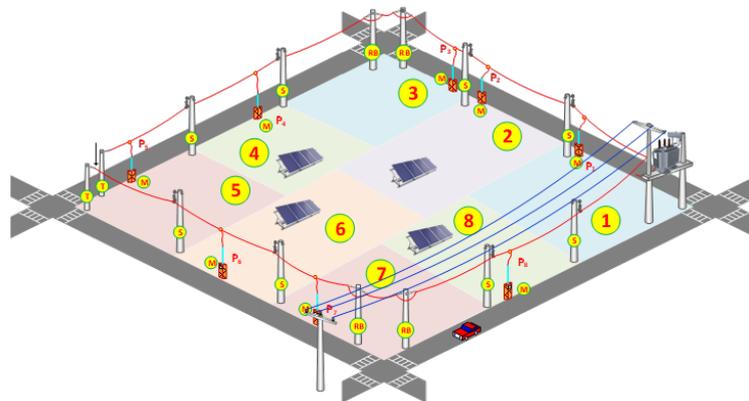


Figura 4 Topología de red urbana

En la Figura N° 4 se puede observar una topología de red urbana. En ella existen 4 propietarios que han instalado equipos fotovoltaicos considerando la posibilidad de intercambio de energía (on grid). El diagrama unifilar de ese emprendimiento, teniendo en cuenta que el abastecimiento de energía eléctrica se realiza desde la subestación aérea, es el que se exhibe en la Figura 5.

El flujo de carga, derivado del cálculo por algoritmo (ANSI C84.1 e IEC 60038) relacionado con el diagrama de la Fig 5a demuestra que no se determina en forma fehaciente el sentido de las corrientes en la mayoría de los tramos de la línea aérea preensamblada. Por otro lado, un aumento en el tap del transformador puede producir una sobretensión (ANSI C84.1 and IEC 60038)

En la misma Figura 5b) podemos ver aspectos de un evento de cortocircuito trifásico simétrico en las barras cercanas a la fuente del sistema (ANSI 518-1982 (Revision of ANSI/IEEE Std 518-1977)).

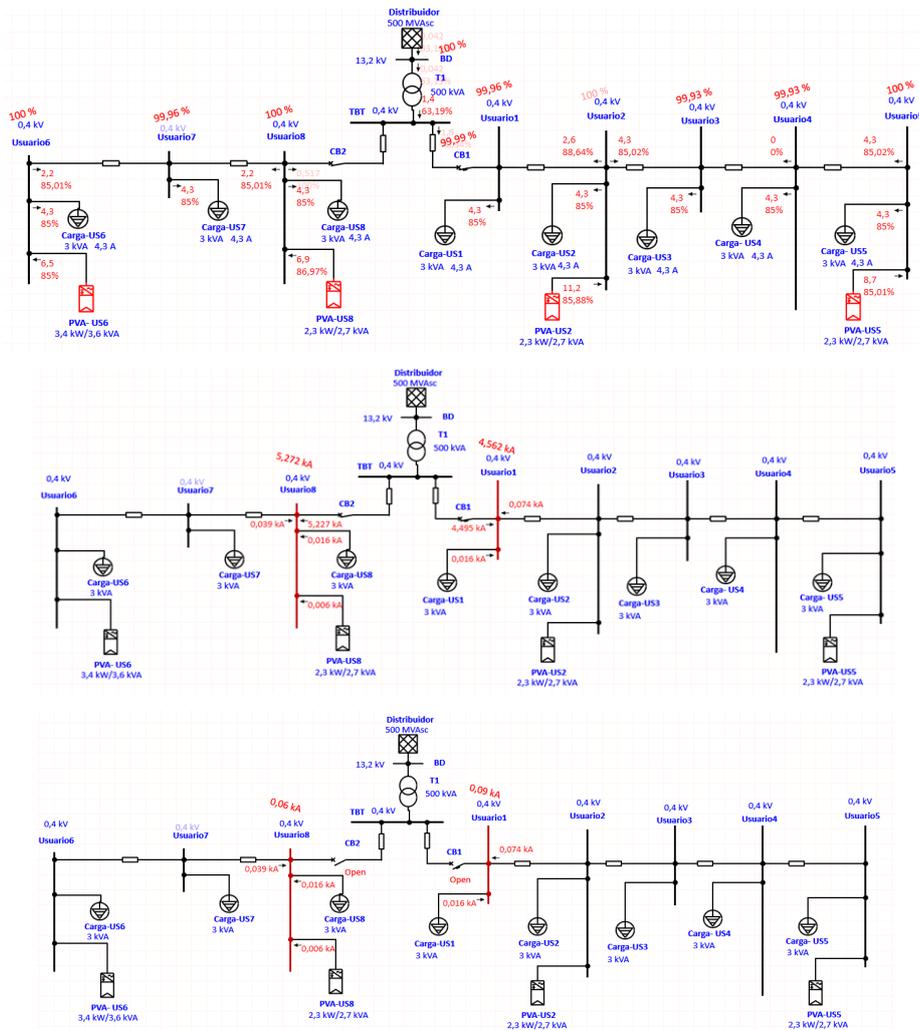


Figura 5 a) Diagrama unifilar red urbana (flujo de carga) - 5b) Cortocircuito trifásico simétrico en barras cercanas a la fuente del sistema – 5c) sentido de las corrientes durante la falla

En este caso, las corrientes de aporte al sistema son muy bajas y la protección desconecta toda la carga. Se accionan los interruptores CB1 y CB2. De este modo, como el sistema fotovoltaico de cada usuario detecta aun la tensión de los otros sistemas fotovoltaicos, no desconectará y por ello abastecerá el cortocircuito, como se observa en la Figura 5c).

Estas corrientes serán altas y bajas al mismo tiempo. En el primer caso dado que abastecen una falla y el segundo caso porque no acciona ninguna protección (puede ocurrir que las protecciones interiores de las viviendas si operen, pero no está garantizado). La desconexión deberá realizarse en forma manual (Figura 5c).

2.1.2 Redes Rurales

Este tipo de red es menos compleja que la urbana. Aquí las distancias entre propietarios son mayores y los sistemas de protección, generalmente de máxima corriente no direccionales, son de fácil calibración (Figura 6).

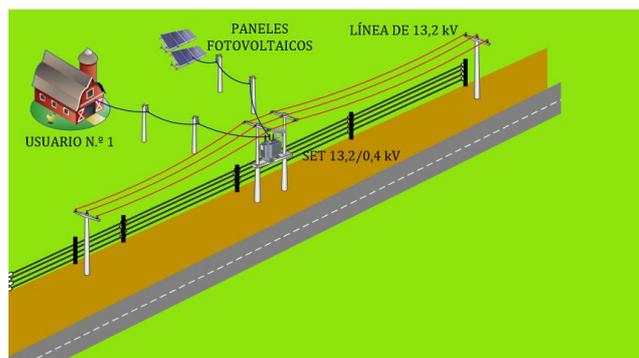


Figura 6 Topología red rural

En el siguiente Diagrama unifilar se exhibe el flujo de carga en este tipo de sistema (Fig 7). En la misma puede observarse que la corriente tiene valores muy bajos en la red de media tensión y hasta no puede determinarse el sentido de las corrientes ya que estas dependerán de la generación solar presente. Esto complica el sistema de protecciones [16].

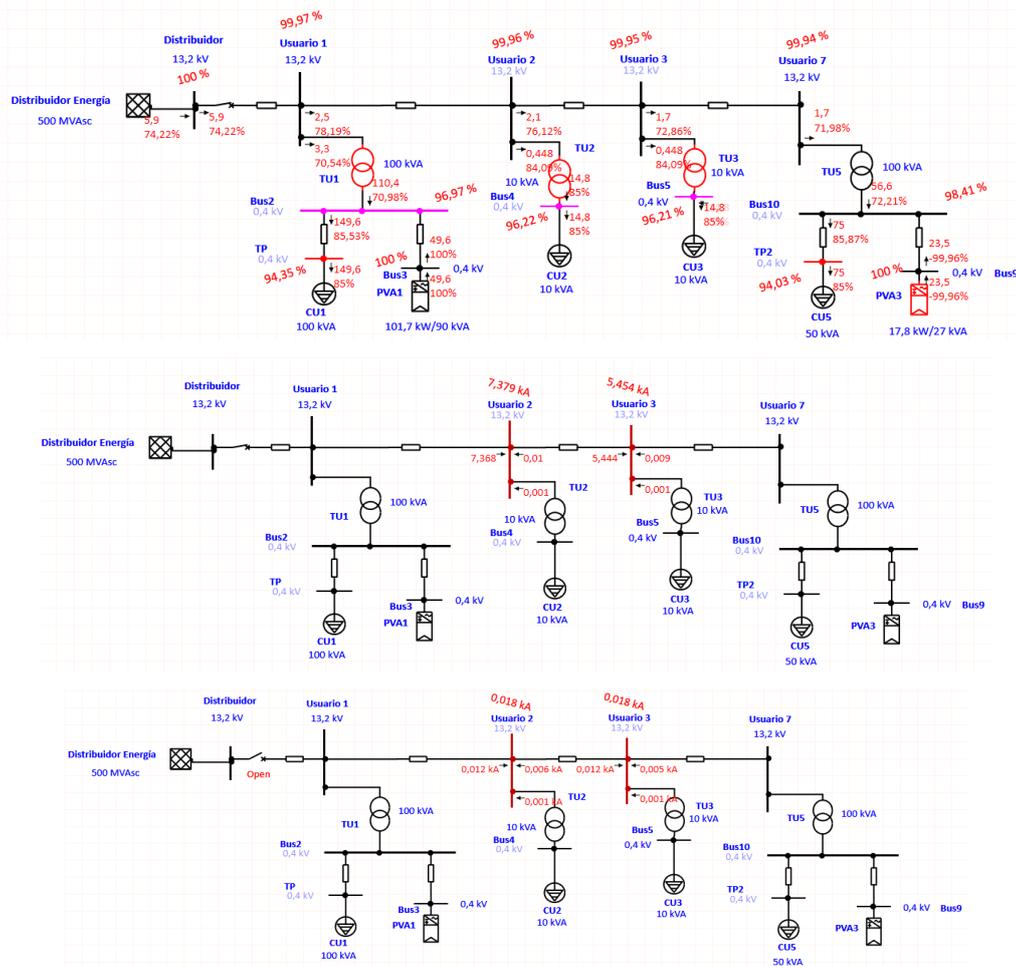


Figura 7 a) Diagrama unifilar red Rural (flujo de carga) - 7b) Cortocircuito trifásico simétrico en barras cercanas a la fuente del sistema – 7c) sentido de las corrientes durante la falla

Por otro lado, ante un cortocircuito en las barras centrales, los valores de las corrientes son los mostrados en la Figura 7b) y 7c)

Como se puede ver, existen aportes de corrientes de ambos extremos en las líneas y es preciso colocar protecciones en todos los usuarios en forma direccional. Ante esta falla el interruptor de línea opera. Como los sistemas on grid detectan tensión en la línea abastecidos por el resto de los equipos renovables, los mismos no desconectarán de la red. Esto produce un abastecimiento de la falla, como se puede ver en la Figura 8.

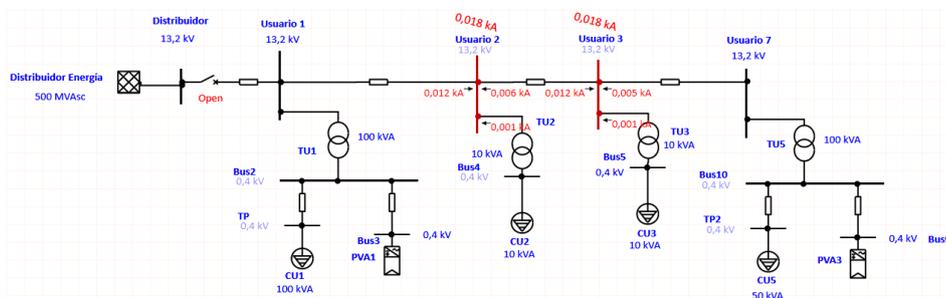


Figura 8 Diagrama unifilar red urbana (flujo de carga)

Esta circunstancia hace dificultosa la calibración de las protecciones ya que dependerán de la cantidad de equipos renovables presentes en la red.

2.2 Fallas surgidas del sistema y su conexión a la red

Realizamos un análisis de los comportamientos de las variables de salida de los sistemas de generación distribuida (híbridos) on-grid (Fig 9).

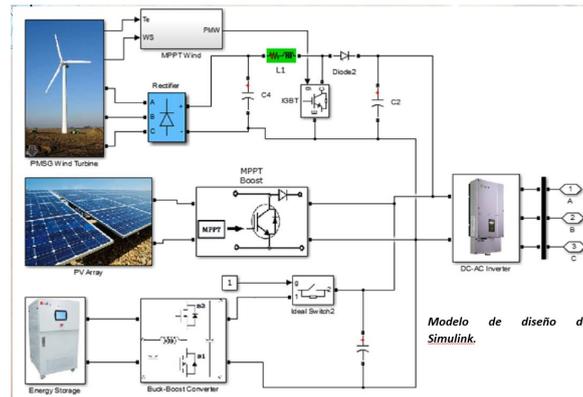


Figura 9 Diagrama del modelo equivalente en Simulink de un sistema híbrido conectado a red [16]

En la Figura 9 se exhibe el modelo de un sistema híbrido con conexión a red y batería de acumulación, los paneles fotovoltaicos están controlados por un bloque MPPT, con algoritmo para extraer la máxima potencia de los módulos. El generador CC-CC con modulación PWM³ se utiliza para producir pulsos para controlar el Transistor IGBT en un circuito elaborado con dos condensadores, un diodo, una inductancia y una resistencia. La batería, de tipo plomo-ácido, está controlada por un convertidor reductor-elevador, compuesto por dos transistores de efecto de campo de óxido metálico (MOSFET), con diodos en paralelo, un inductor y dos condensadores.

Se agrega un condensador adicional para absorber las fluctuaciones causadas por los interruptores.

Se considera la turbina eólica con generador PMSG (polos salientes de imanes permanentes) modelada mediante el Simulink (Matlab®). Las velocidades del viento y del rotor se alimentan al bloque de control para generar el par mecánico “Tm”, mientras que el par electromagnético “Te” se ingresa al bloque MPPT el cual está encargado de generar pulsos para el transistor IGBT que se muestran en la Fig 10.

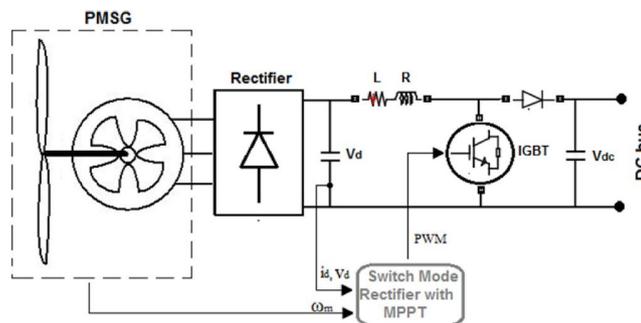


Figura 10 Aerogenerador PMSG conectado al enlace CC mediante un rectificador

Como se observa en la Figura 9, la conexión a la red siempre se efectúa a través de un regulador inversor, sin interesar los sistemas de energía renovable que aportan a la generación (solar, eólica, hidrocínética, etc). De acuerdo con la norma IEEE 519, la capacidad de mantener una forma de onda de voltaje sinusoidal pura con las condiciones indicadas, frecuencias y magnitudes dentro de límites prescritos, sin cambios en forma o magnitud, se conoce como PQ. Las perturbaciones PQ se clasifican de la siguiente manera: (1) desequilibrio de tensión, (2) transitorios, (3) caídas y aumentos de voltaje, (4) sobre y subtensiones, (5) cortes, (6) distorsión armónica, (7) voltaje muecas, (8) parpadeo, (9) ruido. La siguiente tabla muestra dichos eventos acompañado de aspectos que hacen a cada uno de ellos.

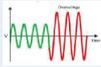
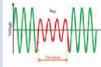
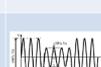
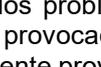
Tabla 1 Clasificación de las Perturbaciones PQ

Evento	Asunto PQ	Definición	Variar parámetros	Razón	Impacto
Bajo voltaje		Cuando el voltaje RMS cae por debajo del 90% del valor RMS nominal Y permanece ahí por más de un minuto, Ocorre un bajo voltaje	Voltaje magnitud, intervalo de tiempo	Carga desigual, falla de aislación, conexión de un transformador de gran porte	Arco por descomposición de un aislante, falla en un transformador.

Tabla 2 Problemas de PQ asociados con unidades DG (generación distribuida)

Asunto PQ	PV Solar	Viento	Hidro	Diesel	EV
Voltage (swell/sag)	x	✓	✓	✓	x
Over/under voltage	x	✓	x	✓	✓
Voltage unbalance	✓	x	x	x	x
Voltage transients	x	✓	x	x	x

³ PWM: modulación por ancho o de pulso (Pulse Width Modulation)

Sobre voltaje 	Cuando el voltaje RMS excede 110% el valor RMS nominal y permanece ahí por más de un minuto. Ocorre un sobre voltaje	Voltaje magnitud, intervalo de tiempo	Sobrecarga Pérdida de conexiones	Malfuncionamiento, componentes sobrecalentados.
Sag de voltaje 	"Una reducción en RMS de tensión entre 0,1 y 0,9 p.u. con una duración en el tiempo entre 0,5 ciclos y 1 min Definidos por norma IEEE 1159"	Voltaje magnitud, intervalo de tiempo	Conexión de cargas elevadas, arranque de motores, fallas.	Daños en la electrónica de la micro red, alta pérdida de energía, daño a equipos
Swell de voltaje 	"Definición según Norma IEEE 1159 sobre el voltaje. Es un aumento de tensión de corta duración en magnitud más de 0,1 p.u."	Voltaje magnitud, intervalo de tiempo	Reducción repentina de la carga, eliminación súbita de una carga elevada.	Eliminación de componentes y fuentes de alimentación, fallo de hardware
Tensiones no balanceadas 	Una variación de 3-voltajes de fase en ángulos de fase y magnitud conocido como desiguales	Cambio de fase y magnitud	Desigual distribución de la carga, carga monofásica importante, fluctuaciones de carga	Degradante vida útil del equipo, alta pérdida de cable, mala eficiencia del inversor
Fluctuación de tensión 	distorsión de la sinusoidal pura de tensión por la presencia de armónicos en el sistema	Pico de magnitud, frecuencia	Carga no lineal, variaciones dinámicas de motores y presencia de inversers.	Existencia de flicker, fluctuaciones de voltaje bajo en la onda de salida, produce una reducción de potencia

Voltage harmonics	✓	✓	✓	x	✓
Flicker	✓	✓	x	✓	✓
Current harmonics	✓	✓	✓	x	✓
Interruption	✓	✓	x	x	✓

Uno de los problemas más importantes de las perturbaciones PQ es la aparición de huecos de tensión, provocados por fallas, causando inestabilidad en la red eléctrica. La caída de voltaje comúnmente proviene de fallas eléctricas, de componentes y/o de operación, que serían frecuentes en los sistemas DES (fuentes de energía distribuida) que incluyen MG (micro redes). Otro problema importante de PQ es la elevación de tensión (Swell), que exhibe un comportamiento opuesto al hueco de tensión.

Como la inclusión de DES (fuentes de energía distribuida) y MG (micro redes) se encuentra en aumento, se están implementando abundantes especificaciones y códigos de red GC (GridCode), así como nuevas regulaciones, como, por ejemplo, el paso de bajo voltaje (LVRT) y el alto voltaje Ride-through (HVRT) para el caso de perturbaciones de huecos y elevación de tensión, respectivamente.

Según estas normas, las fuentes de MG deben sacar de servicio la red si el hueco o el aumento persiste durante un tiempo predeterminado. El voltaje máximo y la duración de tiempo permitidos según varios códigos de red nacionales y marcos regulatorios en caso de caída y incidentes de variaciones son diferentes según el País y sus normativas. Un problema importante y que involucra a la calidad de energía, (mencionada específicamente en las normas y reglamentos de servicio vigentes) es lo referente al factor de potencia y la distorsión armónica total.

El factor de potencia, en nuestro País se establece entre ± 0.95 y el mismo debe mantenerse entre dichos valores, mientras que los valores armónicos deben permanecer dentro de los valores establecidos por las normas. Todos los sistemas GD tienen como conexión a la red eléctrica un inversor que inicialmente transforma la energía generada a corriente continua y posteriormente la ondula (esto se requiere por las condiciones de generación que los sistemas renovables ofrecen, dada la variabilidad en frecuencia que se produce) (Fig 11). [15]

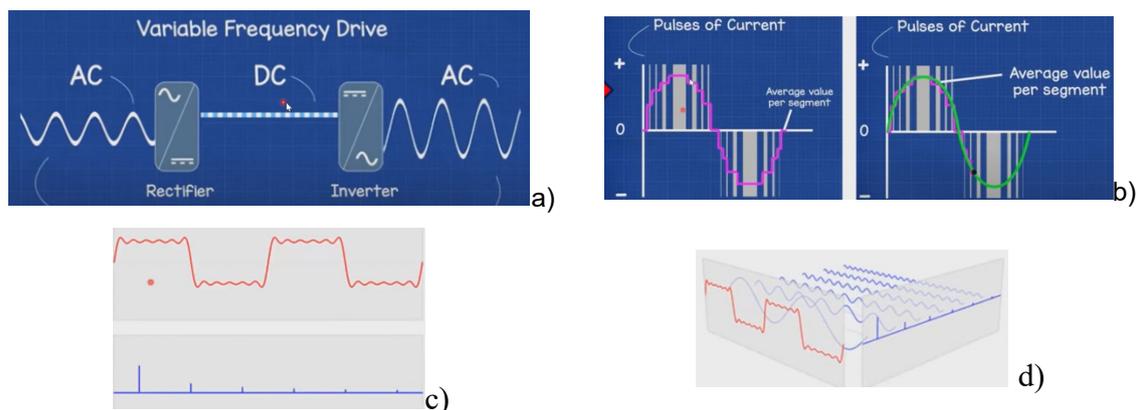


Figura 11 a) Diagrama de un inverter b) Modulación de ancho de pulso c) Grafico de la onda y su descomposición por transformada de Fourier d) algoritmos de cálculo de componentes armónicas

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-i\omega t} dt$$

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega)e^{i\omega t} d\omega$$

(corresponde a la Figura 11c)

[1]

$$a_n \cos(nx) + b_n \sin(nx)$$

(corresponde a la Figura 11d)

[2]

La transformada de Fourier (proceso matemático por el cual una onda periódica puede representarse como suma de componentes de amplitud variable y frecuencias múltiplos de la fundamental) nos muestra, en la Figura 12, sus componentes. En la Figura superior vemos la señal original y en la inferior las componentes armónicas que sumadas componen la anterior. Esto nos permite observar que ondas ingresan a la red eléctrica.

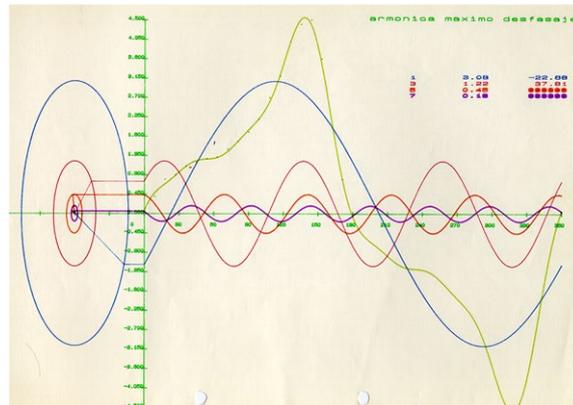


Figura 12 Onda Real de un sistema y sus componentes

Observando el ejemplo de la Figura mencionada anteriormente se puede conformar con una fundamental (50 Hz - azul 3,08) y las componentes de 3 armónica (150 Hz - 1,22 roja obscura) + la quinta armónica (250 Hz - rojo vivo 0,45) y séptima armónica (350 Hz - violeta 0,18).

2.3 Parámetros del Sistema y su Medición

Medir los parámetros eléctricos que caracterizan un sistema eléctrico, es un proceso mediante el cual se identifican y cuantifican varias características eléctricas presentes en el mismo. Dada la amplia variedad de magnitudes a medir, que van desde el voltaje, corriente, frecuencia, potencia, energía, factor de potencia, armónicas, impedancia, sentido del flujo eléctrico, variabilidad de sus magnitudes durante los transitorios y eventos de falla.

Midiendo los parámetros eléctricos lograríamos determinar eficiencia y calidad tanto de la operación del sistema, sus componentes y la selectividad y eficacia de las protecciones eléctricas. Permite detectar y diagnosticar de forma temprana posibles problemas en componentes importantes del circuito, como transformadores, cables o dispositivos de protección, cuyos fallos podrían tener graves consecuencias si no se identifican a tiempo.

Medir los parámetros eléctricos permiten un mantenimiento predictivo adecuado y evitar costos por inactividad y daños en los equipos o la conexión al sistema.

Otra razón es la seguridad, ya que este proceso puede garantizar que los niveles de corriente y voltaje se mantengan dentro de límites seguros. Esto es crucial para prevenir cortocircuitos, sobrecargas y otros problemas que comprometerían la integridad de las instalaciones y de las personas que trabajan en ellas.

Finalmente, las mediciones eléctricas ayudan a los ingenieros, científicos, electricistas y otros profesionales a obtener medidas precisas para comprender a fondo el comportamiento de los nuevos dispositivos y tecnologías, así como para optimizar su rendimiento.

Diversos instrumentos permiten una buena medición de los parámetros eléctricos:

Amperímetros y voltímetros: Solo pueden medirse corriente y tensión en valor eficaz.

Multímetros: Cuantifica una importante cantidad de parámetros eléctricos, como voltaje, corriente, resistencia, continuidad, potencia, factor de potencia, etc.

Medidores multifunción: es posible medir los parámetros de bucle de cortocircuito, la resistencia de aislamiento, la resistencia de conexión compensatoria y de protección, la potencia y la resistencia de la toma de tierra.

Analizador de redes eléctricas: dispositivo para medir varios parámetros de las redes de energía, como la impedancia, la transmisión, la dispersión, el factor de potencia, la corriente de irrupción, los armónicos y la energía activa, reactiva y aparente, entre otros. Se puede usar para analizar el rendimiento, el comportamiento y la estabilidad de circuitos, dispositivos y sistemas en el campo profesional de energía eléctrica y en el servicio de mantenimiento en plantas industriales.

No solo permite almacenar los valores para poder analizarlos, sino que además su pantalla permite ver los parámetros seleccionados y su presentación gráfica en tiempo real, lo que ayuda a tomar decisiones informadas con respecto a la resolución de problemas (Fig 13) [12].

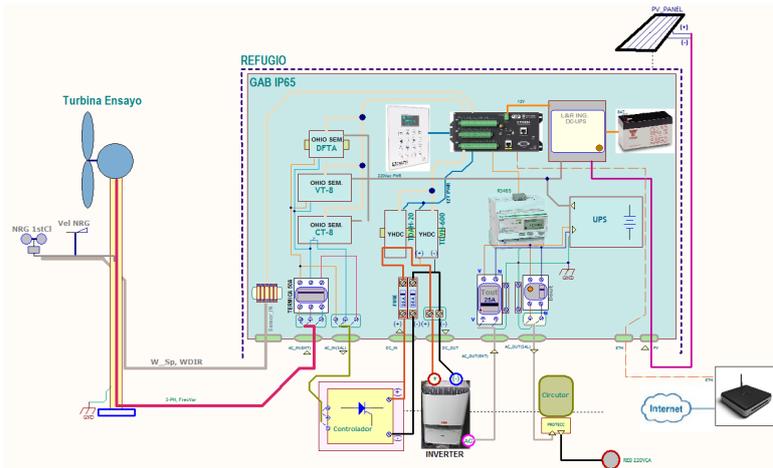


Figura 13 Sistema de medición permanente – Diagrama en bloques [12]

3. CONCLUSIONES.

Para determinar los parámetros eléctricos en el punto de conexión de un sistema de generación distribuido sería conveniente contar con un analizador de calidad (equipo que en la mayoría de las distribuidoras está presente). Estos, capturan los datos más detallados y le ayudan a descubrir las perturbaciones más difíciles de identificar, y, con el apoyo de un software de aplicación podemos obtener una visión rápida y eficaz de la situación actual. Un osciloscopio también puede medir muchas variables de las mencionadas con gran precisión.

Las normas de calidad indican un control de aptitud del producto además de la eficacia del sistema (cortes de servicio). Por lo tanto, contar con dicho instrumento (incluso para colocar en las redes eléctricas aéreas) es una norma a seguir. Luego, para asegurar la disponibilidad y funcionamiento del sistema de generación distribuida estos instrumentos mencionados y/o un analizador de redes serían adecuados para el fin propuesto. Es conveniente que la medición se realice en un periodo de tiempo acorde, que permita observar y analizar la operación del sistema conectado y el intercambio de energía con la red. En las mediciones instantáneas solo disponemos de los valores paramétricos durante un instante de tiempo lo cual no admite un análisis profundo de las variaciones ocurridas.

4. REFERENCIAS.

- [1] KTM Udayanga Hemapala MK Perera "Smart Microgrid Systems" CRC Press Taylor & Francis Group 2023
- [2] CAMMESA "informe del día miercoles 02/03/23 por falla triple debido a incendio de campos"
- [3] Khadija Tazi · Mohamed Fouad Abbou · Farid Abdi "Performance analysis of micro-grid designs with local PMSG wind turbines" Energy Systems - <https://doi.org/10.1007/s12667-019-00334-2> - 2019
- [4] Norma IEC 61000-2-8 "IEC 61000-2-8 "Electromagnetic compatibility" informe técnico 2002
- [5] NORMA IEC 61000-4-30 homogeneización de la medida
- [6] Norma IEC 61000-4-30 "Testing and measurement techniques – Power quality measurement Methods" International electrotechnical comisión standard 2003
- [7] Estándar IEEE Std. 1159 "Recommended practice for monitoring electric power quality" (Revision of IEEE Std 1159-1995), 2009 pp. C1_ doi 10.1109/IEEESTD.2009.5154067
- [8] Norma UNE-EN 50160 Características de la tensión suministrada por las redes de distribución. Madrid 2001
- [9] Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos - AEA 90364 7 7 12 2015
- [10] Redes eléctricas inteligentes AEA 92559-3 edición 2019
- [11] "Renewable Energy: Accelerating the Energy Transition" Editors Rahul Goyal · Satyanarayan Patel · Abhishek Sharma Springer ISBN 978-981-99-6116-0 (eBook) <https://doi.org/10.1007/978-981-99-6116-0> (2024)

- [12] Mg Ing Juan Salerno, Ing Marcelo Castello, Ing. Pablo Bertinat, Ing. Gustavo Airasca, Mg Ing Rafael Oliva "Generación distribuida, diseño, integración e implementación de sistemas de medición" 978-1-7281-5957-7 / 20 © 2020 IEEE
- [13] Santiago Nicolás Guzmán (tesis de maestría), El accidente nuclear de Fukushima: fortalezas de las centrales nucleares argentinas. Centro de Estudios de la actividad regulatoria energética - 2023.
- [14] Bharatha Mallawarachi, Sri Lanka experiences a temporary power outage after a main transmission line fails. The Associated Press. 9 de diciembre de 2023
<https://apnews.com/article/sri-lanka-crisis-power-outage-imf-ff6c24554d5dcf74160f11740148e3ee>
- [15] IEEE, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. IEEE SM 519-1992 (Revision of IEEE SM 519-1981)
- [16] Jannatul Mawa Akanto, Md. Rifat Hazari, Mohammad Abdul Manna. LVRT and Stability Enhancement of Grid-Tied Wind Farm Using DFIG-Based Wind Turbine. American International University-Bangladesh. 2021 - <https://doi.org/10.3390/asi4020033>

ESTIMACIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN UNA PLANTA DEPURADORA

Blazquez, Pamela A.¹; Cifuentes, Olga I.¹, Escudero, Daniela K.¹

1: UTN Facultad Regional Bahía Blanca - Grupo de Estudio de Ingeniería Ambiental
e-mail: pamelablazquez@frbb.utn.edu.ar; ocifuentes@frbb.utn.edu.ar;
danielaescudero@frbb.utn.edu.ar

RESUMEN.

Las plantas depuradoras de efluentes cloacales utilizan energía para el funcionamiento de los equipos electromecánicos de las distintas operaciones y procesos. En las mismas, se define **Intensidad Energética (kWh/m^3)** al consumo de energía eléctrica por unidad de agua residual tratada; es decir, la energía entregada para depurar un metro cúbico de efluente. Cualquier estrategia aplicada para optimizar los consumos de energía, se convierte en una oportunidad para reducir la intensidad energética.

El objetivo de esta presentación es estimar la intensidad energética (kWh/m^3), por etapas y total, de la línea de efluentes líquidos, a partir de la memoria descriptiva y planos del proyecto de una planta depuradora, identificando las etapas y/o equipamientos electromecánicos que se podrían intervenir para minimizar la misma.

Para lograrlo, se presentan esquemas de las etapas de tratamiento Preliminar y Secundario, correspondientes a la línea de efluentes líquidos de la planta adoptada y se detallan los equipos electromecánicos de cada una de ellas, con sus consumos energéticos. No se incluye la línea de tratamiento de barros, por las incertidumbres en la estimación de horas de uso de los equipos.

La intensidad energética se calcula como la sumatoria de consumos diarios de los equipos dividida por el caudal medio diario de diseño de la planta (por etapas y total).

La intensidad energética para el tratamiento Preliminar resulta de $0,22 kWh/m^3$ y para el Secundario de $0,70 kWh/m^3$, mientras que la total para la línea de efluentes líquidos es de $0,92 kWh/m^3$. No se considera en la estimación, el tratamiento de barros residuales, los consumos energéticos de equipos de uso esporádico y/o no específicos para el tratamiento del efluente, entre otros.

Finalmente, se identifican los equipos a intervenir para reducir la intensidad energética, advirtiendo por qué los resultados obtenidos no son comparables ni extrapolables a otras plantas depuradoras.

Palabras Claves: Intensidad energética, Plantas depuradoras.

Área Temática: Generación Distribuida

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El tratamiento de los desagües cloacales es importante no solo para la prevención de la contaminación de los cuerpos de agua, sino también para la protección de la salud pública. Las plantas de efluentes urbanos se definen como el conjunto de operaciones y procesos químicos, físicos y/o biológicos, destinados a la remoción de partículas contaminantes solubles y no solubles, la separación y el tratamiento de la biomasa generada [1].

En las plantas depuradoras, los equipos electromecánicos (por ejemplo: bombas sumergibles, bombas centrífugas, mezcladores flotantes, sopladores, lavadores de arena, agitadores, puentes desarenadores, puentes sedimentadores, bombas a tornillo, bombas de dosificación, entre otros), utilizan la energía para las distintas operaciones y procesos. La cantidad de energía consumida por m^3 de efluente tratado dependerá de las características geográficas y urbanísticas (diferencias de alturas, distancias de bombeo, otros), la calidad del afluente crudo y los límites de calidad exigidos para su vuelco según la legislación vigente que los regula (de acuerdo al cuerpo receptor en caso de descargas, o de los requisitos para la reutilización en caso de reciclado o recuperación), las tecnologías utilizadas, la disponibilidad de terreno, entre otras [2]. Otros autores, agregan el tamaño de la planta (en función de la población equivalente o carga hidráulica), su antigüedad y la experiencia de sus responsables. La mayoría de estas plantas se diseñan sin considerar el consumo energético necesario [3].

En el tratamiento de efluentes cloacales, se denomina intensidad energética al consumo de energía eléctrica por unidad de agua residual tratada; es decir, a la energía entregada para depurar un metro cúbico de efluente (kWh/m^3) [2].

La intensidad energética da información valiosa respecto al uso de la energía. Una planta será más eficiente cuanto menor sea este valor [2]. Minimizar este indicador a través de estrategias de reducción del consumo energético, no solo permite obtener el mayor aprovechamiento de la misma, sino también bajar costos y colaborar en la protección del medio ambiente (minimización de la huella de carbono).

La estimación de este indicador en el diseño de una planta de tratamiento de efluentes permitiría evaluar distintas alternativas para elegir aquella que, además de cumplir con las exigencias de calidad de vuelco, sea sostenible energéticamente. En la etapa de proyecto, existen oportunidades para ahorrar energía, por ejemplo: mediante la implementación de un esquema con carga hidráulica favorable, la selección adecuada de tuberías de baja fricción, bombas de mayor eficiencia, motores de velocidad variable, entre otras [2].

Es por ello que, el **objetivo** de esta presentación es estimar la intensidad energética (kWh/m^3), por etapas y total, de la línea de efluentes líquidos de una planta depuradora (sin incluir el tratamiento de sólidos), a partir de su memoria descriptiva y planos del proyecto, identificando las etapas y/o equipamientos electromecánicos que se podrían intervenir para minimizar la misma.

Para lograrlo se calculó la energía diaria utilizada en las etapas de tratamiento Preliminar y Secundario, como la sumatoria de los consumos energéticos de los equipos electromecánicos activos que intervienen en cada una, de acuerdo con la cantidad de tiempo que se estimó estarán funcionando al final del período de diseño de la planta (año 2039). Posteriormente, se estimó la intensidad energética (kWh/m^3), por etapas y total, con los valores obtenidos y el caudal medio diario de diseño de la planta.

A nivel internacional, se accedió a bibliografía que cita valores de intensidad energética, para plantas depuradoras de efluentes urbanos de dimensiones similares a la de estudio, cuyo rango es variable dependiendo de las técnicas de tratamiento, la capacidad o caudal de la planta y las diferentes regiones [3]. Por lo mencionado, los resultados encontrados no deberían ser extrapolables a otras depuradoras con distintas características: topografías, caudales, calidad del afluente, legislación de máximos admisibles de vuelco (los que dependen del tipo de cuerpo receptor), operaciones, procesos y tecnologías de tratamiento. Tampoco deberían ser comparables incluso cuando se aplique la misma tecnología. Por otro lado, a nivel nacional, si bien se encontraron valores dispersos de intensidad energética en plantas depuradoras, no se especificaban sus condicionantes y/o limitantes. Por lo que, los mismos deben ser tomados con precaución o solo como referencia.

Se considera que la innovación de esta presentación radica en la estimación de la intensidad energética, específicamente en plantas depuradoras, mencionando las limitantes y/o condicionantes que se tuvieron en cuenta para su cálculo. Además, surgen oportunidades para nuevas líneas de investigación abordando el cálculo del indicador de intensidad energética para la planta en operación, entre otras.

2. METODOLOGÍA

2.1. Universo de estudio

Se evalúa la intensidad energética (kWh/m^3) de una planta depuradora proyectada para tratar un caudal medio diario de $72.480 \text{ m}^3/\text{día}$ al final del período de diseño (año 2039), para concentraciones de afluente crudo de DBO^{20}_5 : 234 mg/l ; NTK : 50 mgN/l ; P : 6 mgP/l ; SST : 208 mg/l ; entre otras.

El proyecto de esta planta contempla la modificación, mejora y ampliación de instalaciones ya existentes, que solo poseían un Pretratamiento con desbaste y tamizado.

A fin de que el efluente líquido cumpla con los parámetros exigidos por la legislación vigente para vuelco a cuerpo de agua superficial, el nuevo diseño contempla las etapas de tratamiento:

- Preliminar: desbaste, desarenado-desengrasado, tamizado, cámara ecualizadora y estaciones de bombeo intermedias;
- Secundario: reactores biológicos anaeróbico-anóxico-aeróbico, sedimentación secundaria, desinfección y bombes intermedios;
- Sólidos generados: espesado, digestión anaeróbica y centrifugado para deshidratación de los sólidos. No se incluye en esta oportunidad, el cálculo de la intensidad energética de la línea de barros, por las incertidumbres que implica la estimación de las horas de funcionamiento de los equipos.

En las Figuras 1 y 2, se muestra el universo de estudio, mediante esquemas de los tratamientos Preliminar y Secundario de la planta.

Para el nuevo proyecto, fue necesario adaptar las instalaciones del Pretratamiento ya existente, incorporando, además del desbaste y tamizado, el desarenado-desengrasado, la cámara ecualizadora, los lavadores de arena y el tratamiento de grasas. Esta adaptación, requirió la instalación de varias estaciones de bombeo intermedias en la etapa de tratamiento Preliminar, para el acoplamiento de las siguientes operaciones y procesos, como se observa en la Figura 1. Al final del tratamiento Preliminar, se incorporó la cámara ecualizadora (CE-201) para regular a lo largo del día, la calidad y el caudal que ingresa al tratamiento Secundario. Además, en los reactores biológicos, se contempla un sistema de agitación y aireación de última generación para la incorporación de oxígeno mediante microburbujas de aire, que posee alta eficiencia energética [5].

2.2. Método

Para lograr el objetivo, a partir de la memoria descriptiva, los planos de proyecto y los datos de los equipos electromecánicos que consumen energía en la planta, se realizaron los esquemas de los tratamientos Preliminar y Secundario (Figuras 1 y 2), correspondientes a la línea de efluentes líquidos.

Se realizó un relevamiento en la bibliografía nacional e internacional del estado del conocimiento sobre intensidad energética en plantas depuradoras.

Para estimar este indicador, inicialmente se calculó la energía consumida en ambas etapas. Se identificaron los equipos electromecánicos de cada una. Se elaboraron las Tablas 1 y 2, que contienen: operación o proceso al que pertenece el equipamiento electromecánico; denominación, que incluye tablero general al que está conectado (TG) y etiquetas que lo describen (TAGS); tipo de equipo; ubicación (CA: Cámara, EB: Estación de Bombeo, DE: Desarenador-desengrasador, TA: Tamiz, CE: Cámara Ecualizadora, RE: Reactor; Edif. SOPL: Edificio Sopladores, SE: Sedimentador secundario, CC: Cámara de Contacto, T: Tanque, TC: Tablero Central); Potencia (kW); Factor de Utilización (FU); estimación de las horas de uso diario de cada equipo (h/día) y consumos diarios de energía (kWh/día).

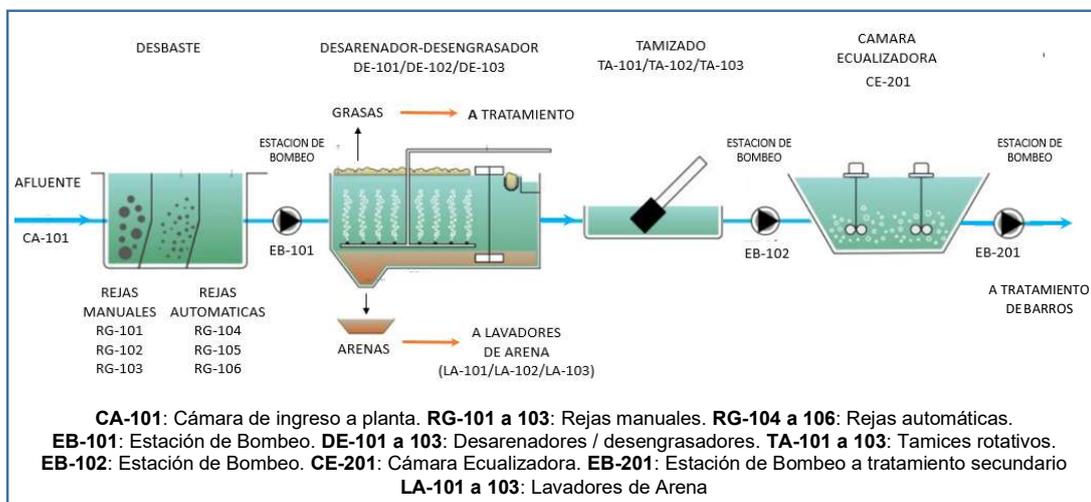


Figura 1: Esquema del tratamiento Preliminar [Elaboración propia en base a [5]]

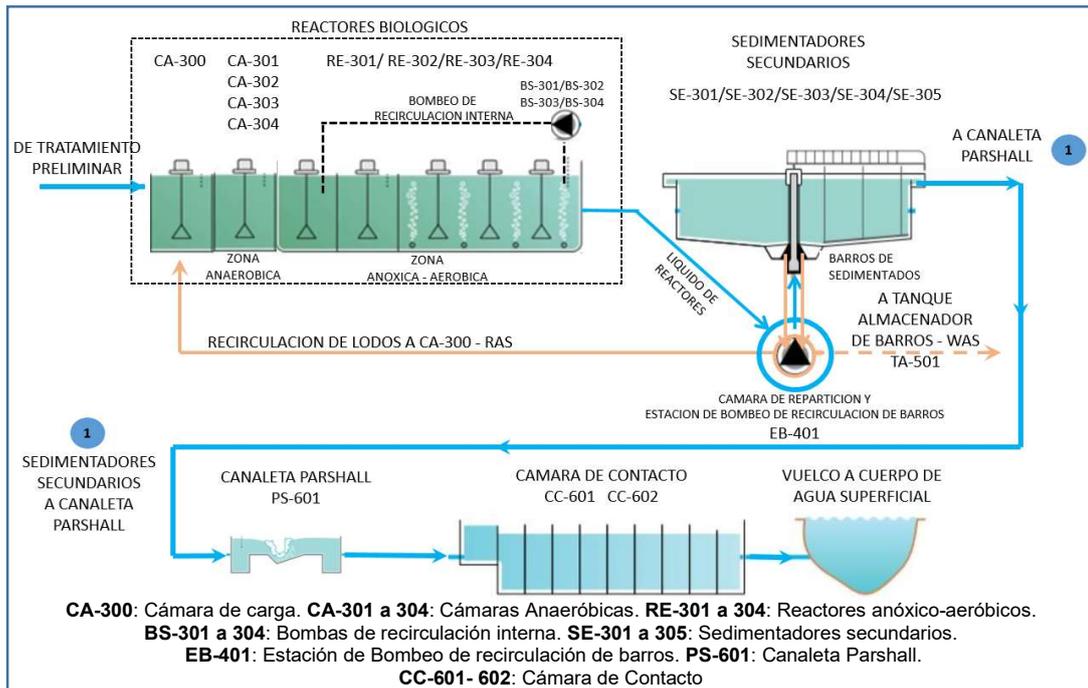


Figura 2: Esquema del tratamiento Secundario [Elaboración propia en base a [5]]

Para este trabajo, el Factor de Utilización (FU) actúa como un indicador de estado operativo ON/OFF del equipo. Hace referencia a los equipamientos activos (ON) indicados con "FU=1" y los de reserva o respaldo (OFF) con "FU=0".

Las horas de uso de los equipos se calcularon de acuerdo con la cantidad de tiempo que se estimó estarán funcionando al final del período de diseño de la planta (año 2039). No se consideraron los consumos de los equipos de uso esporádico, que no son específicos para el tratamiento del efluente y que tienen mínima incidencia en el consumo global (por ejemplo: medidores de parámetros de calidad, ventiladores del edificio de sopladores, otros). Tampoco se tuvieron en cuenta los consumos de las bombas de desagote de agua de lluvia, pues implican incertidumbre en cuanto a frecuencia e intensidad de las precipitaciones, que inciden directamente en el tiempo de uso de dichas bombas.

Se estimó el consumo diario de energía de cada uno de los equipos electromecánicos, como el producto entre la potencia de cada uno de ellos por la cantidad de horas de uso diario de cada uno y su correspondiente Factor de Utilización (Ecuación 1):

$$E = P \times h \times FU \quad (1)$$

Dónde:

E : energía diaria consumida por el equipo [kWh/día];

P : potencia [kW];

h : horas de uso diario [h/día];

FU : Factor de Utilización [adimensional]

En las Tablas 1 y 2, se estimó respectivamente para cada tratamiento, la energía diaria consumida, como la sumatoria de los consumos energéticos diarios de los equipos que intervienen en cada uno de ellos.

A continuación, se calculó la energía total consumida para la línea de tratamiento de efluentes líquidos, como la sumatoria de ambas etapas.

Con las energías diarias consumidas en los tratamientos Preliminar y Secundario, y el caudal medio diario de diseño de la planta (72.480 m³/día), se estimó la intensidad energética (kWh/m³), por etapas y total, para la línea de efluentes líquidos, aplicando las Ecuaciones (2), (3) y (4):

$$IE_{T \text{ Prelim}} = \frac{\sum E_{T \text{ Prelim}}}{Q_m} \quad (2)$$

$$IE_{T \text{ Sec}} = \frac{\sum E_{T \text{ Sec}}}{Q_m} \quad (3)$$

$$IE_{Total} = \frac{\sum E_{Total}}{Q_m} = \frac{\sum E_{T Prelim}}{Q_m} + \frac{\sum E_{T Sec}}{Q_m} \quad (4)$$

Dónde:

- IE_{T Prelim}: Intensidad Energética del tratamiento Preliminar [kWh/m³];
- ∑E_{T Prelim}: Sumatoria Total de Energía Diaria consumida por cada uno de los equipos del tratamiento Preliminar [kWh/día];
- IE_{T Sec}: Intensidad Energética del tratamiento Secundario [kWh/m³];
- ∑E_{T Sec}: Sumatoria Total de Energía Diaria consumida por cada uno de los equipos del tratamiento Secundario [kWh/día];
- IE_{Total}: Intensidad Energética Total de la línea de efluentes líquidos [kWh/m³];
- ∑E_{Total}: Sumatoria Total de Energía Diaria consumida por cada uno de los equipos de ambas etapas Preliminar y Secundaria [kWh/día];
- Q_m: Caudal medio diario de diseño de la planta [m³/día].

3. RESULTADOS DE LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS

En las Tablas 1 y 2 se identifican, para cada etapa de tratamiento Preliminar y Secundario respectivamente, los equipos electromecánicos que consumen energía, sus características y la estimación de sus consumos energéticos diarios, de acuerdo con las consideraciones y limitaciones enunciadas en el inciso 2.2.

3.1. Consumos energéticos tratamiento Preliminar

Tabla 1. *Tratamiento Preliminar. Características y consumos eléctricos de los equipos electromecánicos [Elaboración propia]*

OPERACIÓN o PROCESO	DENOMINACIÓN			TIPO EQUIPO	UBICACIÓN	POTENCIA P [kW]	FU	HORAS DE USO DIARIO [h/día]	CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA E [kWh/día]
	TG	RG	TAGS						
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10) = (7) x (8) x (9)
DESABASTE	TG3	RG	104	REJA AUTOMÁTICA	CA 101	1,10	1	6,00	6,60
	TG3	RG	105	REJA AUTOMÁTICA	CA 101	1,10	1	6,00	6,60
	TG3	RG	106	REJA AUTOMÁTICA	CA 101	1,10	1	6,00	6,60
	TG3	PO	101	POLIPASTO	CA 101	3,70	1	2,00	7,40
	TG3	TO	102	TORNILLO	CA 101	3,00	1	6,00	18,00
BOMBEO	TG3	BS	101	BOMBA SUMERGIBLE	EB-101	75,00	1	16,00	1200,00
	TG3	BS	102	BOMBA SUMERGIBLE	EB-101	75,00	1	16,00	1200,00
	TG3	BS	103	BOMBA SUMERGIBLE	EB-101	75,00	1	16,00	1200,00
	TG3	BS	104	BOMBA SUMERGIBLE	EB-101	75,00	1	16,00	1200,00
	TG3	BS	105	BOMBA SUMERGIBLE	EB-101	75,00	0		0,00
DESARENADO DESENGRASADO	TG3	PD	101	PUENTE DESARENADOR	DE-101	1,50	1	24,00	36,00
	TG3	PD	102	PUENTE DESARENADOR	DE-102	1,50	1	24,00	36,00
	TG3	PD	103	PUENTE DESARENADOR	DE-103	1,50	1	24,00	36,00
	TG3	SO	101	SOPLADOR	Edif. SOPL	7,50	1	24,00	180,00
	TG3	SO	102	SOPLADOR	Edif. SOPL	7,50	1	24,00	180,00
	TG3	SO	103	SOPLADOR	Edif. SOPL	7,50	0	24,00	0,00
	TG3	CO	101	COMPRESOR AIRE P/VÁLVULAS	DE101 a 103	1,50	1	24,00	36,00
TAMIZADO	TG3	TA	101	TAMIZ ROTATIVO	TA-101	5,50	1	14,50	79,75
	TG3	TA	102	TAMIZ ROTATIVO	TA-102	5,50	1	14,50	79,75
	TG3	TA	103	TAMIZ ROTATIVO	TA-103	5,50	0		0,00
	TG3	BA	111	BOMBA CENTRÍFUGA	TA 101 a 103	5,50	1	14,50	79,75
	TG3	BA	112	BOMBA CENTRÍFUGA	TA 101 a 103	5,50	1	14,50	79,75
	TG3	BA	113	BOMBA CENTRÍFUGA	TA 101 a 103	5,50	0		0,00
	TG3	TO	101	TORNILLO	TA 101 a 103	1,50	1	24,00	36,00
BOMBEO	TG3	BS	108	BOMBA SUMERGIBLE	EB 102	60,00	1	16,00	960,00
	TG3	BS	109	BOMBA SUMERGIBLE	EB 102	60,00	1	16,00	960,00
	TG3	BS	110	BOMBA SUMERGIBLE	EB 102	60,00	1	16,00	960,00
	TG3	BS	111	BOMBA SUMERGIBLE	EB 102	60,00	1	16,00	960,00
	TG3	BS	112	BOMBA SUMERGIBLE	EB 102	60,00	0		0,00
ECUALIZACIÓN	TG3	MF	201	MEZCLADOR FLOTANTE	CE 201	30,00	1	24,00	720,00
	TG3	MF	202	MEZCLADOR FLOTANTE	CE 201	30,00	1	24,00	720,00
	TG3	MF	203	MEZCLADOR FLOTANTE	CE 201	30,00	1	24,00	720,00
	TG3	MF	204	MEZCLADOR FLOTANTE	CE 201	30,00	1	24,00	720,00
	TG3	MF	205	MEZCLADOR FLOTANTE	CE 201	30,00	1	24,00	720,00

(Continúa)

Continuación Tabla 1. *Tratamiento Preliminar. Características y consumos eléctricos de los equipos electromecánicos [Elaboración propia]*

OPERACIÓN o PROCESO	DENOMINACIÓN			TIPO EQUIPO	UBICACIÓN	POTENCIA P [kW]	FU	HORAS DE USO DIARIO [h/día]	CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA E [kWh/día]
	TG	TAGS							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10) = (7) x (8) x (9)
BOMBEO	TG3	BS	201	BOMBA SUMERGIBLE	EB 201	60,00	1	20,00	1200,00
	TG3	BS	202	BOMBA SUMERGIBLE	EB 201	60,00	1	20,00	1200,00
	TG3	BS	203	BOMBA SUMERGIBLE	EB 201	60,00	0		0,00
LAVADO DE ARENA	TG3	LA	101	LAVADOR DE ARENA	DE 101	3,60	1	24,00	86,40
	TG3	LA	102	LAVADOR DE ARENA	DE 102	3,60	1	24,00	86,40
	TG3	LA	103	LAVADOR DE ARENA	DE 103	3,60	1	24,00	86,40
	TG3	CT	101	CINTA TRANSPORTADORA	DE 101 a 103	1,80	1	6,00	10,80
	TG3	BA	101	BOMBA CENTRIFUGA	DE 101 a 103	3,00	1	12,00	36,00
	TG3	BA	102	BOMBA CENTRIFUGA	DE 101 a 103	3,00	0		0,00
TRATAMIENTO DE GRASAS	TG3	BT	101	BOMBA TORNILLO	DE 101 a 103	2,00	1	0,29	0,57
	TG3	MG	101	MEZCLADOR DE GRASAS	DE 101 a 103	2,20	1	0,29	0,63
	TG3	CG	101	CONCENTRADOR DE GRASAS	DE 101 a 103	0,40	1	0,29	0,11
	TG3	VT	101	DESCARGADOR DE CAL	DE 101 a 103	1,10	1	0,29	0,31
	TG3	TO	103	TORNILLO TRANSPORTE DESCARGA GRASA CON CAL	DE 101 a 103	3,00	1	0,29	0,86
	TG3	DC	101	DOSIFICADOR DE CAL	DE 101 a 103	2,20	1	0,29	0,63
	TG3	PO	103	POLIPASTO P/BOLSONES DE CAL	DE 101 a 103	1,10	1	0,03	0,04
VARIOS	TG3	ED	2	EDIFICIO ELÉCTRICO 2		10,00	1	24,00	240,00
	TG3	TAB	4	TABLERO DE CONTROL PRETRATAMIENTO	TC	2,20	1	24,00	52,80
	TG3	TAB	5	TABLERO DE CONTROL ECUALIZACIÓN	TC	2,20	1	24,00	52,80
TOTAL CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA TRATAMIENTO PRELIMINAR (kWh/día)									16.198,95

3.2. Consumos energéticos tratamiento Secundario

Tabla 2. *Tratamiento Secundario. Características y consumos eléctricos de los equipos electromecánicos. [Elaboración propia]*

OPERACIÓN o PROCESO	DENOMINACIÓN			TIPO DE EQUIPO	UBICACIÓN	POTENCIA P [kW]	FU	HORAS DE USO DIARIO [h/día]	CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA E [kWh/día]
	TG	TAGS							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10) = (7) x (8) x (9)
TRATAMIENTO BIOLÓGICO (ANAERÓBICO - ANÓXICO - AERÓBICO)	TG2	ME	301	AGITADOR TIPO INVENT	CA 300	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	302	AGITADOR TIPO INVENT	CA 301	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	303	AGITADOR TIPO INVENT	CA 302	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	304	AGITADOR TIPO INVENT	CA 303	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	305	AGITADOR TIPO INVENT	CA 304	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	306	AGITADOR TIPO INVENT	RE 301	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	307	AGITADOR TIPO INVENT	RE 301	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	308	AGITADOR TIPO INVENT	RE 301	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	309	AGITADOR TIPO INVENT	RE 301	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	310	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	311	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	312	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	313	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	314	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	315	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	316	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	37,00	1	24	888,00
	TG2	ME	317	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	22,00	1	24	528,00
	TG2	ME	318	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 301	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	319	AGITADOR TIPO INVENT	RE 302	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	320	AGITADOR TIPO INVENT	RE 302	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	321	AGITADOR TIPO INVENT	RE 302	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	322	AGITADOR TIPO INVENT	RE 302	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	323	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	324	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	325	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	326	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	327	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	11,00	1	24	264,00

(Continúa)

Continuación Tabla 2. *Tratamiento Secundario. Características y consumos eléctricos de los equipos electromecánicos. [Elaboración propia]*

OPERACIÓN o PROCESO	DENOMINACIÓN			TIPO DE EQUIPO	UBICACIÓN	POTENCIA P [kW]	FU	HORAS DE USO DIARIO [h/día]	CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA E [kWh/día]
	TG	TAGS							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10) = (7) x (8) x (9)
TRATAMIENTO BIOLÓGICO (ANAERÓBICO - ANÓXICO - AERÓBICO)	TG2	ME	328	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	329	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	37,00	1	24	888,00
	TG2	ME	330	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	22,00	1	24	528,00
	TG2	ME	331	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 302	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	332	AGITADOR TIPO INVENT	RE 303	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	333	AGITADOR TIPO INVENT	RE 303	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	334	AGITADOR TIPO INVENT	RE 303	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	335	AGITADOR TIPO INVENT	RE 303	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	336	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	337	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	338	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	339	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	340	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	341	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	342	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	37,00	1	24	888,00
	TG2	ME	343	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	22,00	1	24	528,00
	TG2	ME	344	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 303	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	345	AGITADOR TIPO INVENT	RE 304	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	346	AGITADOR TIPO INVENT	RE 304	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	347	AGITADOR TIPO INVENT	RE 304	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	348	AGITADOR TIPO INVENT	RE 304	3,00	1	24	72,00
	TG2	ME	349	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	350	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	351	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	352	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	15,00	1	24	360,00
	TG2	ME	353	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	354	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	11,00	1	24	264,00
	TG2	ME	355	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	37,00	1	24	888,00
TG2	ME	356	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	22,00	1	24	528,00	
TG2	ME	357	AGITADOR TIPO INVENT C/AIRE	RE 304	15,00	1	24	360,00	
BOMBEO RECIRCULACIÓN INTERNA	TG2	BS	301	BOMBA SUMERGIBLE	RE 301	10,00	1	24	240,00
	TG2	BS	302	BOMBA SUMERGIBLE	RE 302	10,00	1	24	240,00
	TG2	BS	303	BOMBA SUMERGIBLE	RE 303	10,00	1	24	240,00
	TG2	BS	304	BOMBA SUMERGIBLE	RE 304	10,00	0	24	0,00
SOPLADORES	TG1	SO	301	SOPLADOR	Edif. SOPL	300,00	1	24	7200,00
	TG1	SO	302	SOPLADOR	Edif. SOPL	300,00	1	24	7200,00
	TG1	SO	303	SOPLADOR	Edif. SOPL	300,00	1	24	7200,00
	TG1	SO	304	SOPLADOR	Edif. SOPL	300,00	1	24	7200,00
	TG1	SO	305	SOPLADOR	Edif. SOPL	300,00	0	24	0,00
SEDIMENTADORES SECUNDARIOS	TG2	PS	401	PUENTE SEDIMENTADOR	SE - 401	0,75	1	24	18,00
	TG2	PS	402	PUENTE SEDIMENTADOR	SE - 402	0,75	1	24	18,00
	TG2	PS	403	PUENTE SEDIMENTADOR	SE - 403	0,75	1	24	18,00
	TG2	PS	404	PUENTE SEDIMENTADOR	SE - 404	0,75	1	24	18,00
	TG2	PS	405	PUENTE SEDIMENTADOR	SE - 405	0,75	1	24	18,00
BOMBEO RECIRCULACIÓN BARRIO RAS	TG2	BS	403	BOMBA SUMERGIBLE - RAS	EB 401	60,00	1	24	1440,00
	TG2	BS	404	BOMBA SUMERGIBLE - RAS	EB 401	60,00	1	24	1440,00
	TG2	BS	405	BOMBA SUMERGIBLE - RAS	EB 401	60,00	1	24	1440,00
	TG2	BS	406	BOMBA SUMERGIBLE - RAS	EB 401	60,00	0	24	0,00
VARIOS (ej. DESINFECCIÓN)	TG2	BD	601	BOMBA DOSIF HIPOCLORITO SODIO	CC-601	0,10	1	24	2,40
	TG2	BD	602	BOMBA DOSIF HIPOCLORITO SODIO	CC-602	0,10	1	24	2,40
	TG2	BS	407	BOMBA SUMERGIBLE - BS 407	CA 407	3,00	1	0	0,00
	TG2	PO	401	PUENTE GRUA P/BOMBA SUMERG	EB 401	9,00	1	0	0,00
	TG2	BS	408	BOMBA SUMERGIBLE -BARRIDO ESPUMA	CA 406	3,00	1	0	0,00
	TG2	BS	409	BOMBA SUMERGIBLE -BARRIDO ESPUMA	CA 406	3,00	0	0	0,00
	TG2	BT	351	BOMBA TORNILLO - COAGULANTE		0,75	1	24	18,00
	TG2	BT	352	BOMBA TORNILLO - COAGULANTE		0,75	1	24	18,00
	TG2	BT	353	BOMBA TORNILLO - SODA CÁUSTICA		0,75	1	24	18,00
	TG2	BT	354	BOMBA TORNILLO - SODA CÁUSTICA		0,75	1	24	18,00
	TG2	BT	355	BOMBA TORNILLO - SODA CÁUSTICA		0,75	0	24	0,00
		TAB	2	TABLERO CONTROL REACTOR		2,20	1	24	52,80
		TAB	3	TABLERO CONTROL SEDIMENTADOR		2,20	1	24	52,80
TOTAL CONSUMO DIARIO DE ENERGIA TRATAMIENTO SECUNDARIO (kWh/día)									50.600,40

3.3. Evaluación de consumos energéticos por etapas y total

De las Tablas 1 y 2, surge que la energía a consumir diariamente en la planta proyectada, para el tratamiento Preliminar es 16.198,95 kWh/día y para el Secundario, 50.600,40 kWh/día, resultando la energía necesaria para la línea de efluentes líquidos de 66.799,35 kWh/día. Esto implica que, del total de los consumos energéticos, el 24 % corresponde al tratamiento Preliminar y el 76 % al Secundario.

En las Figuras 3 y 4, se grafican por etapa de tratamiento, los porcentajes de la energía diaria consumida por tipo de equipo (bombas sumergibles, mezcladores flotantes, sopladores, agitadores y otros), respecto del consumo total de cada tratamiento. En las mismas se identifican los equipamientos de mayor consumo.

La Figura 3 muestra que, para el tratamiento Preliminar, la distribución de consumos energéticos es de 68 % para bombas sumergibles, 22 % para mezcladores flotantes de la cámara equalizadora y 10 % para otros equipos (sopladores, lavadores de arena, bombas centrífugas, puentes desarenadores, tamices rotativos, rejillas automáticas, entre otros).

En la Figura 4 se observa que, para el tratamiento Secundario, la distribución de consumos energéticos es de 57 % para sopladores; 32,5 % para agitadores INVENT de los reactores biológicos; 10 % para bombas sumergibles y 0,5 % para otros equipos (puentes sedimentadores, bombas tornillo, bombas dosificadoras, entre otros).

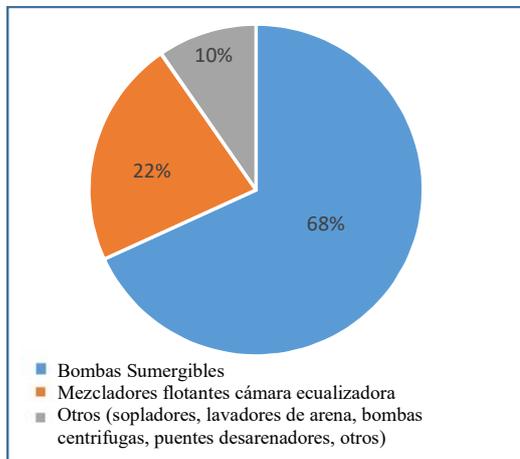


Figura 3: *Tratamiento Preliminar: Porcentajes de energía consumida por tipo de equipo.*
[Elaboración propia]

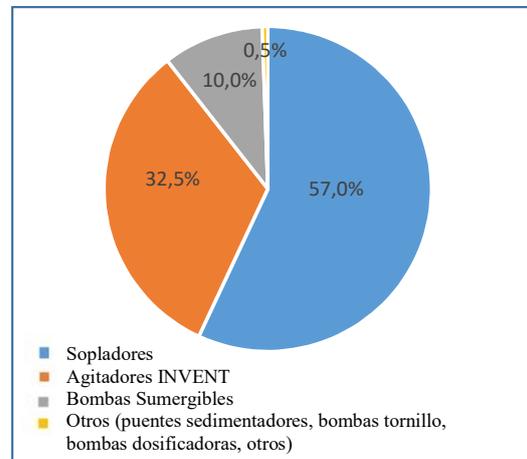


Figura 4: *Tratamiento Secundario: Porcentajes de energía consumida por tipo de equipo.*
[Elaboración propia]

Por otro lado, se discriminó por tipo de equipo, el uso de la energía total consumida por ambos tratamientos. En la Figura 5, se observa que el consumo energético total para el tratamiento de toda la línea de efluentes líquidos (Preliminar + Secundario) se distribuye en un 44 % para los sopladores, un 25 % para los agitadores INVENT de los reactores biológicos, un 24 % para las bombas sumergibles, un 5 % para los mezcladores flotantes de la cámara equalizadora y el 2 % restante repartido entre otros equipos.

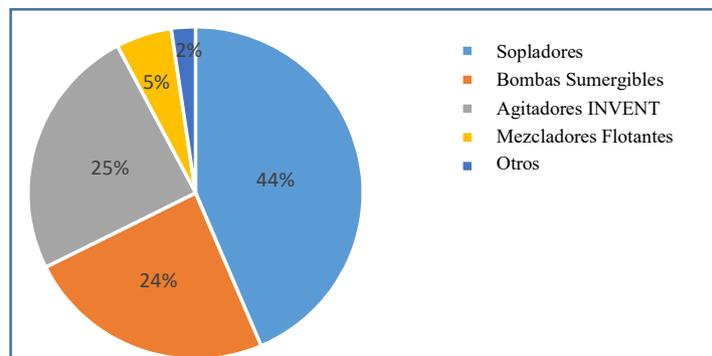


Figura 5: *Porcentajes de energía total consumida por tipo de equipo en ambos tratamientos: Preliminar + Secundario.* [Elaboración propia]

De la Figura 5 surge que, a nivel global, las estrategias para reducir los consumos deberían centrarse en la elección de sopladores y/o bombas sumergibles de alta eficiencia energética, ya que, como se mencionó en 2.1, los sistemas de aireación y agitación elegidos para el proyecto de

esta planta ya poseen esta característica [5].

4. ESTIMACIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA, POR ETAPAS Y TOTAL, DE LA LÍNEA DE EFLUENTES LÍQUIDOS DE LA PLANTA DEPURADORA

Con los resultados de la energía consumida por día en las etapas del tratamiento Preliminar (16.198,95 kWh/día) y Secundario (50.600,40 kWh/día), y el caudal medio diario de diseño de la planta (72.480 m³/día), se estimó la intensidad energética (kWh/m³) por etapas y total, para la línea de efluentes líquidos, aplicando las ecuaciones (2), (3) y (4) de la Metodología propuesta en inciso 2.2.

- Intensidad Energética para el tratamiento Preliminar:

$$IE_{T \text{ Prelim}} = \frac{16.198,95 \text{ kWh} / \text{dia}}{72.480 \text{ m}^3 / \text{dia}} = 0,22 \text{ kWh} / \text{m}^3 \quad (2)$$

- Intensidad Energética para el tratamiento Secundario:

$$IE_{T \text{ Sec}} = \frac{50.600,40 \text{ kWh} / \text{dia}}{72.480 \text{ m}^3 / \text{dia}} = 0,70 \text{ kWh} / \text{m}^3 \quad (3)$$

- Intensidad Energética para la Línea de tratamiento de efluentes líquidos:

$$IE_{Total} = \frac{66.799,35 \text{ kWh} / \text{dia}}{72.480 \text{ m}^3 / \text{dia}} = 0,92 \text{ kWh} / \text{m}^3 \quad (4)$$

En [6] se citan valores medios globales de intensidad energética para la depuración de aguas residuales, los cuales se encuentran en el rango de 0,62 a 0,87 kWh/m³. Sin embargo, no se aportan las consideraciones y limitaciones específicas que se tuvieron en cuenta para su cálculo, como las características geográficas y urbanísticas donde se emplaza la planta, los caudales tratados, la calidad del efluente crudo, el tipo de cuerpo receptor, los límites de calidad exigidos por la legislación vigente para su vuelco, el tipo de tratamiento, las tecnologías utilizadas en las operaciones y procesos, entre otras. Comparando los valores mencionados de este indicador con los resultados obtenidos para la planta en estudio, se podría inferir que el aumento en la intensidad energética podría deberse a diferentes factores, por ejemplo, la necesidad de instalar bombes intermedios para adaptar el Pretratamiento existente al nuevo proyecto. Incluso cuando el tipo de tratamiento es similar, las diferencias en operaciones, procesos y tecnologías también pueden ser determinantes en este incremento.

5. CONSIDERACIONES FINALES

En esta presentación se logra estimar la intensidad energética (kWh/m³) de la línea de efluentes líquidos, por etapas y total, a partir de la memoria descriptiva y planos del proyecto de una planta depuradora, identificando las etapas y/o equipamientos electromecánicos que se podrían intervenir para minimizar la misma.

Para la planta estudiada, cuyo caudal medio diario de diseño es de 72.480 m³/día, con etapas Preliminar (desbaste, desarenado-desengrasado, tamizado, cámara ecualizadora y estaciones de bombeo intermedias) y Secundaria (reactores biológicos anaeróbico-anóxico-aeróbico, sedimentación secundaria, desinfección y bombes intermedios), se estimó una intensidad energética de 0,22 kWh/m³ para el tratamiento Preliminar y de 0,70 kWh/m³ para el Secundario; mientras que el valor para el total de la línea de efluentes líquidos resultó de 0,92 kWh/m³. Además, se definieron las limitaciones y/o consideraciones que se tuvieron en cuenta para arribar a estos valores. Los resultados obtenidos no incluyen los consumos energéticos de:

- los equipos de uso esporádico (ej. puentes grúas, polipasto, ventiladores del edificio de sopladores, otros), no específicos para el tratamiento del efluente y que tienen una incidencia mínima en el consumo de energía diaria total;
- las bombas de evacuación de agua de lluvia, debido a la incertidumbre en cuanto a la frecuencia y el tiempo de uso de las mismas;
- las bombas de los efluentes excedentes del tratamiento de arenas y grasas, pues no es posible estimar con certeza el tiempo de uso de estos equipos;
- la estimación de la intensidad energética de la línea de tratamiento de sólidos generados, por las incertidumbres en cuanto a las horas de funcionamiento de los equipos electromecánicos, los cuales operan en forma discontinua.

Dado que, la bibliografía consultada solo cita valores medios globales de intensidad energética para plantas depuradoras y no aporta información sobre las consideraciones y limitaciones que se tuvieron en cuenta para su estimación, los resultados obtenidos no deberían ser comparados. Sin embargo, si estos datos se tomaran como referencia, se podría atribuir que los bombes intermedios que fue necesario instalar para adaptar el tratamiento existente al nuevo proyecto, a fin de salvar el

desnivel altimétrico y garantizar el acoplamiento de las operaciones y/o procesos siguientes, son la posible causa del incremento observado en los cálculos obtenidos.

Por otro lado, si bien la incorporación de la cámara ecualizadora permite homogeneizar la cantidad y calidad del efluente que ingresa al tratamiento Secundario, también aumenta los consumos energéticos. Asimismo, otros factores de influencia en el indicador podrían ser la calidad del afluente que ingresa a la planta, la exigencia de máximos admisibles de vuelco establecidos en la legislación, así como las diferencias en las operaciones, procesos y tecnologías aplicadas.

La evaluación del proyecto revela oportunidades para minimizar la intensidad energética. En lo que respecta a los consumos energéticos, surge que:

- para el tratamiento Preliminar, los equipos donde se podría reducir el consumo son los de bombeo (68 %) y los mezcladores flotantes de la cámara ecualizadora (22 %).

- para el tratamiento Secundario, si bien los equipos electromecánicos con mayor consumo son sopladores (57 %), agitadores (32,5 %) y bombas sumergibles (10%), solo se podría intervenir para minimizar la intensidad energética en estas últimas, pues el proyecto ya ha considerado la incorporación de unidades de aireación de última generación para la incorporación de oxígeno mediante microburbujas de aire, que poseen una alta eficiencia energética, como estrategias para optimizar el consumo.

De los porcentajes de energía total consumida por tipo de equipo para ambos tratamientos (Preliminar + Secundario), de la línea de efluentes líquidos, surge que los consumos se reparten en un 44 % para sopladores, 25% para agitadores de los reactores biológicos, 24% para bombas sumergibles, 5% para mezcladores flotantes de la cámara ecualizadora y 2% para otros equipos. Debido a lo mencionado para el tratamiento Secundario, si se quisiera reducir la intensidad energética total, se debería intervenir en orden de prioridad, en las bombas sumergibles y mezcladores flotantes.

Por otro lado, se considera que la estimación de la intensidad energética en la etapa operativa resultaría de utilidad, dado que permitiría medir tendencias reales a lo largo de la vida útil de la planta; así como, comparar al final del periodo de diseño, si la intensidad energética calculada con las salvedades planteadas en este trabajo, confirma el valor estimado.

De lo expuesto podrían mencionarse, como nuevas líneas de investigación:

- la aplicación de esta metodología para obtener los mismos indicadores de intensidad energética en el período de operación de la planta.

- la evaluación de la eficiencia energética de cada uno de los equipos electromecánicos para detectar aquellos que podrían ser reemplazados por otros de mayor eficiencia energética; que además, permitiría estimar la reducción de consumo energético que se podría lograr con el cambio, estimar la reducción de costos que ésta implica y evaluar si se justifica la inversión.

- la evaluación la intensidad energética para la línea de tratamiento de barros.

Finalmente, sería recomendable que durante el cálculo y diseño de las plantas depuradoras se estime la intensidad energética. Esto permitiría evaluar y comparar previamente diferentes alternativas de tratamiento, operaciones y procesos, con el fin de seleccionar aquellas que, además de cumplir con los requisitos de calidad de vertido, sean energéticamente más sostenibles.

6. REFERENCIAS

- [1] N.A. Rubalcava Llamas, "Estudio de la eficiencia energética en una planta de tratamiento de aguas residuales comerciales en Mérida", M. Cs., Energías Renovables, Centro de Investigación Científica de Yucatán, México, 2020. [Online]. Available: https://cicy.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1003/1890/1/PCER_M_Tesis_2020_Neshly_Rubalcava_Llamas.pdf
- [2] G. Ferro y E. Lentini. *Eficiencia energética y regulación económica en los servicios de agua potable y alcantarillado* (Serie Recursos Naturales e Infraestructura N°170). Santiago de Chile: CEPAL (Publicación de las Naciones Unidas), 2015. [Online]. Available: <https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/ArquivosSNSA/proeesa/pdf/s1424127.pdf>
- [3] Y. Gu, Y. Li, X. Li, P. Luo, H. Wang, H., X. Wang, J. Wu y L. Fengting, *Energy Self-sufficient Wastewater Treatment Plants: Feasibilities and Challenges*. Energy Procedia, no 105, 3741-3751, 2017.
- [4] I. Sagardoy y H. Dubrovsky, *Diagnóstico del Sector de Agua y Saneamiento. Eficiencia Energética en Argentina, apostando por conformar un sector energético más sostenible y eficiente en Argentina*, GFA Consulting Group (Ed), Buenos Aires, Argentina, 2020.
- [5] A. Sartori, *Planta depuradora de líquidos cloacales Primera Cuenca - Bahía Blanca*, Kolen S.A. Buenos Aires, Argentina, 2019.
- [6] J. Ferrer Polo, D. Aguado García, R. Barat Baviera, J. Serralta Sevilla y E. Lapuente Ojeda, "Revisión del estado del arte del nexo agua-energía en el contexto del ciclo integral del agua" en *Huella energética en el ciclo integral del agua en la comunidad de Madrid*, Fundación Canal Isabel II, Madrid, España, 2017, pp. 13 – 20.

SISTEMA MECÁNICO PARA SEGUIMIENTO SOLAR A DOS EJES CON UNA FUERZA MOTRIZ

Ros, Mario¹. Crudeli, Rossana². Suligoy, Juan Pablo³. Capeletti, Walter⁴

¹ Grupo de Diseño Mecánico GRUDIM, FRRQ-UTN

² Grupo de Investigación en Energías Renovables y Eficiencia GIERE, FRRq-UTN
mros@comunidad.frrq.utn.edu.ar

RESUMEN

El sistema mecánico para seguimiento solar a dos ejes con una fuerza motriz se conforma de un eje vertical y uno horizontal, el primero sigue el movimiento aparente del sol desde su salida en el Este hasta su ocaso en el Oeste, describiendo por lo tanto un ángulo en el plano horizontal del observador llamado acimutal, el segundo eje (cabezal) que sirve a la vez de soporte de los paneles fotovoltaicos posee un movimiento que describe, en su seguimiento, el ángulo de altitud solar en un plano perpendicular al anterior. El giro del eje vertical se logra por medio de su corona central que recibe el movimiento de una fuerza motriz mediante un sin-fin y piñón, mientras que el movimiento del cabezal, eje horizontal, se debe a otro engranaje de igual característica a la corona central más un brazo pivote, el cual se vincula a la parte baja de la estructura del panel por medio de una rótula y tensor. La segunda corona engrana a la corona central diametralmente opuesta y en sentido Norte-Sur al piñón motriz. De esta forma el sistema con el mecanismo propuesto logra en su funcionamiento, en su giro de Este a Oeste, un aumento en la distancia entre la parte baja del cabezal y la columna central (alejamiento), logrando una menor inclinación del panel respecto al suelo para las horas del mediodía en las que se tiene una mayor altitud solar y, una disminución en la distancia entre la parte baja del cabezal y la columna central (acercamiento) para lograr una mayor inclinación del panel respecto al suelo, tanto a las primeras como a las últimas horas del día, donde la posición del Sol presenta una menor altitud solar. Con el mecanismo propuesto se logra un 89% en el año de perpendicularidad de los rayos solares a la superficie del panel.

Palabras Claves: Fotovoltaica, Seguidor solar a dos ejes, Engranaje pivote.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes e investigadores

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad son bien conocidos los sistemas de seguimiento solar a un eje como ser a eje vertical o azimutal con seguimiento al Sol de Este a Oeste e inclinación del panel igual a la Latitud del lugar y a un eje horizontal en sus dos variantes como ser; de dirección Sur-Norte con seguimiento al Sol de Este a Oeste, y de eje horizontal en la dirección Este a Oeste con seguimiento al Sol en su Altitud. Además, también se tiene la instalación mecánica a un solo eje denominada de eje polar, en el cual dicho eje se ubica en la dirección Sur-Norte con una inclinación igual a la Latitud del lugar, en el que su giro otorga un movimiento de seguimiento al Sol de Este a Oeste. En el caso de los sistemas mecánicos de seguimiento puntual estos poseen la conjunción de ambos movimientos de manera independiente, uno por eje, siendo a la vez dichos sistemas de seguimiento los que logran la máxima captación de la radiación directa sobre la superficie del panel respecto a los de seguimiento a un solo eje.

El seguidor solar fotovoltaico a dos ejes con una fuerza motriz consta de un eje vertical y uno horizontal. El primero sigue el movimiento aparente del sol desde su salida en el Este hasta su ocaso en el Oeste, describiendo por lo tanto un ángulo en el plano del observador llamado acimutal. El segundo eje (cabezal) que sirve a la vez de soporte para los paneles fotovoltaicos posee un movimiento que describe el ángulo de altitud solar en un plano perpendicular al primero. El movimiento del eje vertical se logra por medio de su corona central que recibe el movimiento de una fuerza motriz, mientras que el movimiento del cabezal (eje horizontal) se debe al engrane entre la corona central y un engranaje de igual característica a la primera más un brazo pivote entre este último engranaje y la parte baja de la estructura del panel por medio de una rótula y tensor. El tren de engrane posee una orientación en el sentido Sur-Norte donde la segunda corona se encuentra diametralmente opuesta al piñón motriz. De esta forma se logra un distanciamiento de la parte baja del cabezal, menor inclinación del panel, a las horas del mediodía donde se tiene mayor altitud solar, y un acercamiento de la parte baja del cabezal, mayor inclinación del panel, para las primeras y últimas horas del día donde se tiene menor altitud solar. De esta manera se logra dos movimientos con un solo motor y un 89% de perpendicularidad en el año de radiación solar directa sobre la superficie del panel.

Para obtener analíticamente la eficiencia del mecanismo propuesto en lo que respecta a porcentaje de captación de energía solar (radiación directa) se empleó un nuevo enfoque sobre geometría solar, a través del estudio del porcentaje de perpendicularidad en el año que ofrece la superficie de un panel fotovoltaico a los rayos solares, en un día y hora dados, y comparando los resultados para este dispositivo innovador respecto a otros dos sistemas de seguimiento solar convencionales con un solo motor como ser; a un eje vertical de seguimiento al Sol de Este a Oeste y a un eje horizontal de Este-Oeste con seguimiento al Sol en su Altitud Solar. Para de esta manera obtener a priori el rendimiento del nuevo sistema descrito respecto a los dos sistemas de seguimiento solar de un eje y un solo motor descriptos anteriormente.

El enfoque propuesto consiste en aplicar ecuaciones trigonométricas de geometría solar donde intervienen como variables las relacionadas al movimiento aparente del Sol como ser; el ángulo de Altitud Solar, el ángulo Cenital (su complemento), el ángulo Acimutal, descrito en el plano del observador en su movimiento de Este a Oeste, el ángulo Horario (dado por el giro constante del planeta tierra) y el ángulo de declinación que se forma por los rayos solares incidentes y el plano del Ecuador. Además de las variables relacionadas a la ubicación o disposición de los paneles fotovoltaicos como ser; la latitud del lugar de emplazamiento de la instalación, el ángulo de inclinación del panel según tipo de seguimiento y el ángulo acimutal de orientación del panel fotovoltaico referido al Norte (para el hemisferio sur) también según el tipo de seguimiento.

El objetivo del trabajo, es conseguir dos movimientos (uno por eje) con un solo motor mediante un mecanismo innovador de engranaje-pivote, donde el eje vertical realiza el seguimiento Este-Oeste y el eje horizontal (cabezal) el seguimiento en Altitud Solar y que, mediante el empleo de un nuevo enfoque de la geometría solar demostrar analíticamente que con el sistema innovador propuesto se logra: un mayor porcentaje anual de perpendicularidad a los rayos solares respecto a dos instalaciones mecánicas de seguimiento solar que emplean un solo motor con un seguimiento a un solo eje (de eje vertical y de eje horizontal), y una mínima pérdida de captación de radiación solar respecto a los sistemas de seguimiento solar a dos ejes autónomos.

2. METODOLOGÍA:

La motivación de este trabajo consiste en encontrar, para un sistema fotovoltaico con seguimiento solar, un mecanismo que aporte movimiento a otro eje (eje horizontal) a través del movimiento que se tiene en el eje principal o columna central de la instalación, sin tener una pérdida considerable de captación de radiación solar respecto de los sistemas de seguimiento puntual a dos ejes autónomos, pero con un mayor porcentaje de captación solar que los sistemas de seguimiento solar que emplean un solo motor en un eje determinado. Para lograr de esta manera una economía y

simplicidad técnica en lo que respecta al empleo de otro motor y su mecanismo como así también del hardware y su software necesario para el movimiento del segundo eje en su seguimiento al Sol. Además, se busca simplicidad analítica para la determinación de porcentajes de captación de radiación solar, mediante el **concepto de porcentaje de perpendicularidad de los rayos solares al panel**, que se tiene en el año entre instalaciones fotovoltaicas de seguimiento solar a un solo motor, como ser a eje vertical y a eje horizontal, respecto al sistema innovador descrito.

3. DESARROLLO DEL TRABAJO:

Geometría Solar

1.1 Definición de variables del movimiento aparente del Sol, figura 1.

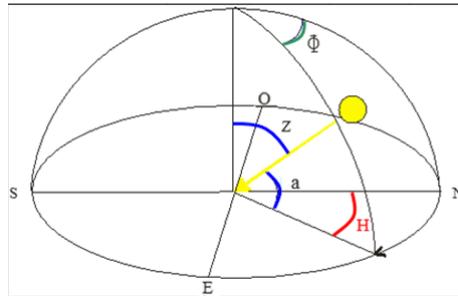


Figura 1, variables de geometría solar sobre un punto de referencia (hemisferio sur).

Donde:

- a: Angulo de Altitud Solar
- Φ : Angulo Acimutal
- z: Angulo Cenital
- H: Angulo Horario

Angulo de Altitud Solar (a):

Este ángulo se describe, desde el plano del observador (suelo), como la altura que posee el Sol con respecto a dicho plano, figura 2.

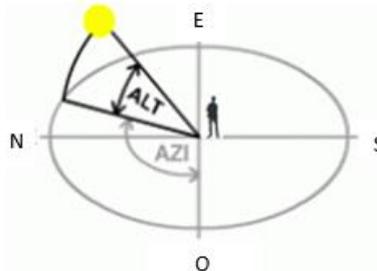


Figura 2, ángulo de Altitud o Altura Solar.

Fuente:

wiki.ead.pucv.cl/images/c/ca/Clase_Heliody_B3n_Magister_N%C3%A1utico_y_Mar%C3%ADtimo.pdf

Angulo Azimutal (Φ):

Este ángulo llamado también como Azimut es el que describe el Sol sobre el plano del observador, es decir, la proyección del movimiento del Sol respecto al punto de referencia del observador sobre su plano, desde su salida (orto) hasta su ocaso (puesta del Sol), figura 3.

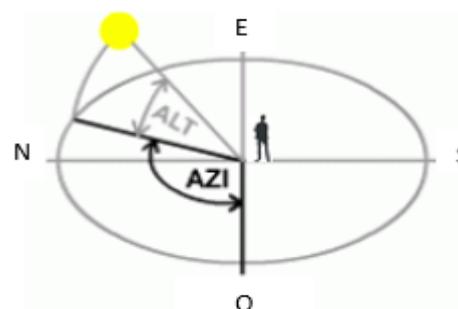


Figura 3, ángulo Acimutal.

Fuente: wiki.ead.pucv.cl/images/c/ca/Clase_Heliody_B3n_Magister_N%C3%A1utico_y_Mar%C3%ADtimo.pdf

Angulo Cenital (z):

Este ángulo se describe como el complemento entre el ángulo de Altitud Solar y la perpendicular al plano del observador, donde dicha perpendicular recibe por nombre Zenit (ver figura 4), es decir, es el ángulo “z” que se forma entre los rayos solares y el Zenit.

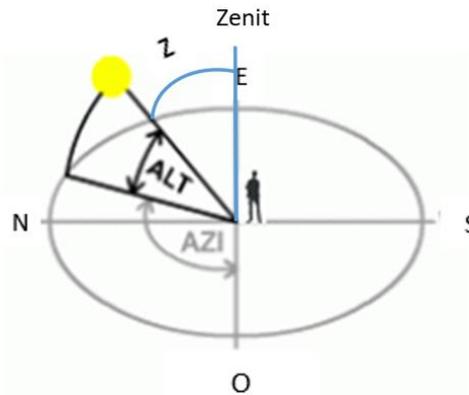


Figura 4, ángulo Cenital.

Fuente:

wiki.ead.pucv.cl/images/c/ca/Clase_HeliodyC3%B3n_Magister_N%C3%A1utico_y_Mar%C3%ADtimo.pdf

Angulo Horario (H):

El ángulo Horario es el ángulo que describe la rotación de la Tierra sobre su propio eje (eje polar) y se lo cuantifica en 15° por cada hora sobre el plano del observador, lo que resulta en 360° (giro completo) en 24hs. En la figura 5 siguiente se observa esta variable vista desde arriba del plano donde se encuentra el observador mirando hacia el Norte desde el hemisferio sur.

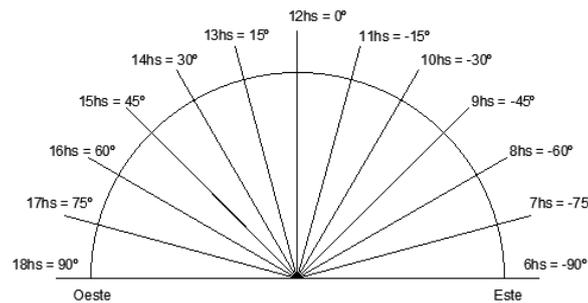


Figura 5, ángulo horario para el hemisferio sur.

Se debe aclarar que este ángulo no coincide con el ángulo acimutal, ya que el ángulo acimutal resulta de la proyección, sobre el plano horizontal del observador, del movimiento aparente del Sol sobre la Tierra (considerando esta fija), donde dicha proyección depende de un movimiento compuesto de traslación Este-Oeste (movimiento horizontal) y de un movimiento de ascenso y descenso (movimiento vertical), desde su salida hasta su puesta, por lo que el tiempo invertido por el Sol en realizar este movimiento no se relaciona con el tiempo constante de 15° por hora de giro de rotación de la Tierra.

1.2 Determinación de variables

1.2.1 Angulo de Declinación

Este ángulo varía con la estación del año, donde se caracteriza por la posición de la Tierra en su órbita o plano de la eclíptica. Se desarrolla entre la línea Tierra-Sol y el plano ecuatorial, siendo positivo al Norte y negativo al Sur (hemisferios), donde adopta los siguientes valores según los días de equinoccios de otoño y primavera y los días de solsticios de verano e invierno;

- 21 de marzo, día 80 en el año: 0°
- 21 de junio, día 171 en el año: $23, 45^\circ$
- 21 de septiembre, día 263 en el año: 0°
- 21 de diciembre, día 355 en el año: $-23, 45^\circ$

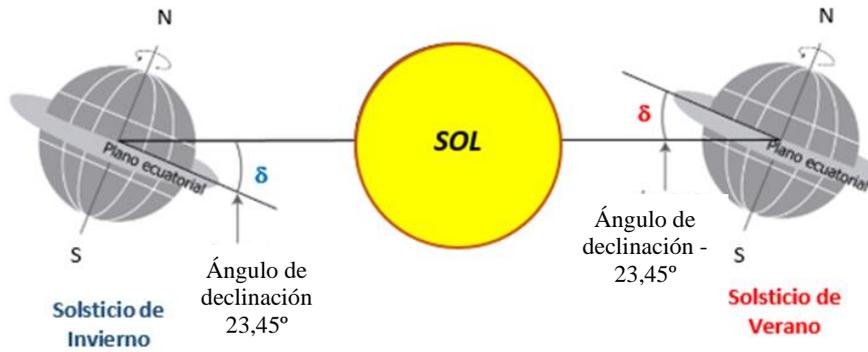


Figura 6, ángulo de declinación en los Solsticios.

Fuente: launion.com.mx/blogs/ciencia/noticias/134851-de-este-a-oeste-de-norte-a-sur-en-donde-aparece-el-sol.html

Estos valores de declinación representados en la figura 6 anterior y para otros días del año (tabla 1) se pueden obtener mediante la siguiente expresión³ (1):

$$\sin \delta = 0,398 \times \cos[0,986 \times (N - 173)] \quad (1)$$

Donde:

δ : Ángulo de declinación

N: número del día en el año (día 21 de cada mes en la tabla)

	Meses												
	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Nº del día en el año	355	21	52	80	111	141	171	202	233	263	293	324	355
Áng. de Declinación (δ)	-23,45	-20,13	-11,23	-0,675	11,08	19,823	23,43	20,45	11,77	0,501	-10,88	-19,92	-23,45

Tabla 1, ángulos de declinación para los días 21 de cada mes.

1.2.2 Altitud Solar² en función de la hora

$$\sin a = \sin \lambda \times \sin \delta + \cos \lambda \times \cos \delta \times \cos t \quad (2)$$

Donde:

a: ángulo de Altitud Solar

λ : ángulo de la Latitud de la localidad a considerar,

δ : ángulo de declinación, valores de la tabla 1,

t: ángulo horario (H), igual al número de horas representados cada 15°

A partir de la expresión (2) se tiene los siguientes valores de ángulo de altitud solar desde las 6hs hasta las 18hs (que abarca 180° con 15° por hora) y para cada día representativo de cada estación (inicios de ellas), representados en la tabla 2 y gráficamente en la figura 7.

		Altitud Solar para una Latitud de 30°												
		Angulo horario/Horario												
Día en el año	Estación	(-)90	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs
171	Invierno	-11,47	0,39	11,44	21,28	29,29	34,65	36,56	34,65	29,29	21,28	11,44	0,39	-11,47
263	Primavera	-0,25	12,70	25,38	37,44	48,21	56,31	59,50	56,31	48,21	37,44	25,38	12,70	-0,25
355	Verano	11,48	23,87	36,60	49,53	62,50	75,11	83,45	75,11	62,50	49,53	36,60	23,87	11,48
80	Otoño	0,34	13,30	26,03	38,19	49,01	57,39	60,68	57,39	49,01	38,19	26,03	13,30	0,34

Tabla 2, valores de Altitud Solar para la franja horaria de 6hs a 18hs y para los días de inicio de cada estación para una Latitud de 30°.

1.2.3 Angulo Cenital en función de la hora

Este valor es una de las variables a considerar a la hora de saber la disponibilidad que se puede tener de energía solar (directa) sobre una Latitud (λ) determinada y dado un valor de tiempo considerado.

Dicho valor o variable viene determinado por la siguiente expresión² (3);

$$\cos z = \sin \lambda \times \sin \delta + \cos \lambda \times \cos \delta \times \cos t \quad (3)$$

Donde:

z: ángulo cenital

λ : ángulo de la Latitud, de la localidad a considerar,

δ : ángulo de declinación,

t: ángulo horario (H), 15° por hora.

2. Definición de variables referidas a la posición del panel fotovoltaico.

En la figura 7 siguiente se tiene como $\theta 2$ el ángulo que forman los rayos solares respecto a la normal del plano del panel, Ψ ángulo acimutal de la superficie según la orientación del panel respecto al Norte y β el ángulo de inclinación del panel respecto al plano del suelo de referencia.



Figura 7, ángulos o variables en consideración para el estudio de captación solar.
Fuente: http://somim.org.mx/memorias/memorias2017/articulos/A5_148.pdf

Mediante la siguiente expresión² (4) se puede averiguar la variación angular que toma los rayos solares respecto a la normal de la superficie del panel;

$$\cos \theta 2 = \cos \beta \times \cos z + \sin \beta \times \sin z \times \cos(\Phi - \Psi) \quad (4)$$

Donde;

- $\theta 2$: Ángulo de los rayos solares respecto a la normal del plano del panel,
- Ψ : Ángulo acimutal de la superficie,
- β : Ángulo de inclinación del panel,
- z : Ángulo cenital, y
- Φ : Ángulo acimutal del Sol

Para averiguar el ángulo acimutal se empleará la expresión² (5) que se observa a continuación;

$$\sin \Phi = (\cos \delta \times \sin t) \div \cos a \quad (5)$$

Donde;

- Φ : Ángulo acimutal del Sol
- δ : Ángulo de declinación,
- t : Ángulo horario (H), ver figura 5.
- a : Ángulo de Altitud Solar.

En la tabla 3 siguiente se puede observar los valores del ángulo acimutal para una Latitud de 30°, para una franja horaria de 6hs hasta las 18hs y para cada día de inicio de cada estación.

		Ángulo Acimutal													
		Ángulo horario/Horario													
Día en el año	Estación	(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs	
171	Invierno	-69,41	-62,41	-54,16	-44,12	-31,73	-16,78	0,00	16,78	31,73	44,12	54,16	62,41	69,41	
263	Primavera	-89,56	-81,92	-73,43	-62,94	-48,61	-27,81	0,00	27,81	48,61	62,94	73,43	81,92	89,56	
355	Verano	-110,59	-104,31	-98,26	-91,79	-83,46	-67,48	0,00	67,48	83,46	91,79	98,26	104,30	110,60	
80	Otoño	-89,41	-82,96	-74,52	-64,10	-49,78	-28,70	0,00	28,70	49,78	64,10	74,52	82,96	89,41	

Tabla 3, valores del ángulo acimutal (Φ) para la franja horaria de 6hs a 18hs y en los inicios de cada estación a 30° de Latitud.

3. Determinación de porcentaje de perpendicularidad de los rayos solares a la superficie del panel

3.1 Panel de eje horizontal en la dirección Este-Oeste y seguimiento de Altitud Solar. La expresión¹ (6) por emplear para este caso es la siguiente;

$$\cos \theta 2 = (\sin^2 \delta + \cos^2 \delta \times \cos^2 t)^{1/2} \quad (6)$$

Donde:

θ_2 : ángulo de los rayos solares respecto a la normal del plano del panel,

δ : ángulo de declinación,

t : ángulo Horario (H).

		Angulo con la normal del panel móvil de eje horizontal Este-Oeste													
		Angulo horario/Horario													
Día en el año	Estación	(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	17hs	
171	Invierno	66,55	62,39	52,60	40,44	27,33	13,79	0,00	13,79	27,33	40,44	52,60	62,39	66,50	
263	Primavera	90,00	75,00	60,00	45,00	30,00	15,00	0,00	15,00	30,00	45,00	60,00	75,00	90,00	
355	Verano	66,55	62,39	52,60	40,44	27,33	13,79	0,00	13,79	27,33	40,44	52,60	62,39	66,50	
80	Otoño	90,00	75,00	60,00	45,00	30,00	15,00	0,00	15,00	30,00	45,00	60,00	75,00	90,00	

Tabla 4, valores de ángulos con la normal al panel (θ_2) para un sistema móvil de eje horizontal Este-Oeste.

Otra manera también de obtener los valores de la tabla anterior, en lo que respecta al ángulo θ_2 , es mediante la expresión² (4);

$$\cos \theta_2 = \cos \beta \times \cos z + \sin \beta \times \sin z \times \cos(\Phi - \Psi) \quad (4)$$

Donde;

θ_2 : Angulo de los rayos solares respecto a la normal del plano del panel,

Ψ : Angulo acimutal de la superficie, 0° para este caso, panel orientado al Norte.

β : Angulo de inclinación del panel,

z : Angulo cenital,

Φ : Angulo acimutal del Sol (salvo para el día 355 entre las 6hs y las 9hs, al igual que entre las 15hs y las 18hs, donde los valores superan los 90°), donde a la vez los valores de β adoptan en esos intervalos signos negativos.

Pero para el empleo de la expresión (4) hay que realizar un paso más, que consiste en variar el ángulo (β) de inclinación del panel, respecto al plano del observador, en función de la estación en estudio y de sus respectivas horas.

Si se aplica el cálculo de coeficientes respecto a la tabla 4 anterior, se tiene los siguientes valores en la tabla 5;

- Coeficiente de captación³ para el ángulo (θ_2);

$$\text{Coeficiente de incidencia} = 1 - (\theta_2/90^\circ) \quad (7)$$

		Coef. de captación respecto a la normal para una superficie móvil de eje horizontal Este-Oeste													
		Angulo horario/Horario													
Día en el año	Estación	(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs	
171	Invierno	0,26	0,31	0,42	0,55	0,70	0,85	1,00	0,85	0,70	0,55	0,42	0,31	0,26	
264	Primavera	0,00	0,17	0,33	0,50	0,67	0,83	1,00	0,83	0,67	0,50	0,33	0,17	0,00	
355	Verano	0,26	0,31	0,42	0,55	0,70	0,85	1,00	0,85	0,70	0,55	0,42	0,31	0,26	
80	Otoño	0,00	0,17	0,33	0,50	0,67	0,83	1,00	0,83	0,67	0,50	0,33	0,17	0,00	

Tabla 5, valores de coeficientes para un sistema móvil de eje horizontal Este-Oeste.

Si se pasa a multiplicar los coeficientes de cada estación por 100%, para los 4 días de referencia (inicios de cada estación) y para cada hora de la franja horaria de 6hs a 18hs, se tendrá la siguiente tabla 6 de valores de porcentajes.

		Porcentaje de captación para una superficie móvil de eje horizontal Este-Oeste													
		Angulo horario/Horario													
Día en el año	Estación	(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs	
171	Invierno	26,06	30,68	41,56	55,07	69,63	84,68	100,00	84,68	69,63	55,07	41,56	30,68	26,11	
264	Primavera	0,00	16,67	33,33	50,00	66,67	83,33	100,00	83,33	66,67	50,00	33,33	16,67	0,00	
355	Verano	26,06	30,68	41,56	55,07	69,63	84,68	100,00	84,68	69,63	55,07	41,56	30,68	26,11	
80	Otoño	0,00	16,67	33,33	50,00	66,67	83,33	100,00	83,33	66,67	50,00	33,33	16,67	0,00	
Promedio Anual		13,03	23,67	37,44	52,53	68,15	84,01	100,00	84,01	68,15	52,53	37,44	23,67	13,06	

Tabla 6, valores de porcentajes para un sistema móvil de eje horizontal Este-Oeste.

3.2 Panel móvil de eje vertical o azimutal e inclinado un ángulo igual a la Latitud del lugar. Para este caso se empleará la expresión² (4);

$$\cos \theta 2 = \cos \beta \times \cos z + \sin \beta \times \sin z \times \cos(\Phi - \Psi) \quad (4)$$

Donde;

$\theta 2$: ángulo de los rayos solares respecto a la normal del plano del panel,

Ψ : ángulo acimutal de la superficie,

β : ángulo de inclinación del panel, igual a 30° en este caso.

z : ángulo cenital,

Φ : ángulo acimutal del Sol.

Ahora bien, se tendrá las siguientes consideraciones;

- El ángulo de inclinación del panel (β) será de 30° para todos los horarios, o sea, como en el caso del panel fijo inclinado un ángulo igual al de la Latitud del lugar.
- El ángulo acimutal de la superficie (Ψ) adoptará el mismo valor que adopta el ángulo acimutal del Sol (Φ) por cada hora. Esto es debido a que el seguimiento se realiza sobre el eje vertical del seguidor, ya que el ángulo que describe este se realiza en el mismo plano en el que se encuentra el ángulo azimutal descrito por el Sol.

De la última consideración, al ser iguales los ángulos acimutales del Sol y acimutal de la superficie, $\Phi = \Psi$ respectivamente, la expresión² (4) se reduce a;

$$\cos \theta 2 = \cos \beta \times \cos z + \sin \beta \times \sin z \quad (4)$$

De esta manera se tienen los siguientes valores en la tabla 7;

		Angulo con la normal del panel móvil de eje vertical													
Día en el año	Estación	Angulo horario/Horario													
		(-) 90°	(-) 75°	(-) 60°	(-) 45°	(-) 30°	(-) 15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs	
171	Invierno	71,47	59,61	48,56	38,72	30,71	25,35	23,43	25,35	30,71	38,72	48,56	59,61	71,47	
263	Primavera	60,25	47,31	34,62	22,56	11,79	3,68	0,00	3,68	11,79	22,56	34,62	47,31	60,25	
355	Verano	48,52	36,13	23,40	10,47	2,50	15,11	23,45	15,11	2,50	10,47	23,40	36,13	48,52	
80	Otoño	59,66	46,70	33,97	21,81	10,90	2,61	0,00	2,61	10,90	21,81	33,97	46,70	59,66	

Tabla 7, valores de ángulos con la normal al panel ($\theta 2$) para un panel móvil de eje vertical.

Nuevamente si aplicamos el cálculo de coeficientes respecto a la tabla 7 anterior, se tiene los siguientes valores mostrados en la tabla 8;

- Coeficiente de captación³ para el ángulo ($\theta 2$);
Coeficiente de incidencia = $1 - (\theta 2/90^\circ)$ (7)

		Coef. de captación respecto a la normal para una superficie móvil de eje vertical													
Día en el año	Estación	Angulo horario/Horario													
		(-) 90°	(-) 75°	(-) 60°	(-) 45°	(-) 30°	(-) 15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs	
171	Invierno	0,21	0,34	0,46	0,57	0,66	0,72	0,74	0,72	0,66	0,57	0,46	0,34	0,21	
264	Primavera	0,33	0,47	0,62	0,75	0,87	0,96	1,00	0,96	0,87	0,75	0,62	0,47	0,33	
355	Verano	0,46	0,60	0,74	0,88	0,97	0,83	0,74	0,83	0,97	0,88	0,74	0,60	0,46	
80	Otoño	0,34	0,48	0,62	0,76	0,88	0,97	1,00	0,97	0,88	0,76	0,62	0,48	0,34	

Tabla 8, valores de coeficientes de captación para un sistema móvil de eje vertical.

Nuevamente si se pasa a multiplicar los coeficientes de cada estación por 100%, para los 4 días de referencia (inicios de cada estación) y para cada hora de la franja horaria de 6hs a 18hs, se tendrá la siguiente tabla 9 de valores de porcentajes.

		Porcentaje de captación para una superficie móvil de eje vertical													
Día en el año	Estación	Angulo horario/Horario													
		(-) 90°	(-) 75°	(-) 60°	(-) 45°	(-) 30°	(-) 15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	Promedios
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs	
171	Invierno	20,59	33,77	46,04	56,98	65,88	71,83	73,97	71,83	65,88	56,98	46,04	33,77	20,59	51,09
264	Primavera	33,06	47,43	61,53	74,93	86,90	95,91	100,00	95,91	86,90	74,93	61,53	47,43	33,06	69,20
355	Verano	46,09	59,86	74,00	88,37	97,22	83,21	73,94	83,21	97,22	88,37	74,00	59,86	46,09	74,73
80	Otoño	33,71	48,11	62,26	75,77	87,89	97,10	100,00	97,10	87,89	75,77	62,26	48,11	33,71	69,97
Promedio Anual		33,36	47,29	60,96	74,01	84,47	87,01	86,98	87,01	84,47	74,01	60,96	47,29	33,36	66,25

Tabla 9, valores de porcentaje de captación para un sistema móvil de eje vertical.

3.3 Sistema móvil a dos ejes con una fuerza motriz

Para este caso también se empleará la expresión² (4);

$$\cos \theta_2 = \cos \beta \times \cos z + \sin \beta \times \sin z \times \cos(\Phi - \Psi) \quad (4)$$

Donde;

θ_2 : ángulo de los rayos solares respecto a la normal del plano del panel,

Ψ : ángulo acimutal de la superficie,

β : ángulo de inclinación del panel, igual a 30° en este caso.

z : ángulo cenital,

Φ : ángulo acimutal del Sol.

Ahora bien, se tendrá las siguientes consideraciones;

- El ángulo de inclinación del panel (β) será el que adopte el panel fotovoltaico dados por el mecanismo para cada ángulo horario H. Estos valores se pueden apreciar en la tabla 10 siguiente:

Angulo de inclinación del Panel vs ángulo horario													
	(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
	6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs
β	75,20	73,40	67,40	55,40	41,80	32,30	29,00	32,30	41,80	55,40	67,40	73,40	75,20

Tabla 10, valores de ángulos de inclinación dados por el mecanismo.

- El ángulo acimutal de la superficie (Ψ) adoptará el mismo valor que adopta el ángulo acimutal del Sol (Φ) por cada hora. Esto es debido a que el seguimiento se realiza sobre el eje vertical del seguidor, ya que el ángulo que describe este se realiza en el mismo plano en el que se encuentra el ángulo azimutal descrito por el Sol.

De la última consideración, al ser iguales los ángulos acimutales del Sol y acimutal de la superficie, $\Phi = \Psi$ respectivamente, la expresión² (4) se reduce a;

$$\cos \theta_2 = \cos \beta \times \cos z + \sin \beta \times \sin z$$

De esta manera se tienen los siguientes valores en la tabla 11;

Angulo con la normal del panel móvil a dos ejes con un motor														
Día en el año	Estación	Angulo horario/Horario												
		(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs
171	Invierno	25,92	15,75	10,57	12,60	18,06	22,10	23,44	22,10	18,06	12,60	10,57	15,75	25,92
264	Primavera	14,85	3,57	3,27	3,53	0,96	0,14	0,11	0,14	0,96	3,53	3,27	3,57	14,85
355	Verano	3,67	7,02	13,85	14,89	14,40	17,76	23,45	17,76	14,40	14,89	13,85	7,02	3,67
80	Otoño	14,47	3,18	3,69	4,02	1,54	0,59	0,68	0,59	1,54	4,02	3,69	3,18	14,47

Tabla 11, valores de ángulos con la normal al panel (θ_2) para un sistema móvil a dos ejes con una fuerza motriz.

Nuevamente si aplicamos el cálculo de coeficientes respecto a la tabla anterior, se tiene los siguientes valores mostrados en la tabla 12;

- Coeficiente de captación³ para el ángulo (θ_2);

$$\text{Coeficiente de incidencia} = 1 - (\theta_2/90^\circ) \quad (7)$$

Coef. de captación respecto a la normal para una superficie móvil a dos ejes con un motor														
Día en el año	Estación	Angulo horario/Horario												
		(-)90°	(-)75°	(-)60°	(-)45°	(-)30°	(-)15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
		6hs	7hs	8hs	9hs	10hs	11hs	12hs	13hs	14hs	15hs	16hs	17hs	18hs
171	Invierno	0,71	0,83	0,88	0,86	0,80	0,75	0,74	0,75	0,80	0,86	0,88	0,83	0,71
264	Primavera	0,84	0,96	0,96	0,96	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,96	0,96	0,96	0,84
355	Verano	0,96	0,92	0,85	0,83	0,84	0,80	0,74	0,80	0,84	0,83	0,85	0,92	0,96
80	Otoño	0,84	0,96	0,96	0,96	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,96	0,96	0,96	0,84

Tabla 12, valores de coeficientes de captación para un sistema móvil a dos ejes con una fuerza motriz.

Nuevamente si se pasa a multiplicar los coeficientes de cada estación por 100%, para los 4 días de referencia (inicios de cada estación) y para cada hora de la franja horaria de 6hs a 18hs, se tendrá la siguiente tabla 13 de valores de porcentajes.

Rendimiento de captación para una superficie móvil a dos ejes con un motor															Promedios
Día en el año	Estación	Angulo horario/Horario													
		(-)90° 6hs	(-)75° 7hs	(-)60° 8hs	(-)45° 9hs	(-)30° 10hs	(-)15° 11hs	0° 12hs	15° 13hs	30° 14hs	45° 15hs	60° 16hs	75° 17hs	90° 18hs	
171	Invierno	71,20	82,50	88,26	86,00	79,93	75,44	73,96	75,44	79,93	86,00	88,26	82,50	71,20	80,05
264	Primavera	83,50	96,03	96,37	96,08	98,93	99,84	99,88	99,84	98,93	96,08	96,37	96,03	33,06	91,61
355	Verano	95,92	92,20	84,61	83,46	84,00	80,27	73,94	80,27	84,00	83,46	84,61	92,20	95,92	85,76
80	Otoño	83,92	96,47	95,90	95,53	98,29	99,34	99,24	99,34	98,29	95,53	95,90	96,47	83,92	95,24
Promedio Anual		83,64	91,80	91,28	90,27	90,29	88,73	86,76	88,73	90,29	90,27	91,28	91,80	71,03	88,17

Tabla 13, valores de porcentaje de captación para un sistema móvil a dos ejes con una fuerza motriz.

4. RESULTADOS

- 1- Con el mecanismo propuesto se obtiene, un distanciamiento de la parte baja del cabezal a la columna central, menor inclinación del panel, a las horas del mediodía donde se tiene una mayor altitud solar y un acercamiento de la parte baja del cabezal a dicha columna central, mayor inclinación del panel, para las primeras y últimas horas del día donde se cuenta con menor altitud solar. De esta manera se logra posicionar la superficie del panel lo más perpendicularmente posible a los rayos solares durante el día obteniéndose un mayor porcentaje de perpendicularidad que los sistemas de seguimiento solar a un solo eje.
- 2- Mediante la aplicación del nuevo enfoque de la geometría solar se logra obtener de manera sencilla el porcentaje de captación de energía solar en un sistema de paneles fotovoltaicos y así emplearlo para la obtención del porcentaje de perpendicularidad de los rayos solares en el año.
- 3- Además, se logra tener otra observación basada en este porcentaje de perpendicularidad anual que ofrece cada tipo de instalación, en lo que respecta a captación de radiación solar directa, para valorar la posible generación de energía eléctrica a partir de la energía solar.

5. CONCLUSIONES:

Mediante un nuevo enfoque de la geometría solar a través del estudio del porcentaje de perpendicularidad que ofrece la superficie de un panel fotovoltaico a los rayos solares, en un día y hora dados, se ha realizado una comparativa sencilla y cuantitativa de porcentajes de captación de radiación solar directa que pueden tener distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas con seguimiento solar.

Se puede extraer de las tablas 6, 9 y 13, que representan el porcentaje de perpendicularidad de los rayos solares de los sistemas; a un eje horizontal Este-Oeste, a un eje vertical y a dos ejes con una fuerza motriz respectivamente, los valores son de 50,59%, 66,25% y 88,17% respectivamente. De esta manera se observa en comparación que; si al sistema de seguimiento a un eje vertical, el cual consta de un motor y sistema de engrane para el movimiento de la columna, se le agrega el conjunto de engranaje-pivote con tensor y rótula en su extremo opuesto (parte baja del cabezal) se puede tener un 22% más de perpendicularidad de los rayos solares en el año.

Además, se concluye que, al retirar un motor y su mecanismo del eje horizontal, para su seguimiento autónomo al Sol en lo que respecta a su Altitud, solo se pierde aproximadamente un 11% de perpendicularidad de los rayos solares en el año respecto al sistema de seguimiento solar puntual a dos ejes con un motor por cada eje.

6. AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Facultad Regional Reconquista – UTN por su apoyo y financiamiento al proyecto propuesto, donde el mismo fue el proyecto final de carrera de uno de los autores. También se agradece a la comunidad de Reconquista y Avellaneda, particularmente a talleres de mecanizado, por su aporte en manufactura de las piezas mecánicas como sus sugerencias técnicas.

7. OBSERVACIONES:

No se adjunta imagen del mecanismo descrito o mencionado por encontrarse este en proceso de solicitud de patente.

8. REFERENCIAS:

- [1] A.B. Meinel, M.P. Meinel. (1982). "Aplicaciones de la Energía Solar", Editorial Reverté s.a.
- [2] Petros I. Axaopoulos. (2011). Solar Thermal Conversion. TEI de Atenas Grecia.
- [3] M. Ros, E. Rosatti, W. Soto. (2020). "Captación directa de la energía solar, Principios de geometría solar aplicados a instalaciones fotovoltaicas". Editorial Académica Española.

SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA MAXIMIZAR RENDIMIENTO DE PANEL FOTOVOLTAICO

Ortúzar, Joaquín; Crisologo, Juan Carlos

Cátedra: Sistemas de Tiempo Real – UTN – Facultad Regional La Plata
joaquinortuzargrassi@gmail.com

RESUMEN.

La idea central de este trabajo es encontrar una opción económica a la optimización de la captación solar. Una de las fuentes de mayor variabilidad en la determinación de la generación de energía de un parque solar es la variabilidad del recurso solar ya que durante el día, el Sol se mueve constantemente. En un arreglo fotovoltaico fijo, este cambio de la orientación del Sol produce una significativa pérdida de captación de energía. Una forma de optimizar y mejorar la eficiencia consiste en un seguidor que oriente el módulo fotovoltaico hacia el Sol de manera continua. Por ende, resulta de máxima importancia estudiar la obtención de la máxima radiación posible.

Para aprovechar la máxima cantidad de energía del Sol, la superficie de los módulos debe estar perpendicular a sus rayos, teniendo en cuenta que éste se mueve continuamente a lo largo del día. Por lo tanto, el uso de estos sistemas depende de si el aumento de la energía captada compensa todo el consumo de energía y del costo de la tecnología para lograrlo. Por lo general, esto se ve reflejado en el alto costo de la implementación de seguidores comerciales, por lo cual se propone encontrar una opción asequible, realizando un análisis de la problemática, una simulación a través de Redes de Petri y una elección de la tecnología para lograr un prototipo a través de la metodología del codiseño hardware/software.

Palabras Claves: Paneles, Fotovoltaicos, Energía Solar, Codiseño.

Área Temática: Economía Energética

Categoría del Trabajo: Trabajos de estudiantes de grado.

1. INTRODUCCIÓN

Para poder generar un prototipo es necesario analizar e investigar el uso y conectividad de sensores para ubicar la posición del Sol. Por lo tanto, mediante tratamiento de señal, será interpretado en una placa adquisidora y se controlarán dos motores para posicionamiento de paneles solares. A su vez se planea la expansión en cadena de seguidores individuales. Esto puede consistir a futuro en un sistema de carácter más complejo, en el que la comunicación y control permita interrelacionar los seguidores de cada arreglo fotovoltaico.

Los pasos por seguir para obtener el recurso solar para el proyecto son:

1.1. Determinación de la irradiación global en el plano horizontal:

- Mediciones
- Bases de datos (Atlas República Argentina, NASA, otros).
- Estimaciones (Modelos)

1.2. Determinación de la irradiación en el plano inclinado:

- Tablas de transposición de la República Argentina
- Modelos de transposición de cielo isotrópicos y anisotrópicos
- Software (PVSyst, NASA, etc.).

1.3. Angulo de inclinación óptimo:

Una vez obtenida la irradiación solar promedio diaria mensual en plano horizontal se deberá afectarla con la inclinación que optimice la captación de irradiación. En la unidad de irradiación se desarrollaron distintos modelos de cálculo para obtener la irradiación en plano inclinado óptimo.

Para hacer cálculos preliminares también se puede utilizar el ángulo de inclinación óptimo de los resultados de la NASA o usar las “tablas de transposición”, como se muestra en la Tabla 1 [1]. Es importante tener siempre en mente la siguiente regla que ayuda a saber si el ángulo que arroja el cálculo es correcto o si hubo un error, además de poder utilizarse como herramienta preliminar, antes de validar con cálculos y modelos.

Tabla 1. Inclinación en función de la latitud

Utilización de la instalación	Inclinación
Maximizar la energía anual	Latitud
Maximizar la energía en verano	Latitud - 10° ó 15°
Maximizar la energía en invierno	Latitud + 10° ó 15°

En general, las plantas fotovoltaicas deben optimizar el recurso total anual. Por lo tanto, se puede tomar como válido el resultado de la primera fila de la Tabla 1. Como resultado de este paso se debería obtener un gráfico como el que se muestra en la Figura 1:



Figura 1. Radiación global media diaria mensual para cualquier inclinación y orientación.

2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE SEGUIMIENTO DE PANELES SOLARES.

Los sistemas más utilizados para grandes plantas solares son los sistemas activados mediante un control informático. Se los considera “activos”. También existen sistemas “pasivos”, que funcionan con el calor. Dependiendo del calor generado por el Sol, que a su vez depende de su posición, un fluido comprimido de bajo punto de ebullición se mueve a un lado o al otro para mover el sistema. Por otro lado, en algunos países, especialmente en los países en desarrollo y subdesarrollados, las unidades y los motores han sido reemplazados por operadores manuales que ajustan regularmente el sistema de seguimiento.

Como limitación a lo existente podemos decir que algunas extensiones de tierra son más adecuadas para el montaje de los sistemas de seguimiento. En general, se instalan en grandes extensiones de tierra que son planas y relativamente baratas.

Las zonas con climas extremos, de vientos fuertes y grandes nevadas no son las más apropiadas para la instalación de este tipo de sistemas. En algunas instalaciones, los sistemas de seguimiento se han programado para orientar los módulos en forma horizontal cuando la estación meteorológica sensa una emergencia climática. En la Figura 2 se puede observar la diferencia de entrega de energía generada a lo largo del día por un sistema con seguimiento solar frente a otro con ángulo fijo.

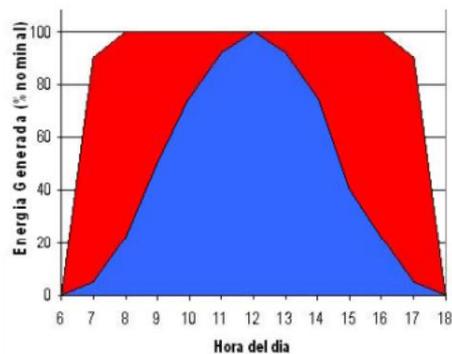


Figura 2. Captación con seguimiento solar vs captación en ángulo fijo

2.1. Sistemas de seguimiento

Se pueden diferenciar distintos sistemas de seguimiento según el eje de rotación del panel solar fotovoltaico:

2.1.1. Seguimiento horizontal (1XH)

Estos sistemas representan la capacidad más instalada a nivel mundial.

Los sistemas de seguimiento en un eje se instalan en “bloques” que consisten en el brazo central del motor que acciona el actuador, la estructura formada por los tubos de acero, los módulos soportados en estos tubos y los componentes del sistema necesarios para suministrar energía al inversor. La cantidad y la longitud de las filas por cada motor seguidor es una función del tipo de módulo, tamaño del módulo, velocidad del viento y condiciones del suelo para un sitio en particular. Los bloques de seguimiento de un solo eje generalmente se agrupan por inversor. Los seguidores de un solo eje mejoran típicamente el rendimiento de la planta fotovoltaica en un 20% con respecto al montaje de inclinación fija, mientras que aumentan los costos en un 3% a 5%. La superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección Norte-Sur, como se observa en la Figura 3. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol [2].



Figura 3. Seguimiento horizontal (1XH) en un eje

2.1.2. Seguimiento vertical/acimutal (1XA) en un eje

Estos sistemas giran de este a oeste con un eje perpendicular al suelo, como se ejemplifica en la Figura 4. Debido a que su perfil no es paralelo al suelo, tienen más facilidad para mantener un ángulo constante de incidencia solar cuando el sol está más bajo en el cielo. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.

A diferencia de los sistemas horizontales planos, los diseños de los arreglos verticales deben acomodar el perfil más alto del seguidor vertical y separar las unidades para evitar el sombreado y las pérdidas de energía. Como resultado, los seguidores verticales de un solo eje tienden a tener una densidad de potencia relativamente menor por superficie.

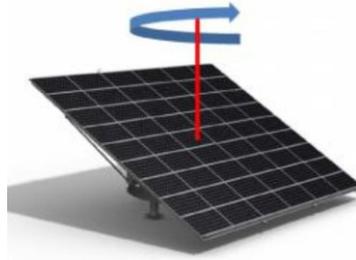


Figura 4. Seguimiento vertical (1XA) en un eje

2.1.3. Seguimiento en un eje polar/inclinado (1XP)

En estos casos, el eje de rotación no es ni horizontal ni vertical, sino que está optimizado en una inclinación fija en algún punto intermedio, como 20° o 30° , como se muestra en la Figura 5. Los seguidores de eje inclinado tienen algunas de las ventajas de los diseños horizontales, como la capacidad de estar empaquetados densamente por unidad de tierra. Estos sistemas mejoran la captación de energía en relación a los horizontales. Pueden obtener un aumento del 6-7% en el rendimiento sobre los de eje horizontal, y se acercan al rendimiento de rastreadores de doble eje. Como desventaja, estos sistemas, tienen mayores requerimientos estructurales (acero y hormigón) y también requieren de un diseño que evite el sombreado parcial entre los subgrupos. Con lo cual la ocupación del terreno es menor que en el caso del seguimiento horizontal.



Figura 5. Seguimiento polar/inclinado (1XP)

2.1.4. Seguimiento en 2 ejes

El seguimiento se realiza en dos ejes, el horizontal, que se trata como eje principal y el de inclinación, que se trata como el secundario, como se ejemplifica en la Figura 6.

Debido a que los arreglos fotovoltaicos con seguimiento en dos ejes están más dispersos, hay más oportunidades para optimizar los diseños en torno a los inversores. Los sistemas fotovoltaicos diseñados con seguidores de doble eje pueden invertir de corriente continua a corriente alterna en cada seguidor, lo que minimiza la longitud del cable de corriente continua del conjunto al inversor y minimiza la caída de voltaje. Debido a que cada subsistema individual rastrea el Sol de forma independiente, se necesita un sistema de datos que supervise cada subcampo para analizar con precisión el rendimiento del sistema.



Figura 6. Seguimiento en dos ejes

Para los seguidores de doble eje, se suponen mejoras en el rendimiento del 38% pero se estima un aumento del costo de dos dígitos del 12% al 14% [5], según puede observarse en la Tabla 2.

Este sistema es el más empleado en instalaciones de gran volumen ya que ofrecen una mayor precisión.

Es más fácil de instalar en paisajes ondulados o ligeramente inclinados que los sistemas de un solo eje que requieren una colocación de soporte recta y nivelada.

Tabla 2 Mejoras porcentuales del rendimiento.

Título	Disposición	Porcentaje	Desventaja
1	1XH	20	
2	1XA	13	
3	1XP	6	
4	2X	38	Costo elevado

2.2 Análisis de sistemas comerciales

Existen desarrollos comerciales en los cuales se integra el seguimiento solar al módulo del inversor. Es un sistema embebido que tiene las funciones requeridas al manejo de la planta. Esto es denominado "trackeo" solar, de potencias producidas y seguimiento del consumo de la carga acoplada a la planta.

Los inversores de origen asiático vienen con muchas funciones incorporadas, incluso con comunicación para visualización del monitoreo de energía.



Figura 7. Inversor Solar Off Grid con funciones de monitoreo y gabinete de control de un arreglo.

Los módulos en las plantas fotovoltaicas pueden presentar distintas disposiciones en sus gabinetes, ya que la placa que se dedique exclusivamente para el seguimiento solar puede estar integrada o contenida dentro del gabinete. En la Figura 7 se puede observar un gabinete donde se encuentran todas las secciones de la instalación. Es un sistema Off Grid pero el inversor presenta muchas funciones de control. Consiste en un sistema de generación fotovoltaica autónomo que no se encuentra conectado a la red eléctrica. Se compone de paneles solares, regulador de carga, un inversor y baterías solares. Con este equipamiento se obtiene un sistema de generación de energía eléctrica aislado, sin necesidad de la conexión a la red eléctrica. En contraste, los sistemas On Grid se caracterizan por devolver energía sobrante a la red eléctrica de la empresa proveedora de energía, en lugar de almacenarla en baterías. De esta forma, la empresa abona al cliente la energía generada.

Por otro lado, en cuanto a las placas comerciales de trackeo, se pueden encontrar las comercializadas por la empresa SAT Control.

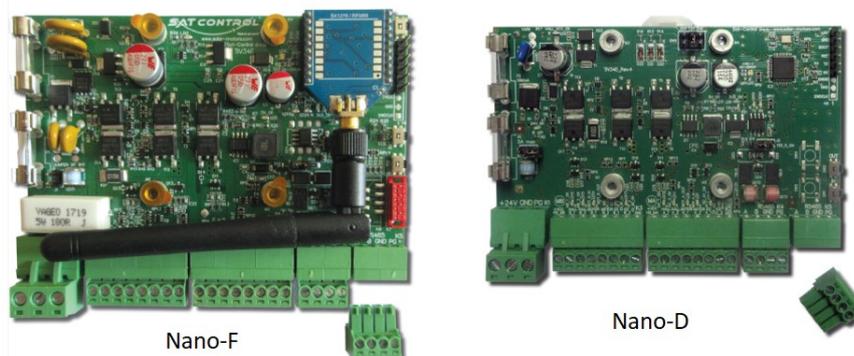


Figura 8. Placas Nano-F y Nano-D de la empresa SAT-Control

En la Figura 8 se pueden apreciar dos placas para el posicionamiento. Pueden funcionar para controlar un sistema de tan solo un eje o si se decide un trackeo más amplio, en dos ejes. Se

comercializan para complementar otro módulo de control del inversor solar llamado “Sigma Server” pero se podrían utilizar individualmente adaptando el manejo de señales de entrada y salida.

La Nano-F se comunica utilizando el protocolo Lo-Ra y con esto asegura un bajo consumo para la transferencia de datos [4].

La otra variante que ofrece esta empresa es una placa similar, pero sin la integración de la antena para comunicación. En su lugar emplea el protocolo RS-485 para realizar su comunicación en forma cableada.

El producto Sigma Server también tiene la opción de ser monitoreado remotamente, pero toda la información pasa por los servidores de datos de esta empresa, lo cual obliga a quien adquiera el producto a tener fidelidad eterna con la empresa y depender de que la compañía ofrezca el servicio continuamente.

3. DESARROLLO DE PROTOTIPO MEDIANTE CODISEÑO HARDWARE/SOFTWARE

Como ya se comentó al principio de este trabajo, la posición del Sol varía constantemente durante el día. Para un arreglo fotovoltaico fijo, este cambio de la orientación del Sol produce una significativa pérdida de captación de energía. Para optimizar y mejorar la eficiencia, se desarrolla un seguidor que oriente el módulo fotovoltaico hacia el Sol de manera continua.

3.1. Diagrama de bloques

Se desarrollará un sistema embebido de tiempo real para obtener una solución asequible frente a la opción de una placa más compleja. El esquema planteado puede observarse en el diagrama en bloques de la Figura 10 [Elaboración propia].



Figura 10. Diagrama en bloques del sistema

Se toman como entradas al sistema los voltajes variables provenientes de los sensores que generen una tensión proporcional a la radiación solar (se utilizarán sensores LDR, “Light Dependent Resistor” o fotorresistivos). Por otro lado, se tendrá en cuenta la implementación de un módulo de control para realizar el ajuste manual, ya sea para una rutina de limpieza de paneles o una emergencia climática donde se deban posicionar de una manera específica.

3.2. Simulación mediante Red de Petri

A partir del diagrama en bloques y teniendo en cuenta la descripción de los requerimientos mencionados para el sistema a desarrollar, se realizó un grafo mediante HP-Sim, herramienta de simulación de Redes de Petri que no sólo nos permite especificar el sistema de control sino también simular su comportamiento a través de su ejecución [8].

En este diagrama sitio-transición, mostrado en la Figura 11 [Elaboración propia], se observa que a partir de la lectura del sensor LDR el microcontrolador toma una decisión según el valor leído, generando el movimiento en uno u otro eje del panel solar a través de los respectivos servomotores, de forma de maximizar la radiación solar en el panel para finalmente cerrar el ciclo de control y volver a iniciar el proceso.

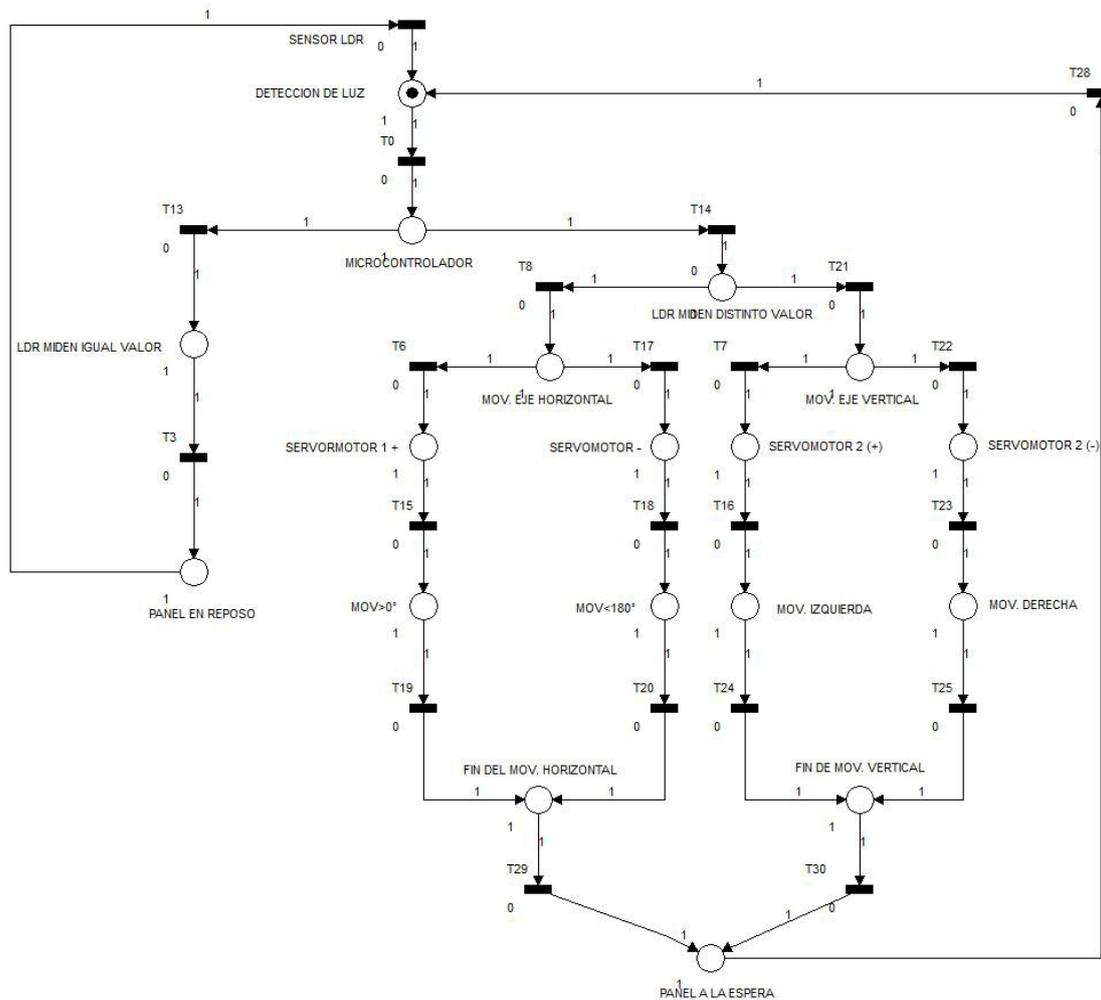


Figura 11. Red de Petri del sistema de control

3.2. Particionamiento del sistema

Gran parte de los sistemas de tiempo real que se desarrollan en la actualidad tienen componentes de tipo hardware y elementos de software, donde estos últimos corresponden a una serie de programas o instrucciones operando sobre una determinada plataforma de hardware programable. Si el desarrollo de estos sistemas se aborda de forma que, durante el proceso de diseño, se acople el hardware a las partes software y viceversa, teniendo un mayor control global durante el proceso, se tendrá mayor garantía de lograr resultados exitosos.

El codiseño hardware/software permite el diseño simultáneo de sistemas con componentes hardware y componentes software, buscando explotar las ventajas que ofrece cada alternativa, optimizando su desempeño y costo, permitiendo fácilmente el rediseño cuando sea necesario.

3.2.1. Hardware

Para el desarrollo de un prototipo se propone utilizar un sistema embebido que requiere el siguiente hardware [6]:

- Arduino Uno
- 4 sensores LDR 400 ohms 1 Mohms
- 4 resistores 200 ohms 1/2W
- 2 resistores 2 kohms
- Display 16x2
- Potenciómetro 250 kohms lineal
- 2 switches simple inversor
- 2 servomotores Td-8120mg

Los sensores LDR se emplean como parte de un divisor resistivo. Al mismo ingresa un valor de tensión de alimentación. El punto medio del divisor será lo que se ingresará a la entrada analógica de la placa Arduino. La señal de salida V_{out} es proporcional a la intensidad de luz. La misma crecerá cuando aumente la luz capturada por el LDR, V_{out} será más débil cuando se esté en presencia de sombra.

Esto es un concepto de divisor de tensión dado por Thevenin, en resumen, se puede establecer con la expresión matemática como se muestra en la Ecuación (1):

$$V_{out} = \frac{V_{in} \cdot R}{(R + R_{LDR})} \quad (1)$$

Se emplean servomotores para tener un control directo sobre el ángulo deseado. Es decir, como este es un sistema de tiempo real, tenemos previsibilidad sobre la salida del sistema según las entradas.

El programa maneja los servos con PWM (modulación por ancho de pulso). En el ámbito comercial de Arduino se consiguen servos que no podrían hacer frente al desarrollo implementado de este proyecto. Simplemente por el peso que deben manejar. Es por esta razón que se emplea un tipo de servo que en su hoja de datos asegura poder soportar el peso de un arreglo fotovoltaico de tamaño real.

El modelo elegido para los dos servomotores de los dos ejes es el servo motor Td-8120mg [7]. En la hoja de datos acusa poder tener una carga de 20 kg, lo cual es suficiente para desplazar un módulo fotovoltaico. Cabe aclarar que se lo debe alimentar con una fuente dedicada.

En la Figura 12 [Elaboración propia] se muestra el diagrama del prototipo realizado en Tinkercad, donde se ha simulado el control de los servos que comandan los movimientos del panel, a partir de los valores de iluminación de cuatro LDR. Se puede setear el modo de funcionamiento en automático o manual a través de dos switches. En caso de un control manual, el manejo se hace a través de un potenciómetro que simula la tensión que generarían los LDR. Puede ejecutarse la simulación entrando en el enlace indicado en la referencia [9]. En la referencia [10] se ha dejado un video explicativo de la simulación.

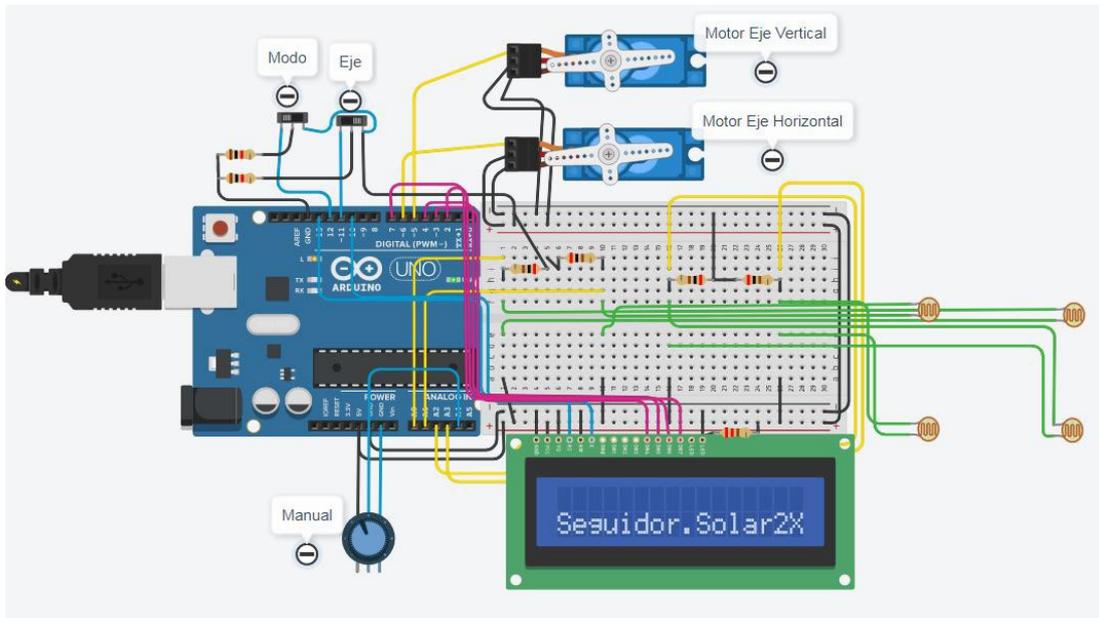


Figura 12. Simulación del prototipo usando Tinkercad

3.2.2. Software

Debido a su extensión, se muestra sólo la primera parte del código correspondiente a la inicialización de variables y designación de librerías utilizadas, como se muestra en la Figura 13 [Elaboración propia]. El código completo se puede visualizar en la simulación realizada en Tinkercad [9].

```

1 //Llamado a librerías de motores y display
2 #include <Servo.h>
3 #include<LiquidCrystal.h>
4
5 //Inicializacion de variables
6 int modo = 0;
7 int eje = 0;
8 int valorBotonModo = 0;
9 int valorBotonMotor = 0;
10 int valorAnteriorBotonModo = 1;
11 int valorAnteriorBotonMotor = 0;
12
13 int ldrArribaDerecha= 0; // LDR ArribaDerecha
14 int ldrArribaIzquierda = 1; // LDR ArribaIzquierda
15 int ldrAbajoDerecha = 2; // LDR AbajoDerecha
16 int ldrAbajoIzquierda = 3; // LDR AbajoIzquierda
17
18 LiquidCrystal lcd(13, 10, 3, 4, 2, 7); // Inicializa el display
19
20 Servo horizontal; // Inicializa el servo horizontal
21 int valorServoHorizontal = 0;
22 int servoHorizontalLimiteAlto = 180;
23 int servoHorizontalLimiteBajo = 0;
24
25 Servo vertical; // Inicializa el servo vertical
26 int valorServoVertical = 0;
27 int servoVerticalLimiteAlto = 180;
28 int servoVerticalLimiteBajo = 0;
29

```

Figura 13. Extracto del código de control de los servomotores

3. CONCLUSIONES.

En el mercado actual existen varios sistemas automatizados para la detección y posicionamiento de un panel solar con el propósito de generar un mayor rendimiento. El sistema que proponemos es un sistema económico para generar las mismas solicitudes de un seguidor solar comercial. En este proyecto no podemos hablar de errores posibles derivados de mediciones, en cambio podemos hablar de la diferencia de implementación del sistema desarrollado como conjunto versus el sistema comercial. El primero es un planteo teórico para el cual se deberá adaptar la puesta en marcha para cada planta fotovoltaica en concreto. El segundo tiene una facilidad de directa instalación e implementación. Sin embargo, la brecha en costos resulta en que emprender la implementación de este Sistema de Seguimiento Solar desarrollado en este trabajo sea una opción posible.

El sistema queda abierto a nuevas mejoras. Se ha planteado un marco teórico en el que el desarrollo se circunscribe a la solicitud de un arreglo fotovoltaico. El mismo puede constar de uno o varios paneles. Como primera mejora, se puede pensar en una planta fotovoltaica como destinataria de este equipo. Para ello se debe pensar cómo sería conveniente implementar el seguimiento. Esto se refiere a realizar el desplazamiento en ambos ejes con una única central de control, o realizarlo de manera independiente por arreglos de paneles. Para realizar esto último es fundamental escalar la implementación. Es decir, se le debe dotar de comunicación entre las placas que manejen las distintas líneas de arreglos de paneles.

Asimismo, al subir de “capa” en la implementación de este sistema llevado a ciberfísico, se debe pensar en establecer un tipo de comunicación con los puertos ya existentes de los inversores. Por lo general estos tienen un protocolo específico por marca, para lo cual se necesitará emplear tiempo y desarrollo para lograrlo. La idea de esto es agregarles funcionalidad a estos inversores. Se puede así obtener una hoja de datos del monitoreo completo del desempeño de cada línea de arreglos. Esto puede resultar también en la realización de tablas y gráficos con la captación anual de energía en la cual incide directamente la orientación.

Por otro lado, se debe contemplar la variabilidad geográfica en los cálculos posibles de orientación de los paneles. Esto es agregar datos históricos del clima del lugar para realizar la instalación de este desarrollo de manera customizada por zona.

Así mismo, también pensando en la incidencia climática, como desarrollo futuro se puede implementar a modo de emergencia, una rutina en la que el sistema detecte la presencia de vientos que puedan ocasionar daños a las estructuras. Para lo cual se debe sensor velocidad y dirección del viento. Con esto los paneles se podrían orientar para lograr contener los daños.

Se debe considerar el modo Backtracking mencionado al principio de este trabajo. Esto es para evitar la superposición o sombreado entre arreglos. Es decir, lograr la detección posible del sombreado para poder corregirlo automáticamente.

4. AGRADECIMIENTOS.

Al profesor de la materia Sistemas de Tiempo Real, Ing. Héctor Hugo Mazzeo y al director del Centro CODAPLI, Ing. José A. Rapallini, por su colaboración en la revisión de este artículo.

5. REFERENCIAS.

- [1] Jacob Marsh. "Solar trackers: everything you need to know". *Energy Sage*. Enero 2018.
- [2] Joshua Smalley. "What is the best foundation for a ground-mount solar array?" *Solar Power World Online*. Agosto 2015.
- [3] Grassi Energía. https://grassienergia.com/#paneles_solares
- [4] SAT Control. https://solar-motors.com/?s=nano+D&post_type=product&v=5b61a1b298a0
- [5] Narasimhan. "Solar Tracker – Tracking the Sun for Maximum Power". *Suncyclopedia*.
<http://www.suncyclopedia.com/en/solar-tracker-tracking-the-sun-for-maximum-power/>
- [6] https://www.made-in-china.com/products-search/hot-china-Products/Solar_Tracker.html?gclid=CjwKCAjwJ2FBhAuEiwAIKu19sf9tJsZwNscVn4oSqWgF9v3JsZs0nrpNZfdl64CcF0UfwdAPKYxhBoCUvQQAuD_BwE
- [7] https://cnc1.lv/PDF%20FILES/TD-8120MG_Digital_Servo.pdf
- [8] <https://www.youtube.com/watch?v=1nT6XJwSzL4>
- [9] <https://www.tinkercad.com/things/1Wu1j3v11Se-2ejes>
- [10] <https://www.youtube.com/watch?v=GEZnK4f1zTk>

CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO: INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

Gonnet, Adrián, Mainetti, Carlos, Drunday, Jonathan, Martín, Lucas

Facultad Regional Bahía Blanca, Universidad Tecnológica Nacional

gonnet@frbb.utn.edu.ar

RESUMEN.

La Argentina forma parte desde el año 2023 del grupo de países que cuentan con una Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno. El documento establece metas y acciones para el horizonte de tiempo 2030-2050. El objetivo es alcanzar una producción doméstica total de al menos 5 Mt anuales de hidrógeno de bajas emisiones para el año 2050. El 20% estará destinado al mercado local, tanto para la descarbonización de los usos actuales del hidrógeno (industrias del acero, petroquímica y refino) como para atender los nuevos usos. Una de las acciones para fortalecer el mercado interno es la inyección de un cierto porcentaje de hidrógeno en las redes actuales de gas natural. Para ello, propone realizar estudios y pruebas operativas en redes aisladas. La inyección de un porcentaje de hidrógeno en la red de gas natural podría contribuir a la transición hacia el reemplazo total de los combustibles fósiles para alcanzar la ansiada meta de "carbón-cero". También la mezcla de hidrógeno con gas natural es considerada hoy una posible solución para el transporte seguro de hidrógeno aprovechando los miles de kilómetros de gasoductos existentes y en construcción en todo el mundo. Varias instituciones académicas, gubernamentales, públicas y privadas están desarrollando experiencias piloto en la mezcla de hidrógeno con gas natural con el objetivo de obtener resultados técnicos y económicos sobre su implementación. En este trabajo se presentan los objetivos, el financiamiento y los resultados de tres proyectos: H₂Sarea (España), HyDeploy (UK) y HyBlend (EE. UU.). Se concluye que, en la Argentina y específicamente en la región de Bahía Blanca, se presentan todas las condiciones favorables para realizar un proyecto de estas características.

Palabras clave: Hidrógeno, Mezcla de Hidrógeno y Gas Natural, Gas Blending

Área temática: Energía y Medioambiente

Categoría de Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en la Argentina, establecida en septiembre del año 2023 [1] y el proyecto de ley de Promoción del Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono y Otros Gases de Efecto Invernadero elevado en mayo del mismo año [2], tienen como objetivos “promover proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones, organizar la gobernanza del sector y fomentar el desarrollo productivo y tecnológico a lo largo de toda la cadena de valor”. La Figura 1 muestra el diagrama representativo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, dentro de la cual se resaltó la mezcla de gas natural con hidrógeno denominada también “gas blending”, la cual es considerada una acción para fortalecer el consumo interno y reducir la emisión de gases de efecto invernadero [1].

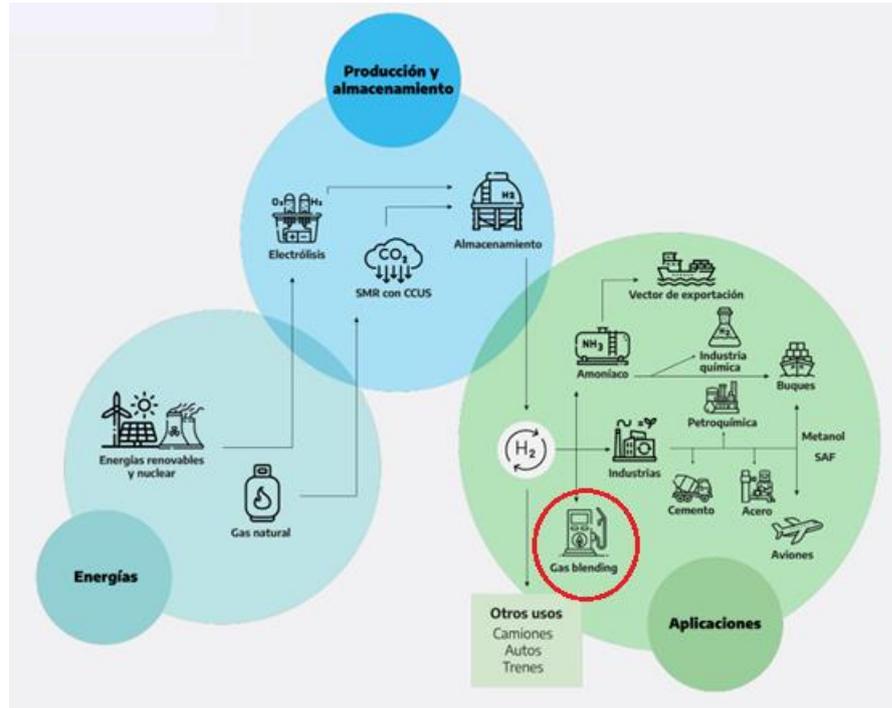


Figura 1. Cadena de valor del hidrógeno. Adaptada de [1]

Su implementación puede contribuir a la ansiada meta de emisión cero si se utiliza un 100% H₂ en los usos finales que hoy utilizan el gas natural como combustible. Además, en el desarrollo de una nueva economía basada en combustibles alternativos, se requerirá del transporte de hidrógeno ya que muchos países no podrán producir la cantidad suficiente para abastecerse localmente. La extensa red de gasoductos existentes es una muy interesante alternativa económica y eficiente para el transporte de gas blending frente a las dificultades que presenta el transporte de hidrógeno por otros medios.

El hidrógeno tiene propiedades termodinámicas, de transporte y de combustión significativamente diferentes a las del gas natural. Dependiendo de donde se inyecte el hidrógeno una parte de la red desde la extracción hasta el usuario final podrían verse afectados. Surge, entonces la necesidad de investigar las potenciales implicancias de verter un cierto volumen de hidrógeno en los ductos existentes o nuevos de distribución de gas natural.

Un proyecto para la inyección de hidrógeno a la red de gas natural debería contemplar: (i) el uso de la infraestructura existente o las modificaciones que serían necesarias realizar, (ii) el análisis de las barreras y beneficios y (iii) el porcentaje de hidrógeno en la mezcla que se desea alcanzar como primer objetivo. El éxito de un proyecto de esta naturaleza requerirá de la intervención gubernamental, de instituciones de investigación, del sector industrial y de fabricantes [3].

Si bien la combinación de hidrógeno con el gas natural tiene numerosos beneficios medioambientales, existe incertidumbre con respecto a los impactos en el desempeño de los materiales y los equipos presentes en la infraestructura de gasoductos que desafían su implementación. Los factores que generan incertidumbre se refieren principalmente a la compatibilidad de varios componentes de las redes de transmisión y distribución de gas natural al inyectarle un porcentaje de hidrógeno.

Actualmente varios proyectos en distintas partes del mundo están mostrando resultados sobre el comportamiento de la infraestructura existente de las redes de gas natural al inyectar diferentes porcentajes de hidrógeno en un rango del 5 al 30 % en volumen.

En [4] se describe la construcción de una plataforma para la realización de diversas pruebas: de estanqueidad al gas, de las propiedades mecánicas a tensión constante y de permeación del gas, para evaluar el impacto de las mezclas de hidrógeno en los materiales de las tuberías y los componentes metálicos. Los resultados obtenidos indican que las válvulas y tuberías probadas mostraron una buena tolerancia al hidrógeno cuando se expusieron a mezclas de hidrógeno (hasta 30% en moles de H₂) y H₂ puro, aunque en este último caso pueden ser necesarias algunas correcciones y actualizaciones de los componentes. Las fugas observadas en algunas válvulas fueron mínimas y podrían reducirse aún más implementando medidas adicionales. Las pruebas mecánicas mostraron que los tubos de acero probados resisten a la fragilización, sin fracturas críticas ni daños visibles inducidos por el hidrógeno. En general, los hallazgos sugieren que la infraestructura de gas natural puede resistir la introducción de mezclas de hidrógeno sin problemas significativos de seguridad o integridad.

En [5] se estudian varios materiales metálicos distintos de los aceros ampliamente utilizados con el objetivo de documentar al menos cinco grados de materiales de diferentes familias, incluidos hierro fundido, cobre, latón, plomo y aluminio, abarcando componentes tanto nuevos como antiguos. Las pruebas mecánicas realizadas como parte del proyecto establecen condiciones estáticas y dinámicas para evaluar la sensibilidad al hidrógeno de los materiales probados, alineándose con los estándares actuales y actualizados más relevantes.

Un trabajo que recopila las condiciones actuales del mercado y operación de las redes de transporte de gas natural en países europeos se presenta en [6]. Examina lo establecido en las respectivas reglamentaciones, códigos y normas nacionales, y analiza los posibles efectos que la inyección de hidrógeno podría tener sobre ellos.

En [7] se analiza teóricamente, el impacto del uso de hidrógeno puro y mezclas de H₂/CH₄ hasta un 30% en volumen de H₂ en dos equipos de calefacción industrial: un horno de solubilización para tratamiento térmico de aluminio y una caldera de vapor pirotubular. Las principales conclusiones son que el impacto del uso de mezclas H₂/CH₄ hasta 30% en volumen de H₂ no es significativo para ninguno de los dos sistemas de calefacción y que un equipo de calefacción directa (horno) es más difícil de convertir a H₂ que un equipo de calentamiento indirecto (caldera) debido al impacto en la carga térmica.

Una revisión, actualización y agregado en las normas y estándares que cubren mezclas de H₂/NG y las mediciones de H₂ se presentan en [8].

En [9], se muestran resultados de pruebas de inyección de hidrógeno en dos quemadores de cocina ajustados para quemar gas natural. Los parámetros estudiados fueron eficiencia, potencia térmica, emisiones de CO, temperatura del quemador, ocurrencia de retroceso de llama, morfología de la llama y espectros de emisión. Se descubrió que la mezcla de hidrógeno en niveles moderados (es decir, hasta un 20 %) produce efectos positivos, como una clara disminución en emisiones de CO, manteniendo la misma eficiencia y sin inducir ningún problema operativo notable.

Un estudio sobre la viabilidad de una tecnología basada en membranas de paladio para separar hidrógeno de alta pureza, limpiar el gas natural y permitir su separación del hidrógeno se presenta en [10]. Esta tecnología resulta imprescindible en los casos donde luego del transporte es necesaria la separación de la mezcla para el uso final por separado.

La Argentina posee un extenso Sistema de Distribución de Gas por Redes y el número total de usuarios ascendía a 9.121.322 en diciembre de 2022 [11]. Se ha observado también un incremento constante de usuarios debido a la ejecución de nuevas redes de distribución de gas desde el año 1994 al año 2022, crecimiento mostrado en kilómetros de obra ejecutados en la Figura 2 [11].

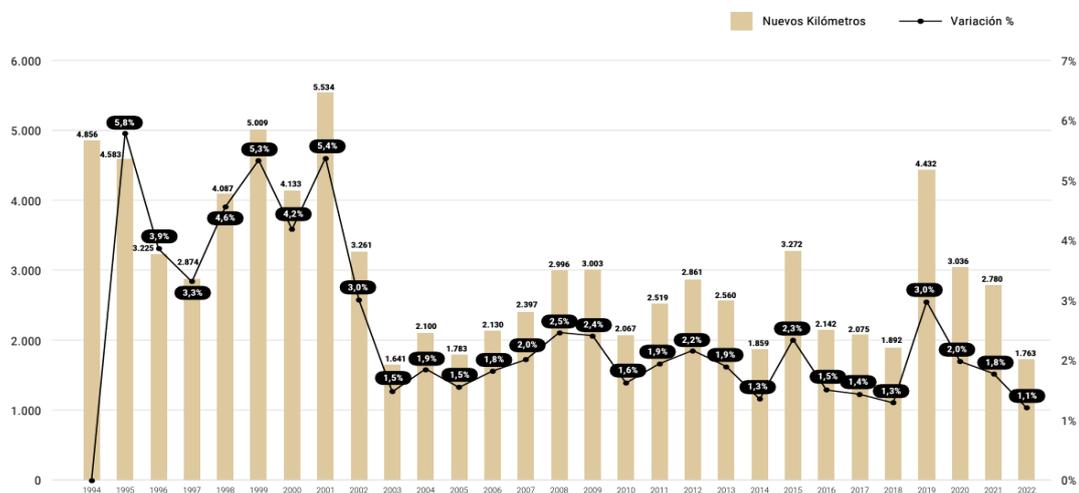


Figura 2. Crecimiento de la red de gas natural en Argentina. Fuente: [11]

Esta característica en la red de distribución de gas natural representa para La Argentina una fortaleza para desarrollar un proyecto de mezcla de hidrógeno con gas natural, debido al impacto en la reducción de las emisiones de CO₂ que tendría el reemplazo por hidrógeno verde de un cierto porcentaje del gas natural que se transporta, distribuye y finalmente se utiliza en los distintos sectores.

A continuación, en este trabajo se realiza una recopilación de datos relacionados con tres proyectos de gas blending, implementados en distintas partes del mundo. Los datos recopilados se refieren a los organismos intervinientes, los objetivos, el financiamiento y los resultados obtenidos en cada uno de ellos. Por último, se obtienen conclusiones sobre la posibilidad de desarrollo de un proyecto local.

2. PROYECTOS DE GAS BLENDING.

2.1. HyDeploy

HyDeploy es un proyecto de demostración del Reino Unido (UK) creado por el ente independiente regulador de la energía (OFGEM) y las operadoras de red de distribución de gas natural Cadent y Northern Gas siendo la primera de ellas, la operadora de la red más extensa en UK. El proyecto estudia la factibilidad de suplementar la red de gas natural con hidrógeno [12].

OFGEM ha aportado 6,7 millones de libras esterlinas. Además, Cadent Gas Ltd y Northern Gas Networks han invertido £375.000 cada uno [13].

El proyecto se creó con el objetivo de reducir las emisiones de carbono que se producen en la calefacción de los hogares sin que se requieran cambios disruptivos y costosos para los usuarios. Debido a la extensa red de gas natural en UK, que abastece a un 83% de todos los hogares, con la inyección de un 20% molar se podría alcanzar una reducción de 6 millones de toneladas de CO₂ por año. Con el proyecto se pretende demostrar que la inyección del 20% de hidrógeno representa una mezcla segura para el manejo del gas natural y saludable para las personas. Como trabajo adicional se busca modificar las regulaciones en UK que actualmente solo permiten la incorporación de un 0,1% de hidrógeno a la red de gas natural.

La primera fase comenzó en octubre de 2019 utilizando la red de gas natural privada del campus de la Universidad de Keely, allí 100 hogares y 30 edificios universitarios recibieron la mezcla de gas natural con hidrógeno durante los 18 meses que duró la prueba. Se inyectó hasta un 20% en volumen de hidrógeno y se realizaron pruebas de laboratorio para investigar el efecto producido en los materiales y los accesorios de la red de distribución y en los artefactos de los edificios [14].

La instalación universitaria contó con los siguientes componentes: i) una toma para redirigir el gas hacia el equipamiento a instalar, ii) un electrolizador de 0,5 MW, iii) un equipo de control H₂GEU que mide el índice Wobbe del gas natural y controla la cantidad de hidrógeno a inyectar en la mezcla para no sobrepasar los límites de seguridad de las regulaciones existentes. La Figura 3 muestra un esquema de la instalación [15].

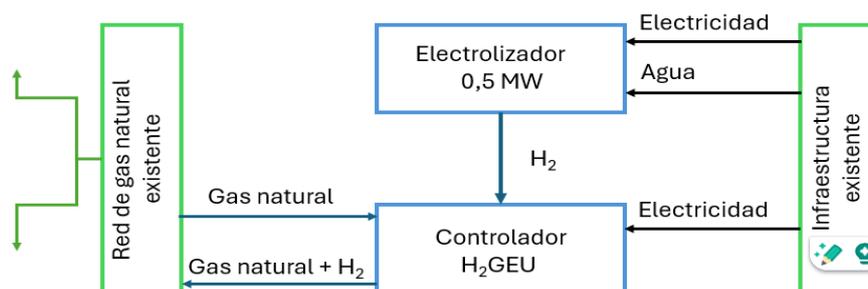


Figura 3. Instalación de la primera fase del proyecto HyDeploy. Adaptado de [15]

El éxito de la primera fase condujo a la segunda fase que consistió en una prueba más ambiciosa. A partir de agosto de 2021 y durante 10 meses fueron abastecidos 668 casas, una escuela, una iglesia y varios edificios en la localidad de Winlaton también con un 20% en volumen de hidrógeno. A todos los usuarios que participaron del programa se le ofrecieron controles de seguridad y no se les cobró el componente de hidrógeno consumido en la red.

El principal resultado de la prueba fue demostrar el uso seguro de la mezcla de gas natural con hidrógeno, lo cual fue un respaldo para que el Gobierno considerara las regulaciones necesarias para su utilización en las redes de gas [14].

Como consecuencia del éxito de las dos fases el Gobierno de UK se comprometió a sancionar las reglamentaciones necesarias para el uso de la mezcla de hidrógeno con gas natural en toda su red, con la condición de que se consigan las evidencias económicas y de seguridad para fines del 2023.

Actualmente HyDeploy trabaja en conjunto con el Gobierno y el ente regulador independiente de salud y seguridad HSE con los datos e información de las pruebas industriales y públicas para demostrar cómo el gas blending puede usarse de forma segura en las redes de distribución.

2.2. H₂Sarea.

Se trata de una planta piloto desarrollada en el área del Corredor Vasco del Hidrógeno en las cercanías de la ciudad de Bilbao (España). La planta fue construida con los mismos materiales que utiliza la red de gas existente en Bilbao. Su diseño permite el control de la incorporación paulatina de porcentajes de H₂. La mezcla obtenida se prueba en el equipamiento instalado en un container a continuación de la planta piloto. La Figura 4 muestra la planta y la Figura 5 a uno de los autores de este artículo en la visita técnica realizadas en marzo de 2024.



Figura 4. Vista de la planta H₂Sarea. [Elaboración propia]



Figura 5. Visita a la planta H₂Sarea. [Elaboración propia]

El objetivo del programa es la investigación y el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas, equipos y componentes, que permitan la transformación de las redes de gas natural actuales en redes de distribución de hidrógeno en los siguientes escenarios: (i) sistemas de inyección de hidrógeno, (ii) sistemas de compresión avanzados y (iii) desarrollo de equipamientos inteligentes específicos para hidrógeno. Además, contempla la investigación de nuevos materiales y componentes aptos para su utilización en entornos 100% hidrógeno y en mezclas de hidrógeno-gas natural variables, sistemas modulares de separación de hidrógeno y sensores o quemadores entre otros dispositivos. Está organizado por la empresa petrolera Nortegas en colaboración con una red de industrias, centros de investigaciones y el Gobierno Vasco.

El proyecto ha sido financiado con un monto de €124.268 con la intervención del Gobierno Vasco a través del programa HAZITEK 2021-2023, y los fondos FEDER (2021-2027) de la Unión Europea [16].

Los resultados demuestran que las redes de gas existentes son compatibles para la distribución de hidrógeno a través de una mezcla de hasta el 20%, asegurando el mismo nivel de seguridad. Se ha podido comprobar que el hidrógeno no experimenta fugas ni afecta la operación de la red. Se produce además una significativa reducción de las emisiones de gases de combustión midiéndose en los equipos domésticos reducciones del 54% en CO, 7% en CO₂ y 53% en NO_x al incorporar el 20% de hidrógeno [17].

2.3. HyBlend

Es un programa lanzado por el Departamento de energía de Estados Unidos a través de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable (EERE) y la Oficina de Hidrógeno y Celdas de Combustible (HFTO) en el año 2021. Los proyectos de investigación y desarrollo en el marco del programa son dirigidos por el Laboratorio de Energías Renovables (NREL), con la participación de más de 30 socios en la industria, organizaciones sin fines de lucro y el mundo académico. El objetivo del proyecto es identificar las barreras existentes para la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural de Estados Unidos. Los aspectos por cubrir con la investigación son la compatibilidad de los materiales, la economía y el impacto ambiental para establecer las oportunidades, costos y riesgos de la mezcla [18].

HyBlend posee un financiamiento de U\$S 15 millones, de los cuales U\$S 11 millones corresponden a fondos federales y U\$S 4 millones a costos compartidos. Se espera que la investigación y el desarrollo tenga una duración desde el año 2021 al año 2023 [19].

En junio de 2023, el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en conjunto con el Argonne National Laboratory (ANL), presentaron el desarrollo de herramientas de software para cuantificar los impactos económicos y medioambientales de la mezcla de hidrógeno con gas natural en las redes de US. Se analizó el potencial impacto de aprovechar la extensión de la red existente de 2,44 millones de millas de cañerías.

Se logró una herramienta de preparación de costos (PPCT) que permite analizar cada caso en particular. La herramienta está desarrollada en Python y entrega resultados con respecto a: i) que modificaciones se necesitan para habilitar la inyección de un determinado porcentaje de hidrógeno en la red existente de gas natural y ii) que gasto de capital y de operación se debe afrontar en la infraestructura según el porcentaje de hidrógeno inyectado a la red.

También se analizó el impacto ambiental mediante la identificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en cada una de las etapas de toda la cadena de valor de la mezcla de gas natural e hidrógeno, es decir desde la toma de gas natural, transporte, producción e inyección de hidrógeno y finalmente compresión, transmisión y uso final de la mezcla. La Figura 6, muestra la cadena de valor según el proyecto HyBlend [19].

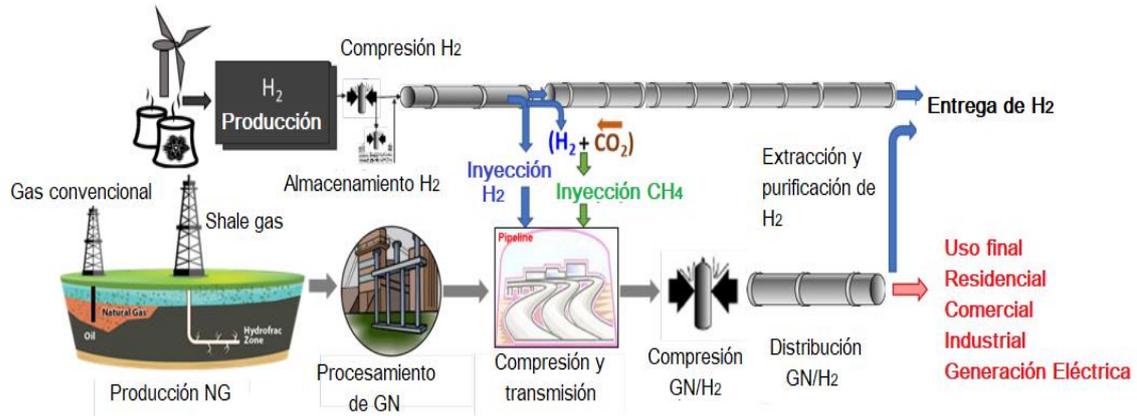


Figura 6. Cadena de valor del gas blending según el proyecto HyBlend. Adaptado de [19]

3. RESULTADOS.

La Tabla 1, muestra una síntesis de las principales características de cada proyecto.

Tabla 1. Resumen de las características de los proyectos

Nombre/País	Organizadores	Acciones	Financiamiento	Resultados
HyDeploy/ Reino Unido	Ente Regulador de la Energía (OFGEM). Operadoras de la distribución de GN: Cadent y Northern Gas	Abastecimiento de un campus universitario y una población de 668 hogares.	£ 6.700.000: Ente regulador de la Energía OFGEM £375.000: Cadent: £375.000: Northern Gas	Inyección de un 20% en volumen de H ₂ sin producir alteraciones negativas en los materiales de la red de gas ni tampoco en calderas, cocinas y medidores.
H2Sarea/ España	Nortegas en colaboración con una red de industrias y centros de investigaciones.	Prueba de equipos y componentes, con la construcción de una planta piloto aislada.	€124.268: Gobierno Vasco a través del programa HAZITEK 2021-2023, y fondos FEDER de la Unión Europea	Inyección de un 20% en volumen de H ₂ sin experimentar fugas ni afectar la operación de la red. Reducciones en los gases de combustión del 54% en CO, 7% en CO ₂ y 53% en NO _x .
HyBlend/ Estados Unidos	Departamento de energía de Estados Unidos y la Oficina de Hidrógeno y Celdas de Combustible (HFTO)	Estudiar la compatibilidad de los materiales, la economía y el impacto ambiental, costos y riesgos de la mezcla.	U\$S 15 millones, de los cuales U\$S 11 millones corresponden a fondos federales.	Software que permite calcular el costo de la inyección de H ₂ a la red de GN para cada caso en particular.

4. CONCLUSIONES.

En este trabajo se presentaron las características y resultados sobresalientes de tres proyectos de investigación y desarrollo sobre la inyección de hidrógeno a las redes de gas natural. De esta forma se consigue transformar la infraestructura existente para la distribución de gas natural, en una red que también distribuya hidrógeno entre los puntos de producción y los consumidores finales. Esta acción consolida el papel del hidrógeno en la descarbonización de los usos del gas natural.

Por otro lado, se puede concluir que la realización de un proyecto local para evaluar el desempeño de las redes existentes de gas natural ante la inyección de hidrógeno cuenta con altas posibilidades. La Argentina y específicamente la región de Bahía Blanca cumple con todos los requisitos necesarios, es decir: parques de generación eléctrica a partir de fuentes renovables para producir hidrógeno verde, importantes empresas operadoras de las redes de gas natural, destacadas industrias del sector del petróleo e instituciones de excelencia para la investigación del desempeño de materiales y componentes. Según se desprende del análisis de los casos presentados en este trabajo, el apoyo gubernamental sumado a todos los actores mencionados anteriormente resultan ser los componentes indispensables para la implementación exitosa de un proyecto de gas blending.

5. REFERENCIAS.

- [1] Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en la Argentina (2023). Secretaría de Asuntos Estratégicos. República Argentina. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf
- [2] Proyecto de Ley de Promoción del Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono y otros Gases de Efecto Invernadero (2023). Poder Ejecutivo Nacional. República Argentina. Disponible en: <https://portalmovilidad.com/wp-content/uploads/2023/02/PROYECTO-DE-LEY-DE-HIDROGENO.pdf>
- [3] Mahajan, D., Tan, K., Venkatesh, T., Kileti, P., & Clayton, C. R. (2022). Hydrogen blending in gas pipeline networks-a review. *Energies*, 15(10), 3582.
- [4] Sánchez-Laínez, Gil, V., Medina, V., Cerezo, A. & Storch De Gracia, M. (2024). Impact of hydrogen on materials, components and equipment of high-pressure natural gas grids: scenarios for H2. European Hydrogen Energy Conference. Bilbao.
- [5] Sánchez-Lainez at al. (2024). Study of the tolerance to hydrogen of non-steel metallic materials of the natural gas distribution grid: Presentation of CANDHy Project. European Hydrogen Energy Conference. Bilbao
- [6] Cerezo, A. et al. (2024). Analysis of the impact through hydrogen injection on the gas market and the operation conditions of the European natural gas transmission grids. European Hydrogen Energy Conference. Bilbao.
- [7] Álava, I., Mesanza, M., Bermejillo, J., Cuadrado, D. & García, G. (2014). Impact of pure hydrogen and hydrogen/methane blends on two industrial heating systems. European Hydrogen Energy Conference. Bilbao.
- [8] Robino, M., Ballesteros, M. & Guzzini, A. (2024). Novel methods of testing for measurement of natural gas and hydrogen mixtures (THOTH2). European Hydrogen Energy Conference. Bilbao.
- [9] Tizné, E. et al. (2024). Effect of hydrogen addition on the combustion characteristics of natural gas cooktop burners. European Hydrogen Energy Conference. Bilbao.
- [10] Briaies, E., Meléndez, J., Medrano, J. Egaña & García-Miguel, G. (2024). Deblending Applications with Pd-based membranes separators. European Hydrogen Energy Conference. Bilbao.
- [11] Informe anual 2022. Enargas. Disponible en: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/pdf/anuales/2022/informe-anual-2022.pdf>.
- [12] Pioneering the safe use of blendel hydrogen ingas networks to reduce carbon emissions. (2024). Disponible en: <https://hydeploy.co.uk/>
- [13] HyDeploy: How is it being financed and Will there be any cost to me. (2024). Disponible en: <https://hydeploy.co.uk/faqs/financed-will-cost/>

- [14] HyDeploy: Project Phases. (2024). Disponible en: <https://hydeploy.co.uk/project-phases/>
- [15] Isaac, T. (2019). HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project. Clean Energy, 3(2), 114-125.
- [16] Estudio de materiales, componentes y sistemas de la red de distribución de gas natural en contacto con mezclas de gas natural + hidrógeno (H2SAREA). (2024). Centro Nacional del Hidrógeno. Disponible en: <https://www.cnh2.es/cnh2/h2sarea/>
- [17] Nortegas presenta los resultados del proyecto H2SAREA sobre la mezcla de hidrógeno verde con gas natural. (2024). Basque Energy Cluster. Disponible en: <https://www.clusterenergia.com/noticias-asociados-2/nortegas-presenta-resultados-proyecto-h2sarea-sobre-mezcla-hidrogeno-verde-con-gas-natural>
- [18] HyBlend: Opportunities for Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines (2024). U.S. Department of Energy. Disponible en: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-12/hyblend-tech-summary-120722.pdf>
- [19] Chung, M., Elgowainy, A., Topolski, K., & Sun, P. (2023). HyBlend: Pipeline CRADA Cost and Emissions Analysis (No. NREL/PR-5400-85939). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).

ENSAYOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS AFECTADOS POR EL TEMPORAL DEL 16 DE DICIEMBRE DEL AÑO 2023 EN BAHÍA BLANCA, UN CASO DE ESTUDIO

Mainetti, Carlos, Gonnet, Adrián, Borja, Fernando, Ovejero, Matías

Facultad Regional Bahía Blanca, Universidad Tecnológica Nacional
mainetti@frbb.utn.edu.ar

RESUMEN.

Los sistemas de generación eléctrica basados en paneles fotovoltaicos y conectados a la red pública se presentan como una muy interesante propuesta para el sector residencial e industrial de nuestra región. La necesidad de utilizar energía eléctrica "limpia", aumentar la seguridad en el abastecimiento y disminuir el gasto en electricidad representan los beneficios principales para comenzar a utilizar estos sistemas. La experiencia acumulada en la utilización de paneles fotovoltaicos demuestra que en general éstos resultan muy robustos y, con el mantenimiento adecuado, poseen una considerable vida útil. Sin embargo, no están exentos a fallas. Debido a su exposición, pueden sufrir daños como consecuencia de fenómenos meteorológicos extremos y fuera de lo esperado para una determinada región. En tal caso, una inspección visual puede no ser suficiente para asegurar el rendimiento óptimo de un panel luego de un temporal. En este trabajo se expone un caso de estudio donde se implementa una metodología basada en las normas, para evaluar a un conjunto de paneles fotovoltaicos que fueron descartados luego del temporal que afectara a la instalación solar de una planta industrial de la región de Bahía Blanca. Los ensayos fueron realizados en campo y se utilizó el equipamiento adecuado para cumplir con la normativa. Los resultados demuestran que es posible determinar si los paneles quedaron dentro de los parámetros que establece el fabricante con relación a su estado general, su capacidad de generación y su aislamiento eléctrico.

Palabras claves: Paneles Fotovoltaicos, Ensayos Eléctricos.

Área temática: Generación Distribuida

Categoría de Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

Desde hace algunas décadas en muchos países se ha visto incrementado el interés por la producción de electricidad a partir de la utilización de paneles fotovoltaicos en un esquema de generación distribuida. Este crecimiento también se observa en la Argentina [1]. Si bien en nuestra región la regulación de los sistemas conectados a la red es de reciente implementación, existen ya algunas instalaciones. Tal es el caso de una planta industrial situada a pocos kilómetros de la ciudad de Bahía Blanca con una potencia instalada de 300 kWp formada por 768 paneles de 390 Wp cada uno.

Lamentablemente en diciembre del año 2023, se desató un temporal de viento y lluvia inédito para la historia de nuestra región con muchas consecuencias de pérdidas de vidas humanas y de materiales. Particularmente la instalación solar de esta planta industrial se vio afectada como muestra la imagen de la Figura 1.



Figura 1. Fotografía de una cadena de paneles afectados por el temporal. [Elaboración propia]

Los daños del parque solar fueron reparados y los paneles desprendidos de sus anclajes fueron reemplazados por paneles nuevos. Una cantidad de paneles que no presentaban un elevado daño visible en su estructura fueron almacenados debido a la incertidumbre sobre su correcto funcionamiento.

Mediante la firma de un convenio de colaboración entre el Grupo de Estudios Sobre la Energía de la Facultad Regional Bahía Blanca (GESE) y el establecimiento industrial se coordinaron las actividades necesarias para evaluar los paneles afectados. Se consideraron tres ensayos de los establecidos en la Norma IRAM 210013 para evaluar el estado funcional de los paneles mediante inspecciones y mediciones en campo. Los resultados obtenidos con estos ensayos permitieron establecer con alto grado de seguridad la aptitud de los paneles para su reutilización.

En este trabajo se describe la metodología y los materiales utilizados para ensayar los paneles siguiendo los procedimientos propuestos por la norma. Luego se presentan los resultados obtenidos y por último las conclusiones.

2. MATERIALES Y METODOLOGÍA

Para determinar el estado de los paneles se desarrollaron tres ensayos regidos por los siguientes apartados de la norma IRAM 210013: (i) Inspección Visual, IRAM 210013-1; (ii) Aislación Eléctrica, IRAM 210013-3 y (iii) Características Eléctricas en Condiciones de Ensayo Normalizadas IRAM 210013-2.

Para cada uno de los ensayos se construyeron planillas, donde se describen los pasos necesarios para registrar los datos obtenidos.

Todos los ensayos se realizaron en la planta industrial, sobre cada panel en forma individual. El lote presentado para la evaluación estaba formado por 21 paneles de 390 Wp, modelo JKM390M- 72 - V [2]. La Tabla 1 muestra las especificaciones técnicas dadas por el fabricante de los paneles. La primera tarea consistió en asignarle a cada panel un código de identificación el cual se adhirió al marco de cada uno de los paneles a ensayar.

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los paneles a ensayar. Adaptado de [2]

Módulo	JKM390M-72-V	
	STC	NOCT
Potencia Máxima (Pmax)	390Wp	294Wp
Tensión de Máxima Potencia (Vmp)	41.1V	7.54A
Corriente de Máxima Potencia (Imp)	9.49A	39.1V
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.3V	48.0V
Corriente de Corto Circuito (Isc)	10.12A	8.02A
Eficiencia del Módulo STC (%)	19.67%	
Temperatura de Operación (°C)	-40°C~+85°C	
Tensión Máxima del Sistema	1500VDC (IEC)	
Rango Máximo de los Fusibles	20A	
Tolerancia de Potencia	0~+3%	
Coeficiente de Temperatura de Pmax	-0.37%/°C	
Coeficiente de Temperatura de Voc	-0.28%/°C	
Coeficiente de Temperatura de Isc	0.048%/°C	
Temperatura Nominal de Operación de Celda (NOCT)	45±2°C	

2.1. Ensayo de inspección visual

La metodología del ensayo se basó en la norma IRAM 210013-1 de Inspección Visual. Se realizó un minucioso recorrido del estado de los componentes del panel según el procedimiento detallado en la Tabla 2. La Figura 2, muestra el acondicionamiento previo de los paneles y en la Figura 3 se observa a uno de los becarios del GESE realizando la etapa de inspección con lupa para detectar imperfecciones en las celdas y sus interconexiones.



Figura 2. Acondicionamiento previo de los paneles [Elaboración propia]



Figura 3. Inspección visual con lupa [Elaboración propia]

2.2. Ensayo de aislación eléctrica

La metodología del ensayo se basó en la norma IRAM 210013-3 de Aislación Eléctrica. Para obtener el valor de resistencia de aislación se utilizó el instrumento Marca Fluke, modelo 1550C [3]. El instrumento se configuró para aplicar una tensión continua de 0 a 500 V en la modalidad de rampa de 500V/s. El tiempo de medición para obtener el valor de la resistencia de aislación se configuró en 2 minutos. En la Tabla 3 se registran los datos obtenidos. La Figura 4 muestra al instrumento de medida con la indicación del valor obtenido de la resistencia de aislación de un panel.

Tabla 2. Registro de datos para la inspección visual. [Elaboración propia]

Ensayo de inspección visual		Panel en estudio			
Partes para inspeccionar:					
<ul style="list-style-type: none"> • Cubierta superior externa • Marco • Celdas solares • Plancha base • Caja de terminales 					
Equipo:					
<ul style="list-style-type: none"> • Lupa • Cámara fotográfica 					
Procedimiento:					
Inspeccionar cara frontal del panel					
¿Se encontraron rajaduras?	SI	NO	¿Se encontraron empañamientos?	SI	NO
¿Se encontraron roturas?	SI	NO	¿Se encontraron astilladuras?	SI	NO
¿Se encontraron delaminaciones?	SI	NO	Otros, especifique:		
Inspeccionar la cara posterior del panel					
¿Se encontraron rajaduras?	SI	NO	Otros, especifique:		
¿Se encontraron roturas?	SI	NO			
Inspeccionar el marco					
¿Se encontraron rajaduras?	SI	NO	¿Se encontraron falta de material?	SI	NO
¿Se encontraron abolladuras?	SI	NO	Otros, especifique		
¿Se encontraron dobleces?	SI	NO			
Inspeccionar la caja de terminales					
¿Se encontraron rajaduras?	SI	NO	¿Daños en los cables de conexión?	SI	NO
¿Se encontraron quebraduras?	SI	NO	¿Daño en los diodos de protección?	SI	NO
¿Se encontraron daños en la bornera?	SI	NO	Otros, especifique:		
Inspeccionar las celdas solares					
Realizar la numeración que permita identificar cada celda del panel					
¿Se encontraron rajaduras?	SI	NO	¿Se encontraron contactos entre celdas?	SI	NO
Especifique N° de la/s celda/s			Especifique N° de la/s celda/s		
¿Se encontraron roturas?	SI	NO	¿Se encontraron contactos entre celda y marco	SI	NO
Especifique N° de la/s celda/s			Especifique N° de la/s celda/s		
¿Se encontraron defectos en interconexión de celdas?	SI	NO	¿Se encontraron burbujas de camino continuo?	SI	NO
Especifique N° de la/s celda/s			Especifique N° de la/s celda/s		
¿Se encontraron defectos en grillas de conexión?	SI	NO	Otros, especifique:		
Especifique N° de la/s celda/s			Especifique N° de la/s celda/s		
¿Se acepta ensayo?					
SI		NO			

Tabla 3. Registro de datos para aislación eléctrica. [Elaboración propia]

Ensayo de aislación eléctrica		Panel en estudio	
Equipo:			
Megómetro con rampa de crecimiento no mayor a 500V/s.			
Procedimiento:			
1. Identificar en la configuración del instrumento el panel bajo ensayo			
2. Colocar el panel sobre mesa de trabajo o soporte.			
¿Se produjeron descargas superficiales?:	SI	NO	
¿Se produjo ruptura dieléctrica?:	SI	NO	
Resistencia de aislación medida:	MΩ		
Superficie del módulo:	m ²		
Producto de la resistencia de aislación por la superficie del módulo:	MΩ m ²		
¿Se acepta ensayo?			
SI		NO	



Figura 4. Medición de resistencia de aislación. [Elaboración propia]

2.3. Ensayo de características eléctricas en condiciones de ensayo normalizadas

La metodología del ensayo se basó en la norma IRAM 210013-2 de Características eléctricas en condiciones de ensayo normalizadas (CEN), realizando las mediciones con luz natural. La Tabla 4 muestra la planilla utilizada para el desarrollo del ensayo.

Los parámetros eléctricos se determinaron utilizando un equipo trazador de curvas I-V marca HT Instruments, modelo I-V500W [4].

Este ensayo permite establecer el comportamiento del módulo como dispositivo convertidor de energía de radiación electromagnética a energía eléctrica. De esta forma es posible obtener la curva I-V del panel en las condiciones estándar de prueba (STC) y en las condiciones normales de operación (OPC). Las condiciones STC son las condiciones dadas por el fabricante del panel para una irradiancia de 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura las cuales se obtienen por traslación. Las condiciones OPC, son las obtenidas con los valores de irradiancia y temperatura en el momento del ensayo. Para este último caso las normas establecen un valor mínimo de irradiancia de 700 W/m^2 . La irradiancia se midió con el accesorio calibrado para paneles monocristalinos, provisto con el equipo trazador HT304N [5]. Para asegurar una adecuada inclinación y orientación del panel al momento de medir se utilizó el accesorio denominado "inclinómetro". La figura 5 muestra la imagen con el resultado correcto para poder realizar la medición. La temperatura de las celdas la calcula el propio equipo trazador de curvas.

Los valores se registraron en la planilla y se grabaron en la memoria del instrumento para su posterior análisis con computadora. La Figura 6 muestra una fotografía tomada en el momento de realizar la medición de la curva I-V de uno de los paneles.

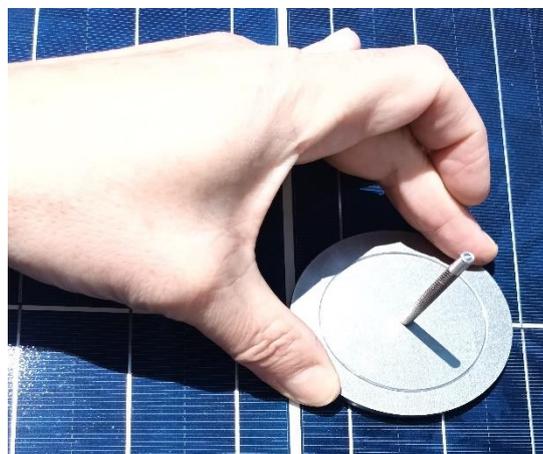


Figura 5. Utilización del inclinómetro. [Elaboración propia]

Tabla 4. Registro de datos para el ensayo de características eléctricas. [Elaboración propia]

Ensayo de determinación de curva característica I-V	Panel en estudio	
Equipo:		
Unidad de ensayo y adquisición de datos para el trazado de curva V-I. <i>Trazador IV500W</i>		
Soporte para panel		
Medidor de irradiancia		
Procedimiento:		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Identificar panel bajo ensayo 2. Cargar parámetros indicados por el fabricante en la memoria del trazador de curva para poder realizar la posterior medición (configuración realizada por única vez al medir el primer panel) 3. Ambientar el panel a temperatura ambiente bajo sombra por unos 15 minutos. 4. Montar el panel en el soporte y hacer lo propio con el medidor de irradiancia respetando el alineamiento con el panel. 5. Conectar los terminales del panel y el medidor de irradiancia al trazador de curva. 6. Verificar que la irradiancia solar sea mayor a 700 W/m^2 y permanezca estable para poder iniciar con el ensayo. 		
Valor de irradiancia:		
7. Verificar que la incidencia de la irradiancia solar sea normal al panel con una tolerancia de $\pm 5\%$, utilizando el accesorio denominado inclinómetro.		
8. Con el trazador de curva realizar una medición de datos y almacenarlos en la memoria interna del dispositivo.		
Nombre del archivo de la medición:		
9. Completar los datos del panel en condiciones estándar de normalizada CEN indicados en el trazador luego de realizar la corrección de la curva.		
Porcentaje de la potencia obtenida con la declarada:	$\eta = \frac{P_{MAX-CEN}}{P_{MAX}} \cdot 100\%$	
Se acepta ensayo si el valor η es igual o mayor al 95%?		
SI		NO



Figura 6. Medición de curva I-V en un panel. [Elaboración propia]

3. RESULTADOS

Para mostrar el resultado final de los ensayos se construyó un informe para cada panel. El informe expresa el resultado final de tres maneras diferentes según el estado del panel: (i) aceptado, (ii) no aceptado y (iii) aceptado con observaciones. Considerando que las observaciones se refieren a reparaciones menores que habría que realizar en los paneles según la planilla de inspección visual. No son aceptados aquellos paneles que no cumplan con lo exigido por las normas en los ensayos de resistencia de aislación y características eléctricas en condiciones de ensayo normalizadas. La planilla de informe final para un panel aceptado con observaciones y para un panel no aceptado se muestran en las Tablas 5 y 6 respectivamente.

Tabla 5. Informe final de panel aceptado con observaciones. [Elaboración propia]

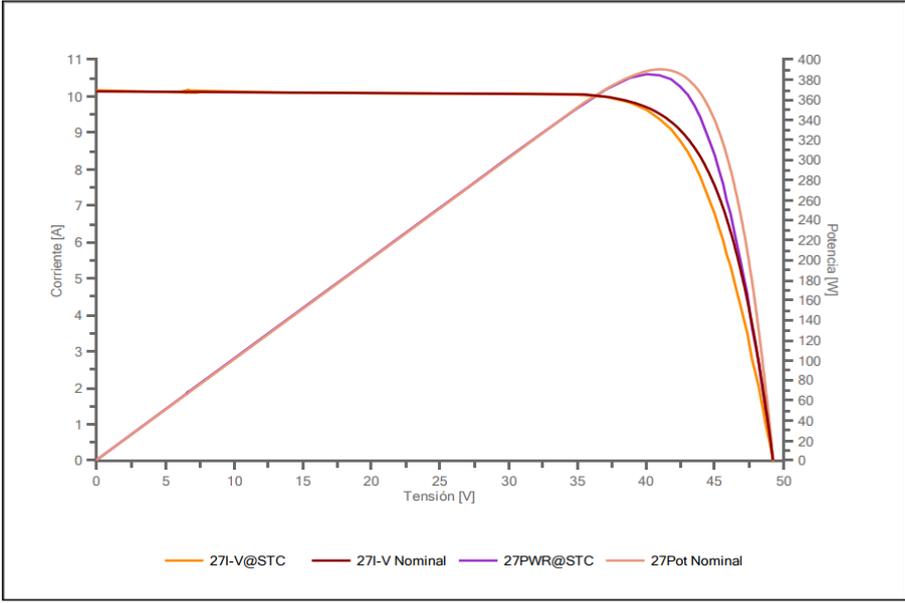
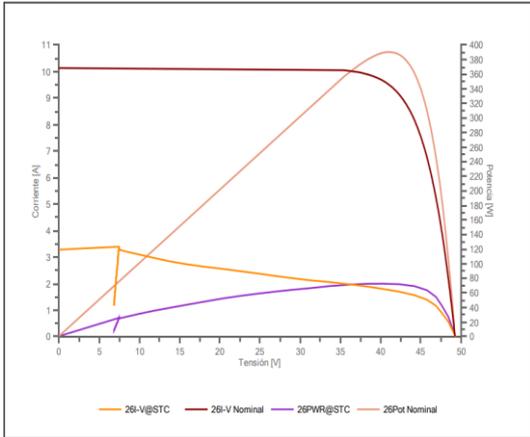
Informe con resultado final: Aceptado con observaciones	Panel en estudio	11
Inspección Visual:		
¿Se acepta el ensayo?		
SI	NO	
Observaciones: se debe reparar marco en la zona de sujeción		
		
Aislamiento:		
Valor medido: 26,10 GΩ		
¿Se acepta el ensayo?		
SI	NO	
Parámetros eléctricos Curva I-V		
Desviación de la Potencia Nominal: 1,79%		
¿Se acepta el ensayo?		
SI	NO	
Observaciones: Curva I-V del panel		
		

Tabla 6. Informe final de panel no aceptado. [Elaboración propia]

Informe con resultado final: No aceptado	Panel en estudio	10
Inspección Visual:		
¿Se acepta el ensayo?		
SI		NO
Observaciones: Astillado de capa vítrea		
		
Aislamiento:		
Valor medido: 21.50 GΩ		
¿Se acepta el ensayo?		
SI		NO
Parámetros eléctricos Curva I-V		
Desviación de la Potencia Nominal: 80,95%		
¿Se acepta el ensayo?		
SI		NO
Observaciones: Curva I-V del panel		
		

4. CONCLUSIONES

Mediante ensayos realizados en el mismo lugar donde se encuentra la instalación solar, fue posible evaluar el estado de los paneles afectados por el temporal. Los valores obtenidos permitieron certificar que 10 paneles reunieron las condiciones para ser considerados aptos ya que cumplen con lo exigido por la norma IRAM en cuanto a: la inspección visual, el aislamiento y las características eléctricas en condiciones de ensayos normalizadas. Por otro lado, resultó importante verificar con el instrumento trazador de curvas que los paneles con serio deterioro en su estructura no logran superar el ensayo de las características eléctricas debido a su baja producción de potencia. Finalmente se determinó que la metodología de ensayos y la instrumentación utilizados

resultaron adecuados para determinar con un alto grado de certeza el correcto desempeño de aquellos paneles declarados aptos.

5. REFERENCIAS

- [1] Generación Distribuida en Argentina Reporte Anual 2022 Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_anual_202226012023.pdf.
- [2] Especificaciones de panel JKM390M-72-V. Disponible en: [https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf)
- [3] Manual del Comprobador de aislamiento 1550C FC 5 kV. Disponible en: <https://www.fluke.com/es-ar/producto/comprobacion-electrica/comprobadores-de-aislamiento/fluke-1550c>
- [4] Manual del Instrumento multifunción para el mantenimiento y la resolución de los problemas sobre instalaciones fotovoltaicas de 1500V/10A ó 1000V/15A I-V500W <https://www.ht-instruments.com/es-es/productos/instrumentacion-fotovoltaica/medidores-curva-i-v/i-v500w/>
- [5] Manual del Medidor de irradiancia calibrado HT304N. Disponible en: https://www.ht-instruments.com/media/filer_public/64/b4/64b4f16e-8f03-4cd7-8da6-b0b74dfbc87e/m_ht304n_itenesde1-00.pdf

OPTIMIZACIÓN DEL CONFORT TÉRMICO Y CONSUMO ENERGÉTICO EN VIVIENDAS BIOCLIMÁTICAS MEDIANTE APRENDIZAJE POR REFUERZOS PROFUNDO

Henderson, Germán Rodolfo ^a, Arena, Alejandro Pablo ^a, Bromberg, Facundo ^b, Vélez, Javier ^b

^a Grupo CLIOPE, Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza

^b Grupo DAHRMA, Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza

german.henderson@docentes.frm.utn.edu.ar

RESUMEN

El sector residencial en Argentina tiene un elevado consumo de recursos energéticos y está estrechamente relacionado con las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto indica la necesidad imperiosa de optimizar los sistemas energéticos en las viviendas. Aunque las estrategias bioclimáticas son una opción viable, los ahorros esperados no siempre se logran debido al comportamiento del usuario, que puede llevar a una operación no óptima de los mecanismos de climatización del hogar. Una solución a esta problemática es la automatización de ciertos componentes, como aires acondicionados, calefacción, ventanas y persianas.

El objetivo de este trabajo es exponer los primeros resultados que se han encontrado en el desarrollo de un controlador basado en DRL (aprendizaje por refuerzos profundo) que optimiza la operación de un sistema de calefacción y refrigeración ideal de una vivienda bioclimática de interés social, utilizando un algoritmo de aprendizaje de PPO (Optimización de Políticas Próximas). Este control se aplica a un entorno simulado en EnergyPlus de una vivienda bioclimática de interés social en la provincia de Mendoza. La metodología propuesta introduce nuevos enfoques para obtener políticas óptimas que se adaptan mejor a los escenarios planteados. Estos escenarios incluyen uno en el que se controla el encendido y apagado del sistema de acondicionamiento de aire frío/calor, otro en el que se regulan los niveles de temperatura requeridos en el espacio interior para mejorar el confort de los habitantes, y finalmente uno que controla, además de las temperaturas requeridas, el flujo másico de aire refrigerado.

Los escenarios presentan diferencias en cuanto a consumo energético y confort en comparación con un control de referencia convencional basado en reglas. También se observan diferencias en la operación obtenida para el equipo de climatización. Un análisis detallado demuestra que el control de flujo másico a partir de aprendizaje por refuerzos profundo logra una disminución del 19% de la energía requerida para climatización, manteniendo niveles de confort similares al control convencional utilizado en viviendas de Mendoza.

Palabras Claves: Automatización, aprendizaje por refuerzos profundo, estrategias bioclimáticas, optimización energética, confort térmico

Área Temática: Energía y Medio Ambiente

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El consumo de energía total (primaria y secundaria) por parte del sector residencial en la Argentina representó un 27% del consumo total para el año 2022, siendo el segundo de mayor demanda, luego del transporte con un 32% y por encima de la industria (21%) [1]. Debido a esto, es importante la optimización del uso de los recursos energéticos que se producen dentro del sector.

Una de las alternativas para optimizar la climatización de las viviendas, con el objetivo de mejorar las condiciones de confort y disminuir el uso de energía, es la aplicación de estrategias bioclimáticas, que han vuelto a ganar presencia en la arquitectura moderna [2]. Estas estrategias son un conjunto de metodologías de diseño, construcción y operación de elementos en un edificio que le permiten aprovechar las condiciones climáticas externas, como la energía del sol y el viento, que permiten alcanzar un estado de confort sin necesidad del uso de fuentes externas (o minimizando el uso de estas).

Sin embargo, se ha comprobado que la implementación de diseño bioclimático no garantiza un ahorro energético en edificios reales, observándose una diferencia apreciable con las estimaciones realizadas [3]. Una de las principales causantes de esto es el comportamiento del usuario. Este puede no conocer las estrategias bioclimáticas que se han implementado en su vivienda o, si las conoce, por motivos diversos, opera los dispositivos de formas diferentes a los esperados. Se puede identificar de esta manera la necesidad de un usuario con un rol activo o la automatización de la operación de la vivienda, siendo esta última muy efectiva [4].

A partir de esto, se plantea la hipótesis de trabajo: “un sistema de control de la vivienda mejora el confort de los habitantes y disminuye el consumo de energía al garantizar una operación óptima de sus mecanismos de climatización”. Pero ¿qué características debería tener el método de control? ¿Cómo podemos comprobar que su aplicación brindará beneficios energéticos y de confort? En la actualidad, los RBC (controles basados en reglas) son los más utilizados por su sencillez y robustez, a pesar de las ineficiencias que presentan [5].

Se ha hecho mucho esfuerzo por conseguir controles óptimos de edificios, siendo los más efectivos hasta el momento los MPC (controles de modelos predictivos), los cuales han demostrado grandes beneficios energéticos y de confort en comparación con los RBC. Sin embargo, estos requieren modelos calibrados del entorno en el que operan, lo cual demanda mucho tiempo y limita su escalabilidad [6].

Recientemente, los avances en inteligencia artificial han resaltado la relevancia del RL (Aprendizaje por Refuerzos), surgido del estudio del control óptimo y el aprendizaje automático. Una característica notable del RL es su capacidad para controlar sistemas o procesos sin necesidad de un modelo del entorno, ya que puede aprender directamente del mundo real [7].

Una de las primeras aplicaciones de RL al control de edificios es la de [8], quien propuso un control óptimo basado en aprendizaje por refuerzo que fue probado y comparado con controladores tradicionales y difusos. Los resultados mostraron que el controlador de aprendizaje por refuerzo tenía un rendimiento equivalente o superior, incluso después de varios años de entrenamiento simulado. Este estudio subraya la capacidad del aprendizaje por refuerzo para adaptarse a las preferencias del usuario y gestionar eficientemente la energía al utilizar medidas de confort como el Índice PMV (voto medio estimado) y el Estándar de Confort Adaptativo.

Los avances en redes neuronales profundas y su aplicación en aprendizaje supervisado han permitido el desarrollo del DRL (Aprendizaje por Refuerzos Profundo), ampliando sus capacidades [7]. Los controladores basados en DRL están mostrando rendimientos superiores y comparables a los obtenidos por los MPC.

En [9], se aplicó DRL para controlar un equipo de climatización integrado con generación y almacenamiento de energía en el edificio, optimizando el costo operativo del sistema energético integral y logrando ahorros del 39.5% al 84.3%, además de una mejora del 40% en el autoconsumo de energía solar.

Más recientemente, el equipo de trabajo que desarrolló el estudio anterior, en colaboración con otros, implementó un control basado en DRL para la gestión energética en un edificio real, logrando ahorros energéticos del 15% al 50% en un entorno simulado y mejorando el control de temperatura interior en un 68% durante una aplicación real, sin aumentar el consumo de energía [10].

El control con DRL se basa en el uso de uno o más agentes inmersos en un entorno (real o simulado). Un agente se define como una entidad capaz de realizar acciones sobre el entorno para inducir cambios de estado en una dirección conveniente. El entorno incluye todo aquello que está fuera del agente y con lo que este interactúa. El estado es una colección de propiedades que definen al entorno y que el agente puede observar parcial o totalmente. La recompensa es una función que puede incluir información sobre el estado y la acción, e indica al agente la calidad de su decisión.

El objetivo del agente (o agentes) es maximizar la recompensa obtenida tanto de forma inmediata como a largo plazo, desarrollando políticas eficientes. Una política es un mapeo de las acciones que el agente debe realizar cuando observa determinado estado. Para una comprensión más profunda de estos conceptos, se recomienda la lectura de Sutton & Barto (2018) [11].

En el contexto de la climatización de edificios, estos agentes pueden aprender a optimizar el uso de sistemas HVAC (Calefacción, Ventilación y Acondicionamiento de Aire) para mejorar la eficiencia

energética y el confort térmico. Por ejemplo, un agente puede aprender a ajustar la temperatura de un edificio en función de la ocupación y las condiciones climáticas externas, maximizando la eficiencia energética y manteniendo el confort de los ocupantes.

Los estudios publicados en el ámbito de la gestión energética de edificios con metodologías de DRL cuentan aún con desafíos y oportunidades de mejora. El objetivo de este trabajo es exponer los primeros resultados que se han encontrado en el desarrollo de un controlador basado en DRL que optimiza la operación de un sistema de calefacción y refrigeración ideal de una vivienda bioclimática de interés social, utilizando un algoritmo de aprendizaje de PPO (Optimización de Política Próxima) [12].

Específicamente, se presenta su implementación con diferentes enfoques de control. Por un lado, se propone el control del encendido del equipo. Por otro lado, el control de la temperatura establecida en los termostatos de calefacción y refrigeración. Finalmente, se aplica al control combinado del termostato, como en el caso anterior, y el control del flujo másico de aire refrigerado. Todos los enfoques realizados con DRL son comparados contra un RBC.

La contribución realizada con este trabajo es la siguiente:

- **Implementación de Control Basado en DRL:** Se implementa un control basado en DRL en una vivienda de interés social en la provincia de Mendoza, Argentina. Esta aplicación representa una de las primeras de esta tecnología en el contexto provincial, abriendo nuevas oportunidades de investigación en la gestión energética de viviendas.
- **Optimización Multivariable:** Se presenta una discusión crítica sobre la implementación de la función de recompensa para la optimización multivariable en escenarios influenciados por la inercia térmica. Esto permite un entendimiento más profundo de los desafíos y consideraciones en el diseño de funciones de recompensa efectivas para sistemas de control térmico.
- **Comparación de Enfoques de Control:** Se comparan diferentes enfoques de control y se exponen los resultados de cada uno, indicando claramente el más adecuado para el caso de estudio. Esta comparación facilita una mejor comprensión del uso de la tecnología DRL en la gestión energética de edificios, particularmente en el control de sistemas de climatización activa.
- **Aplicación de Agentes Múltiples:** Se presenta una aplicación de agentes múltiples con parámetros totalmente compartidos, un método que ha demostrado ser robusto en la coordinación de agentes cooperativos en la gestión de edificios. Este enfoque contribuye a la literatura sobre el uso de agentes múltiples en sistemas de control y optimización energética.

2. METODOLOGÍA

En Argentina existe el IPV (Instituto Provincial de la Vivienda), encargado de diseñar, construir y financiar la construcción de viviendas de interés social. En cooperación con el Ministerio de Desarrollo Territorial y Hábitat y con financiamiento del Fondo del Medio Ambiente Mundial, se implementó el Proyecto de Eficiencia Energética y Energía Renovable en la Vivienda Social Argentina, un proyecto federal para el desarrollo de viviendas de interés social bioclimáticas y con aprovechamiento del recurso solar para la producción de energía eléctrica y agua caliente [13] [14]. En el caso del IPV de Mendoza, se desarrolló una alternativa que mejoraba el diseño de vivienda y un nuevo prototipo con un diseño renovado para ajustar su orientación de forma propicia para aprovechar el sol en invierno y las brisas nocturnas para refrigeración en verano. La aplicación de sistemas activos de climatización no está contemplada en el diseño del prototipo, sin embargo, su uso dependerá de los habitantes de las viviendas.

Para poder conocer la operación óptima de estos equipos activos, se modeló la vivienda en el programa de simulación energética de edificios EnergyPlus versión 23.2, considerando las propiedades térmicas de la envolvente, la orientación sugerida en su diseño y las cargas internas de manera tal que determinen un comportamiento del usuario esperado. La vivienda se ve en la Figura 1, donde se aprecian las diferentes zonas térmicas, aberturas y envolvente.

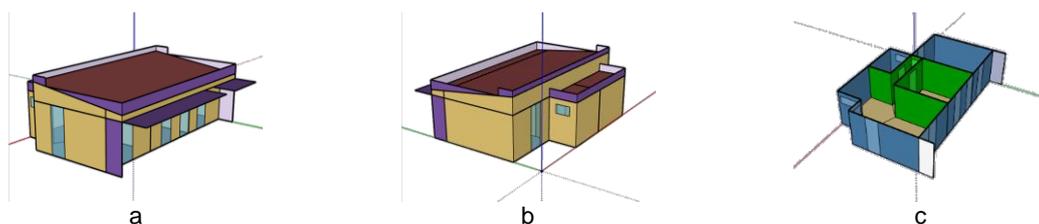


Figura 1 Vivienda de IPV Mendoza modelada en EnergyPlus a) vista noreste, b) vista suroeste y c) vista de corte con detalle de la envolvente [elaboración propia]

El equipo de climatización es modelado como ideal, que entrega la cantidad de aire a la temperatura establecida por el termostato en cada instante de tiempo con una eficiencia del 100%, limitando su

potencia a 2 500 W. Es decir, se cuenta con un equipo de flujo de aire variable y límite de potencia, lo cual se asemeja al uso de una bomba de calor frío/calor de flujo variable.

El modelo de vivienda se integró como entorno de múltiples agentes en RLlib versión 2.20.0, librería de Python especializada en DRL [15]. La integración se realizó utilizando la API de Python de EnergyPlus.

Para el entrenamiento y evaluación de la política, se comienza con la configuración del experimento, donde se definen los parámetros de la política a entrenar, el algoritmo de aprendizaje del agente y las características del entorno. En particular se utiliza el algoritmo PPO [12] y el uso LSTM (memoria a largo plazo) [16]. Una vez definido e iniciado el experimento, se inicia la simulación, en la que el programa inicia el entorno. Para ello, se enmarca a EnergyPlus como un entorno de múltiples agentes de RLlib y se lo ejecuta en un hilo secundario. Esto permite la ejecución y coordinación simultánea de ambas rutinas.

Cuando comienza la simulación, el hilo principal aguarda una observación producida por EnergyPlus en el hilo secundario. Luego, la observación (junto con información adicional) se envía a la política del agente para que devuelva acciones a realizar en el paso de tiempo. La acción es enviada a EnergyPlus, la cual será utilizada para producir cambios en los actuadores definidos en la configuración del entorno. A continuación, el entorno devuelve una nueva observación e información adicional, con los cuales se procede a calcular la recompensa del paso de tiempo y avanzar en la simulación.

Este proceso se produce hasta que la simulación en EnergyPlus finaliza, cumpliéndose así un episodio. Según la configuración establecida, se realizará una cantidad determinada de episodios. Al finalizar los episodios, se concluye la rutina de cálculo. Para más detalles sobre parámetros y configuración se puede consultar el código implementado en el enlace al repositorio de GitHub brindado al final del documento.

Dado el proceso de cálculo de EnergyPlus, la longitud mínima de un episodio se establece en 1 día y la máxima en 1 año. Además, se sincroniza el paso de tiempo de EnergyPlus con el utilizado en RLlib para el aprendizaje. En este trabajo, el episodio se ha definido como un año completo de simulación, mientras que el paso de tiempo se ha establecido en 6 pasos por hora.

2.1. Control basado en DRL

Para la implementación del control basado en DRL es necesario definir el espacio de observaciones, la función de recompensa y el espacio de acciones.

El espacio de observaciones se compone de propiedades del entorno que pueden medirse o prever con exactitud en cada paso de tiempo. En particular, los agentes son capaces de observar las siguientes características:

- Variables: Temperatura de bulbo seco exterior e interior, velocidad y dirección del viento, humedad relativa exterior e interior, presión atmosférica y ocupación (presencia de habitantes).
- Métricas: Electricidad, gas, energía de calefacción y refrigeración.
- Actuadores: Estado de los actuadores, según corresponda.
- Temporales: Hora, día del año y día de la semana.
- Otras variables climáticas: ¿Está lloviendo?, ¿Es de día?, radiación solar.
- Predicción del clima: Predicción horaria del día actual y del siguiente. Específicamente las variables: Temperatura de bulbo seco, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, cobertura total del cielo y nivel de precipitaciones.

El diseño de la función de recompensa es muy sensible a la calidad de la política que se puede entrenar, ya que es la manera en la que se le dice a los agentes que tan buena o mala es la acción que están llevando adelante. Los trabajos de [8] [9] [10] [17] [18] [19] implementan en general términos ponderados y normalizados para el confort y el consumo de energía, con diferencias sutiles para ajustarse a cada experimento. En este trabajo se presenta una función de recompensa similar, la cual se expresa en la Ecuación (1).

$$r = -(\beta) \left(\frac{\sum_t^k E_t}{(k-t) * E_{ref}} \right) - (1 - \beta) \left(\frac{1}{1 - e^{-0.13(PPD_{av} - 45)}} \right) \quad (1)$$

Donde β es un parámetro de ponderación que realiza un balance entre el consumo de energía y el confort alcanzado, E_t es el consumo de energía de cada paso de tiempo t , E_{ref} es el valor de energía que normaliza el término y que se establece en 1 500 000 J por ser la potencia máxima de 2 500 W y el paso de tiempo de 10 minutos. PPD_{av} se lo calcula como se establece en la Ecuación (2), en la cual PPD_t es el parámetro del modelo de Fanger (1970) [20] que indica el porcentaje de discomfort esperado para un estado dado en el paso de tiempo t , y PPD_{ref} es el valor de normalización, utilizando 100% por ser el máximo posible.

$$PPD_{av} = \frac{\sum_t^k PPD_t}{(k-t) * PPD_{ref}} \quad (2)$$

EnergyPlus es capaz de calcular el valor de PPD (Porcentaje Previsto de Disconfort), sin embargo, en la realidad es muy difícil de medir debido a que se necesita conocer la temperatura media radiante. Se ha informado el nivel de PPD para permitir el cálculo de la recompensa durante la fase de entrenamiento en un entorno simulado, proponiendo luego su reemplazo por el retorno informado por los usuarios cuando el control se implemente en escenarios reales.

Un aspecto que diferencia a la función de recompensa de otros trabajos, y que en parte toma como referencia el enfoque seguido en [8], es que la señal es enviada al agente con un periodo de tiempo diferente al del paso de tiempo. En este trabajo, la recompensa promedio es enviada al agente al finalizar un día. Durante el día la recompensa que un agente recibe será igual a 0 y los valores de energía y confort se memorizarán y entregarán de forma media al finalizar el día. Esto ha demostrado un mejor aprendizaje por parte de los agentes en comparación con un sistema de recompensas valorizado en cada paso de tiempo.

El espacio de acciones, por otra parte, será diferente para los siguientes casos, en los cuales las variables de control son diferentes.

2.1.1. Control de encendido

Este control establece valores fijos de temperatura deseada definidos en 19 y 25 °C, para iniciar la calefacción y refrigeración respectivamente, mientras que el agente puede controlar el encendido del equipo en cada paso de tiempo. De esta manera, el espacio de acciones es discreto y puede tomar dos valores, 0 o 1.

2.1.2. Control de termostato

El control del termostato establece dos límites de temperatura, uno para iniciar la calefacción y otro la refrigeración, existiendo un rango intermedio donde no se requiere que ninguno de ellos se active. Este escenario es más complejo que el anterior, debido a que ahora se plantea un sistema de agentes múltiples, es decir, que un agente controlará el límite de temperatura de calefacción mientras que otro el de refrigeración.

Para permitir la utilización de una política con parámetros totalmente compartidos, es necesario que los espacios de observación y acción sean iguales. Por ello se define al espacio de acciones como discreto, pudiendo tomar los valores en el rango de 0 a 3. La temperatura que establecerá cada agente según la acción seleccionada por la política seguirá la regla de la Ecuación (3).

$$\begin{cases} T_r = 23 + \text{acción} \\ T_c = 21 - \text{acción} \end{cases} \quad (3)$$

Donde T_r y T_c son las temperaturas del termostato para refrigeración y calefacción, respectivamente. Por otra parte, se establece que el equipo estará siempre encendido.

2.1.3. Control de flujo másico

Finalmente, se evalúa un escenario en donde el controlador tiene la capacidad de, además de controlar los niveles de temperatura del termostato, el flujo másico de aire refrigerado. Para ello, se integra un tercer agente que regulará este parámetro de operación.

Para un mejor control, el espacio de acciones se aumenta a un valor discreto en el rango de 0 a 5. De esta manera, el rango de valores de temperaturas que puede tomar el termostato es más amplio y el control de flujo másico será un poco más preciso.

Las acciones tomadas por los agentes que controlan el termostato son las mismas que se establecieron en la Ecuación (3). La acción que se establece para el control del flujo másico de aire refrigerado, fma , se presenta en la Ecuación (4).

$$fma = \frac{\text{acción}}{10} \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (4)$$

De esta manera, los valores discretizados de flujo másico son de 0.0 a 0.5 kg/m³ en saltos de 0.1 kg/m³.

2.2. Control basado en reglas

El control de referencia es del tipo RBC, es el que suele encontrarse en las viviendas reales. Este control se basa en reglas intuitivas, y entregan, en escenarios estáticos, buenos resultados. Las reglas utilizadas para el RBC son las descritas en la Ecuación (2).

$$\begin{cases} \text{Si } T_i < T_{inf} \rightarrow \text{Encender calefacción} \\ \text{Si } T_i \geq T_{inf} \rightarrow \text{Apagar calefacción} \\ \text{Si } T_i \leq T_{sup} \rightarrow \text{Encender refrigeración} \\ \text{Si } T_i > T_{sup} \rightarrow \text{Apagar refrigeración} \end{cases} \quad (2)$$

Con ellas se busca que la temperatura media del aire en la habitación de interés permanezca entre los límites fijados por el termostato, sugiriendo confort en todo momento donde el equipamiento de climatización pueda hacer frente al requerimiento energético necesario.

Es importante destacar que este control proporciona el flujo de aire necesario en cada paso de tiempo, por lo que se habla de un sistema de flujo variable. Además, también se destaca que en este escenario el equipo se encuentra siempre encendido.

2.5. Configuración del entrenamiento

El entrenamiento se realizó para cada caso durante 80 episodios, donde se pudo observar una convergencia en la función de pérdida de la política entrenada. Se aplicó una exploración de ϵ -greedy desde un valor de 0 en el episodio 1 hasta un valor de 1 en el episodio 48. Luego, se permitió un aprendizaje natural durante 32 episodios más.

2.6. Configuración de la evaluación

Para la evaluación se utilizó un archivo climático similar a los utilizados para el entrenamiento, mientras que el modelo utilizado y las cargas internas se mantuvieron sin modificación. Se evaluó a cada control durante un episodio completo, es decir, durante un año.

3. Resultados

3.1. Uso de energía y confort de los habitantes

En la Figura 2(a) se presentan los consumos de energía para calefacción, refrigeración y total para cada tipo de control evaluado, mientras que en la Figura 2(b) representa la distribución del PPD obtenido en estas evaluaciones. En ellas se observa que el control de referencia basado en reglas (RBC) demanda anualmente 2 955.69 kWh para el caso de estudio, asegurando un confort el 89 % del tiempo, considerando un PPD menor o igual al 20 %.

En el caso del control de encendido por DRL se observa una disminución notable del consumo de energía, siendo esta un 60% menor al de referencia. Sin embargo, se puede apreciar una gran disminución en el confort, disminuyendo este a un valor del 77% anual. Además, este control ha permitido que las condiciones en el interior de la habitación no sean confortables una gran parte del tiempo, siendo un 11% del tiempo superiores a un PPD de 50%.

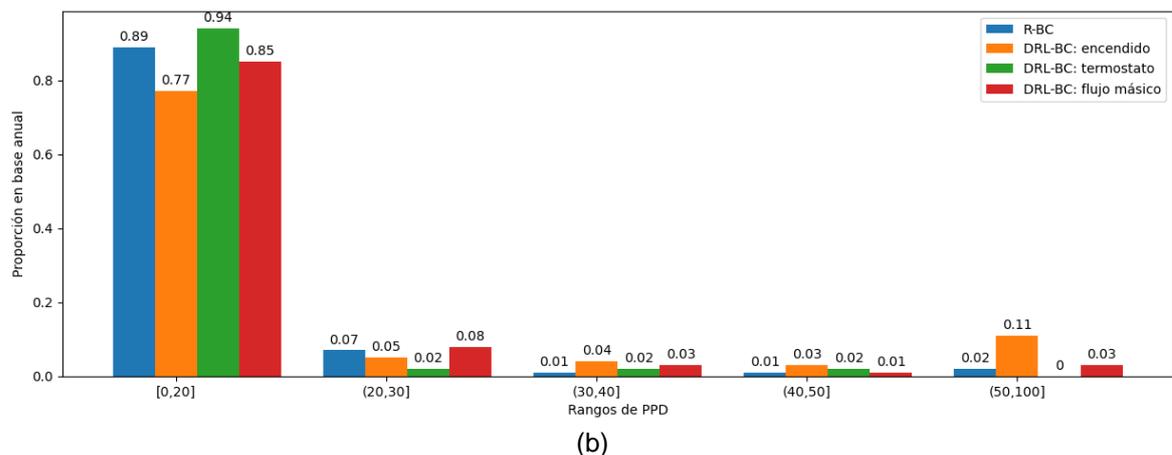
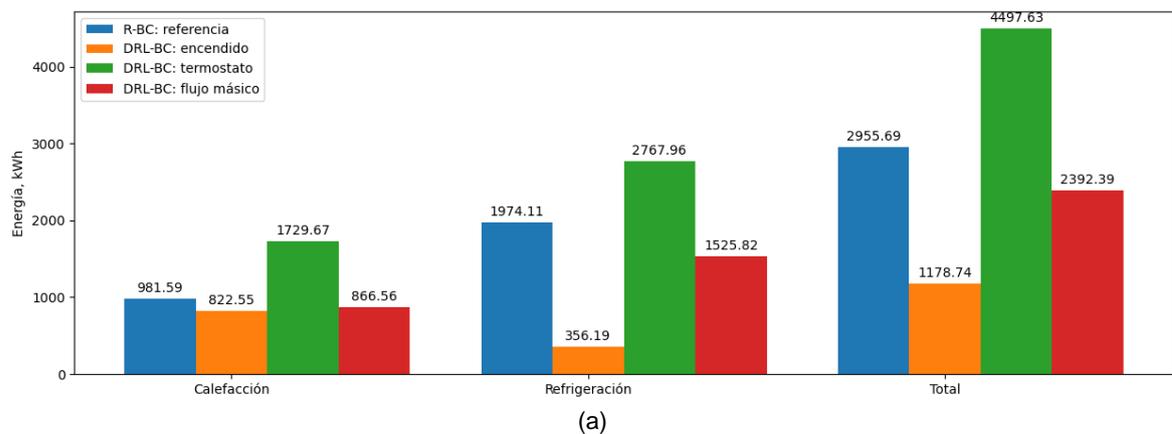


Figura 2 (a) Demanda de energía para calefacción, refrigeración y total para cada tipo de control evaluado. (b) Distribución del PPD para los diferentes métodos de control evaluados.

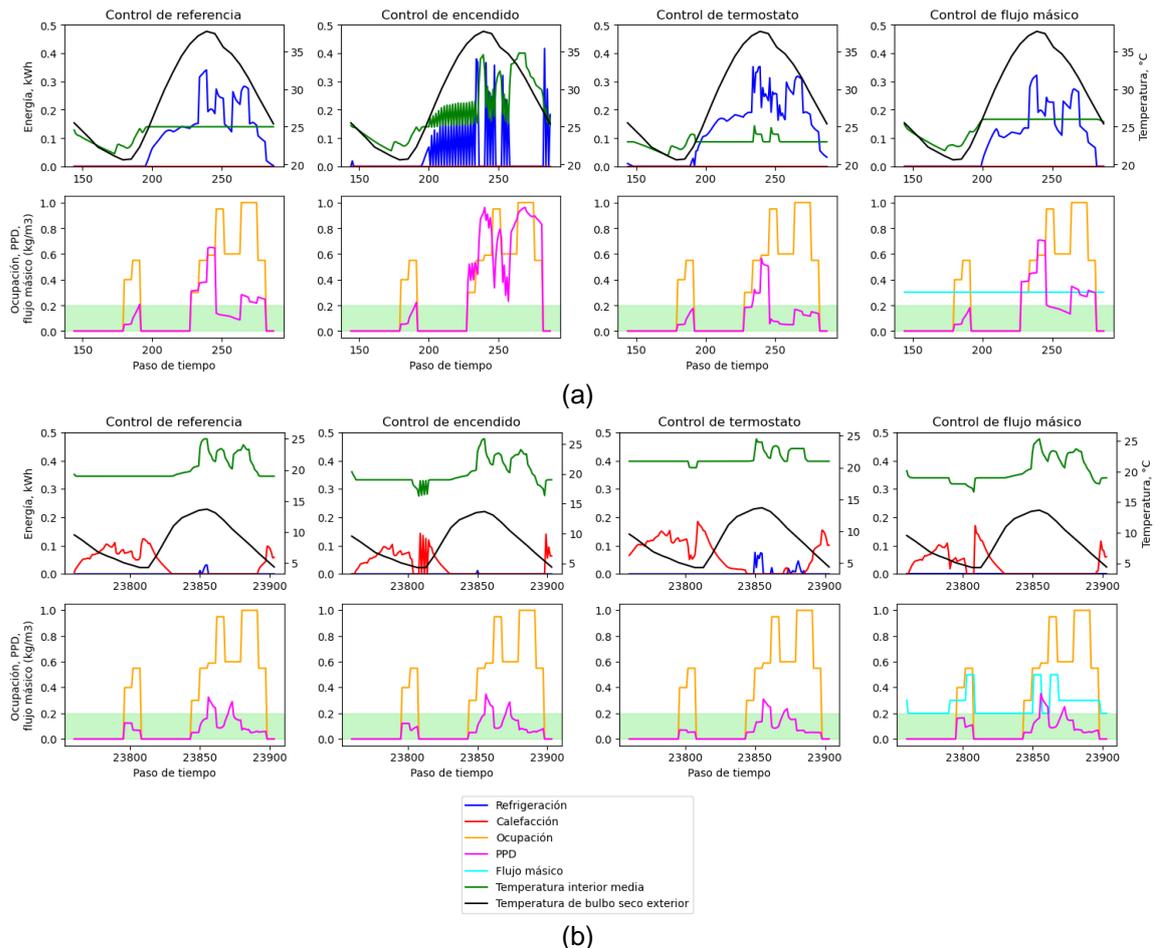


Figura 3 Política de control en un día de verano (a) y uno de invierno (b). Se muestra el consumo de energía y las temperaturas alcanzadas en el interior de la zona térmica de interés. Además, se muestra la ocupación de la zona térmica y el PPD obtenido.

El control de termostato mejoró el confort térmico, alcanzando un PPD menor o igual al 20% un 94% del tiempo. No obstante, para ello su demanda de energía aumentó en un 52% con respecto al RBC, elevando su valor anual a 4 497 kWh.

Finalmente, el escenario donde se realizó control de flujo másico de aire acondicionado presentó una disminución del consumo energético anual del 19% con respecto al RBC, demandando 2 392.39 kWh para niveles de confort similares. Este escenario presentó el mejor de los tres estudiados, permitiendo un ahorro energético y garantizando niveles de confort adecuados y similares a los que proporcionan los sistemas actuales.

3.2. Comportamiento de los agentes: análisis de las políticas

Una mejor comprensión de las políticas seguidas por cada controlador permitirá entender cómo ha sido su comportamiento durante el año. Para ello se presenta el comportamiento para un día típico de verano y otro de invierno en la Figura 3(a) y 3(b), respectivamente. Un análisis de todos los días del año ha permitido saber que con la observación de estos es posible llegar a las mismas conclusiones.

Tanto en verano como en invierno, la estrategia del control de encendido muestra una operación intermitente del equipo. Esta táctica permitió que el consumo de energía a menos de la mitad. Sin embargo, en momentos críticos de alta demanda siempre se apaga, lo cual está relacionado con los picos de desconfort. Esta interrupción intermitente ayuda a controlar el flujo de aire refrigerado de manera pseudoeiciente. En invierno, el control de encendido también muestra una operación alternante, reduciendo el consumo de energía. La falta de ventilación adecuada en momentos donde el control de referencia sugería refrigeración debería ser abordada para mejorar el confort térmico y la eficiencia energética.

El control del termostato permite un mejor control de las temperaturas de operación, mejorando el confort. Sin embargo, esto incrementa el consumo de energía debido a un rango de operación más estrecho. Similar al comportamiento en verano, se observa una mejora en el confort térmico a costa de un mayor consumo energético. La estrategia es efectiva para mantener condiciones térmicas estables.

El control de flujo másico logra no solo disminuir el consumo de energía, sino también mantener el confort en niveles comparables al control de referencia. La regulación del flujo másico permite utilizar una menor cantidad de aire refrigerado, manteniendo temperaturas de operación más elevadas y eficientes. En invierno, el control de flujo másico también muestra una adaptación eficiente a las condiciones ambientales, evitando la refrigeración cuando no es necesaria. Se destaca por no utilizar refrigeración en invierno ni calefacción en verano, mostrando una clara adaptación a la dinámica del entorno.

En conclusión, el control de encendido permite una significativa reducción del consumo energético mediante la operación intermitente del sistema. No obstante, puede ocasionar incrementos en el desconfort durante periodos críticos, especialmente en verano. El control de termostato mejora notablemente el confort térmico mediante un control más preciso de la temperatura operativa, aunque esto resulta en un mayor consumo de energía. Por otro lado, el control de flujo másico es el más eficiente en términos de consumo de energía y confort térmico. Regula adecuadamente el flujo de aire y se adapta mejor a las condiciones ambientales, evitando el uso innecesario de refrigeración o calefacción. El análisis detallado de estas políticas a través de días típicos de verano e invierno permite entender mejor su impacto en el consumo de energía y el confort térmico, proporcionando valiosas observaciones para optimizar la gestión energética en edificios.

4. Discusión

El estudio presentado tiene algunas limitaciones en su aplicación que son importante destacar. Las políticas visualizadas sugieren un mejor ajuste de las cargas internas del edificio modelado, ya que hay picos en el mediodía por el uso de la cocina que no se aprecian normalmente. Por otra parte, la ventilación natural, sea natural o forzada, juega un papel muy importante, y esto no se ha tenido en cuenta.

Además, es importante mencionar que las políticas han sido especializadas en el caso de estudio. Una generalización de estas políticas permitiría aplicarlas a otras viviendas, permitiendo así un mayor alcance de los beneficios encontrados.

Un ajuste del valor de β , como se propone en [19], permitiría adaptar las políticas encontradas a los diferentes tipos de usuarios. Este ajuste ha quedado fuera del alcance de este trabajo, pero se sugiere que trabajar con mecanismos de transferencia de aprendizaje permitiría una aceleración en el cálculo para la determinación de políticas adaptadas a diferentes tipologías de usuarios.

Es importante destacar que los ahorros energéticos encontrados están en el orden de magnitud de otros autores [21] [22] [23] [24]. Sin embargo, una comparación justa sería la evaluación de los agentes en escenarios similares. En general, los autores han trabajado en edificios de oficinas, que presentan diferencias con entornos residenciales, donde el comportamiento de los usuarios suele modificarse dinámicamente y es más difícil de predecir. Además, las actividades desarrolladas en una vivienda pueden ser muy distintas a las realizadas en una oficina.

En cuanto al comportamiento del usuario, en este trabajo se realizó la hipótesis de un comportamiento determinado y repetitivo, lo que puede ocasionar un sesgo en la política encontrada, por lo que es necesario implementar un comportamiento más variado y basado en probabilidades para que el agente pueda adaptarse mejor en condiciones diferentes. Esto se deja para trabajos futuros.

Los parámetros utilizados se basaron en los utilizados por otros autores. Por ejemplo, [8] recomienda la utilización de tasas de descuento para la recompensa entre 0.8 y 0.95. Además, se ha experimentado anteriormente con el ajuste fino del algoritmo DQN (redes neuronales profundas para la estimación de la función Q) en entornos de edificios sugiriendo tasas de descuento pequeñas, lo cual coincide con el trabajo [18]. Sin embargo, un ajuste fino de los parámetros permitirá una optimización de las políticas aquí expuestas, ya que estas pueden hacer referencia a unas subóptimas.

Finalmente, se destaca la aplicación exitosa de agentes múltiples cooperativos. Uno de los desafíos más importantes en la actualidad del modelado basado en agentes, es la optimización de entornos en los que múltiples agentes participan para conseguir un objetivo común. Aquí se planteó una estrategia de política con parámetros totalmente compartidos, permitiendo un rendimiento de cálculo mayor en un entrenamiento centralizado, pero con ejecución descentralizada.

5. Conclusiones

Se logró una implementación de un entorno simulado que representa la dinámica térmica de un edificio para su uso en aprendizaje por refuerzos. Esto marca el inicio de una nueva línea de investigación que podrá traer beneficios energéticos en las viviendas de Argentina.

Se analizaron diferentes escenarios de control de un equipo de climatización activo en una vivienda de interés social bioclimática en la provincia de Mendoza, obteniendo con un control de encendido del equipo ahorros del 60% en el consumo de energía, pero con impactos negativos en el confort de los habitantes. Por otra parte, un control de los niveles de temperatura fijados por el termostato presentó una mejora del confort interior, pero ahora con un aumento del 52% en el uso de energía. Finalmente, un control del flujo másico de aire refrigerado combinado con el control del nivel de

temperatura requerido presentó el mejor escenario, consiguiendo ahorros del 19% para condiciones de confort similares al sistema de control de referencia.

Finalmente, se presentó una discusión crítica del trabajo exponiendo las limitaciones, que dejan un camino abierto a trabajos futuros que permitan avanzar en esta línea de investigación. Considerando uno de los principales desafíos, pero que mayores beneficios podría tener este modelo, la generalización para poder ser utilizado en cualquier clase de vivienda, se consideran los siguientes objetivos para trabajos futuros:

- La integración de diferentes perfiles de usuarios con comportamientos no determinados.
- El entrenamiento en viviendas con diferentes características de orientación, envolvente, dimensión, relación de área vidriada con respecto al área de cubierta.
- Entornos ubicados en diferentes clases de climas.
- Integración de otros mecanismos de climatización, como ventilación natural, forzada, mixta, almacenamiento de energía térmica, control de sombras, entre otros.

Todos representan desafíos que en las investigaciones actuales aún se discuten, como el uso de agentes múltiples cooperativos con espacios de observación y acción, la implementación en escenarios reales y los procesos de transferencia de aprendizaje.

Finalmente, aunque se utilizó una función de recompensa capaz de hacer un balance entre energía y confort, permitiendo la adaptación a diferentes tipos de usuarios, se deben evaluar diferentes configuraciones para evaluar la capacidad de indicar correctamente al agente una señal clara. La normalización realizada, si bien ha representado una mejora con respecto a una función de recompensa no normalizada, se cree que se puede mejorar. Por otra parte, experimentar con diferentes tipos de algoritmos de aprendizaje puede resultar en mejores eficiencias de aprendizaje. Incluso, se podría plantear un aprendizaje con PPO en la etapa de entrenamiento y luego con DQN en la implementación real del control.

6. AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo se enmarca en el proyecto “Modelo de gestión energética de viviendas con Deep Reinforcement Learning” de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza, con código MSPPME0009872.

7. REPOSITORIO DE CÓDIGO

Para mayor transparencia, se ha elaborado un repositorio en GitHub con los códigos y documentos utilizados para realizar la experimentación descrita en este trabajo. El siguiente enlace corresponde con este repositorio:

<https://github.com/hermmanhender/5toCES2024>

8. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Economía, «Balances Energéticos,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>. [Último acceso: 24 5 2024].
- [2] L. A. Bugenings y A. Kamari, «Bioclimatic Architecture Strategies in Denmark: A Review of,» *Buildings*, vol. 12, n° 224, 2022.
- [3] A. E. Font, Influencia del usuario en los beneficios energético de las estrategias de diseño bioclimático de viviendas. Caso de estudio de dos viviendas emplazadas en la Ciudad de Mendoza., Mendoza, Mendoza: Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza, 2013.
- [4] A. Nagy, H. Kamzi, F. Cheaib y J. Driesen, «Deep Reinforcement Learning for Optimal Control of Space Heating,» *ArXiv*, vol. abs/1805.03777, 2018.
- [5] C. Zhang, R. Kannan, S. R. Kuppannagari y V. K. Prasanna, «Building HVAC Scheduling Using Reinforcement Learning via Neural Network Based Model Approximation,» *BuildSys '19: Proceedings of the 6th ACM International Conference on Systems for Energy-Efficient Buildings, Cities, and Transportation*, pp. 287 - 296, 2019.
- [6] H. Zhang, S. Seal, D. Wu, F. Bouffard y B. Boulet, «Building Energy Management With Reinforcement Learning and Model Predictive Control: A Survey,» *IEEE Access*, vol. 10, 2022.
- [7] V. Mnih, K. Kavukcuoglu, D. Silver, A. Graves, I. Antonoglou, D. Wierstra y M. Riedmiller, «Playing Atari with Deep Reinforcement Learning,» *DeepMind Lab. arXiv*, n° 1312, 2013.
- [8] K. Dalamagkidis, D. Kolokotsa, K. Kalaitzakis y G. Stavrakakis, «Reinforcement learning for energy conservation and comfort in buildings,» *Building and Environment*, vol. 42, p. 2686–2698, 2007.
- [9] S. Brandi, A. Gallo y A. Capozzoli, «A predictive and adaptive control strategy to optimize the management of integrated energy systems in buildings,» *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1550–1567, 2022.

- [10] A. Silvestri, D. Coraci, S. Brandi, A. Capozzoli, E. Borkowski, J. Köhler, D. Wu, M. N. Zeilinger y A. Schlueter, «Real building implementation of a deep reinforcement learning controller to enhance energy efficiency and indoor temperature control,» *Applied Energy*, vol. 368, n° 123447, 2024.
- [11] R. S. Sutton y A. G. Barto, *Reinforcement Learning: An Introduction*, Cambridge: MIT Press, 2018.
- [12] J. Schulman, F. Wolski, P. Dhariwal, A. Radford y O. Klimov, «Proximal Policy Optimization Algorithms,» *arXiv:1707.06347v2*, 2017.
- [13] M. d. Interior, «Proyecto Eficiencia Energética y Energía Renovable en la Vivienda Social Argentina,» República Argentina, [En línea]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/vivienda/vivienda-social>. [Último acceso: 12 06 2024].
- [14] M. d. Interior, «EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN LA VIVIENDA SOCIAL ARGENTINA,» República Argentina, Buenos Aires, 2023.
- [15] E. Liang, R. Liaw, R. Nishihara, P. Moritz, R. Fox, K. Goldberg, J. E. Gonzalez, M. I. Jordan y I. Stoica, «RLlib: Abstractions for Distributed Reinforcement Learning,» de *International Conference on Machine Learning (ICML)*, Stockholm, 2018.
- [16] S. Hochreiter y J. Schmidhuber, «Long Short-Term Memory,» *Neural Computation*, vol. 9, n° 8, pp. 1735-1780, 1997.
- [17] Y. R. Yoon y H. J. Moon, «Performance based thermal comfort control (PTCC) using deep reinforcement learning for space cooling,» *Energy & Buildings*, vol. 203, n° 109420, 2019.
- [18] A. Gupta, Y. Badr, A. Negahban y R. G. Qiu, «Energy-efficient heating control for smart buildings with deep reinforcement learning,» *Journal of Building Engineering*, vol. 34, n° 101739, 2021.
- [19] R. Mulero Martínez, B. Arrergi Goikolea, I. Mendialdua Beitia y R. Garay Martínez, «Designing a generalised reward for Building Energy Management Reinforcement Learning agents,» de *6th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, 2021.
- [20] P. O. Fanger, «Thermal comfort. Analysis and applications in environmental engineering,» 1970.
- [21] N. Morel, M. Bauer, M. El-Khoury y J. Krauss, «NEUROBAT, a predictive and adaptive heating control system using artificial neural networks,» *International Journal of Solar Energy*, vol. 21, pp. 161-201, 2001.
- [22] E. Barrett y S. P. Linder, «Autonomous HVAC control, a reinforcement learning approach,» *Lecture Notes in Computer Science*, vol. 9286, pp. 3-19, 2015.
- [23] F. Ruelens, S. Iacovella, B. Claessens y R. Belmans, «Learning Agent for a Heat-Pump Thermostat With a Set-Back Strategy Using Model-Free Reinforcement Learning,» *arXiv: Systems and Control*, 2015.
- [24] L. Yang, Z. Nagy, P. Goffin y A. Schlueter, «Reinforcement learning for optimal control of low exergy buildings,» *Applied Energy*, vol. 156, pp. 577-586, 2015.
- [25] P. Fazenda, K. Veeramachaneni, P. Lima y U.-M. O'Reilly, «Using reinforcement learning to optimize occupant comfort and energy usage in HVAC systems,» *Journal of Ambient Intelligence and Smart Environments*, vol. 6, n° 6, pp. 675-690, 2014.

CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS RESIDENCIALES DE LA COOPERATIVA DE ENERGÍA DE IBARLUCEA

Rullo, Pablo G.^{1,2}, Arraña, Ignacio¹, Hetze, Vanesa², Tielli, Matias², Wild, Gisela³

1 Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES - FRRo – UTN).

2 Grupo de Investigación de Energías Renovables (GIDER – FRSN – UTN).

3 Cooperativa de Energía y Consumos de Ibarlucea Ltda.

prullo@frsn.utn.edu.ar

RESUMEN

En los últimos años la profundización de la crisis socioambiental que atravesamos se ha vuelto más evidente. Las acciones para dinamizar una transición energética justa, buscando modelos energéticos más equitativos, democráticos y sostenibles resultan cruciales. En este contexto, las cooperativas de energía desempeñan un papel fundamental al permitir una gestión participativa y local de los recursos energéticos. Este trabajo se enmarca en un proyecto conjunto que se viene desarrollando entre distintos grupos de investigación y la Cooperativa de Energía y Consumo de Ibarlucea Ltda. con el objetivo de implementar acciones concretas de eficiencia energética e incorporación de energías renovables para el abordaje de la problemática de la pobreza energética en la comunidad.

En particular, en este trabajo se presentan los resultados iniciales de una caracterización general del consumo de energía eléctrica en la comunidad de Ibarlucea (Santa Fe). Se realizaron múltiples análisis de consumo de energía, diferenciando entre tipos de usuarios y su variación anual, e identificando tanto características cualitativas como cuantitativas. Posteriormente, se profundizó en el análisis del consumo del sector residencial, considerando la segmentación tarifaria como un elemento clave. Los resultados revelan diferencias significativas en el consumo entre los segmentos de mayores y menores ingresos, destacando un consumo promedio mensual mayor en los hogares de menores ingresos, lo que sugiere una alta dependencia eléctrica para calefacción y otros usos. Los trabajos futuros derivados de este análisis se centrarán en caracterizar de manera más desagregada las dinámicas de consumo, tecnologías utilizadas y condiciones habitacionales y socioeconómicas asociadas, para lograr un diagnóstico detallado que permita construir políticas orientadas a garantizar un acceso equitativo e igualitario a la energía por parte de los socios y socias de la cooperativa.

Palabras Claves: Cooperativas de Energía, Diagnóstico Energético, Pobreza Energética.

Área Temática: Energía y Medio Ambiente. Desafíos para las ciudades. Arquitectura ambientalmente consciente. Edificación sustentable.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

Cada día resulta más evidente la necesidad de una transformación profunda en las formas de organización de la producción y consumo en general, y de la energía en particular. Según el Panel Intergubernamental de expertos en Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés), el sector energético, y en particular la producción y el consumo de combustibles fósiles, es responsable del 73% de las emisiones humanas de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Especialmente interpelado se encuentra el sector eléctrico, por ser responsable de cerca del 40% de estas emisiones. Estos factores potencian un proceso de cambio climático que, además de ser una amenaza a nivel global, se traduce en problemas concretos de desigualdad social. Una crisis esencialmente provocada por los modelos de desarrollo de las naciones de mayores ingresos, pero cuyos efectos y costos recaen mayoritariamente sobre países periféricos [1]. Esta característica se reproduce a nivel de sectores sociales, ya que las mayores consecuencias a nivel socioambiental del cambio climático la sufren los sectores más vulnerables. En este marco, las acciones tendientes a dinamizar procesos de transición energética resultan cruciales.

Sin embargo, es importante destacar que no existe una única concepción de Transición Energética (TE). Podemos identificar distintos enfoques, entre ellos, la transición energética corporativa y la transición energética justa (TEJ). La transición energética corporativa se enfoca en la implementación de medidas y políticas que promuevan la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero mediante un recambio de fuentes, aunque sin cuestionar las lógicas de consumo ni las relaciones de desigualdad existentes [1]. Por otro lado, la TEJ se enfoca en la promoción de políticas y medidas que permitan una transición justa y sostenible hacia fuentes de energía más limpias y renovables, desde una perspectiva de derecho [2]. Esta concepción busca garantizar un acceso equitativo e igualitario a la energía, teniendo en cuenta las necesidades y particularidades de las comunidades locales, promoviendo la participación ciudadana y la generación cooperativa [3]. El indicador que comúnmente se utiliza para operacionalizar estos diagnósticos es el de Pobreza Energética (PE); y las alternativas de transformación que propone esta perspectiva giran en torno a la generación de mecanismos de redistribución de la riqueza a través de la modificación de los sistemas de acceso a la energía [4].

Un actor que puede jugar un papel en el impulso a procesos de TEJ en nuestro país son las cooperativas de servicios públicos en general, y de energía eléctrica en particular. Las cooperativas juegan un rol fundamental en esta transición, ya que permiten una gestión más participativa y local de la energía. Además, la Generación Distribuida (GD) tiene el potencial de reducir la vulnerabilidad energética de las provincias, potenciar el rol de los actores territoriales y brindar mayor autonomía a los usuarios, al mismo tiempo que potencia dinámicas de desarrollo local [5]. En Argentina, las cooperativas eléctricas tienen una larga trayectoria en el sector y han desempeñado un papel fundamental en garantizar acceso a la energía eléctrica en zonas rurales y periurbanas, como así también en el impulso de la generación renovable [6, 7]

Bajo estas premisas, desde el Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES-UTN) se viene trabajando en la co-construcción, en conjunto con diferentes cooperativas del país, de herramientas, metodologías y experiencias piloto que aporten a procesos de TEJ en general, y a nivel local en las comunidades. En particular, este trabajo se enmarca en el proyecto *"Hacia un acceso equitativo e igualitario de la energía en Ibarlucea: acciones en el marco de un plan de transición energética justa a nivel local"*, financiado por el (ex) Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de Argentina (MinCyT) en la convocatoria 2023 Proyectos de Tecnologías para la Inclusión Social (PTIS). El mismo se viene desarrollando en conjunto con la Cooperativa de Energía y Consumos de Ibarlucea Ltda., participan integrantes de las Regionales Rosario y San Nicolás de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), y del Instituto de Estudios Sociales de la Ciencia y la Tecnología (IESCT – UNQ), y tiene por objetivo implementar acciones concretas de eficiencia energética e incorporación de energías renovables para el abordaje de la problemática de la pobreza energética en la comunidad de Ibarlucea enmarcado en un plan de transición energética justa a nivel local.

En este trabajo se realiza una caracterización general del consumo de energía eléctrica en la comunidad de Ibarlucea (Sante Fe). Para ello se utilizó la base de datos de usuarios disponible en la cooperativa del periodo abril-23 a marzo-24. El principal objetivo es la generación de información que sirva como soporte para la construcción de políticas públicas direccionadas al sector residencial. A su vez, a partir de este análisis preliminar se definirán estrategias para complementar la información derivada de este trabajo con herramientas muestrales que permitan un análisis más detallado y desagregado del consumo de energía. Cabe destacar, que este trabajo cobra especial relevancia a nivel coyuntural dado el reciente proceso de quita de subsidios a la energía y modificaciones en los criterios para la definición de la segmentación determinada en el Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía (RASE) [8].

El trabajo se estructura de la siguiente manera, en la siguiente sección se presenta una breve descripción de la localidad de Ibarlucea, en la sección 3, se presenta un detalle de la trayectoria de trabajo conjunto entre los actores integrantes del proyecto, en la sección 4 se presenta el análisis

detallado del consumo de energía eléctrica considerando diferentes dimensiones para su evaluación cuantitativa y cualitativa, y finalmente, en la sección 5 las conclusiones.

2. DESCRIPCIÓN DE LA LOCALIDAD DE IBARLUCEA

La comuna de Ibarlucea, provincia de Santa Fe, está ubicada a unos 20 km del centro de Rosario, sobre la ruta nacional 34. Tiene una extensión territorial de 47 km², siendo el 16,40 % de suelo urbano (incluyendo trazados viales, ferroviarios y espacio público) y el 83,60 % de suelo rural. Su área residencial queda definida en una superficie aproximada de 6,2 km². Según el Censo Nacional realizado en el año 2010 su población es de 4.402 habitantes, presentando en los últimos períodos intercensales crecimientos del 79,76 % (1991-2001) y del 69,11% (2001-2010) (cita Censo 2010). Ibarlucea se encuentra ubicada en punto neurálgico a nivel metropolitano de Rosario, ya que linda con la ruta A012, principal arteria de tránsito de transporte de carga de granos hacia el complejo portuario del Gran Rosario, la ruta nacional 34, la ruta provincial 34-S y la Autopista Rosario-Santa Fe. A su vez, limita con las ciudades de Rosario al sur, Granadero Baigorria al este y Funes al oeste. En este sentido, la localidad se viene posicionando como un importante polo de atracción de inversiones inmobiliarias, y por consiguiente con un índice de crecimiento población muy importante. Si bien aún no se disponen de datos detallados del último censo nacional 2021, se estima a partir de resultados de un censo local, que la población permanente actual ronda las 8000 personas. A pesar de la relevancia actual y potencialidades de la localidad, la misma no cuenta aún con red de distribución de agua potable ni gas, como tampoco cloacas en gran parte de ella. Actualmente se encuentra en construcción la red de distribución de agua que abastecerá en principio al casco urbano. La ausencia de una red de agua potable, implica la necesidad de recolección de agua para consumo en las canillas públicas del pueblo mediante bidones. Por su parte, la provisión del servicio eléctrico se encuentra dividido entre la Empresa Provincial de la Energía (EPE) y la Cooperativa de Energía y Consumos Ibarlucea Ltda (COOPEI). Esta última presta servicios principalmente dentro de lo que es la zona Oeste de la comuna (casco urbano y nuevos loteos) a unos 1400 socios/as entre usuarios residenciales, comerciales y dependencias públicas.

3. TRAYECTORIA DE TRABAJO CONJUNTO

La Cooperativa de Energía y Consumos de Ibarlucea en conjunto con el Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES-UTN) y la ONG Taller Ecologista vienen impulsando desde el año 2020 diversas estrategias que apuntan a garantizar un acceso equitativo e igualitario de la energía por parte de los socios y socias de la cooperativa. Uno de los principales ejes identificados es la problemática de la Pobreza Energética (PE). En este sentido, y con el objetivo de contar con un mayor conocimiento y caracterización de dicha problemática en la comunidad, es que durante los años 2020 y 2021 se realiza un primer diagnóstico. Si bien el mismo tuvo limitaciones en el alcance debido principalmente a dificultades inherentes a la pandemia de Covid-19, se lograron identificar algunas características particulares que permitieron diagramar los trabajos futuros. Entre ellas podemos mencionar: (i) problemas asequibilidad en el acceso a la energía derivada principalmente a situación socioeconómica, laboral de los hogares, (ii) Alta Ineficiencia en el consumo de energía por problemas estructurales en la vivienda, electrodomésticos obsoletos, en mal estado y/o poco eficientes, y desconocimiento en buenas prácticas de uso de la energía, (iii) problemas de seguridad eléctrica en instalaciones, (iv) fuerte componente de desigualdad de género en responsabilidad de tareas reproductivas relacionadas a la energía, entre otras. En este sentido, durante el año 2022 se desarrolló el Taller de Promotoras en Energía. El mismo fue un espacio destinado a mujeres donde se abordaron las temáticas de cooperativismo, género y conceptos básicos de energía, eficiencia energética y seguridad eléctrica en los hogares. Como continuidad y con el objetivo de tener un abordaje más amplio e integral, a partir del año 2023 se incorporan al equipo de trabajo integrantes del Instituto de Estudios Sobre la Ciencia y la Tecnología de la Universidad Nacional de Quilmes (IESCT-UNQ). En el transcurso de ese año se realizaron talleres de formación en planificación estratégica destinado a los grupos de investigación participantes, miembros del Consejo Directivo y trabajadores de la Cooperativa, personal de la Comuna de Ibarlucea, e integrantes de instituciones de la localidad. Estos tuvieron como objetivo sentar una base común de conocimientos y herramientas para impulsar un proceso de planificación estratégica para la elaboración de un Plan de Transición Energética a nivel local.

Finalmente, a inicios de 2024 se logra la adjudicación de un Proyecto de I+D financiado por el Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Argentina que tiene por objetivo general el diseño de dicho plan. En el mismo se propone implementar acciones concretas de eficiencia energética e incorporación de energías renovables para el abordaje de la problemática de la pobreza energética en la comunidad de Ibarlucea enmarcado en un plan de transición energética justa a nivel local. Consta de instancias de planificación estratégica y capacitaciones que permitan implementar dichas acciones. A su vez, se contempla la articulación de procesos participativos en la generación de

políticas públicas, el fomento a la generación distribuida cooperativa, la incorporación de estrategias de eficiencia energética en hogares e instituciones y el impulso de dinámicas de desarrollo local. Actualmente, este proceso se encuentra en marcha y se está avanzando en la elaboración de un diagnóstico del consumo energético en los hogares y una caracterización de la situación de PE a nivel general, se comenzó a diagramar una herramienta para un diagnóstico focalizado de los hogares que permita identificar las características en los usos finales de la energía, como así también un programa de eficiencia energética destinado principalmente a socios y socias con dificultades en el pago de la tarifa. Finalmente, se está comenzando la instalación de una primera etapa de Generación Distribuida fotovoltaica, lo que producirá ahorros en la compra de energía por parte de la Cooperativa que se destinarán a la generación de un fondo específico para el financiamiento de políticas de eficiencia energética en los hogares, promoción de energías renovables, y abordaje de la pobreza energética. En particular, en este trabajo se presentan los resultados preliminares del diagnóstico de consumo de energía eléctrica en la localidad de Ibarlucea.

4. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

4.1. Distribución de tipos de usuarios

En la Tabla 1 presentamos la distribución de usuarios de la Cooperativa durante el periodo abril de 2023 a marzo de 2024. Como vemos, a nivel general la Cooperativa cuenta con 1500 socios aproximadamente, los cuales consumen un total de 5000 MWh al año. Esto resulta en un promedio de 417 MWh al mes. Cabe aclarar que a lo largo de trabajo hablamos de usuarios y no de socios, ya que estamos realizando una caracterización en función del consumo en cada servicio o cuenta individual, y un socio puede tener asociada más de una cuenta.

Como puede apreciarse, la centralidad está dada por los usuarios de tipo de residencial, representando el 92,4% del total, seguido por aquellos de tipo comercial con el 5,7%. Esta proporción tiene relación con las propias características de la localidad descritas anteriormente, donde existe principal preponderancia de espacios residenciales y un déficit en servicios y comercio. Si se observan los consumos se reproducen estas proporciones aunque con cierto incremento de la preponderancia relativa del sector comercial.

Tabla 1. Distribución de cuentas (usuarios) entre abril/2023 y marzo/2024. Elaboración propia.

	Cantidad	% sobre total	Consumo anual (MWh)	% Consumo total
Alumbrado	11	0,8%	91,8	1,8%
Asoc. sin f/lucro	4	0,2%	27,6	0,6%
Comercial/Trifásico	89	5,7%	876,3	17,5%
Dependencias Oficiales	11	0,8%	135,3	2,7%
Entidades Deportivas	4	0,2%	17,3	0,3%
Residencial General	1387	92,4%	3858,0	77,1%
Total general	1503	100,0%	5006,7	100,0%

Teniendo en cuenta que la localidad de Ibarlucea posee un importante porcentaje de viviendas de uso temporal, se propone identificar dichas características a partir de la definición de un umbral de consumo mínimo durante una cantidad de meses determinado. En este caso se toma como criterio que aquellas cuentas con consumos superiores a 40kWh/mes por al menos 11 meses, serán del tipo permanente. En la Tabla 2 se muestran las diferencias de cantidad de usuarios y consumo entre el total y el conjunto de usuarios identificados como permanentes. Vemos que el diferencial de consumo que aportan aquellos usuarios considerados temporales es del 5,4% sobre el total del consumo anual.

Tabla 2. Diferencia usuarios permanentes y temporario. Elaboración propia.

	Cantidad temporarios		Diferencia consumo anual (MWh)	% consumo sector	% consumo general
Comercial/Trif.	21	23,6%	35,9	4,1%	0,7%
Residencial General	354	25,5%	236,7	6,1%	4,7%
Total	375		272,6		5,4%

Teniendo en cuenta que el objetivo principal del trabajo es tener una primera caracterización del consumo eléctrico a nivel Residencial, para los subsiguientes análisis sólo se considerarán aquellos usuarios de residencia permanente. Esto brindará información de soporte para la definición de políticas direccionadas por parte de la cooperativa y la comuna hacia dicho sector.

4.2. Variación mensual del consumo energético por sector

En la Figura 1 se muestran las variaciones mensuales de los consumos totales para cada uno de los sectores. Con el objetivo de poder comparar dichas dinámicas se normalizó el consumo total por el máximo consumo anual de cada uno de los sectores.

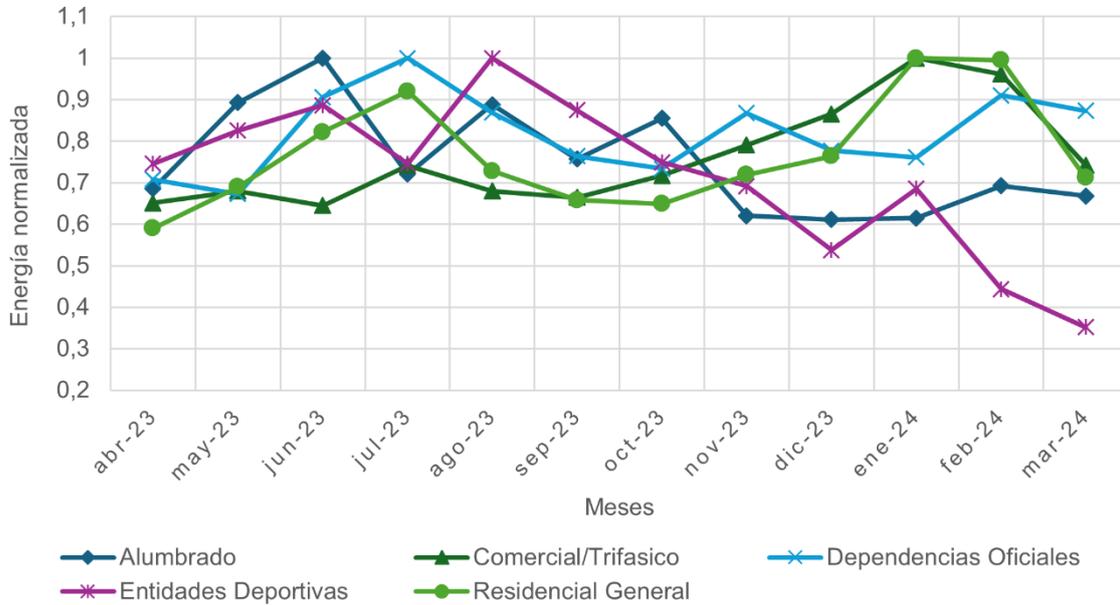


Figura 1. Variación mensual del consumo de energía total por sector normalizado según máximo anual individual. Elaboración propia.

Luego, en la Tabla 3 se muestran los valores máximos correspondientes en MWh. En la Figura 1 vemos que los consumos del sector residencial presentan dos picos anuales, con un máximo en el periodo de verano y otro consumo elevado en el periodo de invierno, esencialmente debido a la calefacción. Cabe recordar que la localidad de Ibarlucea no posee red de distribución de gas natural, por lo que parte de los requerimientos de adecuación térmica de los hogares se realiza a partir de electricidad. Otro elemento relevante en el consumo de energía eléctrica para el sector residencial tiene que ver con el Agua Caliente Sanitaria (ACS), y que presenta también un aumento estacional durante el periodo de bajas temperaturas. Más adelante se presentará un análisis más detallado de usos finales de la energía a nivel residencial.

El segundo sector de mayor consumo es el sector comercial, aunque como puede apreciarse en la Figura 1 sólo presenta un máximo en la temporada de verano debido a la baja incidencia de la calefacción y el calentamiento de ACS.

Tabla 3. *Máximos consumos mensuales totales para cada sector. Elaboración propia.*

Categoría	Maximo (MWh)
Alumbrado	7,2
Asoc. sin f/lucro	4,7
Comercial/Trifasico	92,0
Dependencias Oficiales	13,5
Entidades Deportivas	2,0
Residencial General	391,7

4.3. Caracterización de usuarios residenciales

En esta sección se analizará en particular las características del consumo eléctrico en el sector residencial. Se considerará la segmentación derivada del Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía (RASE) como base para la subdivisión del sector residencial. Esto permitirá realizar una caracterización más detallada, a la vez de permitir focalizar y direccionar las acciones y políticas destinadas al sector por parte de la cooperativa y las autoridades locales.

4.3.1. Cantidad y consumos promedio por segmento RASE

En la Tabla 4 se detallan la cantidad de usuarios con residencia permanente (en función de los criterios detallados previamente), consumos totales anuales y el promedio mensual para cada segmento RASE. A su vez, se diferencia entre aquellos usuarios categorizados como Jubilados de los generales (Residencial). Luego, en la Figura 2 se comparan de manera gráfica las proporciones de cantidad de usuarios por segmento y los consumos totales anuales.

Como vemos, cerca del 45% de usuarios residenciales pertenecen al segmento N2 (bajos ingresos), un 30% son N1 (altos ingresos) y un 27% corresponden a N3 (ingresos medios). En cuanto al consumo energético de cada segmento, vemos que estas proporciones se mantienen. Luego, se detallan los consumos promedio mensuales para cada uno de los segmentos. En este caso, el promedio de consumo mensual es inverso al nivel de ingresos de la segmentación. El segmento N1 de mayores ingresos presenta el menor promedio de consumo mensual, mientras el segmento N2 de menores ingresos el mayor consumo promedio.

Tabla 4. *Distribución de cantidad de usuarios (con residencia permanente) y consumo por categoría RASE. Elaboración propia.*

	Cantidad usuarios	Cantidad (%)	Consumo anual (MWh)	Consumo anual (%)	Promedio consumo mensual por usuario (kWh)
N1	299	29,60%	974,4	27,6%	272,3
Jubilado	1	0,10%	3,6	0,1%	296,3
Residencial	298	29,50%	970,8	27,5%	272,2
N2	438	43,37%	1500,8	42,6%	285,6
Jubilado	115	11,39%	361,8	10,3%	262,2
Residencial	323	31,98%	1139,0	32,3%	293,9
N3	273	27,03%	1051,9	29,8%	321,4
Jubilado	32	3,17%	130,1	3,7%	338,7
Residencial	241	23,86%	921,8	26,1%	319,1
Total general	1010	100,00%	3527,1	100,0%	291,3

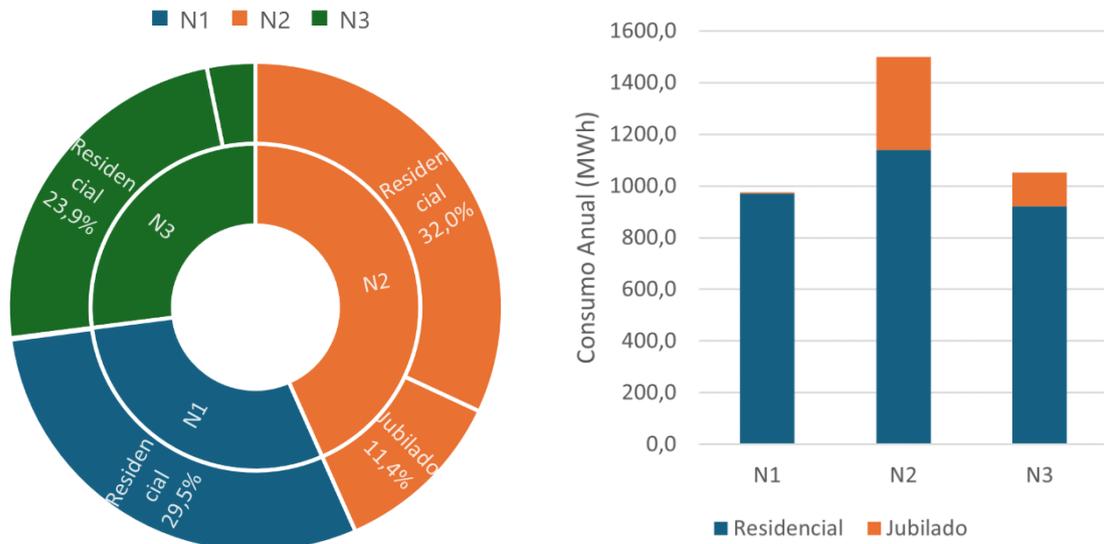


Figura 2. Distribución de usuarios según categoría RASE: (izq.) cantidad de usuarios por categoría, discriminación de usuario general o Jubilado, (der.) distribución de consumos anuales totales por categoría y tipo. Elaboración propia.

Para poder tener mayores detalles en cuanto al comportamiento estacional, en la Figura 3 se muestra la evolución mensual del consumo promedio por segmento. Vemos que cualitativamente la evolución es similar en todos los segmentos, presentando dos picos anuales, en los periodos de invierno y verano. En el caso de los segmentos N2 y N3 las curvas de consumos promedio son muy similares tanto cualitativa como cuantitativamente. Con respecto al segmento N3 notamos un mayor incremento relativo en el período de invierno, lo que supone una mayor dependencia eléctrica o un mayor consumo con fines de calefacción. A su vez, es probable que los artefactos utilizados tengan una menor eficiencia con respecto a aquellos utilizados por usuarios N1. Otro factor a tener en cuenta es la cantidad de habitantes en la vivienda, y un estudio más certero debería considerarlo. Sin embargo, este dato no es posible obtenerlo a partir de la base de datos de la cooperativa, por lo que se requiere otras fuentes de datos.

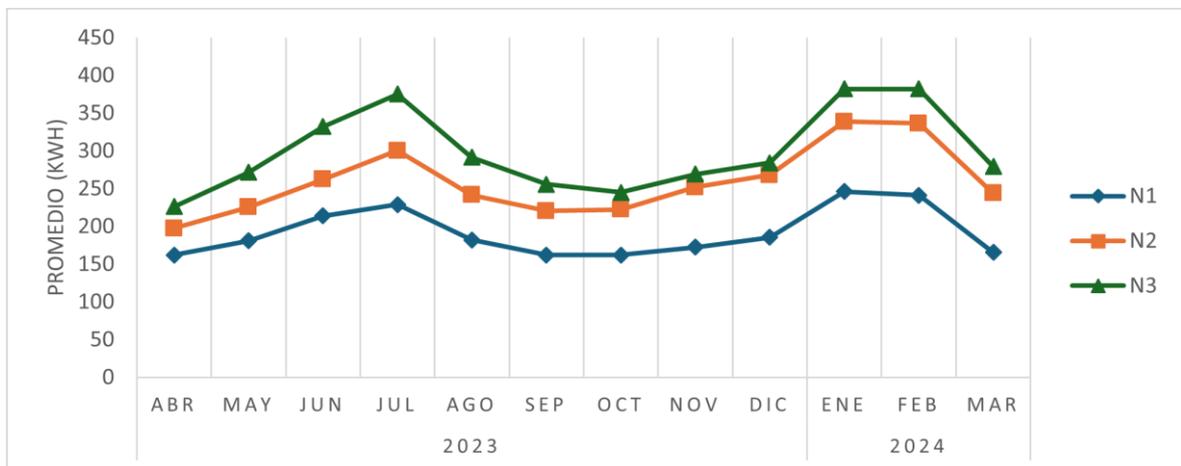


Figura 3. Evolución consumo mensual promedio por categoría. Elaboración propia.

Estas características identificadas en los valores promedio y evoluciones temporales de los consumos promedio de los distintos segmentos tienen orígenes multicausales y uno de los objetivos del proyecto en el cual se enmarca este trabajo es identificar algunas de estas causas.

Si bien se requieren estudios más detallados y focalizados para determinarlas de manera fehaciente, de la bibliografía especializada se pueden listar algunas de ellas: (i) deficiencias en envolvente térmica de las viviendas, (ii) electrodomésticos ineficientes o en mal estado, (iii) diferencias en prácticas de consumo y dinámicas de habitabilidad, (iv) características de conformación del grupo familiar, etc. [8, 9]

Finalmente, en la Figura 4 se muestra la distribución de usuarios por franjas de consumo para cada segmento. Como vemos, la función de distribución de probabilidad no presenta un comportamiento simétrico con respecto al valor de máxima ocurrencia, por lo que es esperable que no ajuste a una distribución normal. Luego, la franja en la cuál caen la mayor cantidad de consumos es para N1, la de 100 a 200 kWh, y para N2 y N3 de 200 a 300 kWh. Como puede observarse, existen usuarios

con consumos muy por encima de valores típicos (>1000 kWh) para el caso de usuarios residenciales. Si bien pueden existir consumos circunstanciales en determinados meses del año de gran consumo, este tipo de consumos medio altos están relacionados a casos de usuarios con tarifas residenciales pero que tienen actividad comercial o productiva con una alta dependencia eléctrica. De esta manera, un análisis de este tipo puede servir como insumo a la Cooperativa para la detección de casos que requieran un reencuadramiento tarifario.

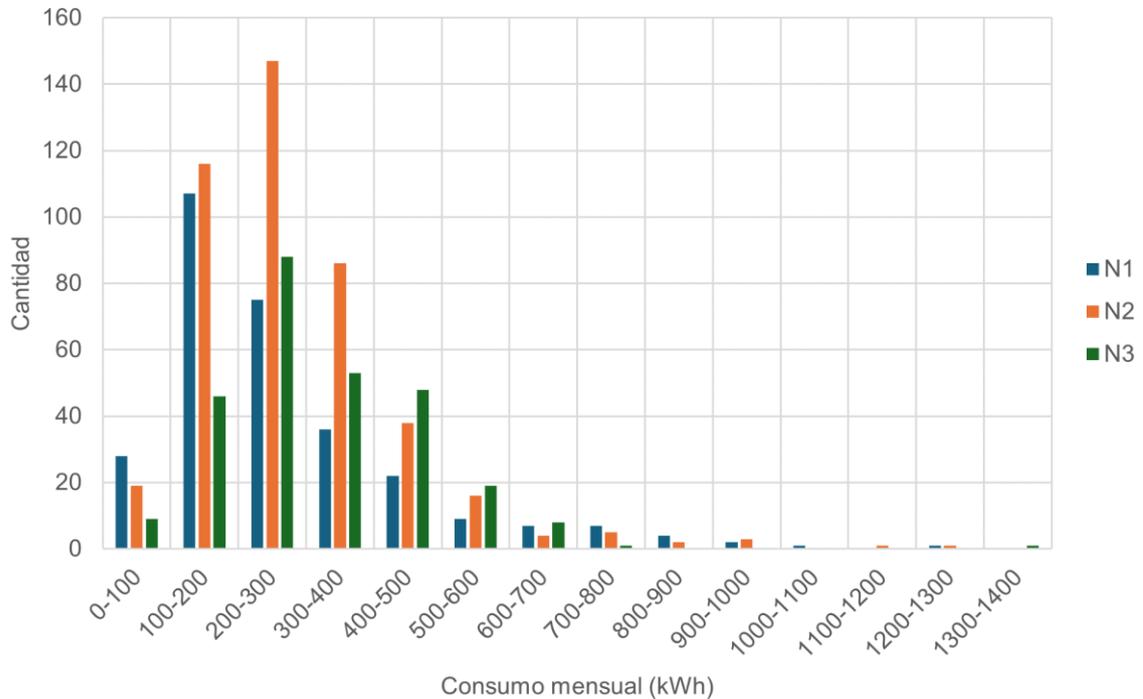


Figura 4. Distribución de cantidad de usuarios por nivel de consumo promedio mensual para cada tipo de segmento residencial. *Elaboración propia.*

4.3.2. Análisis de consumo por cuartiles de usuarios

A continuación, se realiza un análisis de los consumos totales anuales por cuartil. Para ello ordenamos los usuarios residenciales por consumo anual de manera ascendente y separamos por cuartiles de igual cantidad de usuarios. Luego, los usuarios que integren el cuartil 1 serán los de menor consumo anual, mientras que los del cuartil 4 los de mayor consumo. En la Figura 5 se muestran los consumos acumulados por cuartil para el total de usuarios Residenciales y su reflejo para cada tipo de segmento. A su vez, en la Tabla 5. Se muestran los porcentajes que representan sobre el consumo total por categoría de la distribución de consumos de la Figura 5 como así también la relación entre los consumos del cuartil 4 y el cuartil 1.

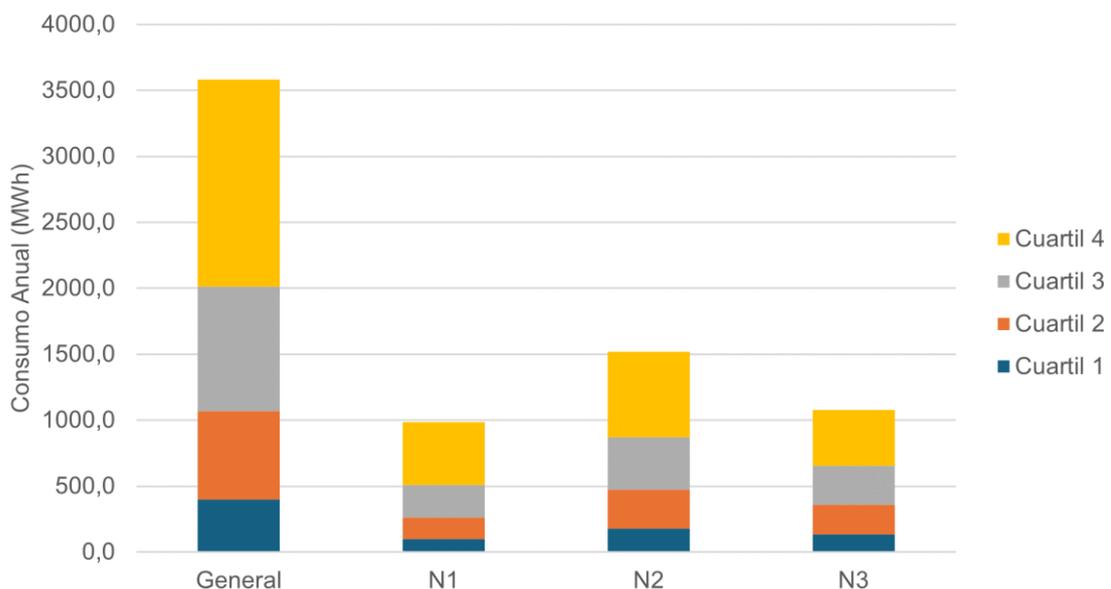


Figura 5. Consumo anual por cuartil y por segmento. *Elaboración propia.*

Tabla 5. Porcentajes de consumo por cuartil. *Elaboración propia.*

	General	N1	N2	N3
Cuartil 1	11,09%	9,88%	11,9%	12,7%
Cuartil 2	18,80%	16,69%	19,4%	20,6%
Cuartil 3	26,22%	24,85%	26,1%	27,6%
Cuartil 4	43,88%	48,57%	42,5%	39,2%
Relación C4/C1	3,96	4,92	3,58	3,10

Al comparar los consumos de cada uno de los cuartiles, podemos ver que los usuarios que integran el cuartil 4, si bien representan a un cuarto de la población general y de cada segmento, consumen cerca de la mitad de la energía total. Para cuantificar esta condición desigual se divide el consumo correspondiente al cuartil 4 y al cuartil 1 para cada caso. Luego, el mayor índice de desigualdad en el consumo energético se da en el segmento N1, donde el consumo en el cuartil 4 es casi 5 veces superior al correspondiente al cuartil 1. A nivel general este índice tiene un valor de 4.

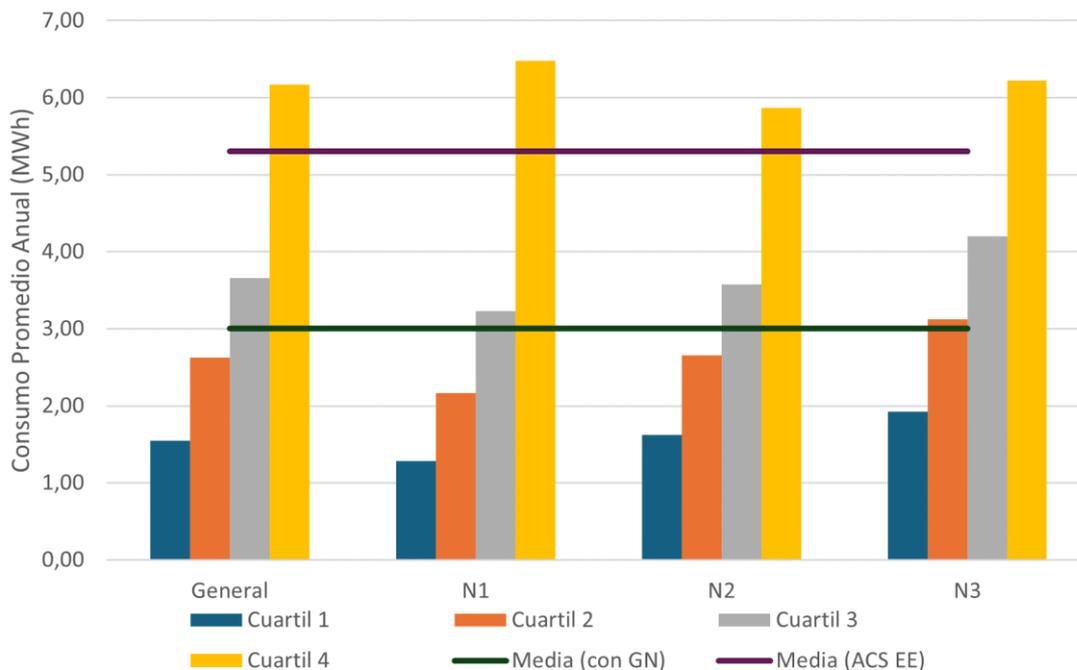


Figura 6. Consumo anual promedio por cuartil y por segmento de usuarios residenciales. Comparación con niveles medios de consumo para la región.

Por último, en la Figura 6 se realiza el mismo análisis por cuartil, pero considerando los valores de consumo promedio anual. Luego, se comparan dichos valores con consumo típicos presentados en la literatura para hogares de la región. En particular, en [8] se detallan valores de consumos anuales típicos para hogares de la zona del AMBA con y sin disponibilidad de red de distribución de gas natural (GN). Allí se determina un valor medio de 3MWh anuales para hogares con red de GN y de 5.3 MWh para hogares que utilizan energía eléctrica para ACS. Considerando que en Ibarlucea no hay disponibilidad de red de GN, vemos que sólo el cuartil superior (4) supera la media regional. Una explicación certera de esta condición requiere profundizar en la identificación de los mecanismos y tecnologías utilizadas a nivel local para cubrir usos finales de la energía. Parte de los trabajos futuros que se desprenden del análisis presentado en este trabajo tienen que ver caracterizar de manera más desagregada dinámicas de consumo, tecnologías utilizadas, condiciones habitacionales y socioeconómicas asociadas, de tal manera de lograr un diagnóstico más detallado que permita construir políticas orientadas a garantizar un acceso equitativo e igualitario a la energía por parte de los socios y socias de la cooperativa.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se realiza una caracterización general del consumo de energía eléctrica en la comunidad de Ibarlucea (Santa Fe). Para ello, se utilizó la base de datos de usuarios disponible en la cooperativa del periodo abril 2023 a marzo 2024. El principal objetivo es la generación de información que sirva como soporte para la construcción de políticas públicas dirigidas al sector residencial.

Se llevaron a cabo múltiples análisis de consumo de energía, diferenciando entre tipos de usuarios y su variación anual. Se identificaron tanto características cualitativas como cuantitativas de estos consumos. Posteriormente, se profundizó en el análisis del consumo del sector residencial, considerando la segmentación determinada en el RASE como un elemento clave. A nivel general, se observó una preponderancia del sector residencial, mientras que al interior de dicho sector se identificaron diferencias relevantes entre los consumos de los segmentos de mayores y menores ingresos. Aunque se puede suponer cierto sobreconsumo por parte del segmento N2, es necesario realizar estudios adicionales para mejorar su caracterización.

Finalmente, se realizó una división en cuartiles y se compararon los consumos medios de cada uno con valores típicos para la zona y para hogares sin acceso a red de GN. En general, los consumos del sector residencial en Ibarlucea se encuentran por debajo de estos valores. Parte de los trabajos futuros derivados del análisis presentado en este estudio incluyen la caracterización más desagregada de las dinámicas de consumo, tecnologías utilizadas, y condiciones habitacionales y socioeconómicas asociadas. Esto permitirá obtener un diagnóstico más preciso, que a su vez facilitará la elaboración de políticas orientadas a asegurar un acceso justo y equitativo a la energía para todos los socios de la cooperativa.

6. REFERENCIAS

- [1] M. Argento y M. A. Kazimierski, «Acumulación por conservación y desfosilización. El consenso ecotecnológico corporativo del cambio climático,» *Prácticas de Oficio. Investigación y Reflexión en Ciencias Sociales*, nº 29, pp. 7-21, 2022.
- [2] B. Fornillo, «Hacia una definición de transición energética para sudamérica: Antropoceno, geopolítica y posdesarrollo,» *Prácticas de Oficio. Investigación y Reflexión en Ciencias Sociales*, nº 20, 2018.
- [3] P. Bertinat y J. Chemes, «Aportes del sector energético a una transición socio-ecológica,» de *V Cumbre Cooperativa de las Américas*, San José, Costa Rica., 2018.
- [4] R. J. Durán y M. A. Condori, «Índice multidimensional de pobreza energética para Argentina: Su definición, evaluación y resultados al nivel de Departamentos para el año 2010,» *Avances en energías renovables y medio ambiente*, nº 20, 2016.
- [5] M. A. Kazimierski, «Generación distribuida de energía renovable: ¿Una oportunidad para la desconcentración del sistema energético argentino?,» *Observatorio Latinoamericano y Caribeño*, 2021.
- [6] L. V. Clementi, «Cooperativismo en la transición energética: Experiencias pioneras y nuevos proyectos eólicos en el territorio bonaerense,» *Cardinalis*, 2020.
- [7] S. Garrido, A. Lalouf y A. J. Moreira, «Implementación de energías renovables como estrategia para modificar la matriz energética en Argentina. De las políticas puntuales a las soluciones sistémicas,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 17, pp. 35-41, 2013.
- [8] Página/12, «El gobierno avanza con la quita de subsidios,» 29 Mayo 2024. [En línea]. Available: <https://www.pagina12.com.ar/740453-el-gobierno-avanza-con-la-quita-de-subsidios>. [Último acceso: Julio 2024].
- [9] A. Shannon, N. Pierrri y S. Gil, «Distribución de los usuarios de según su consumo energético. Consumo de gas y electricidad en Argentina, caso de la provincia de Córdoba,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 26, pp. 181-195, 2022.
- [10] J. M. Viñuela, P. J. Chevez, I. Martini y G. San Juan, «Fundamentos y metodología de encuesta para análisis y evaluación de hogares en condiciones de pobreza energética,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 25, pp. 315-326, 2021.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE PROGRAMA ERA COLABORATIVO A USUARIO INDUSTRIAL

Sanseverinatti, Carlos I.^a, Manassero, Ulises^b; Loyarte, Ariel^b; López, Diego^b;
Rossi, Lautaro^b

a CONICET, Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), Ruta Nacional N° 168, Km 0, S3000 Santa Fe

b UTN, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe
isanse@intec.unl.edu.ar

RESUMEN.

Las redes eléctricas se encuentran experimentando una transformación en su matriz de generación, impulsada principalmente por el incremento en la inserción de energías renovables. Esta transición debe ser ampliamente analizada debido a los impactos que la generación renovable, en general de tipo intermitente y distribuida, puede ocasionar. El siguiente trabajo presenta un análisis de la factibilidad técnica para la incorporación de energías renovables, particularmente solar fotovoltaica, en redes de distribución de localidades de la provincia de Santa Fe. En primer lugar, se estudia la factibilidad en tres parques industriales adecuados para esta integración. Esto incluye un análisis del estado actual de la red y el cálculo del potencial de inserción de potencia de parques fotovoltaicos. En segundo lugar, se lleva a cabo el modelado y la simulación de diversos escenarios eléctricos típicos para evaluar los impactos de esta generación en la red. Finalmente, se determina el acceso óptimo de la nueva generación basado en indicadores técnicos, como la tensión en barras y cargabilidad de conductores.

Palabras Claves: Energía Renovable, Parque Fotovoltaico, Redes Eléctricas, Factibilidad Técnica, Usuarios Industriales.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad. Fuentes de Energía Renovable, Sistemas Sustentables, Bioenergía, Hidrógeno, Nuevas Fuentes de Energía. Aplicaciones agrícolas e industriales, térmicas y químicas

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

En los últimos tiempos, en función de las nuevas políticas medioambientales, y con el marcado avance de tecnologías asociadas al área, los sistemas de generación han percibido un incremento exponencial en la inserción de energías renovables [1, 2]. Este proceso de transición de la matriz energética hacia una perspectiva más renovable representa una mejora significativa en varios aspectos; en particular, en el alcance del abastecimiento de la población. El beneficio es mayor en localidades con baja interconexión o nulo tendido eléctrico, o donde la calidad de servicio es deficiente [3]. Sin embargo, para realizar una correcta inserción, es necesario un análisis exhaustivo sobre los impactos de este nuevo tipo de generación en los sistemas eléctricos, además de estudiar las condiciones óptimas de la inyección de energía. Por ejemplo, Keshuov et al. [4] han desarrollado una metodología basada en un criterio de “costo-eficiencia” para definir el mejor esquema de suministro de energía para instalaciones de producción agrícola utilizando fuentes de energía renovables. Para ello, se identificaron patrones de distribución de zonas de uso óptimo de plantas fotovoltaicas, eólicas, hidráulicas e híbridas, y se combinó su aplicación con el fin de obtener el mejor conjunto de generación. En cambio, Zemite et al. [5], con el objetivo de analizar la factibilidad de numerosas tecnologías de generación renovable in-situ destinadas a ser utilizadas en una instalación industrial, han desarrollado un modelo que permite simular diferentes escenarios, y comparar el uso e impacto de estas energías con la generación tradicional. En resumen, conocer los efectos de la generación renovable en función de indicadores técnicos y económicos es de gran importancia para un aprovechamiento óptimo.

Es sabido que los sistemas de generación renovables son muy variados. En particular, la energía solar fotovoltaica ha percibido un gran avance en los últimos años, no solo por desarrollos tecnológicos que han permitido mejorar el rendimiento del sistema, si no por su versatilidad y aplicación en diferentes escenarios [1, 3, 6]. Cuando estas tecnologías tienen el apoyo de políticas energéticas, su aprovechamiento gana gran atractivo. Este es el caso de Argentina, que ha desarrollado políticas de aliento en la inserción de energías renovables, donde los usuarios pueden adquirir un rol más activo en la red, funcionando como prosumidores. En particular, en el marco del programa ERA [7], cuyo objetivo es incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, impulsar el desarrollo de redes inteligentes, y el uso eficiente de las mismas, es posible vender energía a las empresas distribuidoras, y mitigar no solo los costos de consumo, sino generar un alivio en la red eléctrica participante. Esta inserción de energías renovables, además de alentar la disminución de la contaminación ambiental, permite mejorar la calidad de suministro eléctrico, lo cual significa en una mejora de la calidad de vida de los habitantes. En este contexto, en este trabajo se presenta el análisis del punto de acceso óptimo de un parque fotovoltaico (PFV) en redes de media tensión de la provincia de Santa Fe. En particular, se analizan tres parques industriales (PI) dos ubicados en la localidad de Rafaela y uno en Nueva Lehmann. El objetivo es encontrar el PI para el cual el ingreso de la nueva generación presenta mayores beneficios en función a indicadores técnicos. La metodología aplicada en el análisis consiste en el modelado y posterior simulación de la red y los sistemas de generación estudiados en diferentes escenarios de demanda y configuración de la red. El módulo de inserción fotovoltaica se obtiene en función del área libre disponible de cada PI. La discusión se realiza en base a indicadores técnicos; es decir, se pretende encontrar aquel punto de acceso del PFV que muestre mejoras en niveles de tensión y cargabilidad del sistema, además de disminuir la energía no suministrada.

2. METODOLOGÍA.

A continuación, se detalla el procedimiento de estudio para obtener la ubicación óptima del PFV en función de indicadores técnicos.

2.1. Análisis de la zona de estudio.

Las industrias aptas para la inserción de los paneles solares son tres. Cada una realiza una actividad diferente, a saber: Mistura S.A. es mayorista de bebida y alimentos; Basso S.A. produce válvulas para motores de combustión interna; y Motor Parts S.A., desarrolla resortes y partes para motores de competición y aeronáutica. Las primeras dos, se encuentran ubicadas en Rafaela, mientras que la última se sitúa en la localidad de Nueva Lehmann (ver Figura 1).

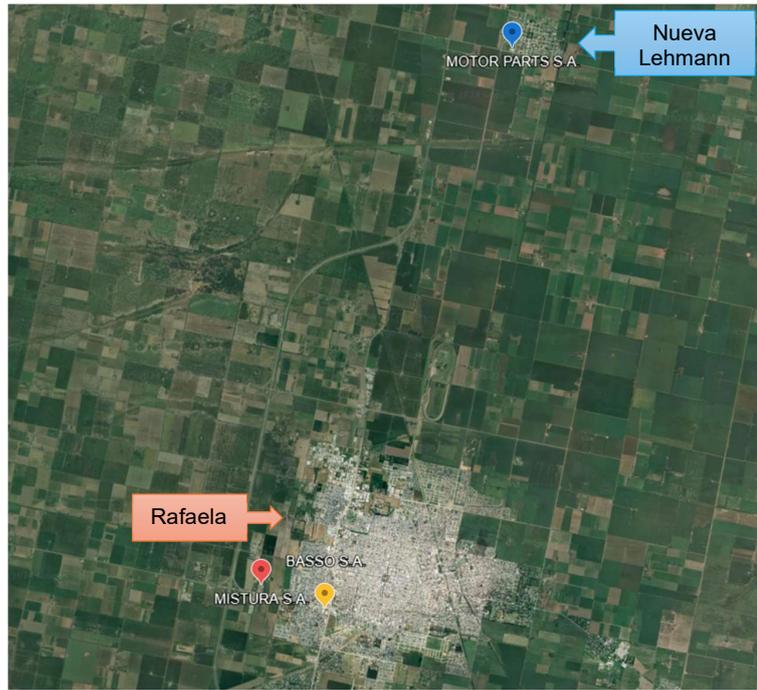


Figura 1 Ubicaciones geográficas de las empresas en estudio. [Google Earth]

Cada PI dispone de diferente superficie disponible para el emplazamiento del PFV, resumida en la Tabla 1. Esta información es de importancia debido a que la potencia a instalar dependerá de la superficie dispuesta por cada empresa.

Tabla 1 Áreas disponibles para instalación del PFV. [Elaboración propia]

Industria	Área Libre (m ²)
Mistura S.A.	12.366
Basso S.A.	5.659
Motor Parts S.A.	14.600

2.2. Descripción y detalles de los alimentadores y distribuidores de la red.

La red de distribución de energía eléctrica que abastece a las industrias estudiadas se encuentra en el Departamento Castellanos, ubicado al Oeste de la ciudad de Santa Fe. Gran parte de esta porción de red es alimentada por la Estación Transformadora Rafaela Oeste (ET RAO) 132/33/13,2 kV, mientras que una pequeña parte en el nivel de 33 kV es alimentada por la ET Sunchales (SUN). La ET RAO está conformada por dos transformadores de tres arrollamientos que poseen las siguientes características:

- T1: 132/34,5/13,86 kV – 30/30/20 MVA – YYD
- T2: 132/34,5/13,86 kV – 30/20/30 MVA – YYD

Además, la ET RAO, ubicada en la ciudad de Rafaela sobre la Ruta Provincial N°70, está compuesta por 3 interconexiones en el nivel de 132 kV con las ETs Rafaela Sur (RAS), SUN y María Juana (MJU). Posee 10 salidas en el nivel de 13,2 kV, y 6 salidas en el nivel de 33 kV.

La Tabla 2 resume las salidas de la ET, con sus nombres respectivos, características técnicas, longitud, y valores de máximos de carga. Se indica también a qué industria está asociada cada salida, siendo estas los posibles puntos de acceso de los PFV. Las salidas poseen configuración de tipo radial.

Tabla 2 Resumen de circuitos de conexión potenciales de los PFV. [Elaboración propia]

Nombre	Industria	Conexión	Conductor	Tensión (kV)	Longitud (km)	Valores Máximos de Carga (MVA)
SALIDA 1	Motor Parts	RAO	95 Al	33	20	10
ATALIVA		SUN	70 Al	33	29	7
SALIDA 5	Mistura	RAO	95 Al	33	40	3,5
SALIDA 6		RAO	95 Al	33	56	5
SALIDA 3	Basso	RAO	185 Al y 120 Al	13,2	3	4
SALIDA 4		RAO	50/8 Al/Ac	13,2	24	4,5
SALIDA 6		RAO	50 Cu	13,2	3,3	2,5

En resumen, la red a analizar posee 3 salidas en 33 kV y 3 salidas en 13,2 kV desde la ET RAO, mientras que la ET SUN se vincula a la ET RAO a través de la salida ATALIVA, en el nivel de 33 kV. En función de la información detallada anteriormente en lo que refiere al estado de servicio de los alimentadores y distribuidores, y la ubicación de las industrias en cuestión, es de gran relevancia destacar que las opciones de los PFV a analizar son influenciadas por el punto de inyección que se escoja para entregar la potencia generada a la red. Dichos puntos de inyección dependen exclusivamente de dos variables: el área de emplazamiento del PFV, y los alimentadores más cercanos a dicha área, que pueden oficiarse como opciones de vinculación.

2.3. Análisis de la calidad de servicio de los circuitos de interconexión de los PFV.

En el análisis del estado de la red, se tiene en cuenta la indisponibilidad de cada uno de ellos en función a registros históricos. Esta información es de relevancia ya que influye en la selección del punto de ingreso de energía del PFV.

La Figura 2 presenta las horas de indisponibilidad discriminada por salida. Dichos valores se comparan con los promedios de indisponibilidad (de referencia) que posee la red prestadora de servicio para niveles de 33 kV y de 13,2 kV.

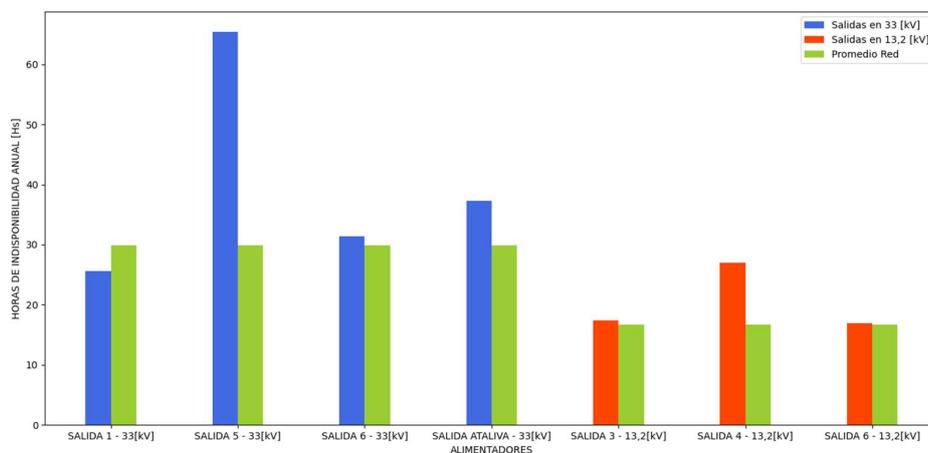


Figura 2 Indisponibilidad anual promedio por fallas forzadas en alimentadores de MT. [Elaboración propia]

Se observa que los alimentadores SALIDA 5 (33 kV) y SALIDA 4 (13,2 kV) de la ET RAO presentan la indisponibilidad anual más desfavorable. Estos puntos resultarían desventajosos a la hora de conectar el PFV propuesto, dado que dicha indisponibilidad se traduciría directamente en mayor tiempo de indisponibilidad del PFV. Además, se destaca que la SALIDA 1 (33 kV) de la ET RAO es el alimentador que mejor desempeño tiene en términos calidad de servicio, dado que es el único cuya indisponibilidad está por debajo de los niveles promedio que se tienen de referencia de la red para 33 kV.

2.4. Dimensionamiento de parques de PFV.

La identificación y el cálculo de los módulos de potencia máxima para cada industria se basan esencialmente en la superficie disponible de cada una. El enfoque reside en modelar los módulos de potencia máxima resultantes explorando su impacto en la red de estudio de la empresa distribuidora de energía a través de un software de potencia. Este análisis es crucial para comprender cómo la implementación de estos módulos afecta el comportamiento, la capacidad y la estabilidad de la red eléctrica.

2.4.1 Paneles fotovoltaicos e inversor.

Para este análisis se han escogido paneles del tipo monocristalino, dado que, a diferencia de los policristalinos, estos tienen una gran potencia, ocupan menos espacio y presentan una mayor vida útil. Dentro de las opciones de mercado, se escoge el panel fotovoltaico de la marca CanadianSolar, modelo BiHiKu7-670MBAG. Este cuenta con una potencia individual de 670 Wp, una tensión máxima y de vacío de 38,7 V y 45,8 V, y una corriente máxima y de cortocircuito de 17,32 A y 18,55 A respectivamente. El rendimiento es de 21,6%, y sus dimensiones son de 2384 x 1303 x 33 mm. En función del espacio que ocupen los paneles se conforma el PFV, y a partir de allí se calcula la potencia máxima a instalar, de acuerdo al espacio libre de cada industria. Más detalles técnicos del mismo pueden encontrarse en su datasheet [8].

El inversor se escoge en función del cumplimiento de las normas de seguridad y calidad establecidas por la empresa distribuidora [9]. Para ello, se determina utilizar el modelo GW250KN-HT de la marca

GOODWE, que cuenta con una potencia de salida de 250 kW. Detalles del equipo pueden encontrarse en la hoja de referencia [10].

2.4.2 Módulo de potencia máxima obtenida por industria.

Para determinar los módulos máximos de potencia por industria, se utilizan los datos de potencia máxima y potencia de salida del panel solar e inversor seleccionado, como así también la superficie disponible para la disposición de los paneles. De acuerdo a la información descrita en la Tabla 1, los valores de potencia generada máxima posible a obtener por industria son:

- Mistura: 1,505 MWp – 2247 paneles.
- Motor Parts: 1,757 MWp – 2623 paneles.
- Basso: 0,628 MWp – 938 paneles.

Sin embargo, para cuantificar la potencia nominal del PFV de cada industria es necesario considerar las especificaciones del inversor seleccionado. En base a esto, la cantidad de inversores a considerar se determina teniendo en cuenta los valores máximos de potencia de generación listados anteriormente. En resumen, al hacer referencia a la potencia nominal del PFV, se basa en la potencia de salida de los inversores. Como resultado, en la Tabla 4 se presenta cuál es la potencia del inversor total para cada industria.

Tabla 4 Potencia nominal por industria. [Elaboración propia]

Industrias	Potencia generada máxima*(MWp)	Potencia inversor total**(MW)
Motor Parts	1,757 MWp (2623)	1,75 (7)
Mistura	1,505 MWp (2247)	1,5 (6)
Basso	0,628 MWp (938)	0,5 (2)

*El valor entre paréntesis hace referencia a la cantidad total de paneles para alcanzar dicha potencia.

**El valor entre paréntesis hace referencia a la cantidad total de inversores.

Una vez obtenido los módulos de potencia máxima para cada industria, es necesario verificar los valores a través del procedimiento vigente por la empresa distribuidora, el cual establece que la capacidad máxima disponible en un punto de conexión de una línea de distribución se determina como la mitad de la capacidad nominal de transporte de la línea en ese punto [9]. El cálculo para la verificación se basa en la Ecuación (1):

$$P_{\text{nominal}} \leq 0,5 \cdot P_{\text{capacidad línea}} - \sum(PG_{\text{existente}}) \quad (1)$$

donde P_{nominal} es la potencia nominal de los PFV de cada industria, $P_{\text{capacidad línea}}$ es la capacidad de transporte de la línea a la cual se va a conectar el PFV, y $PG_{\text{existente}}$ es la potencia de los generadores existentes conectados a dicha línea. Los valores de potencia máxima de transmisión de las líneas fueron extraídos a través de los datasheet correspondientes según la sección de los conductores para cada alimentador de los descritos en la sección 2.2. Por otra parte, se advierte que no existen generadores conectados a los alimentadores en estudio, según los registros establecidos por la compañía distribuidora.

Los resultados de la verificación se resumen en la Tabla 5, asegurando de esta manera que los PFV cumplen con los lineamientos técnicos y operativos. Cabe aclarar que todos los valores de potencia se encuentran en MW.

Tabla 5 Verificación de la potencia nominal. [Elaboración propia]

Industrias	Potencia nominal	Potencia línea	50% Potencia línea	¿Verifica?
Motor Parts	1,75	16	8	Si
Mistura	1,5	16	8	Si
Basso	0,5	4,3 - 6	2,15 - 3	Si

2.6. Modelado, hipótesis y simulación.

El análisis propuesto requiere del modelado de la red y su posterior simulación con el fin de conocer la variación de parámetros eléctricos con la inserción de los diferentes PFV. Para ello, se procede a utilizar la versión estudiantil del software Power System Simulator for Engineering (PSS/E) [11], que permite modelar redes de hasta 50 barras. El simulador es una gran herramienta para llevar a cabo estudios de diversos escenarios de sistemas eléctricos. En este trabajo en particular, se da uso del análisis de flujos de carga.

Se tienen en cuenta ciertas hipótesis en lo respectivo al caso de estudio y al modelado de la red. Estas se detallan a continuación:

- La red se encuentra conectada a un "Equivalente de Red", que es el sistema de 132 kV que abastece a las ETs.
- Se denominan nodos o puntos de conexión a aquellos componentes que representan una subestación transformadora o una intersección de la línea.

- Se consideran las cargas de la red como concentradas en cada subestación transformadora.
- Los PFV se modelan como generadores genéricos, funcionando con un factor de potencia unitario (sin aporte o absorción de reactivo) y a máxima potencia.
- Las condiciones ambientales de temperatura e irradiancia, relevantes para el cálculo de la energía a otorgar por los paneles fotovoltaicos, debido a la cercanía de las áreas de estudio, se considera igual para las tres industrias (aquellas medidas para Rafaela [12]).
- El análisis se realiza para el período de un año. Esto implica considerar la proyección de la demanda en el período de estudio. Para ello, se emplea una tasa de crecimiento de 4,1%, en función de datos censados de la zona.
- Dentro del espacio disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos, se ha optado por una disposición horizontal de los paneles sin inclinación para maximizar la cantidad de paneles que pueden ser alojados.
- Con el fin de comparar el impacto de la inserción de energía fotovoltaica, se denomina Caso Base a la red sin acceso PFV. Esto permite analizar la variación de los indicadores técnicos en el período de estudio si en la red no se incluye la nueva generación. Además, se consideran dos escenarios de demanda típicos: valle, caracterizado por una demanda de energía relativamente baja, y pico, caracterizado por una demanda de energía significativamente mayor.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

Con el fin de obtener el punto de ingreso óptimo de energía, se realizan los estudios eléctricos en régimen estacionario para condiciones normales de operación del PFV ante perturbaciones, como así también variaciones rápidas de la potencia generada por el PFV (debidas a la intermitencia del recurso energético primario). Se pretende analizar el impacto de la inserción de los PFV en los niveles y variaciones de tensión, así como la cargabilidad, con el fin de determinar el cumplimiento de los valores admisibles. A continuación, se describen los casos simulados, y se detallan los resultados obtenidos de cada uno de ellos.

3.1. Casos a simular.

Las simulaciones se llevan a cabo para cada opción propuesta de PFV, tanto para el escenario de valle como para el escenario de pico de demanda. Los casos a analizar son los siguientes:

- Caso N°1 - Red N: En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema cuenta con todo su equipamiento en servicio, se simula la inserción de la potencia máxima a la red por parte del PFV. Para conexión a la red en niveles inferiores a 132 kV, deberá operar normalmente con desvíos de tensión de $\pm 8\%$ del valor nominal.
- Caso N°2 - Red N-1: En condiciones anormales, entendiéndose por tales a aquellas en las cuales, ante la ocurrencia de una falla simple o desconexión de un elemento del sistema, sus efectos no se propaguen a otras instalaciones del sistema. Se simula la reconfiguración post-contingencia de la red y el impacto de la inserción de la potencia máxima por parte del PFV. Se estudian contingencias consideradas altamente desfavorables, incluyendo el corte del alimentador en la zona de cabecera. En este escenario, tanto en el nivel de alta como de media tensión, los desvíos de la tensión en el punto de conexión de la central de generación se mantienen dentro de un rango de $\pm 10\%$ del valor nominal.
- Caso N°3 - Fluctuaciones: En condiciones de fluctuación, entendiéndose por tales a la intermitencia del recurso solar que pueden producir variaciones importantes en la potencia entregada. Se simula un decaimiento de la potencia desde el 100% de la nominal al 50% de la misma; en ambos casos se registra la tensión y se evalúa la variación porcentual de tensión. Las variaciones de potencia no deberán generar fluctuaciones de tensión superiores al 3% en MT (33 kV y 13,2 kV).

Se debe tener en cuenta que las simulaciones se realizan individualmente por cada propuesta de salida de PFV, por lo que no se evalúa la conexión simultánea de dos o más de ellos.

3.2. Resultados de las simulaciones.

3.2.1 Caso N°1: Red N

La Tabla 6 presenta la tensión mínima y máxima para cada PI, con inserción del PFV. El valor de la tensión en por unidad se refiere a la barra que alcanza el valor máximo o mínimo de tensión. Los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones normales de la red muestran que no existe ningún acceso del PFV que incumpla la normativa, donde debe respetarse un $\pm 8\%$ del valor nominal de tensión.

Tabla 6 Verificación de niveles de tensión de Red N en la inserción de PFV en cada salida de los parques industriales. [Elaboración propia]

Industria	Nombre	U* (PU) Valle		U* (PU) Pico		Verifica
		Min	Máx	Min	Máx	
Motor Parts	SALIDA 1	1,04	1,04	1,03	1,04	✓
	ATALIVA	1,05	1,06	1,03	1,05	✓
Mistura	SALIDA 5	1,03	1,03	1,00	1,04	✓
	SALIDA 6	0,99	1,03	0,96	1,03	✓
Basso	SALIDA 3	1,05	1,05	1,03	1,04	✓
	SALIDA 4	1,03	1,05	0,98	1,05	✓
	SALIDA 6	1,06	1,06	1,05	1,05	✓

*Tensión en valor por unidad en barras del corredor.

Con respecto a la cargabilidad, las Figuras 3, 4 y 5 comparan la cargabilidad de cada PI con acceso a PFV, con el Caso Base. Además, se discrimina la cargabilidad por cada salida estudiada. Se observa que, para el parque Motor Parts, la cargabilidad disminuye aproximadamente un 12% para Ataliva y un 10% para la SALIDA 1. Con respecto a Mistura, la cargabilidad se ve reducida un aproximado de 8% para SALIDA 5 y un 7% para SALIDA 6. Por último, la cargabilidad del tramo de LAMT más comprometido, SALIDA 3 experimenta una disminución del orden del 11%, mientras que SALIDA 4 muestra una reducción significativa del 39%. Por otro lado, la SALIDA 6 exhibe un aumento del 6% en la capacidad de carga del tramo más exigido durante el pico de demanda. Esto puede deberse al nuevo flujo de energía aportado por el PFV.

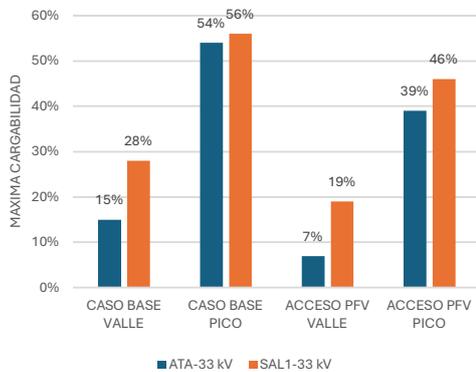


Figura 3 Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados de acceso del PFV Motor Parts. [Elaboración Propia]

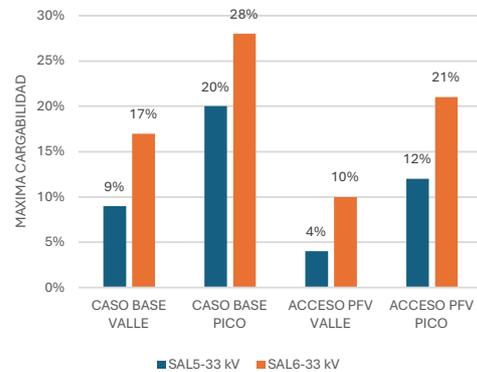


Figura 4 Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados de acceso del PFV Mistura. [Elaboración Propia]

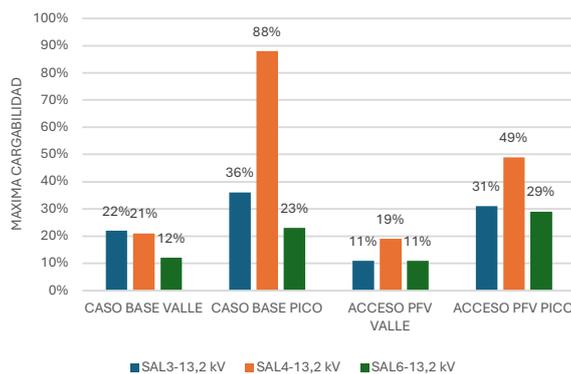


Figura 5 Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados de acceso del PFV Basso. [Elaboración Propia]

3.2.2 Caso N°2: Red N-1

En el contexto de una red en estado de emergencia, se plantea el escenario de consumo más elevado, asociado al pico de demanda. Durante este análisis, se lleva a cabo una simulación de falla en los alimentadores vinculados a las opciones de suministro de energía del PFV. Se realiza una evaluación de las reconfiguraciones de la red post-falla, considerando tanto casos con PFV, como aquellos sin esta fuente de energía (Caso Base). De acuerdo con el alimentador que sale de servicio,

en caso de ser posible, se procede a realizar una reconfiguración con otro alimentador de socorro. El criterio utilizado para poder identificar qué alimentador puede entrar a socorrer a otro se basa en la disposición topológica y geográfica de las trazas de los mismos.

La Tabla 7 resume los resultados obtenidos para los flujos de carga realizados en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red. Se detallan además cuáles son los alimentadores que dan socorro ante la falla de estos. Se simula cada falla de manera individual, con su reconexión correspondiente, y se analizan los valores de tensión.

Los resultados infieren que, en general, el acceso del PFV no altera sustancialmente las variables operativas en la red. Sin embargo, a pesar de no verificar lo exigido por la norma en algunos casos (como Ataliva y SALIDA 1 del parque Motor Parts), también se observa un aumento en los niveles de tensión de las barras, tanto en el mínimo como en el máximo. En este caso, se considera un resultado positivo de la inserción de la generación, ya que evita consecuencias mayores frente a la salida del servicio.

Tabla 7 Niveles de tensión de Red N-1 en la inserción de PFV en cada salida de los parques industriales comparado con Caso Base. [Elaboración propia]

Industria	Alimentador Falla	Alimentador Socorro	U* (PU) - Base		U* (PU) - PFV	
			Min	Máx	Min	Máx
Motor Parts	ATALIVA	SALIDA 1	0,83	1,02	0,85	1,03
	SALIDA 1	ATALIVA	0,55	0,94	0,66	0,97
Mistura	SALIDA 5	SALIDA 6	0,96	1,04	0,96	1,04
	SALIDA 6	SALIDA 5	0,96	1,04	0,96	1,04
Basso	SALIDA 4	SALIDA 3	0,97	1,05	0,97	1,04
	SALIDA 3	SALIDA 4	0,91	1,00	0,92	1,01
	SALIDA 3	SALIDA 6	1,02	1,03	1,02	1,04

*Tensión en valor por unidad en barras del corredor.

Con respecto a la cargabilidad, la Figura 6 muestra una comparación entre la Red en N-1 sin acceso al PFV (en azul) y con acceso al PFV (analizando desde el tramo más crítico de la LAMT). Se observa que todas las alternativas de reconfiguración muestran una tendencia similar: una reducción en la carga experimentada en los tramos más exigidos cuando se enfrentan al pico de demanda. Es importante destacar que la opción que más alivio proporciona en términos de carga es aquella en la cual el sistema se reconfigura en respuesta a una desconexión en el alimentador SALIDA 1, y se restablece utilizando la salida ATALIVA de la ET-SUN. En este escenario se observa una notable reducción de carga del 34%, lo que indica una capacidad significativa para compensar y adaptarse a las demandas cambiantes del sistema.

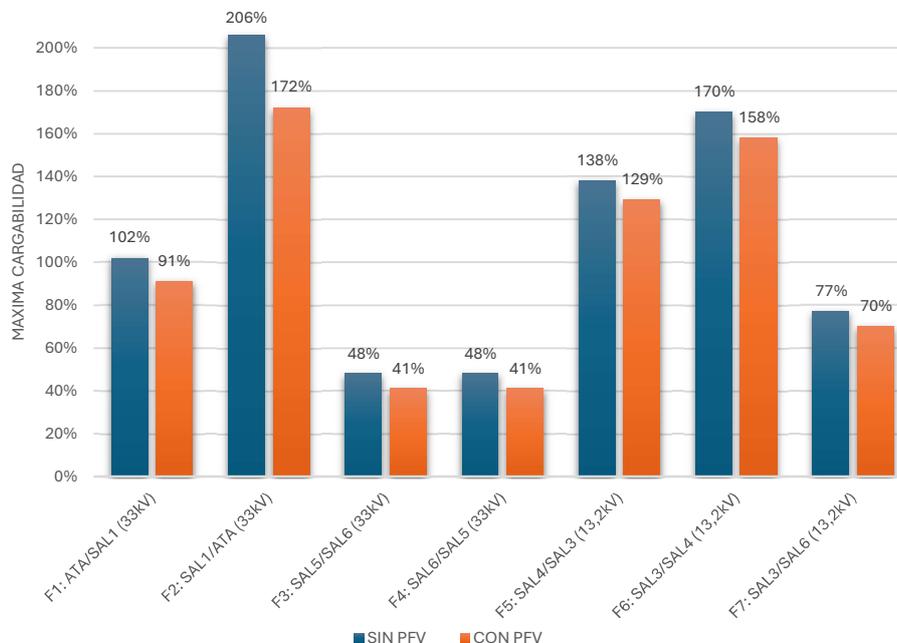


Figura 6 Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados en condición de emergencia de acceso de los PFVs. [Elaboración Propia]

3.2.3 Caso N°3: Fluctuaciones

La Figura 7 presenta los resultados obtenidos de las simulaciones con respecto a las fluctuaciones de tensión ocasionadas por las variaciones rápidas frecuentes de potencia generada por el PFV. Se observan variaciones porcentuales de voltaje admisibles para todas las alternativas de vinculación del PFV a la red de la empresa distribuidora. En este sentido, el PFV Mistura, en sus dos posibilidades de puntos de conexión, obtuvo los mejores registros (variaciones menores a 0,05%), mientras que los valores más elevados los obtuvo el PFV Motor Parts con vinculación al alimentador Ataliva de la ET-SUN. Los demás casos se mantuvieron con valores admisibles menores al 0,4%.

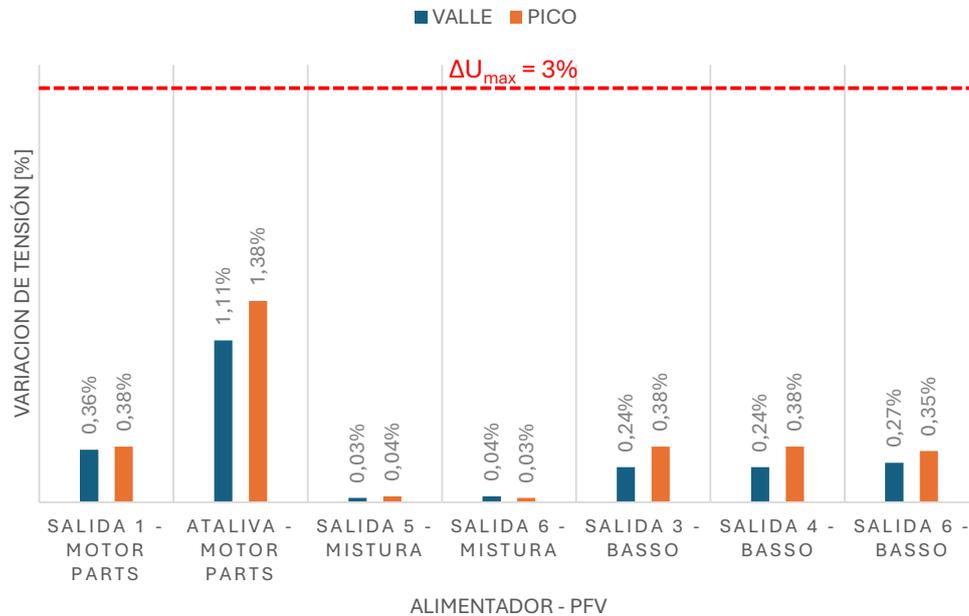


Figura 7 Máximas fluctuaciones de tensión originadas en nodos de MT por variaciones frecuentes de potencia generada por los PFV, para todos los puntos de conexión y para escenario de pico y valle de la demanda. [Elaboración Propia]

En base a las condiciones técnicas de acceso del PFV analizadas, la Tabla 8 presenta un resumen de los resultados, clasificados en los siguientes términos:

- ++: Cumple con holgura, contribuyendo significativamente a la mejora operativa de la red.
- +: Cumple con cierto margen, ofreciendo un aporte limitado a la operación de la red.
- 0: Impacto neutro, sin efectos notables en la mejora o desmejora de la red.
- -: No cumple por un margen reducido, aportando mínimamente a la desmejora de la operación de la red.
- --: No cumple por un margen amplio, teniendo un impacto considerable en la desmejora de la operación de la red.

La columna “ ΔU ” hace referencia a la variación de tensión debido a las fluctuaciones de potencia analizadas.

Tabla 8 Verificación de condiciones técnicas de acceso del PFV para las alternativas de conexión. [Elaboración propia]

Industria	Nombre	Operación Red N	Operación Red N-1	Alivio de Carga	ΔU	Potencia disponible Red	Calidad de Serv. Circuito Conexión
Motor Parts	SALIDA 1	0	+	+	++	++	+
	ATALIVA	-	++	++	+	++	-
Mistura	SALIDA 5	0	0	+	++	++	--
	SALIDA 6	0	0	+	++	++	-
Basso	SALIDA 3	0	0	+	++	+	0
	SALIDA 4	0	0	++	++	+	-
	SALIDA 6	0	0	-	++	+	0

En base al análisis comparativo de las opciones de vinculación del PFV, se concluye que las siete alternativas cumplen con los criterios técnicos establecidos para operar la red en condiciones

estáticas de red N y N-1, así como frente a perturbaciones que involucran fluctuaciones de tensión. No obstante, el PFV Motor Parts vinculado a la SALIDA 1 de 33 kV de la ET-RAO emerge como el mejor punto de interconexión. Esta preferencia se fundamenta en su destacada capacidad de respuesta ante variaciones en la red, una mayor estabilidad del sistema, y una robustez destacada frente a perturbaciones.

Este análisis técnico respalda de manera concluyente la posición privilegiada de la opción señalada, destacándola como la ubicación óptima para una operación eficiente y fiable de la red.

4. CONCLUSIONES.

La inyección de energía a partir de fuentes renovables en redes de transmisión requiere de un análisis previo sobre el impacto de las variables técnicas que generaría en la red, en función del punto de ingreso. En este trabajo se analiza cuál es el acceso óptimo para la inserción de energía de un parque de energía fotovoltaica para la red de la localidad de Rafaela y sus alrededores. El PFV estudiado se instala en PI de diferentes características. En función a indicadores técnicos, particularmente a valores de tensión y cargabilidad, y a partir de diferentes escenarios normales y de fallas simulados, es posible indicar que la inserción de la nueva generación produce impactos más favorables si el ingreso se realiza en el PI Motor Parts, particularmente en la SALIDA 1, que se conecta a la ET-RAO. Esta instalación no solo produce mejoras en las variables eléctricas de interés, sino que además produce una ampliación en la capacidad de potencia disponible en la red. Este fortalecimiento de la infraestructura establece bases para la integración de fuentes adicionales de energía renovables en el futuro.

Futuros trabajos podrían orientarse hacia la viabilidad económica de la incorporación de sistemas de almacenamiento para gestionar la energía excedente del parque solar, a fin de optimizar su utilización durante picos de demanda y reducir la energía comprada adquirida desde la empresa distribuidora.

5. REFERENCIAS.

- [1] IRENA, "Renewable energy statistics 2023", *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2023.
- [2] M. Alharbi, I. Altarjami., "Dispatch Optimization Scheme for High Renewable Energy Penetration Using an Artificial Intelligence Model", *Energies*, vol. 17, no. 12 pp. 2799. 2024. <https://doi.org/10.3390/en17122799>.
- [3] R. Cavalcante, T. Costa, M. Almeida, S. Williamson, M. Galhardo, W. Macêdo, "Photovoltaic penetration in isolated thermoelectric power plants in Brazil: Power regulation and specific consumption aspects", *JEPE*, vol. 129, pp. 106648, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106648>.
- [4] S. Keshuov, N. Moldybayeva, "Selection of optimal structure of an energy-supply system for objects in an agro-industrial complex based on renewable-energy sources", *Renewable Energy Focus*, vol. 48, pp. 100533, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.100533>.
- [5] L. Zemite, J. Kozadajevs, L. Jansons, I. Bode, E. Dzelzitis, K. Palkova, "Integrating Renewable Energy Solutions into Small-Scale Industrial Facilities", *Energies*, vol. 17, pp. 2792, 2024, <https://doi.org/10.3390/en17112792>.
- [6] H. Kumba, O. Olanrewaju, R. Pasipamire, "Integration of Renewable Energy Technologies for Sustainable Development in South Africa: A Focus on Grid-Connected PV Systems", *Energies*, vol. 17, pp. 2823, 2024. <https://doi.org/10.3390/en17122823>.
- [7] Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de Santa Fe, *Programa Era*, Decreto 1098, 2020.
- [8] Canadian Solar, "Datashet BiHiKu7", Disponible en https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/06153525/CS-Datashet-BiHiKu7_CS7N-MB-AG_v2.4_EN.pdf
- [9] Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE-SF), "Anexo 1 - Procedimiento técnico para la conexión de grupos generadores en isla o en paralelo con la red de la EPESF", Disponible en https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/2019-290_Anexo_Procedimiento_conexion_generadores.pdf
- [10] Inversor GoodWe, "Inversor GW250KN", Disponible en https://es.goodwe.com/Ftp/Downloads/Datashet/ES/GW_HT%201500V_Datashet_EME_A-ES.pdf
- [11] SIEMENS, Disponible en <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software.html>
- [12] Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL), "National Solar Radiation Database", Disponible en <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>

Síntesis de materiales adsorbentes de CO₂, en base a hidrotalcitas con distintas relaciones de Mg/Al, para el reformado de etanol.

Avendaño, Roger^a, Park, Michelle^a, Bocanegra, Sonia^b, Amadeo, Norma^a,
Dieuzeide, María Laura^{a*}

^a ITHES (UBA-CONICET). FIUBA. Pabellón de Industrias. Ciudad Universitaria, CABA Argentina.

^b (INCAPE) CONICET, Santa Fe (CCT-Santa Fe) Argentina.

* E-mail: ldieuzeide@fi.uba.ar

RESUMEN.

En el presente trabajo se sintetizan hidrotalcitas de MgAl como precursores de adsorbentes sólidos de CO₂. Es objetivo estudiar el efecto de la relación molar Mg:Al sobre las características texturales, estructurales y básicas de los adsorbentes y correlacionarlas con su desempeño en el reformado de etanol con captura simultánea de CO₂. Se consideraron relaciones molares de 2,5:1, 4:1 y 5:1 y los adsorbentes se obtuvieron luego de la calcinación de las correspondientes hidrotalcitas y su posterior impregnación con 15 %p/p de K. Los resultados mostraron que la relación Mg:Al incide fuertemente tanto sobre el carácter básico de los sólidos como en la distribución de sus sitios básicos, siendo menor el efecto sobre las propiedades texturales. En particular, el adsorbente de relación Mg:Al = 4:1 (KLDO4) presentó mayor carácter básico, con mayor concentración de sitios débiles, intermedios y fuertes. Asimismo, este adsorbente mantuvo una alta capacidad de captura de CO₂ a lo largo de 20 ciclos de captura de CO₂ y regeneración en condiciones secas. Con relación al reformado de etanol con captura simultánea de CO₂, se obtuvo con el adsorbente KLDO4 mayor pureza de H₂ (superior al 95 %) y mayor tiempo de breakthrough en un ciclo de operación. Sumado a esto se lograron purezas de H₂ por encima de 90% a lo largo de 20 ciclos de reacción-regeneración. Estos resultados demuestran que es factible optimizar el desempeño de los adsorbentes empleados en la producción de H₂, a partir del reformado de etanol con captura de CO₂, mediante la modificación de sus propiedades básicas.

Palabras Claves: Captura CO₂, Hidrotalcitas Mg/Al, Hidrógeno, Etanol, Reformado.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de investigador

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno (H₂) ha despertado un gran interés debido a sus características como vector energético. Puede emplearse para alimentar vehículos basados en celdas de combustible, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y mitigando al mismo tiempo las emisiones de gases de efecto invernadero y el impacto ambiental de la industria del transporte [1]. A fin de lograr un balance energético neto y minimizar el uso de recursos no renovables, deben considerarse procesos sostenibles para la generación de H₂. El reformado con vapor se basa en tecnologías maduras y puede adaptarse a distintas materias primas para cumplir los requisitos de sostenibilidad en la generación de H₂. En particular, el reformado con vapor de etanol (ESR, por sus siglas en inglés) es un proceso atractivo ya que el etanol se caracteriza por su alto contenido en hidrógeno, baja toxicidad, seguridad y facilidad de manipulación y almacenamiento [2-3]. Además, los residuos lignocelulósicos pueden utilizarse como fuente de biomasa para producir etanol, denominado bioetanol de segunda generación. Su aplicación podría reducir potencialmente la huella de carbono en la producción de hidrógeno mediante ESR, ya que el CO₂ producido puede compensarse parcialmente con el CO₂ consumido por las plantas durante el proceso de fotosíntesis. Esto puede ayudar a mejorar la viabilidad económica del proceso sin afectar a la disponibilidad de alimentos [3-4].

El reformado con vapor de etanol se describe en general mediante la reacción global que se observa en la Ecuación (1), pero la selectividad y el rendimiento a H₂ se encuentran determinados por los equilibrios de las reacciones de desplazamiento de gas de agua (WGS) y del reformado de metano con vapor (MSR), Ecuaciones (2) y (3), respectivamente. Como resultado, los principales productos del proceso de ESR son H₂, CH₄, CO y CO₂ [5-6]. La relativamente alta concentración de estos óxidos de carbono es un reto en la generación de H₂ para su aplicación en pilas de combustible. En las pilas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM) de baja temperatura, utilizadas para el transporte, se requiere un suministro de H₂ de alta pureza ya que el CO actúa como veneno para el electrodo y el CO₂ reduce su eficiencia. Una configuración de reactores que se ha empleado a fin de purificar la corriente de salida del reformador, es disponer aguas abajo dos unidades en serie: la primera unidad reduce la concentración de CO mediante la reacción de WGS, mientras que en la segunda unidad tiene lugar la reacción de oxidación preferencial del CO (COPrOx) para reducir aún más el contenido de CO [3].



Aunque esta configuración ha demostrado ser eficaz, existe una alternativa centrada en intensificar el proceso ESR reduciendo las unidades necesarias para la purificación de la corriente de H₂. Este proceso es el reformado con vapor de etanol por captura simultánea de CO₂ (SE-ESR, sus siglas en inglés), y se basa en la captura "in situ" del CO₂ producido mediante un material sorbente colocado junto con el catalizador en el interior del reactor de reformado [7]. De acuerdo con el principio de Le Chatelier, la captura selectiva de CO₂ sobre el sólido desplaza los equilibrios de las reacciones WGS y MSR, dando lugar a un cambio en la distribución de productos y a una corriente con alta pureza de H₂ [8]. El proceso de SE-ESR promueve una reducción de la inversión energética mediante la intensificación de las unidades de purificación. Para asegurar su viabilidad, el proceso debe llevarse a cabo bajo condiciones de operación cíclica, con una etapa de reacción y captura de CO₂, seguida de una etapa de regeneración del material sorbente. Por lo tanto, es necesario garantizar la estabilidad del material sorbente para la captura de CO₂ en operación multicíclica, además de que sea posible regenerarlo en condiciones moderadas de presión y temperatura.

En este contexto, el desarrollo de materiales selectivos a la captura de CO₂ adquiere relevancia para el proceso SE-ESR. Se han estudiado varios materiales, como el CaO y sus derivados, los sólidos cerámicos alcalinos de Li y los óxidos doble laminares derivados de hidrotalcitas (HT). Los sorbentes basados en CaO presentan la mayor capacidad de captura de CO₂ y un rápido proceso de carbonatación; sin embargo, su temperatura de regeneración es superior a los 850 °C, lo que favorece la sinterización de la fase CaO y la consiguiente pérdida de capacidad de captura cíclica. Los sorbentes cerámicos a base de Li tienen una buena cinética de captura de CO₂, pero su elevada temperatura de regeneración resulta en una penalización energética para su aplicación. Los sólidos basados en hidrotalcitas pueden utilizarse como precursores de sorbentes de CO₂ ya que una vez calcinados adecuadamente, se transforman en óxidos dobles estratificados (LDO), que tienen un área superficial y una basicidad adecuadas para capturar CO₂ a temperaturas superiores a 400 °C. En el caso de las hidrotalcitas de MgAl, tras la etapa de calcinación es posible

obtener los correspondientes LDO cuyas estructuras están compuestas por una mezcla de óxidos de Mg y Al y presentan buena cinética de adsorción de CO₂, elevada estabilidad durante el funcionamiento multicíclico y capacidad de regenerarse bajo la misma temperatura de captura. A fin de mejorar la capacidad de captura de CO₂ de los LDO manteniendo su estabilidad, varios autores han considerado la posibilidad de ajustar su composición química [9–12].

En particular, en este trabajo se sintetizan hidrotalcitas de Mg:Al como precursores de adsorbentes de CO₂ promovidos con K. El objetivo es considerar el efecto de la relación Mg:Al sobre las características texturales, estructurales y básicas del adsorbente y correlacionarlas con su desempeño en condiciones de captura seca de CO₂ y de reformado de etanol con captura simultánea de CO₂.

2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Los adsorbentes utilizados en el presente trabajo se obtienen a partir de precursores de hidrotalcitas de MgAl con relaciones molares Mg:Al de 2,5:1, 4:1 y 5:1. Los precursores se sintetizan por el método de hidrólisis de urea, que consiste en envejecer soluciones de urea-Mg(II)-Al(III) a 90 °C durante 24 h en botellas de PP. La reacción se detiene colocando las botellas en un baño de hielo. El sólido precipitado se centrifuga, se lava con agua destilada fría y se seca en un horno a 70 °C durante 12 h. A continuación, el precursor HT sintetizado se calcina a 400 °C durante 4 h, y los LDO resultantes se impregnan con un 15 % p/p de K por el método de impregnación húmeda incipiente, con una solución acuosa de K₂CO₃. Finalmente, los LDO impregnados se calcinan a 500 °C durante 4 h. Los sólidos se denotan HTX, en el caso de las hidrotalcitas sintetizadas, y KLDOX en el caso de los óxidos dobles laminares impregnados con K; X se refiere a la relación molar nominal Mg:Al, X = 2,5:1; 4:1; 5:1.

El catalizador utilizado en los ensayos de SE-ESR se obtiene tras la reducción in situ de un precursor tipo hidrotalcita de Ni(II)-Mg(II)-Al(III); sintetizado también por el método de hidrólisis de urea, que ha sido desarrollado previamente por nuestro grupo [13].

Los adsorbentes son caracterizados mediante las técnicas de sorptometría de N₂ para determinar el área superficial BET y el volumen de poros, desorción a temperatura programada con CO₂ (CO₂-TPD) para analizar la basicidad y la distribución de sitios básicos, difracción de rayos X en polvo (PXRD) para determinar la estructura cristalográfica, y microscopía electrónica de barrido (SEM) para registrar la morfología y la estructura superficial.

Se realizan también ensayos multicíclicos de adsorción de CO₂ y regeneración en un Micromeritics Autochem II para evaluar la capacidad de captura cíclica y la estabilidad de los adsorbentes KLDOX en condiciones isotérmicas (500 °C) a través de veinte ciclos. Estos ensayos comienzan con el pretratamiento del respectivo KLDOX a 500 °C en una corriente de Ar (50 mL/min). Luego, cada ciclo se divide en dos etapas, la primera correspondiente a la captura de CO₂ y la segunda a la regeneración del material sólido. Para la etapa de captura de CO₂, se utiliza un caudal total de 50 mL/min con 15% v/v de CO₂ en N₂, a 500 °C durante 10 min. Durante la etapa de regeneración de los adsorbentes, se utiliza un caudal de N₂ de 50 mL/min a la misma temperatura durante 10 min. A continuación, los resultados se tratan y se transforman en capacidad de sorción cíclica (C_i) en términos de mmol de CO₂ capturado por g de adsorbente, como se ha informado anteriormente [9]. Estos resultados cíclicos fueron validados posteriormente con ensayos de 3 ciclos para cada material.

A fin de analizar el efecto de la relación molar Mg:Al sobre la captura de CO₂ y la producción de H₂ se realizan ensayos de un ciclo SE-ESR en un reactor de lecho fijo con una mezcla homogénea de adsorbente y catalizador: 0,5 g de catalizador y 1 g de adsorbente KLDOX. La alimentación está compuesta por un caudal de inerte de 140 mL/min (Ar+N₂), y una mezcla de agua:etanol con relación molar 5,5:1, que se alimenta con un caudal de 1,1 mL/h. El lecho del reactor es una mezcla mecánica de catalizador y adsorbente con tamaño de partícula entre 177 – 297 μm. La reacción se lleva a cabo a 500 °C y a presión atmosférica, previamente el catalizador se reduce in situ con un caudal de H₂ de 100 mL/min por 1h, también a 500 °C. La velocidad espacial de la mezcla agua:etanol referida al catalizador, permite asegurar que en estas condiciones se logra conversión completa del etanol en todos los ensayos. La reproducibilidad de las medidas se comprobó haciendo los ensayos para un ciclo de SE-ESR, con cada uno de los sólidos adsorbentes.

Finalmente, se evalúa la estabilidad de la producción de H₂ realizando 20 ciclos de reacción-regeneración SE-ESR con el adsorbente KLDOX que presentó los mejores resultados. La etapa de reformado se realiza en las mismas condiciones que las empleadas para los ensayos de un ciclo operando a 500 °C durante 16 min. La regeneración se realiza con un caudal de 140 mL/min de N₂ a 500 °C durante 16 min. Durante las pruebas de SE-ESR, se realiza un seguimiento de las

fracciones molares (y_j) de N_2 , H_2 , CO_2 , CO y CH_4 mediante un cromatógrafo de gases (GC) equipado con detectores TCD y FID. Los resultados se presentan como purezas de H_2 y concentración de CO_2 en base seca, según la Ecuación (4).

$$P_j = \frac{y_j}{1 - y_{Ar} - y_{N_2}} \cdot 100 \quad (4)$$

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las propiedades texturales de los adsorbentes KLDOX se presentan en la Tabla 1. La relación Mg:Al no tiene una influencia significativa en las características texturales los materiales adsorbentes. Se distingue un leve aumento del área superficial BET y reducción del volumen de poros, para la muestra con menor contenido de Mg por lo que se infiere que un menor contenido en Mg promueve un ligero mejoramiento de las propiedades texturales.

Los perfiles de desorción a temperatura programada de CO_2 y la distribución de los sitios básicos se muestran en la Figura 1a) y b), respectivamente. Para todas las muestras es posible asociar los eventos de desorción con los correspondientes sitios básicos débiles, intermedios y fuertes. Los sitios básicos débiles se asignan a eventos de desorción con máximos a $100\text{ }^\circ\text{C}$, los sitios básicos intermedios a eventos de desorción cuyos máximos tienen lugar en torno a los $250\text{ }^\circ\text{C}$, mientras que los sitios básicos fuertes se localizan con máximos a temperaturas superiores a $600\text{ }^\circ\text{C}$. Previamente se realizó el análisis TPD de los sólidos LDO antes de ser impregnados (figura no mostrada), observándose para todas las muestras una alta concentración de sitios básicos débiles e intermedios, con baja concentración de sitios básicos fuertes. Luego de la impregnación con K, se observa para todos los adsorbentes una evolución en la distribución de sitios básicos, con mayor proporción de sitios fuertes, y baja concentración de sitios débiles e intermedios (Figura 1b)). En cuanto a la relación molar Mg:Al, el KLDO4 tiene la mayor concentración para cada uno de los tipos de sitios considerados, por lo que es posible inferir que existe una relación Mg:Al que optimiza la concentración básica del sorbente, tal como ha sido reportado en estudios similares [10].

Tabla 1. Propiedades texturales determinadas por fisisorción de N_2 de los adsorbentes frescos KLDOX.

Muestra	Área BET (m^2/g)	Volumen de Poro (cm^3/g)
KLDO2,5	$49 \pm 0,2$	$0,10 \pm 0,02$
KLDO4	$31 \pm 0,2$	$0,17 \pm 0,01$
KLDO5	$34 \pm 0,2$	$0,16 \pm 0,01$

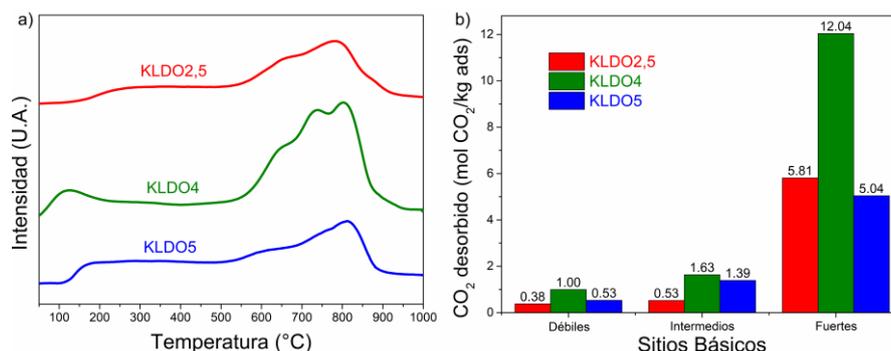


Figura 1. a) Perfiles de CO_2 -TPD, y b) Distribución de sitios básicos de los adsorbentes KLDOX.

En los patrones de PXRD correspondientes a los adsorbentes KLDOX, sólo se detectaron tres reflexiones a $2\theta = 35,4^\circ$, $43,6^\circ$ y $62,9^\circ$ relacionadas con la fase periclase (MgO , [JCPDS 75-1525]), de acuerdo con la formación del doble óxido laminar de MgAl (Figura 2). La ausencia de reflexiones relacionadas con fases que contienen K puede estar indicando la incorporación de potasio en la estructura del LDO y la formación de pequeñas y dispersas partículas de K_2CO_3 sobre su superficie, cuyo menor tamaño las hacen indetectables con la técnica de PXRD.

Las micrografías SEM realizadas a los KLDO después de su calcinación final a $500\text{ }^\circ\text{C}$, se presentan en la Figura 3, se observa una distribución de partículas amorfas asociadas al óxido doble laminar de MgAl. Asimismo, es posible distinguir la presencia de finas estructuras cristalinas

altamente ordenadas en forma de agujas que podrían asociarse a la fase de K_2CO_3 , observando una mayor dispersión de las mismas para muestras de alta relación molar Mg:Al.

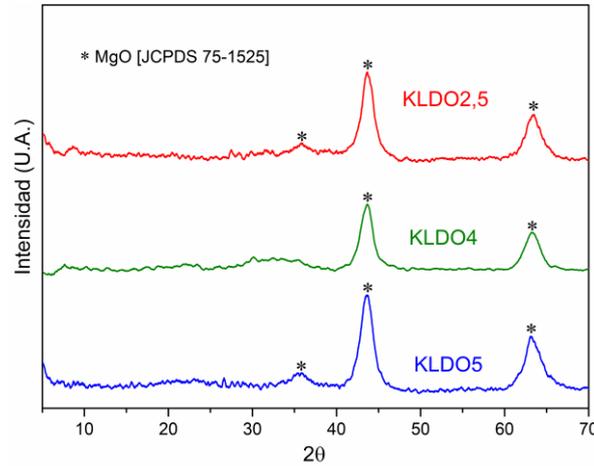


Figura 2. Patrones de PXRD de los adsorbentes KLDOX, luego de la calcinación a 500 °C.

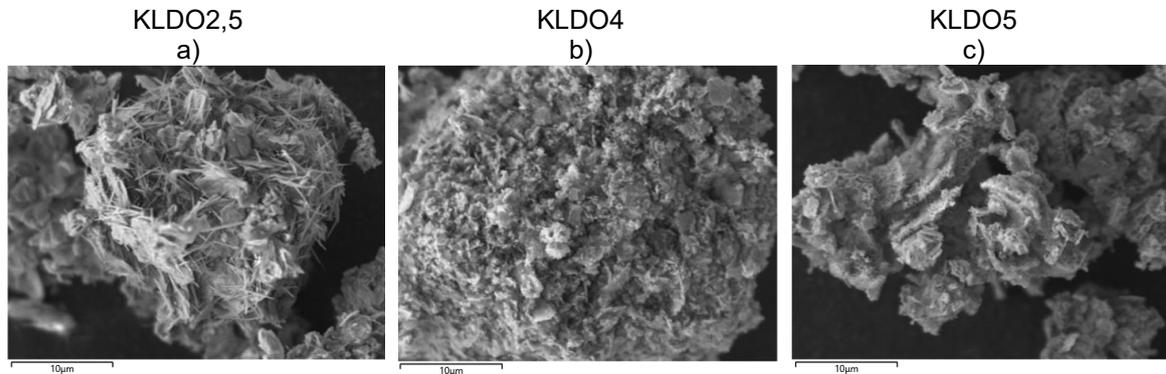


Figura 3. Micrografías SEM de los LDO impregnados con K_2CO_3 (KLDO2,5, KLDO4 y KLDO5), luego de la calcinación (a), (b) y (c).

A continuación, se muestran los resultados de capacidad de adsorción cíclica (C_i) a lo largo de 20 ciclos de captura de CO_2 y regeneración. En el primer ciclo se registraron valores de capacidad de captura de 0,47, 0,69 y 0,34 mmol CO_2/g sorbente para KLDO2,5, KLDO4 y KLDO5 respectivamente. Esta capacidad inicial se ve reducida a partir del segundo ciclo debido al CO_2 adsorbido de forma irreversible, tal como lo reportaron previamente Coenen y col.[14]. Por otro lado, se observa en la Figura 4 que los tres sólidos presentan alta estabilidad a lo largo de los ciclos, siendo el orden de capacidad de adsorción cíclica: $KLDO4 > KLDO2,5 > KLDO5$. Estos resultados confirman que es posible optimizar las propiedades básicas de los adsorbentes mediante la modificación de la relación molar Mg:Al. Los resultados de capacidad de adsorción cíclica se encuentran fuertemente relacionados con la distribución de sitios básicos de los distintos adsorbentes, en particular con la concentración de sitios básicos fuertes. Por lo tanto, es posible inferir que la proporción de sitios básicos fuertes resulta determinante para la capacidad de sorción de CO_2 respecto al contenido de sitios básicos débiles e intermedios.

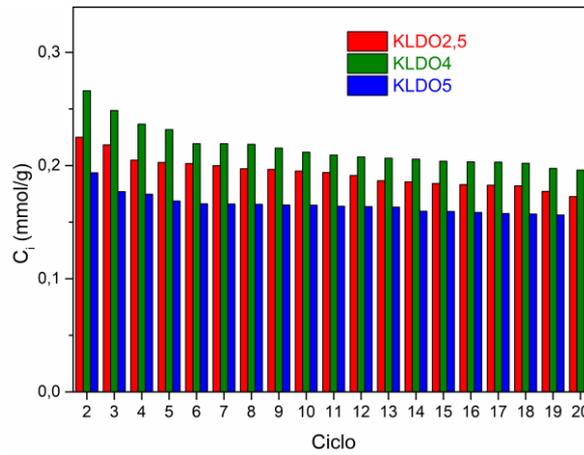


Figura 4. Capacidad de adsorción cíclica en función del número de ciclo de adsorción-desorción de CO₂ para los adsorbentes KLDOX.

En la Figura 5 se presentan la pureza en base seca de H₂ y la concentración de CO₂ obtenidas en la corriente de salida del reactor de reformado durante una etapa de SE-ESR. Además, se incluyen como referencia las concentraciones de H₂ y CO₂ en el reformado de etanol convencional (ESR). A tiempos iniciales del ensayo fue posible producir H₂ de alta pureza con niveles superiores al 90% con KLDO2,5 y KLDO5, y cercanos al 100 % con KLDO4. Por su parte, la concentración de CO₂ se situó entre el 0 y el 5 % a los tres minutos, lo que confirma el buen desempeño de los adsorbentes en la captura de CO₂. Para tiempos de ensayo más avanzados, la pureza de H₂ comienza a disminuir alcanzando valores en torno al 85 % para KLDO4 y KLDO2,5, y un valor más cercano a los límites convencionales de ESR para KLDO5. En términos de adsorción de CO₂, KLDO4 mantiene el nivel más bajo (inferior al 5 %), a lo largo de todo el experimento, seguido de KLDO2,5 y KLDO5. En resumen, es posible atribuir el mejor desempeño presentado por el adsorbente KLDO4 en el SE-ESR, consiguiendo producir H₂ de alta pureza, a su mayor concentración de sitios básicos. El ajuste de las características básicas de estos materiales resulta, por lo tanto, ser una poderosa herramienta en la optimización de los materiales adsorbentes para la producción de H₂ de alta pureza mediante SE-ESR.

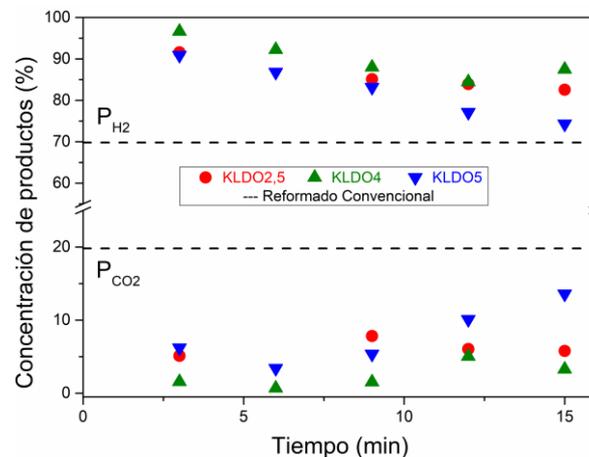


Figura 5. Pureza en base seca de H₂ y concentración de CO₂ para una etapa de SE-ESR a 500 °C, empleando los adsorbentes KLDOX. --- Corresponde a las concentraciones obtenidas en el reformado de etanol con vapor convencional.

En la Figura 6 se presentan los resultados de los ensayos de producción de H₂ durante 20 ciclos de reacción-regeneración para el SE-ESR, con KLDO4 como adsorbente. Para cada ciclo se presentan la pureza de H₂ y la concentración de CO₂ correspondientes a 1,5, 6 y 15 min. A lo largo del experimento, la pureza del H₂ a los 1,5 min muestra una buena estabilidad y se mantuvo por encima del 90% en la mayoría de los ciclos, con una captura casi completa del CO₂ como lo demuestran sus valores de concentración inferiores al 5 %. Los resultados evaluados a los 6 min muestran que la pureza del H₂ disminuye a partir del ciclo 2, alcanzando en el ciclo 20 resultados similares a los obtenidos a los 15 min, que corresponden a los niveles de ESR convencional. Esto puede estar relacionado con la disminución progresiva durante los ciclos del tiempo de breakthrough en la captura de CO₂ con KLDO4. No obstante, se confirma una producción de H₂ estable a tiempos

cortos de reacción, empleando el adsorbente del tipo KLDO que presentó los mejores resultados. Habiéndose demostrado la posibilidad de optimizar las propiedades básicas de estos adsorbentes y su desempeño y estabilidad en la producción de H₂ de alta pureza, los pasos futuros deben centrarse en ampliar el tiempo de máximo desempeño del KLDO4 para mantener la producción catalítica de H₂ por SE-ESR en condiciones óptimas.

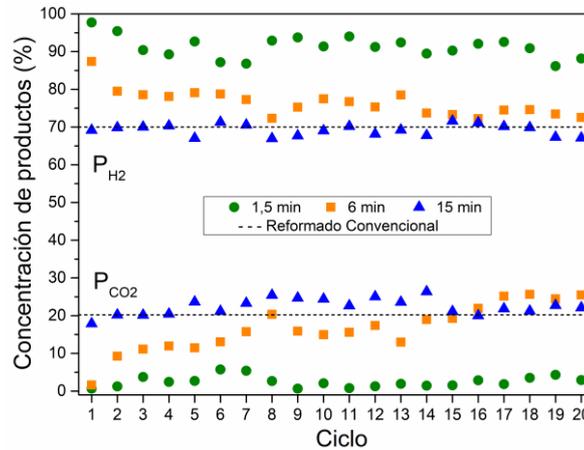


Figura 6. Pureza en base seca de H₂ y concentración de CO₂ a 1,5, 6 y 15 min de reacción, durante 20 ciclos de SE-ESR a 500 °C, con los adsorbentes KLDOX. --- Corresponde a las concentraciones obtenidas en el reformado con vapor de etanol convencional.

4. CONCLUSIONES

El adsorbente con relación molar Mg:Al = 4 presenta la mayor concentración de sitios básico, lo que puede relacionarse con su mejor desempeño y estabilidad en términos de capacidad de adsorción cíclica a lo largo de 20 ciclos. Además, la mayor concentración de sitios básicos, en particular, de los sitios básicos fuertes del KLDO4 puede relacionarse con su capacidad de producir H₂ con más del 90 % de pureza durante 20 ciclos de reacción-regeneración del proceso SE-ESR a bajos tiempo de reacción. Estos resultados demuestran que el ajuste de las características básicas parece ser una poderosa herramienta para optimizar los materiales adsorbentes empleados para la producción de H₂ de alta pureza mediante el proceso de SE-ESR.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer el apoyo financiero a la UBA, el CONICET y la Agencia. Además, queremos agradecer al CONICET por la beca posdoctoral de Roger Avendaño.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. A. Aminudin, S. K. Kamarudin, B. H. Lim, E. H. Majilan, M. S. Masdar, and N. Shaari, "An overview: Current progress on hydrogen fuel cell vehicles," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 11, pp. 4371–4388, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.156.
- [2] J. L. Contreras *et al.*, "Catalysts for H₂ production using the ethanol steam reforming (a review)," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 33, pp. 18835–18853, 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.08.072.
- [3] P. D. Vaidya and A. E. Rodrigues, "Insight into steam reforming of ethanol to produce hydrogen for fuel cells," *Chem. Eng. J.*, vol. 117, no. 1, pp. 39–49, 2006, doi: 10.1016/j.cej.2005.12.008.
- [4] M. Ni, D. Y. C. Leung, and M. K. H. Leung, "A review on reforming bio-ethanol for hydrogen production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 15 SPEC. ISS., pp. 3238–3247, 2007, doi: 10.1016/j.ijhydene.2007.04.038.
- [5] M. Verónica, B. Graciela, A. Norma, and L. Miguel, "Ethanol steam reforming using Ni(II)-Al(III) layered double hydroxide as catalyst precursor. Kinetic study," *Chem. Eng. J.*, vol. 138, no. 1–3, pp. 602–607, 2008, doi: 10.1016/j.cej.2007.08.035.
- [6] C. Graschinsky *et al.*, "Ethanol steam reforming over Rh(1%)MgAl₂O₄/Al₂O₃: A kinetic study," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 49, no. 24, pp. 12383–12389, 2010, doi: 10.1021/ie101284k.
- [7] Y. Wang *et al.*, "A review of CO₂ sorbents for promoting hydrogen production in the sorption-enhanced steam reforming process," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 45, pp. 23358–23379, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.01.206.
- [8] R. Wess, F. Nores-Pondal, M. Laborde, and P. Giunta, "Single stage H₂ production, purification and heat supply by means of sorption-enhanced steam reforming of glycerol. A thermodynamic analysis," *Chem. Eng. Sci.*, vol. 134, no. march, pp. 86–95, 2015, doi: 10.1016/j.ces.2015.04.002.

- [9] R. Avendaño, J. Fals, S. Bocanegra, M. L. Dieuzeide, and N. Amadeo, "Sorption enhanced steam reforming of ethanol for hydrogen production, over Mg/Al hydrotalcites modified with K," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 54, pp. 20889–20900, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.343.
- [10] M. Salomé Macedo, M. A. Soria, and L. M. Madeira, "High temperature CO₂ sorption using mixed oxides with different Mg/Al molar ratios and synthesis pH," *Chem. Eng. J.*, vol. 420, no. December 2020, 2021, doi: 10.1016/j.cej.2021.129731.
- [11] Z. Zhu Yang *et al.*, "A review on strategies to LDH-based materials to improve adsorption capacity and photoreduction efficiency for CO₂," *Coord. Chem. Rev.*, vol. 386, pp. 154–182, 2019, doi: 10.1016/j.ccr.2019.01.018.
- [12] X. Zhu, C. Chen, Q. Wang, Y. Shi, D. O'Hare, and N. Cai, "Roles for K₂CO₃ doping on elevated temperature CO₂ adsorption of potassium promoted layered double oxides," *Chem. Eng. J.*, vol. 366, no. November 2018, pp. 181–191, 2019, doi: 10.1016/j.cej.2019.01.192.
- [13] A. Romero, M. Jobbágy, M. Laborde, G. Baronetti, and N. Amadeo, "Ni(II)-Mg(II)-Al(III) catalysts for hydrogen production from ethanol steam reforming: Influence of the Mg content," *Appl. Catal. A Gen.*, vol. 470, pp. 398–404, 2014, doi: 10.1016/j.apcata.2013.10.054.
- [14] K. Coenen, F. Gallucci, P. Cobden, E. van Dijk, E. Hensen, and M. van Sint Annaland, "Chemisorption working capacity and kinetics of CO₂ and H₂O of hydrotalcite-based adsorbents for sorption-enhanced water-gas-shift applications," *Chem. Eng. J.*, vol. 293, pp. 9–23, 2016, doi: 10.1016/j.cej.2016.02.050.

DESARROLLO EXPERIMENTAL DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES PARA AEROGENERADORES: DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN

Castello, Marcelo C.¹, Salerno, Juan J.¹ Marino, Edgardo¹, Chemes, Jorge¹, Rullo, Pablo G^{1,2}.

¹ Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES - FRRo – UTN).

² Grupo de Investigación de Energías Renovables (GIDER – FRSN – UTN).
castello.marcelo@gmail.com

RESUMEN.

Este artículo presenta el diseño integral de un sistema de monitoreo de vibraciones para aerogeneradores de baja potencia. El sistema propuesto incluye los dispositivos de hardware necesarios para el sensado de vibraciones y velocidad, la arquitectura de comunicación para la transmisión de datos, y una aplicación para el análisis y visualización gráfica. El diseño abarca de manera sistemática todos los subsistemas tanto a nivel de hardware como de software. Las etapas de diseño e implementación se llevaron a cabo con éxito, resultando en un sistema de monitoreo que ofrece funcionalidades similares que los sistemas comerciales pero con total disponibilidad de los datos obtenidos. Tanto fabricantes como usuarios de turbinas eólicas de baja potencia enfrentan desafíos en términos de seguridad mecánica, durabilidad y mantenimiento. El monitoreo de vibraciones es crucial para garantizar una operación segura y eficiente. Los costos de los sistemas comerciales de medición, control y seguimiento de turbinas eólicas suelen ser elevados, haciéndolos inaccesibles para las cooperativas energéticas. Este trabajo busca superar estas limitaciones técnico-económicas mediante el desarrollo de soluciones locales, promoviendo así el potencial de la generación eólica de baja potencia a nivel nacional y regional.

Palabras Claves: Energías Renovables, Detección de fallas, Generación Distribuida, Cooperativas eléctricas, Redes inteligentes.

Área Temática: Generación Distribuida.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento en la industria de la generación eólica ha llevado al incremento en la instalación de generadores eólicos de baja potencia en diversas ubicaciones, tanto remotas como urbanas, gracias a su capacidad para aprovechar recursos eólicos disponibles. Estos generadores, con potencias inferiores a 10 kW, representan una solución tanto para la electrificación de áreas aisladas como para la inserción en redes eléctricas urbanas, promoviendo la generación de energía distribuida [1]. Sin embargo, tanto los fabricantes como los usuarios enfrentan desafíos comunes en términos de seguridad mecánica, durabilidad y mantenimiento de estos sistemas. Entre estos desafíos, el monitoreo de vibraciones emerge como una preocupación esencial para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente de las turbinas eólicas [2]. La evaluación de la condición vibratoria de la máquina durante su operación puede proporcionar información valiosa para desarrollar protocolos de protección y mantenimiento, previniendo posibles fallas [3].

En Argentina, este tipo de turbinas de baja potencia han sido instaladas principalmente por cooperativas de energía en áreas urbanas o periurbanas. Siendo estas experiencias las pioneras en el desarrollo de la generación distribuida en el país [4]. Muchas de esas experiencias de inserción de generación eólica de baja potencia por parte de cooperativas de energía se encuentran actualmente fuera de servicio por fallas mecánicas producto de dificultades de mantenimiento. Este tipo de problemas podrían ser abordados a partir de sistemas de monitoreo. Sin embargo, los costos de los sistemas de medición, control y monitoreo presentes en el mercado suelen ser desproporcionados respecto del precio de una turbina de baja potencia, y particularmente inaccesibles a cooperativas de energía. Salvar algunas de estas limitaciones técnico-económicas con desarrollos locales posibilitarían desplegar el potencial de la generación eólica de baja potencia a nivel nacional y regional [5,6].

En este trabajo se propone el diseño experimental de un sistema de monitoreo de vibraciones para turbinas eólicas de baja potencia. El mismo consta de los dispositivos de hardware necesarios para el sensado de vibraciones y velocidad, la arquitectura de comunicación para la transmisión de los datos y una aplicación para análisis gráfico y visualización. El sistema desarrollado será instalado en una turbina WINTEC de 1,5 kW conectada en la red de distribución de la Cooperativa de Provisión y Servicios Públicos Ltda (CELAR) de la ciudad de Armstrong (Santa Fe, Argentina) en el marco del Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER) llevado adelante por el Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES) de la Facultad Regional Rosario de la Universidad Tecnológica Nacional (FRRo – UTN) [7].

El presente trabajo se estructura de la siguiente manera, en la sección 2 se presentan detalles del proyecto PRIER en tanto marco en el cual se inserta el sistema propuesto en este trabajo, en la sección 3 se presenta esquemáticamente la estructura general del sistema y se detallan cada uno de sus subsistemas, en la sección 4 se describe el diseño de los ensayos de validación, mientras que en la sección 5 se presentan los resultados de dichos ensayos. Finalmente, en la sección 6 se enumeran las conclusiones del trabajo y posibles líneas de trabajo futuro.

2. EL PROYECTO PRIER

El Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER) es un proyecto de I+D impulsado por un Consorcio Asociativo Público-Privado (CAPP) conformado por el grupo de investigación OES de la FRRo-UTN, el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) de Argentina y la CELAR. El mismo se viene desarrollando desde el año 2016 en la ciudad de Armstrong (Santa Fe – Argentina) y tiene como principal objetivo desarrollar una experiencia piloto de Generación Distribuida de Energías Renovables (GDER) y Red Eléctrica Inteligente. Durante la primera etapa del proyecto se realizó la instalación de una planta de generación fotovoltaica de 200 kW ubicada en el Área Industrial Armstrong (de propiedad de la cooperativa) y 50 sistemas de 1,5 kW en viviendas de usuarios de la cooperativa [7]. La planta fue puesta en marcha en 2017 y en el año 2023 la CELAR realizó una ampliación de la misma hasta llevarla a 275 kW.

Como segunda etapa del proyecto, en el año 2018, se instalaron 2 molinos eólicos de 1,5 kW marca WINTEC con inversores ABB-Wind UNO-2.0/2.5-I-OUTD-W. Estos generadores fueron montados sobre una torre de 15 m de altura en el predio de la planta de distribución de agua de la CELAR. Para monitorear parámetros relevantes en el funcionamiento de los aerogeneradores se diseñó un tablero con el equipamiento requerido para la medición y monitoreo de los mismos. En este trabajo se presenta un sistema de monitoreo de vibraciones que complementa el equipamiento actualmente existente y permitirá un análisis integral de la performance de los aerogeneradores, como así también la predicción de fallas y dar soporte para el diseño de estrategias de mantenimiento preventivo [8].

3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA

En esta sección se presenta de manera esquemática el diseño del sistema de monitoreo de vibraciones propuesto. En la Figura 1 se aprecia un diagrama en bloques de esta arquitectura, donde se muestran los componentes principales y su interconexión. El sistema está compuesto por nodos sensores de vibración, un servidor central y una aplicación cliente para la visualización de los datos. Los nodos sensores transmiten sus valores y estados a través de internet al servidor central quien los reenvía a la aplicación conectada donde se realiza el procesamiento y la visualización. En la misma, se generan gráficas en el dominio del tiempo y de la frecuencia, también se pueden configurar y parametrizar diversos filtros. A su vez, se detalla una ampliación de la arquitectura con un servidor con capacidad de almacenamiento de datos como línea de trabajo futuro.

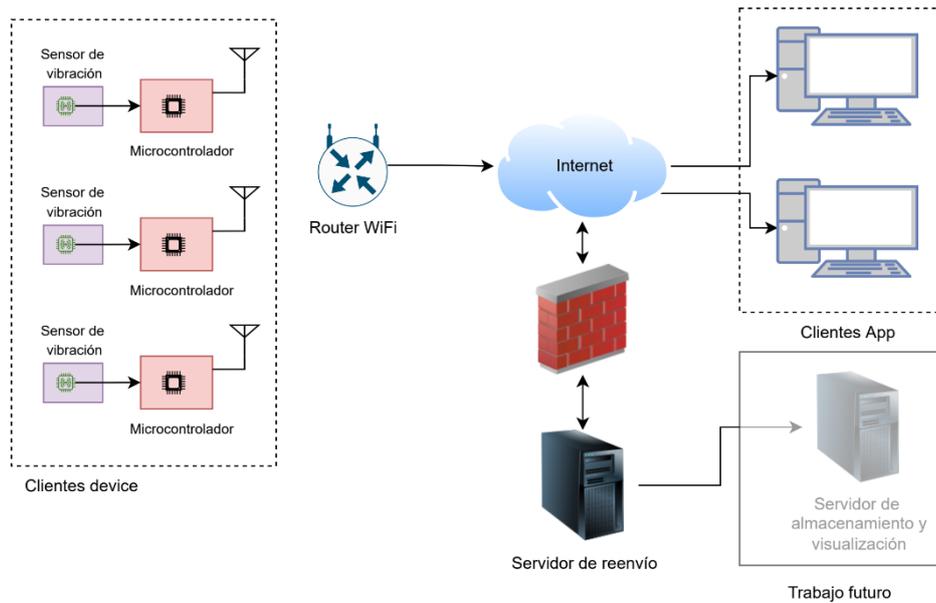


Figura 1. Estructura esquemática del sistema de monitoreo de vibraciones desarrollado.

En las siguientes secciones se detallan los subsistemas que componen el sistema propuesto: (i) Nodos sensores, (ii) Comunicación, y (iii) Aplicación de procesamiento y visualización.

3.1. DISEÑO DEL NODO SENSOR

A continuación, se detallan los aspectos más importantes del diseño del sensor: (i) el hardware, (ii) y el firmware.

3.1.1. Hardware

Los componentes más importantes involucrados en el nodo sensor son un microcontrolador y una unidad de medición inercial.

Un microcontrolador es un circuito integrado programable que puede ejecutar órdenes grabadas en su memoria. Todo microcontrolador incluye en su estructura interna una unidad central de procesamiento, una memoria y algunos periféricos para su comunicación con el mundo exterior. Si bien existen en el mercado una gran variedad de microcontroladores, para su elección en una aplicación determinada se tienen en cuenta diversas características como puede ser (i) su capacidad de memoria, (ii) periféricos disponibles, (iii) velocidad de procesamiento, (iv) costo, entre otras.

En este trabajo una de las prioridades fundamentales es que el microcontrolador pueda manejar conexiones Wi-Fi sin el agregado de componentes externos. Se optó por un microcontrolador ESP8266 que reúne características de muy bajo costo y cumple con el resto de las condiciones impuestas. Se presenta en forma modular comercialmente conocido como ESP-12S, y se muestra en la Figura 2(a).

Por otro lado, una unidad de medición inercial (IMU, por sus siglas del inglés Inertial Measurement Unit) es un dispositivo electrónico que mide e informa acerca de la velocidad, orientación y fuerzas gravitacionales de un aparato, usando una combinación de acelerómetros y giroscopos. Las IMUs son normalmente usadas para maniobrar aviones, incluyendo vehículos aéreos no tripulados, entre muchos otros usos. En este trabajo se utilizaron los acelerómetros MPU6050 y MPU9250, que contienen todo lo necesario para realizar rastreo de movimiento de 9 ejes. Combina un giroscopio de 3 ejes, un acelerómetro de 3 ejes y un magnetómetro de 3 ejes en un mismo chip. El IMU MPU9250 es la evolución del clásico MPU6050. El MPU6050 posee una interfaz de comunicación I2C con una velocidad de transferencia de datos de 400 kHz, mientras que el MPU9250 integra una

interfaz SPI, que provee una velocidad de transferencia mucho mayor, de hasta 20 MHz. En la Figura 2(b) se muestra el módulo IMU MPU9250 utilizado.



Figura 2. (izq.) Módulo ESP-12S y microcontrolador ESP8266. (der.) Módulo IMU MPU9250.

3.2. Firmware

Para dar versatilidad al nodo sensor y que pueda ser colocado en distintas ubicaciones, se utilizó la memoria EEPROM para guardar las variables de contexto. Se crearon las funciones necesarias para la calibración del IMU y la medición de la aceleración de la vibración. También, el firmware contiene un procesador de comandos utilizado para realizar operaciones remotas. En la Figura 3 se aprecian los módulos que componen el firmware. Se distinguen dos procesos principales: la inicialización y el bucle principal.

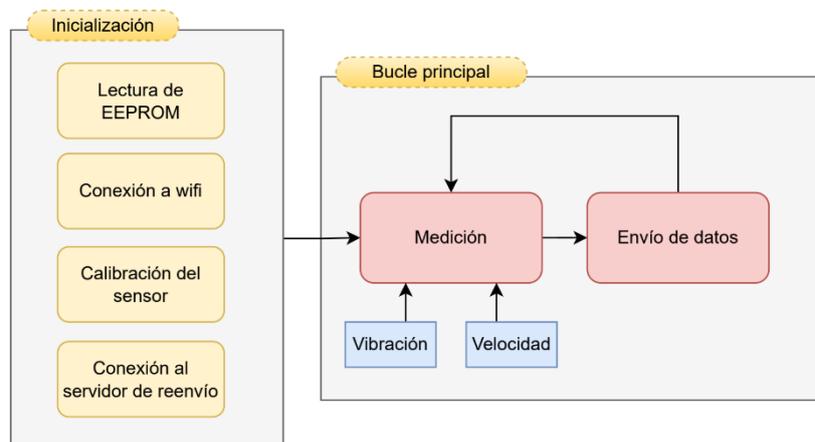


Figura 3. Estructura esquemática del firmware del nodo sensor con dos componentes principales: (i) inicialización, y (ii) bucle principal.

El proceso de inicialización se ejecuta cuando el microcontrolador se inicia o se reinicia. En este bloque se lee la memoria no volátil EEPROM del módulo y se realizan las conexiones a la red Wifi, se procede a la calibración del sensor y finalmente se conecta al servidor de reenvío.

Por otro lado, en el bucle principal se realiza la medición de los sensores de vibración y velocidad del rotor y se efectúa la transmisión de estos al servidor.

La lectura del sensor de vibración se realiza a intervalos de tiempo constante. El tiempo de muestreo, dado por la duración del intervalo en el que se toman las mediciones, no puede ser inferior al total del tiempo requerido por el proceso para la medición, procesamiento y envío de cada dato. Esta limitación en la frecuencia de muestreo determinará el máximo ancho de banda a observar en las gráficas de respuesta en frecuencia.

Por otro lado, la medición de la velocidad del rotor se realiza contando la cantidad de pulsos provenientes de un sensor del tipo infrarrojo con una rueda ranurada solidaria al eje. Para la medición, se detectan los flancos crecientes de los pulsos generados y se cuenta la cantidad de los mismos en un tiempo de un segundo. La velocidad se obtiene por la división de la cantidad de pulsos contados en un segundo dividido la cantidad de ranuras de la rueda. La Ecuación (1) muestra el cálculo de la velocidad del rotor v_r , medida en rps:

$$v_r = \frac{n_{pulsos}}{C_r} \text{ [rps]} \quad (1)$$

Donde n_{pulsos} es la cantidad de pulsos medidos en 1 segundo, y C_r es la constante de la rueda (en este caso con un valor de $C_r = 20$).

3.3. ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN

En la Figura 4 se muestra el diagrama de comunicación. La misma está basada en la utilización del protocolo MQTT. Este protocolo implementa la arquitectura publicador-suscriptor. Para ello dispone

de una aplicación intermediaria llamada *broker*. Los clientes del broker pueden ser publicadores o suscriptores. Como se aprecia en la figura, el cliente *sensor* publica datos de vibración y el cliente *aplicación* se suscribe a los mismos. De esta forma, cada vez que el sensor envíe un mensaje, este será destinado a la aplicación a través del broker.

En este protocolo es posible implementar la seguridad en el transporte de datos la cual está compuesta por encriptación, autenticación e integridad. Estas características están proporcionadas por la aplicación del protocolo TLS.

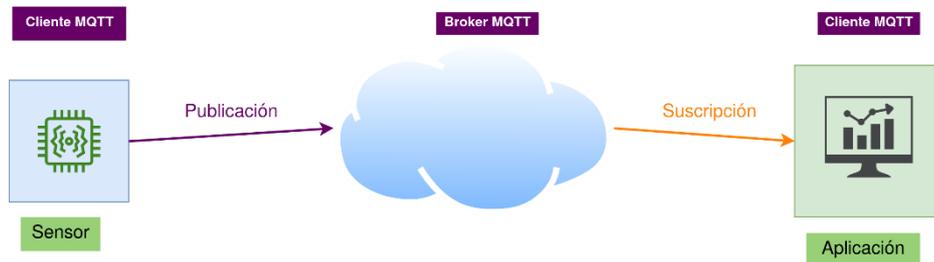


Figura 4. Diagrama de la arquitectura de comunicación

3.4. DISEÑO DE LA APLICACIÓN DE PROCESAMIENTO Y VISUALIZACIÓN

La aplicación se ha diseñado para recibir los datos de los sensores y gestionar la interfaz gráfica del usuario. En la Figura 5 se muestra un diagrama esquemático de las principales etapas involucradas.

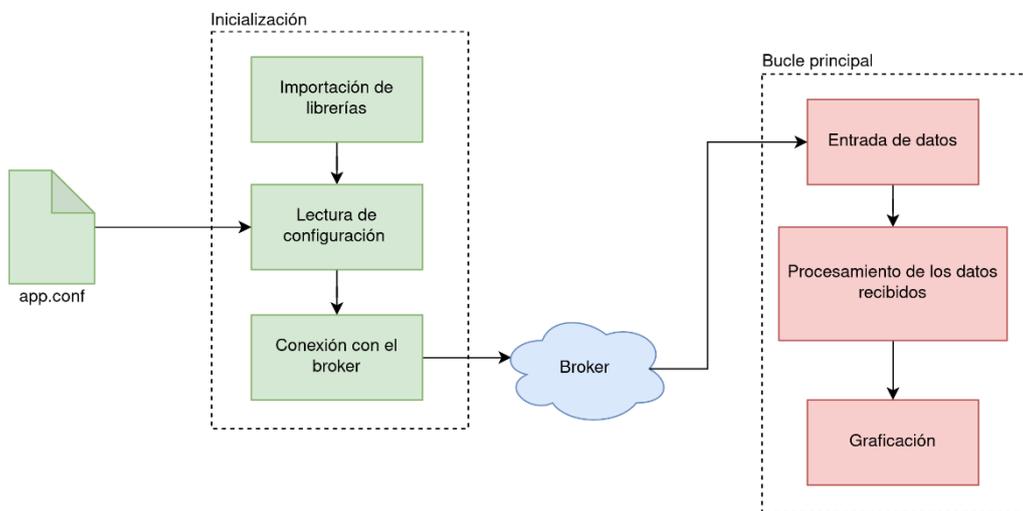


Figura 5. Diagrama etapas y funcionamiento de la aplicación de procesamiento y visualización.

En la inicialización se cargan las librerías necesarias, se toma la configuración desde un archivo externo y se realiza la conexión al broker. El archivo de configuración contiene los datos de conexión del broker (usuario, dirección IP, certificados TLS).

En el bucle principal se reciben los datos y se realiza el procesamiento de los mismos. Esto incluye la implementación de filtros y la caracterización frecuencial de la señal. El contenido frecuencial de la señal se obtendrá a partir de la Transformada de Fourier (FT, por sus siglas en inglés de Fourier Transform) de la misma [9]. De manera simplificada, podemos decir que la FT permite representar una señal a partir de la sumatoria ponderada de señales senoidales puras. Luego, es posible obtener una gráfica de la magnitud de cada una de estas componentes individuales para cada frecuencia de un espectro de frecuencias determinado. La FT es una herramienta fundamental en la ingeniería, ya que posibilita el análisis y caracterización de señales en el espacio frecuencial pudiendo observar de manera rápida y directa fenómenos difícilmente identificables en las respuestas temporales. En el sistema propuesto se implementa un algoritmo que permite el cálculo y representación rápida de la FT conocido como FFT (por sus siglas en inglés Fast Fourier Transform). Finalmente, se procede a graficar la aceleración en el dominio del tiempo y de la frecuencia para los tres ejes espaciales. Este proceso es continuo, por lo que la gráfica se refrescará por cada recepción de datos.

4. DISEÑO DE ENSAYOS

En esta sección se describen los elementos utilizados para la realización de la validación experimental del sistema propuesto. En primer lugar, se detallan las características de un sensor de vibraciones disponible en el mercado de similares prestaciones. Luego se presenta el banco de pruebas diseñado para el montaje del sistema propuesto y la realización de los ensayos referidos

4.1. EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DISPONIBLES COMERCIALMENTE

Uno de los objetivos del presente trabajo ha sido examinar la tecnología disponible comercialmente para contar con una referencia cierta de la posibilidad de implementación de las mediciones y monitoreo buscado, y de este modo proponer una opción superadora en eficiencia y costo. En la Figura 6 se muestra el dispositivo utilizado a fines de comparación. El mismo es un sensor de vibración marca WEG modelo Motor Scan WMSC-MFM-M. Para visualizar las gráficas de este producto se utilizó la aplicación móvil provista por el fabricante.

A partir de una evaluación cualitativa de este dispositivo podemos detallar algunas ventajas y desventajas identificadas. Como puntos favorables podemos puntualizar: (i) cuenta con una aplicación móvil propia, y (ii) posee conectividad Bluetooth. En contraposición encontramos: (i) la visualización de las gráficas no es en tiempo real, (ii) al comunicación por BlueTooth no implementa capa de seguridad entre el sensor y la aplicación, (iii) solo es posible que los datos lleguen al portal web a través de la activación por medio de la aplicación móvil (este proceso es manual y lo debe hacer el usuario), y (iv) los datos generados no están en poder del usuario, sino que se alojan en un servidor del fabricante.



Figura 6. Sensor de vibración marca WEG modelo Motor Scan WMSC-MFM-M

4.2. IMPLEMENTACIÓN DEL BANCO DE ENSAYO

Para la realización de los ensayos se construyó un sistema de prueba compuesto por un motor de corriente continua (CC) de 12 V con su driver, el sistema de monitoreo de vibraciones propuesto, y el sensor de vibraciones comercial detallado en el apartado anterior. Como se detalla en secciones previas, el mismo consta de los sensores de vibración y velocidad, y el microcontrolador que recogerá y transmitirá los datos de vibración y velocidad al servidor. En la Figura 7(izq) se muestra el banco de ensayo desarrollado. A su vez, en la Figura 7(der.) se observa un detalle de la disposición general de los sensores en el banco de ensayo. A la izquierda de la figura se puede ver la rueda ranurada montada en el rotor del motor y el sensor de velocidad asociado. A la derecha de la misma figura se aprecia el montaje del acelerómetro MPU9250 para sensar las vibraciones.

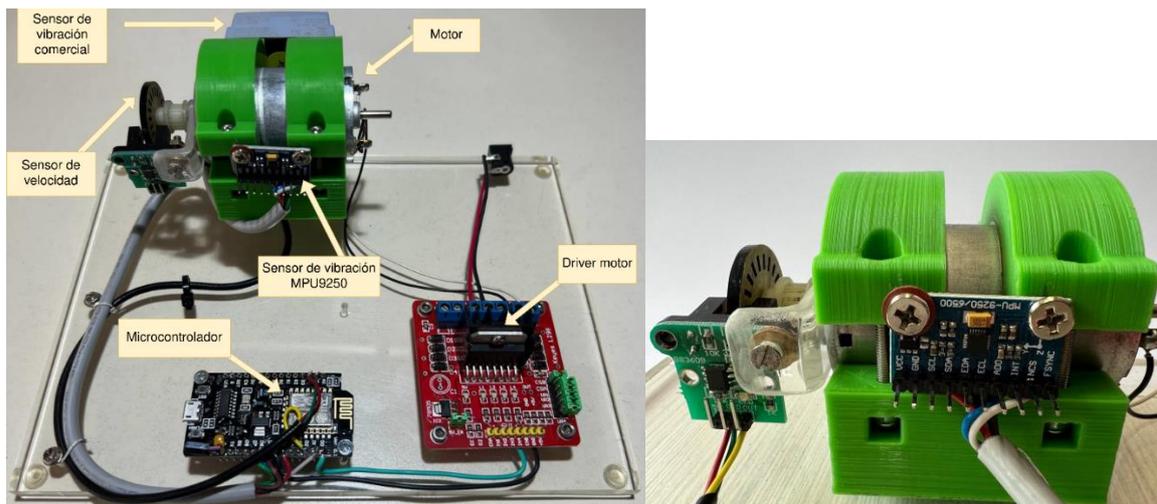


Figura 7. (izq.) Banco de ensayo del Sistema de Monitoreo de Vibraciones propuesto, (der.) Detalle de posición de sensores de vibración y velocidad sobre motor CC.

5. RESULTADOS

En esta sección se muestran los resultados obtenidos de una serie de ensayos realizados a partir del banco de prueba detallado en la sección anterior. Se definieron distintos escenarios y condiciones de operación con el objetivo de evaluar la performance del sistema de monitoreo propuesto. En particular, se ensayaron escenarios en situación de funcionamiento normal y con desbalances en el rotor, y distintas velocidades de operación. Finalmente, se contrastaron las

mediciones obtenidas con respecto al sensor comercial. Para la evaluación se observarán las respuestas temporal y frecuencial de la aceleración del eje del rotor en alguna de las tres direcciones espaciales.

5.1. ENSAYO CON EJE BALANCEADO

En la Figura 8 se muestran los resultados para las condiciones de rotor balanceado, una velocidad de operación de 540 rpm, sin aplicación de filtrado y con un ancho de banda observable de 1000 Hz. En la Figura 9(a) se observa la aceleración en el eje x (longitudinal al eje del rotor) en función del tiempo, mientras que en la Figura 9(b) se puede ver su representación frecuencial.

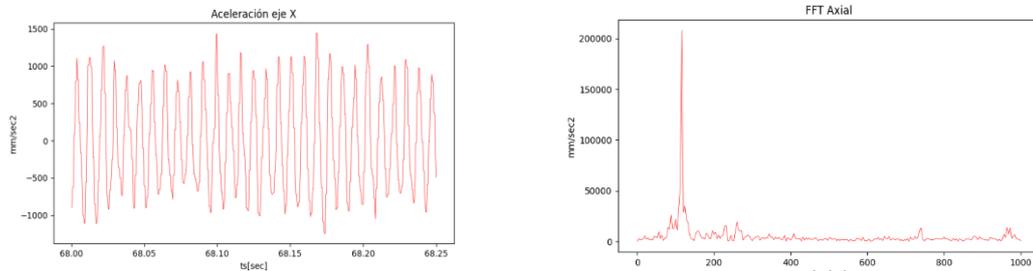


Figura 8. Ensayo rotor balanceado, velocidad 540 rpm, sin filtro: (a) aceleración eje x rotor, (b) FFT aceleración eje x.

De las gráficas podemos ver que las señales presentan un comportamiento oscilatorio relativamente constante, lo que se traduce en un contenido frecuencial acotado a determinado rango de frecuencias. Luego, un análisis detallado de las respuestas temporales y frecuencial de las señales y el estudio de su relación con condiciones de falla o presencia de vibraciones en el motor se encuentra fuera de los alcances de este trabajo

5.2. ENSAYO CON EJE DESBALANCEADO

En la Figura 9 se muestran los resultados obtenidos de la FFT generando un desbalance en el rotor. En la Figura 9(a) se muestra la FFT de la velocidad de vibraciones en el eje y, generada por el sistema comercial detallado en la sección anterior, mientras que en la Figura 9(b) se muestra la FFT de la aceleración en el eje y, producida por el sistema propuesto para el mismo ensayo. Si bien no es posible realizar una comparación directa ya que las gráficas no corresponden a la misma variable medida, vemos ambos sistemas presentan graficas cualitativamente similares. Lamentablemente el sistema comercial no dispone de la posibilidad de exportar los datos, por lo que no es posible realizar comparaciones más precisas. Esta característica es una restricción recurrente en los sistemas comerciales de monitoreo, lo que supone un beneficio significativo del sistema propuesto.

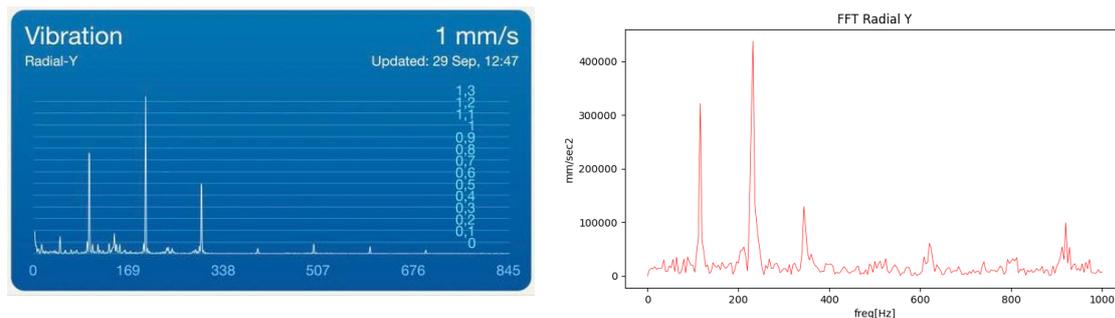


Figura 9. Ensayo rotor desbalanceado, velocidad 600 rpm, filtro 10 dB ventana Kaiser: (a) FFT sistema comercial, (b) FFT sistema propuesto.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo, se realizó el diseño completo de un sistema de monitoreo de vibraciones para turbinas eólicas de baja potencia. Este sistema abarca los dispositivos de hardware necesarios para la detección de vibraciones y velocidad, una estructura de comunicación para la transmisión de datos y una aplicación para análisis gráfico y visualización. Esta iniciativa forma parte del Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER), dirigido por el Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES) de la Facultad Regional Rosario de la Universidad Tecnológica Nacional (FRRo – UTN). Se realizaron ensayos en un sistema de prueba para validar su funcionamiento. Si bien se realizaron algunos ensayos con el objetivo de contrastar funcionamiento con respecto a sistemas comerciales, una validación exhaustiva del sistema propuesto requeriría de mayores testeos. Esta etapa final se encuentra dentro de perspectivas de trabajo futuro.

REFERENCIAS

- [1] - Arraña, I., Marino, E., Bertinat, P., Salerno, J., Chemes, J., Barone, M., & Saenz, J. Estado del arte en el desarrollo de pequeños generadores eólicos. *AVANCES EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE - AVERMA*, 16, (2012). 41–48.
- [2] - Quiles, E., Garcia, E., Cervera, J., & Vives, J. Development of a test bench for wind turbine condition monitoring and fault diagnosis. *IEEE Latin America Transactions*, 17(06), (2019). 907-913.
- [3] - Srinivas, K. N., & Arumugam, R. (2004). Static and dynamic vibration analyses of switched reluctance motors including bearings, housing, rotor dynamics, and applied loads. *IEEE Transactions on Magnetics*, 40(4), 1911-1919.
- [4] - Clementi, L. V. Cooperativismo en la transición energética experiencias pioneras y nuevos proyectos eólicos en el territorio bonaerense. *Cardinalis*, 8(14), (2020). 38–57.
- [5] - Clementi, L. V., & Jacinto, G. P. Energía eólica distribuida: oportunidades y desafíos en argentina. *Letras Verdes, Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales*, (29), (2021). 48-64.
- [6] - M. Coria, S. Buzzio, N. Moreno, M. Tielli, V. Hetze, S. Gil, J. Dagoberto y P. Rullo., Modelado de Red de Distribución y Análisis de Generación Distribuida: Resultados Preliminares en la Cooperativa Eléctrica de Ramallo, *AADECA 2023 - 28 CONGRESO ARGENTINO DE CONTROL AUTOMÁTICO*, 16 al 18 de Mayo de 2023 – Buenos Aires, Argentina. (2023).
- [7] - Garrido, S. M.. Por un futuro sustentable y una gestión democrática de la energía: la experiencia de construir un sistema de generación alternativa en la ciudad de Armstrong, Argentina. *Estudios Avanzados*, (29), (2018). 40-55.
- [8] - Peeters, C., Guillaume, P., & Helsen, J. Vibration-based bearing fault detection for operations and maintenance cost reduction in wind energy. *Renewable Energy*, 116, (2018). 74-87.
- [9] - Proakis, J.G. and Manolakis, D.G *Digital Signal Processing Principles, Algorithms, and Applications*. Prentice Hall, New Delhi. (1997).

DESALINIZACIÓN DE AGUA DE MAR EN LA PATAGONIA POR ÓSMOSIS INVERSA: MINIMIZACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

Abuin, Graciela^{a,b}, De Cristofaro, Norma^a

^aMahrea Consultores - Thomas 2773, Puerto Madryn, Provincia de Chubut, Argentina

^bConsultora emérita del INTI
mahreaconsultores@gmail.com

RESUMEN

En el presente trabajo se consideran opciones para la mejora de la eficiencia energética, la aplicación de energías renovables, ER, y la preservación del medio ambiente, en plantas de desalinización a partir de agua de mar mediante el empleo de la tecnología de ósmosis inversa, OI. Asimismo, se exploran algunas alternativas de aplicación de estas opciones en las plantas de OI instaladas en el litoral patagónico argentino.

En una planta de desalinización por ósmosis inversa, se evidencian tres puntos críticos con relación a la minimización del impacto ambiental: la alimentación energética, el sistema de captación de agua cruda y la descarga de efluentes (salmuera concentrada, eventuales productos de corrosión y agentes químicos). El consumo eléctrico específico típico de las plantas de OI es de 3 a 5 kWh/m³ de agua de mar tratada y puede ser inferior a los 3 kWh/m³ cuando se utilizan sistemas de recuperación. Una alimentación energética renovable permite reducir costos al aprovechar los recursos renovables de la zona y elegir un emplazamiento que minimice los impactos ambientales de sistemas de captación de agua y de rechazo de efluentes. En los sistemas de captación de agua cruda se emplean diseños que reduzcan el ingreso y mortandad de organismos acuáticos, y que permitan controlar los procesos de corrosión y ensuciamiento biológico. Las descargas de residuos pueden ocasionar importantes cambios en el ecosistema del cuerpo receptor, en especial en ambientes marinos no abiertos o con poca circulación de agua y áreas protegidas. Se consideran medidas de mitigación de los impactos ambientales del rechazo de salmueras, desde el mezclado, difusión y dilución hasta el reúso y agregado de valor.

Palabras clave: Agua de mar. Desalinización por ósmosis inversa. Alimentación energética. Captación de agua. Rechazo de salmuera.

Área Temática: Energías Alternativas y Sostenibilidad.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

Los compromisos asumidos para la mitigación del cambio climático proponen limitar el incremento global de la temperatura a 1,5°C relativo al nivel preindustrial, llevando las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), expresadas como dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) al cero neto en el 2050. Esto implica una transformación del sistema global de generación y consumo de energía, o transición energética, basada en la generación y uso directo de energía renovable (ER), la mejora sustancial de la eficiencia energética, la electrificación de sectores como transporte y climatización, y la utilización de hidrógeno limpio y sus derivados en sectores difíciles de descarbonizar. Muchas de las tecnologías claves de la transición energética requieren agua desalinizada como materia prima, como es el caso del hidrógeno producido utilizando ER y procesos electrolíticos (hidrógeno verde) y sus derivados. Para una transición energética sustentable, la propia producción de agua debe ser también sustentable, y esto implica minimizar sus impactos ambientales negativos, reducir su consumo energético e incorporar ER para su alimentación [1].

La desalinización de agua de mar es hoy uno de los recursos más importantes para la obtención de agua para consumo humano y para uso agrícola e industrial. La ósmosis inversa (OI) es la tecnología de desalinización más consolidada y difundida, basada en un proceso de difusión a través de una membrana semipermeable, cuya configuración varía en función de la naturaleza del agua a tratar. La membrana divide dos compartimientos, uno de ellos ocupado por el agua a desalinizar, al cual se aplica una presión osmótica, para lograr que el agua permee hacia el compartimiento libre de sales fluyendo en dirección inversa a través de la membrana semipermeable. Este proceso genera agua potable y un residuo de salmuera, y sustancias utilizadas en pretratamientos y limpieza de equipos y accesorios [2,3]. Una planta de OI está integrada por las siguientes etapas (Figura 1):

- a. Captación de agua cruda,
- b. Pretratamiento del agua captada,
- c. Bomba de alta presión y
- d. Etapa de OI.



Figura 1. Esquema del proceso de ósmosis inversa (Elaboración propia).

La tecnología de desalinización por OI posee algunos efectos adversos sobre el medio ambiente, principalmente debido a la descarga directa de salmuera concentrada, sistemas de captación, eventuales productos de corrosión y agentes químicos [4]. La minimización del impacto ambiental de una planta de desalinización por OI, es un requisito fundamental, particularmente, si está emplazada en ambientes marinos no abiertos o con poca circulación de agua, como golfos u otro tipo de accidente costero que dificulte la renovación del agua de mar; y también cuando la planta se halla en la proximidad de áreas protegidas.

En el litoral patagónico se han instalado tres plantas de desalinización por ósmosis inversa: una en la provincia de Chubut, ubicada en la localidad de Puerto Pirámides, y dos en la de Santa Cruz, en las ciudades de Caleta Olivia y Puerto Deseado. La planta de Puerto Deseado ha sido diseñada para producir 3.000 m³ por día para la localidad y para ello se requiere la captación de 300 m³/hora de agua de mar. En tanto, la planta de Caleta Olivia se proyectó para producir 12.000 m³/día y requiere la captación de 1280 m³/hora de agua de mar [5].

En el presente trabajo se consideran futuras opciones para la mejora de la eficiencia energética, la aplicación de ER y la preservación del medio ambiente, en plantas de desalinización a partir de agua de mar mediante el empleo de la tecnología de OI. Asimismo, se exploran algunas alternativas de aplicación de estas opciones en las plantas de OI instaladas en el litoral patagónico argentino.

2. MINIMIZACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE PLANTAS DE DESALINIZACIÓN POR ÓSMOSIS INVERSA

En una planta de desalinización por ósmosis inversa, se evidencian tres puntos críticos en relación a la minimización del impacto ambiental: la alimentación energética, el sistema de captación de agua cruda y la descarga de efluentes (salmuera, eventuales productos de corrosión y agregados de tratamientos químicos).

2.1. Alimentación energética.

2.1.1 Consumo energético.

Una de las principales problemáticas de una planta de OI reside en su alto consumo energético, que constituye el componente principal de su costo operativo, con la consecuente emisión de GEI. Se estima que la desalación de agua de mar utilizando la tecnología de OI libera 4,05 g/m³ y 1,78 kg/m³ de NO_x y CO₂, respectivamente, cuando la alimentación energética proviene de combustibles fósiles [4].

El consumo principal de una planta de ósmosis inversa corresponde a las bombas de alta presión que presurizan el agua a desalinizar a través de las membranas, y el resto, que puede alcanzar entre un 17% y un 30% del total, corresponde a la alimentación de agua, pretratamiento, y otros sistemas auxiliares [6].

Los requisitos energéticos para el proceso de OI dependen directamente de la concentración de sales en el agua de alimentación y, en menor medida, de su temperatura. Debido a que esta tecnología no requiere calentamiento ni cambio de fase, el uso principal de la energía es para presurizar el agua de alimentación. Como resultado, el consumo energético es menor que el de las tecnologías evaporíticas, aunque superior al de una tecnología en desarrollo, la desalinización capacitiva, que operando a menores presiones alcanza valores inferiores a 1 kWh/m³, si bien esta es opción sólo está disponible para el tratamiento de aguas de salinidad inferior a la del agua de mar [7].

El consumo eléctrico específico típico de las plantas de OI es de 3 a 5 kWh/m³ de agua de mar tratada (25°C, 35.000 mg/L TDS), y puede ser inferior a los 3 kWh/m³ cuando se utilizan sistemas de recuperación, como turbinas accionadas por la corriente de salmuera, que pasan a proveer parte de la energía requerida para presurizar la corriente de alimentación. El consumo específico puede llegar a 2,8 kWh/m³ con la incorporación de turbinas de recuperación, y a 2,2 kWh/m³ sumando dispositivos tales como los intercambiadores de presión, los cuales transfieren energía directamente de la salmuera al flujo de alimentación. El empleo de los intercambiadores de presión constituye un importante avance en la recuperación de la energía existente en el rechazo de la salmuera [8,9].

La recuperación de energía en plantas desalinizadoras de agua de mar por OI está totalmente establecida, al punto de que hoy no se conciben estas plantas sin esta condición. Por ejemplo, la planta de desalinización de agua de mar de la ciudad de Perth, Australia, con una producción de 143.000 m³ de agua potable, alimentada por energía eólica, utiliza intercambiadores de presión para minimizar el consumo de energía, llegando a los 2,5 kWh/m³ para el proceso de desalinización propiamente dicho, y a 4,2 kWh/m³ incluyendo tomas, pre y post tratamientos, bombeo de agua potable y pérdidas. Los avances en el desarrollo de membranas fueron fundamentales para reducir el consumo energético, que a su vez depende del adecuado mantenimiento de las mismas [10].

Las plantas desalinizadoras por OI de Caleta Olivia y Puerto Deseado, en la provincia de Santa Cruz, poseen sistemas de recuperación de energía, alcanzando consumos energéticos específicos de 2,4 kWh/m³ para el proceso de OI [11].

2.1.2 Alimentación por energía renovable.

El uso de energía renovable para alimentar sistemas de desalinización, que utilizan la tecnología de OI, puede ayudar a reducir su huella de carbono, haciéndolos más sostenibles, a la vez que contribuyen a reducir su costo a largo plazo. En la actualidad, las plantas de OI alimentadas por ER utilizan, fundamentalmente, la energía solar fotovoltaica y la eólica, y con menor frecuencia se recurre a la energía undimotriz y a la energía de las mareas o mareomotriz [12].

La **energía solar fotovoltaica** puede integrarse en sistemas de OI, para generar energía eléctrica, particularmente, en regiones donde la radiación solar es apropiada, con la salvedad de que deberá complementarse con sistemas de almacenamiento, u otras fuentes, particularmente en días nublados.

La **energía eólica** es ampliamente utilizada en zonas marinas donde las características del viento son adecuadas para su aprovechamiento. La variabilidad del recurso se puede resolver compensando la generación energética con otras fuentes renovables, o mediante el empleo de sistemas de almacenaje.

La **energía undimotriz** captura la energía del movimiento de las olas a través de diversos dispositivos. Se han construido varias plantas, donde el convertidor absorbe la energía de las olas y luego la transfiere directamente a las instalaciones de OI, demostrándose que puede ser más eficiente que otras alternativas como la solar fotovoltaica [12].

Menos utilizada es la **energía mareomotriz**. Las principales ventajas de esta energía son que no sufre el tipo de variabilidad de la solar y la eólica en diferentes escalas de tiempo (diaria, estacional e interanual), y que puede brindar dos tipos de aprovechamiento, uno debido al cambio de nivel del mar, que utiliza la energía potencial, y otro debido a la energía cinética de las corrientes asociadas. La utilización de la energía potencial necesita la construcción de represas para almacenar el agua, con el consiguiente impacto ambiental sobre la flora y la fauna. La utilización de la energía cinética de mareas

no implica la construcción de diques, requiriendo únicamente de la instalación de una turbina que funciona sin alterar de forma significativa el flujo natural de la corriente y el hábitat marino [13].

La **energía azul**, conocida como energía del gradiente de salinidad, es una energía emergente, sostenible y renovable que se produce a partir de la diferencia de salinidad entre dos cuerpos de agua como pueden ser el agua de mar y el agua dulce presentes en la desembocadura de ríos. Donde el río se encuentra con el mar, se produce una mezcla irreversible y espontánea de agua de mar y agua dulce, lo que aumenta la entropía de un sistema, que puede emplearse para convertir una parte de la energía térmica del fluido en energía eléctrica. El potencial total de extracción de energía global de este recurso se estima en aproximadamente 2,4-2,6 TW, y es posible utilizarlo aprovechando las corrientes de diferente salinidad presentes en una planta de desalinización [12].

La alimentación con recursos energéticos renovables, por lo general, lleva implícita la necesidad de suplir los períodos de demanda no abastecida. Esto se puede lograr por medio de estrategias inherentes al proceso en sí, tales como el almacenamiento de agua potable o el empleo de reguladores hidráulicos, o mediante la inclusión de un suministro energético de respaldo. La integración de unidades de almacenamiento a la generación energética renovable mejora la factibilidad y por lo general reduce los costos. Los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en mecánicos, electroquímicos (baterías), eléctricos, químicos (hidrógeno) o térmicos. La elección del sistema de almacenamiento más apropiado está determinada por el costo, adaptabilidad, durabilidad e impacto ambiental de cada tipo, aunque debido al estadio incipiente del desarrollo actual y a su rápido crecimiento, estos criterios son muy dinámicos y deben ser revisados periódicamente [14-16].

En nuestro país, las plantas de desalinización que emplean la tecnología de OI, son alimentadas con energía convencional proveniente de la red eléctrica. Teniendo en cuenta el importante recurso eólico del litoral patagónico, el incremento del uso de la energía solar fotovoltaica, y el alto potencial de las energías del mar, la incorporación de estas fuentes al proceso de desalinización por OI aportaría sostenibilidad ambiental y económica, al reducir las emisiones GEI derivadas del uso de energía no renovable. Por otro lado, el hecho de contar con alimentación renovable reduciría el costo de operación de las plantas y, al no ser ya necesaria la cercanía a una red eléctrica de alimentación, permitiría diversificar las opciones de emplazamiento, atendiendo a la necesidad de minimizar el impacto ambiental. La desembocadura de grandes cursos de agua como los ríos Negro, Chubut, Deseado o Gallegos abre también oportunidades para el aprovechamiento de la energía azul.

Las tres plantas de desalinización por OI, instaladas en el litoral patagónico (Puerto Pirámides, Chubut, y Caleta Olivia y Puerto Deseado, Santa Cruz) poseen alimentación energética de la red eléctrica.

2.1.3 Obstáculos a superar y perspectivas futuras.

La combinación de fuentes energéticas renovables con sistemas de desalinización basados en OI presentan desafíos específicos.

Acoplar la unidad de desalinización de OI con la energía eólica, implica considerar el diseño, la configuración, la optimización del proceso y las restricciones estructurales, y también los esquemas de estimación de costos.

En cuanto a la energía solar fotovoltaica, deberá tenerse en cuenta que su eficiencia está influenciada por las condiciones geográficas. Es crucial identificar ubicaciones apropiadas para las plantas de OI para un aprovechamiento máximo de esta fuente, e incrementar la investigación para el desarrollo de unidades solares aplicadas a la desalinización por OI.

Los países con largas costas poseen, en principio, un gran potencial para la producción de energía undimotriz, si bien es muy importante realizar un análisis de viabilidad exhaustivo en función de la variabilidad espacial y temporal de la fuente. Este tipo de energía se adapta particularmente a la construcción de plataformas flotantes, en las cuales también podría ubicarse el sistema de OI, aprovechando la misma energía undimotriz para conducir el agua desalinizada hacia la costa.

Con respecto al empleo de energía mareomotriz, se necesita continuar con las investigaciones que permitan el aprovechamiento energético de este recurso en la costa patagónica argentina. La región costera comprendida entre el Sur del golfo San Matías y Tierra del Fuego presenta altas intensidades de corrientes de mareas. Los valores de potencia estimados evidencian un alto potencial energético en la zona, y en particular en la Península Valdés, y en la ría del río Gallegos [13].

La energía azul, o de gradiente de salinidad, está en desarrollo y no hay aún ejemplos de aplicaciones concretas para plantas desalinizadoras.

Es fundamental aplicar sistemas de recuperación de energía como turbinas e intercambiadores de presión, así como llevar a cabo un apropiado mantenimiento de las membranas, de modo de minimizar el consumo energético en el propio proceso de OI, previo a considerar opciones de alimentación renovable o híbrida.

Otro obstáculo importante para la aplicación de generación renovable a las plantas de OI es su

intermitencia, que indica la necesidad de continuar desarrollando sistemas eficaces de almacenamiento de energía.

Diversos municipios de la Patagonia planean instalar o ampliar plantas de desalinización por OI, como Puerto Pirámides, Sierra Grande, Comodoro Rivadavia, Puerto Madryn y Puerto San Julián, y esto podría constituir una oportunidad para incorporar una alimentación energética renovable y sistemas de almacenamiento alternativos a las baterías. El hecho de contar con alimentación renovable permitiría diversificar las opciones de emplazamiento, atendiendo a la necesidad de minimizar el impacto ambiental.

2.2. Captación de agua cruda.

Con el transcurso de los años, los sistemas de captación de agua de mar cruda empleados en los procesos de OI, se han ido perfeccionando, principalmente por el desarrollo de las tecnologías y aumento de calidad y eficiencia de las nuevas plantas. Los procesos presentan dos operaciones críticas desde el punto de vista ambiental: el diseño del sistema de captación y la limpieza del ensuciamiento biológico del mismo.

2.2.1 Consideraciones de diseño.

En la actualidad existen **dos sistemas principales de captación: subsuperficiales y abiertos**. En los **sistemas abiertos** una toma de agua de mar recoge el agua directamente del océano a través de una estructura de entrada en alta mar o en tierra. Una vez que el agua ingresa en las tuberías submarinas, se transporta a la costa, desde donde se bombea a la planta de desalinización.

Las plantas de captación suelen incorporar grandes volúmenes de agua de mar durante su funcionamiento. Si la velocidad de entrada del agua a la planta es alta, los organismos marinos de mayor tamaño como invertebrados, peces, aves y mamíferos pueden impactar en el primer sistema de filtración. Los organismos pequeños como el plancton, los huevos, las larvas y algunos peces pasan a través de los sistemas de entrada y mueren durante el procesamiento del agua de mar. Los organismos arrastrados se eliminan luego en el ambiente marino, donde se descomponen, pudiendo aumentar la contaminación y reduciendo el contenido de oxígeno del agua, cerca del punto de descarga [17].

La velocidad de flujo debe ser lo suficientemente baja a fin de evitar procesos de erosión y corrosión en los materiales metálicos, permitiendo que la película protectora de los materiales conserve sus características, evitándose la pérdida de material y la consiguiente dispersión en el sistema de OI.

La Agencia de Protección Ambiental, en el artículo 316 (b) de la Ley de Agua Limpia, exige a determinadas instalaciones de generación de energía que reduzcan el ingreso/mortalidad por succión o arrastre de peces y otros organismos acuáticos en las estructuras de toma de agua de enfriamiento. Esto es válido también en tomas de agua para tratamiento.

En los **sistemas subsuperficiales**, la toma de agua consta de tuberías y pozos colocados en el fondo del mar o de la costa. Los sistemas de menor impacto ambiental son aquellos que se construyen en ángulo con la superficie del terreno, donde a medida que el agua de mar se filtra lentamente desde el fondo del océano, sufre un pretratamiento natural y como resultado, suele contener niveles más bajos de organismos marinos y contaminantes [18].

Cabe destacar que los sistemas abiertos presentan también algunas ventajas en comparación con los subsuperficiales. Son adecuados para zonas de alta densidad de población, ya que no necesitan cumplir gran cantidad de condiciones hidrogeológicas antes de su instalación. De hecho, la toma abierta es la alternativa más utilizada, porque garantiza agua de calidad y tiene capacidad hidráulica prácticamente ilimitada. Además, no requiere una gran extensión de terreno, haciéndola ideal para comunidades costeras. De cualquier modo, antes de realizar una elección, conviene evaluar cada caso particular.

Las tres plantas de desalinización por OI instaladas en la Patagonia poseen sistemas de captación de tipo abierto. Se están realizando estudios para utilizar un sistema subsuperficial en una futura planta de OI a instalarse en la localidad de Puerto Pirámides. La planta trabajará en paralelo con la infraestructura existente y permitirá duplicar la producción de agua dulce [19]. Siendo Puerto Pirámides declarada Patrimonio de la Humanidad por la Unesco, será imprescindible minimizar el impacto ambiental recurriendo al empleo de energías renovables, así como a sistemas de captación y de rechazo de la salmuera optimizados.

2.2.2 Limpieza y protección de las superficies.

La presencia de ensuciamiento biológico sobre la superficie de los materiales de construcción de equipos y accesorios (tuberías, bombas, válvulas, filtros), es un problema habitual en las unidades de captación de agua cruda. La colonización y desarrollo de macro y microorganismos, sobre la superficie de los materiales metálicos, ocasiona dos tipos de problemas: la obstrucción de tuberías y equipos, y

procesos de corrosión generados por la acción de los organismos. La Figura 2a muestra el interior de una tubería de captación de agua de mar cubierta con ensuciamiento de origen biológico. En la Figura 2b, se presenta un ejemplo de corrosión localizada por picado sobre la superficie de un acero inoxidable AISI 304, debajo de depósitos de ensuciamiento biológico, previamente removidos utilizando un tratamiento ácido al cual se le agregó un inhibidor de corrosión. El proceso de corrosión se desarrolló por la formación de una celda de aireación diferencial originada por diferencia en la concentración de oxígeno entre la zona externa e interna del depósito.

En el caso de producirse corrosión localizada, en determinadas zonas de la superficie metálica, como la observada en la Figura 2b, la formación de productos de corrosión es normalmente baja. El problema, en estos casos, radica en la probable perforación metálica a la que frecuentemente conducen los mecanismos por aireación diferencial. Si en cambio, el ataque por corrosión es generalizado este puede provocar la presencia de productos de corrosión conteniendo hierro, níquel, cromo y molibdeno [17].

Por lo precedentemente expuesto, la eliminación del ensuciamiento biológico constituye un aspecto importante a considerar en el objetivo de la disminución del impacto ambiental de las tomas de agua de mar. La mitigación del problema se logra con una apropiada selección de materiales, sistemas de protección de la corrosión y de limpieza mecánica y/o química.

En cuanto a la selección de materiales, se recurre a aquellos resistentes a la corrosión, como los aceros inoxidables con contenido de cromo superior al 18%, aleaciones de cobre y materiales poliméricos incluyendo pinturas con esquemas específicos para agua de mar. Los aceros inoxidables como el AISI 430, AISI 304 o aún el AISI 316 suelen presentar corrosión localizada, principalmente en presencia de depósitos superficiales. En la actualidad es frecuente emplear tubos de polietileno de alta densidad, PEAD por sus siglas en inglés. En cuanto a los sistemas de protección, toda estructura metálica ferrosa sumergida, puede protegerse por un adecuado esquema de pinturas y complementarse con la utilización de protección catódica, a fin de prolongar la durabilidad de toda la superficie metálica expuesta al agua de mar. Cuanto mejores propiedades tengan los recubrimientos, menor será la corriente eléctrica necesaria para alcanzar la protección deseada [20].



Figura 2a. *Ensuciamiento biológico en la superficie interna de una tubería de acero en agua de mar. [Elaboración propia]*

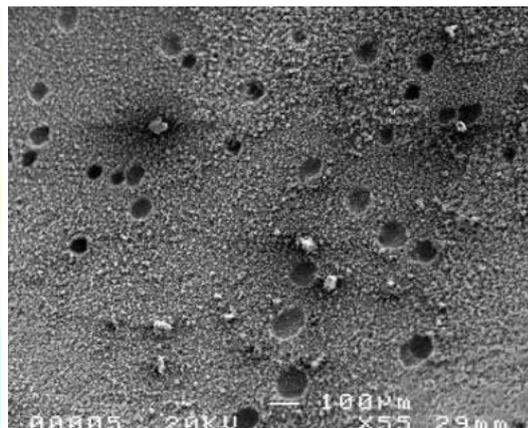


Figura 2b. *Corrosión localizada debajo del depósito de ensuciamiento biológico. [Elaboración propia]*

Los sistemas de limpieza mecánicos que resulten necesarios para la eliminación del ensuciamiento biológico deben preverse desde la etapa de diseño. En el caso de recurrirse a métodos de eliminación ex situ, de naturaleza química, se deben efectuar con el agregado de inhibidores de corrosión y con protocolos adecuados a fin de no aumentar significativamente la rugosidad superficial que traerá como consecuencia un aumento de los problemas de corrosión.

No existen aún procedimientos estandarizados que permitan evaluar y minimizar el impacto ambiental con protocolos específicos para sistemas de captación de agua cruda destinados a plantas de desalinización.

2.3. Rechazo de efluentes.

En una planta de desalinización por OI, las descargas son aspectos de elevada relevancia ambiental, que pueden ocasionar importantes cambios en el ecosistema del cuerpo receptor, en especial en ambientes no abiertos como puede ser un golfo, y en áreas protegidas.

Si la carga de sal excede la capacidad de transporte de las zonas de marea, el exceso de sales se acumulará resultando en un incremento de salinidad a largo tiempo, usualmente superior al nivel de la capacidad del ecosistema acuático.

Además de la descarga de salmuera, se descargan productos de corrosión y reactivos utilizados como agentes de limpieza de filtros o para pretratamientos. Entre los principales contaminantes se encuentran, cloro, hipoclorito y bisulfito de sodio, ácido sulfúrico y antiincrustantes, en concentraciones de 1 a 7 g/m³ de agua producida por OI [21].

A fin de mitigar el impacto del rechazo de las descargas al mar, se puede optar por prácticas de mezclado, difusión y dilución. El reúso de la salmuera es una posibilidad que permitiría inclusive llegar a procesos de rechazo cero, obteniendo además un eventual beneficio económico de la comercialización de los subproductos obtenidos.

2.3.1 Mezclado, difusión y dilución.

Las prácticas más sencillas que pueden llevarse a cabo son la difusión y la dilución. Las zonas de marea cercanas a la costa usualmente tienen capacidad limitada para transportar y disipar la alta carga de salinidad. La concentración de las salmueras varía entre 50 g/L y 75 g/L y tienen una densidad mucho mayor que la del agua de mar, por lo que tienden a sedimentar en el suelo marino cercano a la salida de la tubería, creando una capa con alto contenido en sal. La descarga del concentrado a gran profundidad a través de difusores, en áreas con una fuerte corriente para evitar que se deposite en el fondo marino, reduce los efectos perjudiciales de las salmueras en la vida marina y en los materiales utilizados. La velocidad de salida del rechazo, la altura respecto al fondo marino, el ángulo de salida y la cantidad de difusores son importantes para minimizar el impacto ambiental.

La dilución de salmueras suele ser la práctica usual que se utiliza para reducir los impactos ambientales, combinada con un control de la composición de la corriente resultante, siendo común que se aproveche para diluir, agua disponible de otros procesos, por ejemplo, agua de enfriamiento [22].

En la actualidad, las plantas de desalinización por OI de la Patagonia vuelcan sus rechazos directamente al mar, sin tratamiento previo. La planta Puerto Pirámide realiza su vuelco en el golfo Nuevo, y las de Caleta Olivia y Puerto Deseado, en mar abierto.

2.3.2 Reúso de la salmuera.

El tratamiento de concentrados y la recuperación de subproductos pueden reducir los costos y los impactos ambientales asociados a la disposición de efluentes líquidos de plantas desalinizadoras, aportando soluciones sostenibles para la obtención de agua de consumo.

Antes de la descarga o gestión de salmueras, se puede hacer un aprovechamiento en la propia planta de desalación, a través de las siguientes opciones [8]:

- Limpieza de filtros.
- Generación de energía eléctrica mediante turbinas. Es posible recuperar energía instalando turbinas de un cierto tipo, como "Pelton" o "Francis", para aprovechar la alta presión del flujo de la salmuera. Una variante es aprovechar las descargas desde altura, que se da cuando las plantas se encuentran a cierta cota sobre el nivel del mar.
- Generación de energía eléctrica por el gradiente de salinidad producido entre una solución salina concentrada y una diluida. En este caso es posible utilizar salmueras con agua de mar, o agua residual, por medio de las dos tecnologías esquematizadas en la Figura 3. En la ósmosis de presión retardada (PRO), ambos fluidos se separan por medio de una membrana semipermeable haciendo que el agua fluya hacia el compartimiento de solución salina, incrementando la presión hidrostática, que acciona una turbina. En la electrodiálisis inversa (RED), se alterna una serie de membranas de intercambio aniónico y catiónico entre el agua y la salmuera, de modo que los iones son forzados a moverse en direcciones específicas, generando una diferencia de potencial [23].
- Elaboración de productos químicos in situ, como podría ser hipoclorito de sodio, utilizado para desinfección.

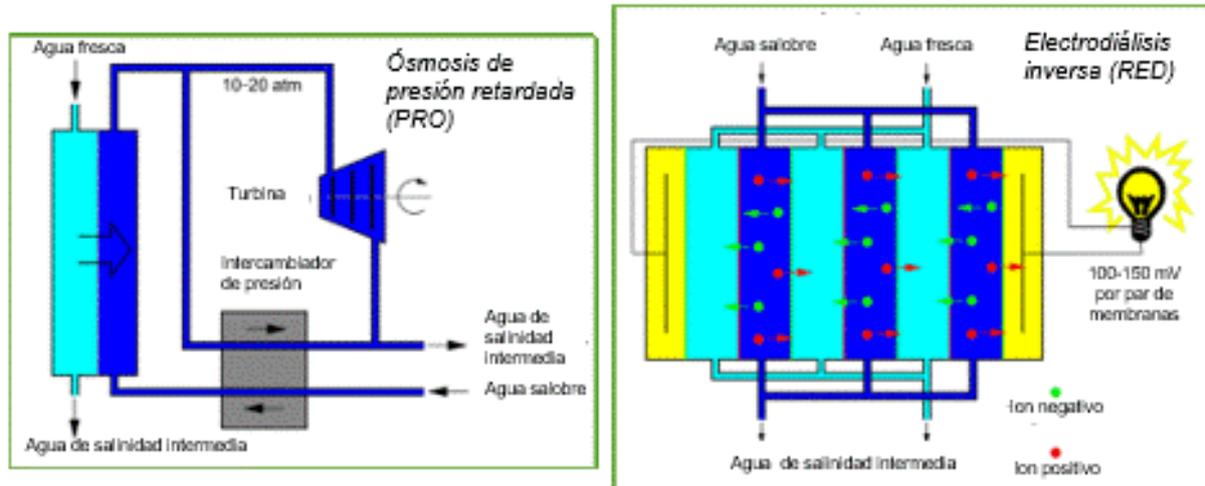


Figura 3. Generación de energía por gradiente de salinidad [IRENA, Salinity Gradient Energy, 2014].

2.3.3 Agregado de valor de la salmuera.

Existen diversas posibilidades de agregado de valor de los efluentes de salmuera, por ejemplo:

Recuperación de sales, mediante procesos de evaporación y electrodiálisis, con posibilidad de alcanzar la descarga cero, creando además beneficios económicos. Las aplicaciones de las sales recuperadas incluyen la obtención de sal de mesa, el ablandamiento de aguas duras y el control de heladas en rutas, entre otras [4, 8, 24].

Productos químicos de uso industrial, como podría ser el hidróxido de sodio, productos para la perforación petrolera o soluciones para la regeneración de resinas de intercambio iónico [8,X6].

Acuicultura, para la producción de especies locales [8].

Fitodesalación, por parte de plantas o algas del propio sistema acuático, que da como resultado un agua salobre que puede utilizarse para irrigación y cultivos, con las debidas precauciones por la posible afectación del suelo y acuíferos [25,26].

Usos ambientales, como la mejora o regeneración de canales, bahías cerradas o puertos, donde la salmuera puede contribuir a su oxigenación, eliminación de malos olores y sedimentos acumulados [8].

Mineralización de CO₂ dentro de lo que se conoce como tecnologías de captura y utilización de carbono (CCUs). En el esquema de la Figura 4, se muestra la captura del CO₂ efluente de una industria, en un medio absorbente. El dióxido de carbono capturado se hace reaccionar con el rechazo de una planta de desalinización previamente alcalinizada, para obtener carbonato de calcio como subproducto (CaCO₃) [27].

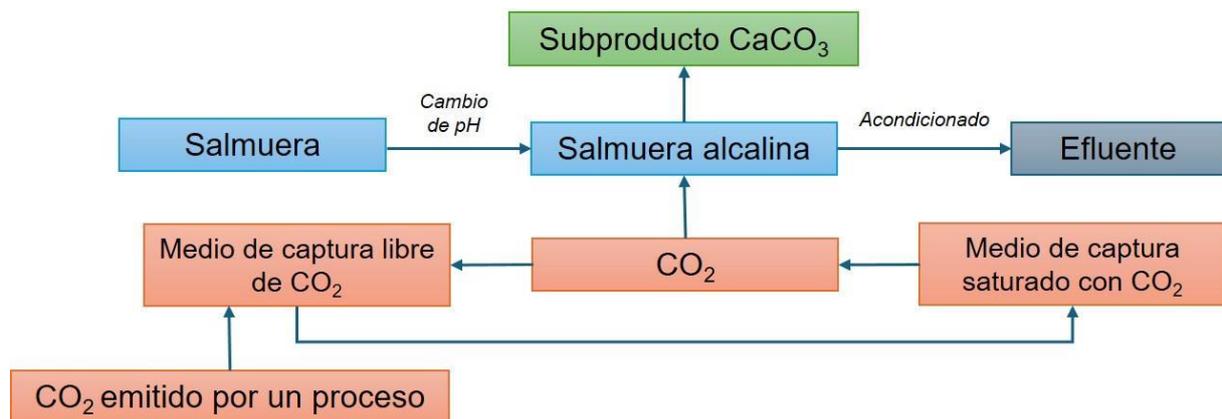


Figura 4. Esquema de la obtención de CaCO₃ precipitado por CCUs con salmueras [Elaboración propia]

Utilizando métodos directos, se logró una cinética aceptable haciendo reaccionar la salmuera con un gas de composición 15 % CO₂, 85 % N₂, ajustando el pH con amoníaco y cloruro de amonio, y la misma podría mejorar aumentando el pH y/o la presión parcial de CO₂. Se lograron conversiones mayores al 90 %, como carbonatos de calcio y magnesio (CaCO₃, MgCO₃, y MgCa (CO₃)₂), con una capacidad de

fijación máxima de CO₂ de 7,95 g/L. Este desempeño podría mejorar con un adecuado control de pH, la selección del medio buffer y la separación de los carbonatos precipitados para lograr aplicaciones prácticas [28]. Se ha utilizado también escoria de alto horno para proveer alcalinidad y nanopartículas de níquel como catalizador acelerador de la cristalización y del paso determinante de la reacción de disolución de CO₂, consiguiendo niveles de eficiencia del 100 % (35 mL/min CO₂) y obteniendo CaCO₃ de grado comercial. Estos procesos son escalables y apropiados para aplicaciones industriales, pero requieren más investigación [29].

Dentro de los métodos indirectos, es muy importante el control del pH para mejorar la reacción de carbonatación, esto implica la mejora de la disolución del CO₂ mediante el agregado de OH⁻, y la separación de Ca²⁺ y Mg²⁺ para obtener carbonatos de alta pureza. Este método tiene la desventaja del uso excesivo de reactivos, costo y residuos generados, si bien hay métodos combinados con electrólisis, que permiten reusar reactivos. Otra ruta indirecta, el proceso Solvay modificado, permite obtener carbonato de sodio (NaHCO₃) mediante reacciones tales como: $2 \text{NaCl} + 2 \text{CO}_2 + \text{Ca(OH)}_2 \leftrightarrow 2 \text{NaHCO}_3 + \text{CaCl}_2$ [30].

La mineralización de CO₂ despierta un interés creciente, ya que, de este modo, utilizando métodos directos e indirectos, pueden tratarse simultáneamente dos contaminantes: emisiones de CO₂ en un gas efluente y salmuera residual.

3. CONCLUSIONES

En este trabajo se han identificado y explorado las principales problemáticas ambientales de las plantas de desalinización, por ósmosis inversa, localizadas en la etapa de alimentación energética, en la de captación del agua cruda y en la de eliminación de los efluentes.

Los excelentes recursos energéticos naturales de la región patagónica y la experiencia local en la temática abren la posibilidad de alimentar plantas de ósmosis inversa con energía renovable.

El rechazo de la salmuera produce alteraciones en el ecosistema marino particularmente cuando no se realiza en mar abierto sino en sistemas cerrados, como puede ser un golfo, y en áreas protegidas. Los impactos ambientales pueden minimizarse con prácticas de mezclado, difusión y dilución, a las que puede agregarse el reúso de la salmuera en la propia planta.

La obtención de productos con agregado de valor a partir de salmuera abre la posibilidad de plantas de desalinización con descarga cero.

El diseño e implementación de procedimientos específicos de inspección y mantenimiento de las plantas de desalinización por ósmosis inversa permiten minimizar los impactos ambientales.

4. REFERENCIAS

- [1] “Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor”, *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, 2022.
- [2] G. Abuin, N. De Cristofaro, “Desalinización de agua de mar: una vía para la obtención de agua potable en la Patagonia Argentina”, *Gerencia Ambiental*, mayo 2023.
- [3] A. Carravetta, O. Fecarotta, U.M. Golia, M. La Rocca, R. Martino, R. Padulano, T. Tucciarelli, “Optimization of Osmotic Desalination Plants for Water Supply Networks”, *Water Resour Manage*, vol. 30, pp. 3965–3978, June 2016.
- [4] Y. Cai, J. Wu, Sh.Q. Shi, J. Li, K-H. Kim, “Advances in desalination technology and its environmental and economic assessment”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 397, pp. 136498, 2023.
- [5] “Plantas de Ósmosis: El futuro es la desalinización del agua de mar”, <https://noticias.santacruz.gob.ar/gestion/gobierno/item/23529-plantas-de-osmosis-el-futuro-es-la-desalinizacion-del-agua-de-mar>.
- [6] Q.J. Wei, R.K. McGovern, V.J.H. Lienhard, “Saving energy with an optimized two-stage reverse osmosis system”, *Environ. Sci. Water Resour. Technol.*, vol. 3, pp. 659-670, 2017.
- [7] S. Porada, R. Zhao, A. van der Wal, V. Presser, P.M. Biesheuvel, “Review on the science and technology of water desalination by capacitive deionization”, *Progress in Materials Science*, vol. 58, pp. 1388–1442, 2013.
- [8] D. Zarzo Martínez, “Problemática y soluciones para la gestión de salmueras procedentes de desaladoras”, *Tesis de la Universidad de Alicante*, 2017.
- [9] J.J. Martínez de La Vallina, “Impacto ambiental de la desalación” en *Congreso Nacional del Medio Ambiente*, Madrid, 2006.

- [10] M.A. Sanz, R.L. Stover, "Low Energy Consumption in the Perth Seawater Desalination Plant" en *IDA World Congress-Maspalomas*, 2007, MP07-111.
- [11] Comunicaciones personales.
- [12] M.K. Shahig, B. Mainali, P.R. Rout, J.W. Lin, M. Aslam, A.E. Al-Rawajfeh y Y. Choi, "A review of Membrane-Based Desalination Systems Powered by Renewable Energy Sources", *Water*, vol. 15, no. 3, pp. 534, 2023.
- [13] A.J. Lifschitz; D. Coiro, G. Troisi, H. Giaquinta, F. Lazcano, N. De Cristofaro, "Kinetic energy of tidal currents in the province of Chubut, Argentina", *International Marine Journal*, vol. 5, no. 1, pp. 11-22, 2022.
- [14] M.A. Soleimanzade, M. Sadzadeh, "Deep Learning-Based Energy Management of a Hybrid Photovoltaic-Reverse Osmosis-Pressure Retarded Osmosis System", *Appl. Energy* vol. 293, pp. 116959, 2021.
- [15] D. Ávila Prats, F. San Luis Gutiérrez, Á. Hernández López, G.N. Marichal Plasencia, "Optimal Arrangements of Renewable Energy Systems for Promoting the Decarbonization of Desalination Plants", *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 12, pp. 1193, 2024.
- [16] C-S. Karavasa, K.G. Arvanitisa, G. Kyriakarakosa, D.D. Piromalisa, G. Papadakisa, "A novel autonomous PV powered desalination system based on a DC microgrid concept incorporating short-term energy storage", *Solar Energy*, vol. 159, no. 1, pp. 947-961, January 2018.
- [17] L. Berardo, M. Pinto, N. De Cristofaro, "Desalinización de agua de mar: materiales para la etapa de captación de agua cruda", *Gerencia Ambiental*. Mayo, 2024.
- [18] T. M. Missimer, R. G. Maliva. "Environmental issues in seawater reverse osmosis desalination: intakes and outfalls", *Desalination*, vol. 434, pp.198-215, 2018.
- [19]. <https://www.elchubut.com.ar/puerto-madryn/2024-3-29-21-1-0-la-nueva-planta-desalinizadora-en-piramides-permitiria-tener-una-capacidad-de-500-mil-litros-de-agua>.
- [20] N. De Cristofaro, "Aceros Inoxidables para Sistemas destinados a la Producción de Energía Marina: Resistencia a la Corrosión" en *Simposio Internacional de Energías Marinas, SIEMAR*, CABA, 2016.
- [21] S. Lattemann, T. Höpner, "Environmental impact and impact assessment of seawater desalination", *Desalination*, vol. 220, pp. 1-15, 2008.
- [22] *Desalting Handbook for Planners*, Third Edition, Desalination Research and Development Program Report No. 72, July 2003.
- [23] "Salinity Gradient Energy", *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, 2014.
- [24] Y. Shi, Ch. Zhang, R. Li, S. Zhuo, Y. Jin, L. Shi, S. Hong, J. Chang, Ch. Ong, P. Wang, "Solar Evaporator with Controlled Salt Precipitation for Zero Liquid Discharge Desalination", *Environ. Sci. Technol.*, vol. 52, pp. 11822–11830, 2018.
- [25] T.M. Soares *et al.*, "Destinação de águas residuárias provenientes do processo de dessalinização por osmose reversa", *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, vol. 10, no. 3, p.p. 730–737, 2006.
- [26] G.P. Herrán Duitama, "Tratamientos de salmuera producto de desalinización por ósmosis inversa", *Tesis Universidad Libre Seccional Socorro*, Colombia, 2018.
- [27] Y. Yoo, D. Kang, S. Park, J. Park, "Carbon utilization based on post-treatment of desalinated reject brine and effect of structural properties of amines for CaCO₃ polymorphs control", *Desalination*, vol. 479, pp. 114325, 2020.
- [28] W. Wang, M. Hu, Y. Zheng, P. Wang, C. Ma, "CO₂ Fixation in Ca²⁺/Mg²⁺ Rich Aqueous Solutions through Enhanced Carbonate Precipitation", *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 50, pp. 8333–8339, 2011.
- [29] N. Zhang, R.M. Santos, S.M. Smith, L. Siller, "Acceleration of CO₂ mineralisation of alkaline brines With nickel nanoparticles catalysts in continuous tubular reactor", *Chem. Eng. J.* vol. 377, pp. 120479, 2019,
- [30] H-J. Ho, A. Iizuka, "Mineral carbonation using seawater for CO₂ sequestration and utilization: A review", *Separation and Purification Technology*, vol. 307, pp. 122855, 2023.

El desarrollo de cultivos energéticos en la región centro de Argentina: un análisis de su potencialidad en el aporte sostenible hacia la energía, la ecología y la economía regional.

Binotto, Noelia Celeste^{a,b}, Bernard, Mariana^b

^a Departamento de Lic. En Administración Rural – UTN, Facultad Regional San Francisco

^b CIDEME, UTN, Facultad Regional San Francisco
nbinotto@sanfrancisco.utn.edu.ar

Argentina posee una variedad de climas que le permiten posicionarse entre los primeros productores de alimentos del mundo. En la región centro del país, la calidad del suelo y los recursos naturales permiten obtener soja y maíz con óptimos rendimientos. Una gran parte de estos cultivos se siembran con el objetivo de ser utilizados para la producción de biocarburantes. Sin embargo, no proliferaron en los últimos años, otras especies que pudieran ser fuente de generación de energía. El desarrollo y uso sostenible de los cultivos energéticos (CE) puede convertirlos en una importante fuente de energía renovable, valorando el recurso natural suelo y generando beneficios en la calidad de vida de quienes son parte de la actividad. Este artículo busca profundizar respecto de la importancia de los CE en la matriz energética de Argentina, y su potencial para contribuir a una matriz renovable, por lo que se aborda una revisión bibliográfica que pretende analizar los CE para la región centro del País, planteando interrogantes respecto de la viabilidad de los CE en comparación con los cultivos tradicionales, su posible impacto en la superficie agrícola y su potencial para revitalizar zonas rurales. En este escenario, se concluye que Argentina, con una matriz energética fósil, podría encontrar en la biomasa un recurso que contribuya a estabilizar la generación de energía renovable, mediante un sistema distribuido y autogenerado que promueva el desarrollo social y económico de las poblaciones rurales. Finalmente se enfatiza la necesidad de un mercado que haga rentable la producción de CE y resalte la importancia del uso sostenible del suelo, responsabilidad de toda la sociedad para asegurar una producción sustentable.

Palabras Claves: Cultivos energéticos, Sostenibilidad, Generación distribuida, Economía circular

Área Temática: Energías Alternativas y Sustentabilidad. Fuentes de Energía Renovable, Sistemas Sustentables, Bioenergía, Hidrógeno, Nuevas Fuentes de Energía. Aplicaciones agrícolas e industriales, térmicas y químicas

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

Argentina, con su vasta extensión de 2.780.085 km² de superficie continental, alberga una gran diversidad de climas que permiten obtener una interesante variedad de especies naturales. Entre sus extremos, la llanura pampeana, se destaca por poseer un suelo rico en humus, que favoreció el desarrollo de un modelo productivo predominantemente agrícola, lo que hoy le permite al país ubicarse entre los 10 principales productores de alimentos en el mundo [1].

El 92 % de los habitantes de Argentina se encuentran en las grandes urbes, mientras que existe multiplicidad de poblados pequeños habitados por productores, campesinos, obreros y mano de obra indirecta del sistema agrícola y ganadero [2]. Estos poblados, alejados entre sí, cuentan con la asistencia de un sistema interconectado de energía eléctrica de gran magnitud, con miles de kilómetros de líneas de tendido eléctrico. En su mayoría, la provisión de otros servicios como gas natural es escasa, mientras que todos se encuentran interconectados por un sistema de rutas provinciales y nacionales que permiten el abastecimiento de servicios básicos y derivación de la producción a los puertos [3].

El sistema agrícola en Argentina es un actor fundamental en la economía del país mientras que, a su vez, es uno de los principales usuarios de los recursos naturales y su potencial impacto. Es así, que existen regulaciones a las prácticas agrícolas cuyo fin último es la protección de los recursos y la disminución del impacto de estas prácticas en el ecosistema. En este contexto, el adecuado uso del suelo es fundamental no solo para la continuidad del sistema productivo, sino también por su vínculo con el destino de esa producción y los impactos socioeconómicos que de ella dependen. Las pequeñas y medianas empresas son las principales proveedoras de alimentos del país, abasteciendo cerca del 80 % de la demanda [4], y generando importantes focos de creación de empleo y crecimiento regional más allá de la explotación agropecuaria; desempeñando un papel importante a la hora de facilitar los vínculos entre los productores agropecuarios familiares y las grandes empresas de procesamiento y comercialización de productos agropecuarios [5].

Pelozatto Reilly (2023), estudió la evolución histórica de los pequeños y medianos productores agropecuarios de Argentina y su impacto en la economía regional. Este estudio muestra en los últimos 20 años un incremento en la migración o el arrendamiento de tierras desde pequeños productores hacia grandes corporaciones multinacionales, impulsado principalmente por la falta de políticas públicas que regulen los mercados, dificultad de ingresar al mercado para los pequeños y medianos productores, problemas impositivos, monetarios, de acceso a financiamiento a tasas razonables y desocupación estructural entre otros. Así mismo impactan en este sector la falta de análisis del sistema de negocios y una insuficiente capacitación en el manejo de recursos humanos y económicos, retrasando el crecimiento y la incorporación a la agricultura moderna [6].

Ibarra *et al* (2023), vinculan la aplicación de sistemas de manejo agroecológicos con una mejora en salud biofísica del suelo en tierras del sector pampeano en comparación con el manejo agrícola tradicional e intensivo [7]. Informes actuales del banco mundial manifiestan que el sector agropecuario en Argentina ha avanzado desde 1990 en la implementación de prácticas de intensificación sostenible, sin embargo, desde 2001, se ha migrado hacia la producción de cultivos de alta intensidad a manos de grandes empresas agroalimentarias, lo que ha generado la disminución de los recursos naturales y la proliferación de externalidades ambientales principalmente acusada por la deforestación hacia el norte del país [5]. El mismo informe pone de manifiesto que un adecuado manejo de políticas públicas y regulatorias, que promuevan la inversión y protejan al productor basándose en el cuidado de los recursos y la sostenibilidad del sistema productivo, parece ser la estrategia para promover el crecimiento económico, la inclusión y la sostenibilidad del sistema [5].

En función de lo expuesto, es necesario hacer énfasis en un análisis crítico y objetivo, por parte de diversos sectores de la sociedad, respecto del destino del uso del suelo en Argentina, que define no sólo el impacto ambiental de la producción en el entorno, sino que influye en el grado de desarrollo de las economías regionales. Sin embargo, en torno a la implementación de nuevas prácticas agrícolas, la posibilidad de manejar cultivos con características de aprovechamiento particulares no ha sido demasiado estudiada desde el punto de vista del impacto en el territorio y la población local. Existen diversas experiencias vinculadas al aprovechamiento de cultivos tradicionales para la generación de valor agregado, en particular en el área de combustibles líquidos, con exitosos emprendimientos comerciales en torno a la producción de alcohol y biodiésel; no obstante, existen otras posibilidades de aprovechamiento de cultivos específicamente diseñados para generación energética, que podrían destinarse a proyectos sustentados desde la economía circular y que no han sido profundamente analizados en relación con su entorno productivo, social y ecosistémico.

En línea con esta necesidad, el presente artículo pretende realizar una discusión teórica que examine el destino del uso del suelo en Argentina para la generación específica de CE y su potencial impacto en el desarrollo del sistema productivo y socioeconómico de la provincia de Córdoba. Se propone además evaluar el vínculo del CE con la generación de energía y el impacto que esto pudiera generar en el ambiente, la población aledaña y el desarrollo del modelo energético que se propone para la región.

Para alcanzar este objetivo se plantea en primer lugar una descripción del tipo y destino del suelo y la producción agrícola en Córdoba. Se evalúa el concepto de CE, su impacto en la producción agrícola y experiencias adquiridas a nivel provincial respecto a la generación y producción de energía. Finalmente, se discute la posibilidad de la proliferación de los CE, sus ventajas y desventajas frente al modelo productivo actual y se mencionan propuestas que se advierten relevantes para el desarrollo de condiciones favorables para el uso de la biomasa como fuente de generación de energía.

2. METODOLOGÍA

El presente trabajo se desarrolló a partir de la exploración de la bibliografía que evalúa el análisis del uso de los recursos para la generación de biocombustibles. Específicamente se revisaron documentos de revistas nacionales e internacionales, artículos de congresos, artículos de discusión, informes técnicos y análisis sectoriales, entre otros. Se consultaron además datos estadísticos publicados por entidades dedicadas específicamente al análisis del sector agrícola como bolsas de comercio, bolsas de cereales, Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (MAGyP), Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) y el último Censo Nacional Agropecuario (CNA) de 2018.

3. DESARROLLO

3.1. El suelo de Argentina

Los suelos se pueden clasificar para estudiarlos en torno a sus propiedades intrínsecas (clasificación genética o natural), o para agruparlos en torno a propósitos prácticos o económicos (clasificación utilitaria) [8]. En Argentina, las investigaciones sobre tipo y distribución de los suelos existentes en nuestro territorio son llevadas a cabo principalmente por el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), que utiliza la clasificación elaborada por el Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (Soil Taxonomy), cuyos niveles taxonómicos en el sistema de clasificación genético son seis: Orden, Suborden, Gran Grupo, Subgrupo, Familia y Serie.

Los suelos de Argentina varían enormemente en cuanto a fertilidad y aptitud para la agricultura debido a la gran variedad de paisajes y condiciones climáticas que caracterizan al país [9]. Como consecuencia de esa variabilidad ambiental, se encuentran todos los órdenes de suelos diferenciados en la Soil Taxonomy, lo cual ocurre en pocos países del mundo [9].

Los suelos de la región centro del País se clasifican en el orden Molisoles. Son un tipo de suelo negro o pardo, que se ha desarrollado a partir de sedimentos minerales en climas de templado-húmedos a semiáridos, con una cobertura vegetal integrada fundamentalmente por gramíneas. Son los suelos más representativos en los pastizales de la región Pampeana y son aptos para la producción de una amplia variedad de cultivos, así como pasturas de alto valor forrajero. Están muy extendidos en las provincias de la región Pampeana húmeda: Buenos Aires, Córdoba, Entre Ríos, y parte de Chaco y Santa Fe, aunque también se los encuentra en sectores de las provincias del noreste y muy localizados en Santiago del Estero y Tucumán [8].

3.1.1 Uso de suelo de Córdoba

La provincia de Córdoba se ubica en el centro de la República Argentina y ocupa una superficie de 165.321 km², dividida administrativamente en 26 departamentos. Se caracteriza por presentar dos formas de relieve; sierras y llanuras. La gran diversidad de su topografía y clima, generan diferentes aptitudes, potencialidades, productividades y características en los suelos.

El 92 % de los suelos de la Provincia presentan capacidad agropecuaria. El 41 % de los suelos son de capacidad de uso ganadero, mientras que el 51 % tiene capacidad de uso agrícola. Los suelos de capacidad de uso ganadera se encuentran principalmente al Noroeste de la provincia de Córdoba cuyo ambiente serrano es propicio para la cría vacuna. Hacia el Noreste y Sur de la Provincia, en tanto, se aprecian suelos de capacidad de uso agrícola cuyo ambiente se caracteriza por ser de llanura [10].

La Provincia es una productora importante de cereales, granos y oleaginosas. Los principales cultivos de Córdoba son la soja, el maíz, el trigo, el girasol, el maní y el sorgo. Existen, además, cultivos industriales de hortalizas, entre los que destacan la producción de papa, batata y oliva. De acuerdo con las últimas estadísticas del sector, la provincia de Córdoba se posiciona como la primera a nivel nacional en la producción de cultivos estivales (soja y maíz), por encima de las provincias de Buenos Aires y de Santa Fe [11]. Asimismo, Córdoba aporta el 29,4 % de la producción de granos a nivel nacional (de las 141.500.000 toneladas en el país, casi 42 millones provienen de Córdoba). Por cada habitante de Córdoba se produce 3,5 veces más granos que el promedio nacional per cápita y cada hectárea de Córdoba produce 23 % más que el rendimiento promedio nacional. La producción primaria de Córdoba se destina tanto a la industrialización en la Provincia como a la exportación. Córdoba es primera productora de maní, maíz y sorgo, segunda productora de soja y trigo y tercera productora de girasol [11].

La figura 1, muestra una distribución de la superficie sembrada por tipo de cultivo en la provincia de Córdoba durante la campaña 2022-2023.

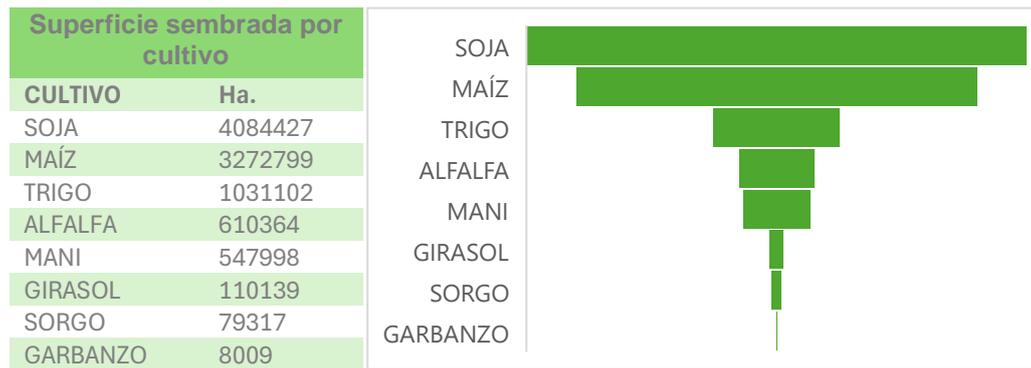


Figura 1: *Distribución de la superficie sembrada, campaña 22/23 en Córdoba, Argentina. [Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCCBA]*

En todo el territorio argentino, es abundante y variada la oferta de biomasa, de tipo seca y húmeda, como se evidencia en el informe técnico de Actualización del Balance de Biomasa con Fines Energéticos en la Argentina, realizado por la FAO (2020). En el mismo se analizaron diversas fuentes de biomasa, aunque no se consideraron los Residuos Agrícolas de Cosecha (RAC) de cultivos agrícolas extensivos, como la soja o el maíz, ya que se partió de la premisa de que, bajo la práctica de siembra directa, estos se mantienen en el campo para conservar la fertilidad y estructura de los suelos [12].

Estos RAC representan un aliado importante en la protección del suelo, particularmente en zonas donde la humedad y la temperatura son altas, como en la región centro-este de Córdoba. Sin embargo, en regiones de bajas temperaturas como el sur de Córdoba, La Pampa y la Región Patagónica, estos residuos suelen acumularse debido a la baja velocidad de descomposición, particularmente las especies ricas en lignina y celulosa. Esta acumulación excesiva genera inconvenientes en la nueva siembra, tanto para la implantación de la semilla como para el trabajo ejercido por la sembradora [13]. Es conocido también que la combinación de humedad, exceso de rastrojo en degradación lenta y enfermedades previas pueden generar un reservorio de hongos invasores patógenos, que infectan los nuevos cultivos [14]. Esto motiva prácticas inadecuadas como la quema de rastrojo, que generan inconvenientes ambientales para la flora y fauna nativa, además del aporte al aire de gases contaminantes y material particulado. En estas circunstancias, ciertos tipos de residuos pueden convertirse, al menos en parte, en materia prima interesante para otro tipo de aplicaciones que buscan dar valor agregado al proceso y eliminar problemáticas asociadas a la disposición del RAC, como pudiera serlo, la generación de energía.

3.2. Cultivos energéticos: definición, características y consideraciones

La agricultura representa una excelente fuente de materias primas para la generación de energía renovable. A nivel global se han desarrollado cultivos para ser utilizados en la producción de distintos tipos de energía, desde la generación de calor hasta electricidad, biogás y los llamados biocarburantes, como el bioetanol y biodiésel.

Hay varias definiciones de CE o cultivos agroenergéticos que involucran un solo concepto que incluye tanto a los residuos de cosechas como a los cultivos acuáticos e industriales. En este trabajo se adopta la siguiente definición: *CE es aquel cultivo agrícola, forestal o acuático, cuya producción parcial o total se utiliza como materia prima para generar energía aprovechable* [15].

En los cultivos diseñados específicamente para la producción de energía, teóricamente se aprovecharía el total de su producción. Sin embargo, en otros cultivos como los agrícolas alimentarios, solamente el residuo se destinará para uso energético. De los cultivos industrializados también se puede usar toda o parte de su producción, sea o no residuo, dependiendo de las decisiones de los productores agrícolas o de las condiciones del mercado.

En Argentina, se distinguen básicamente tres grupos de cultivos:

- 1- Cultivos ricos en hidratos de carbono (caña de azúcar, maíz, remolacha azucarera, sorgo, etc.), a partir de los cuales se obtiene alcohol luego de un proceso de fermentación.
- 2- Cultivos oleaginosos (soja, colza, girasol, etc.), de los cuales se extraen los aceites vegetales que sirven de materia prima para la producción de biodiésel.
- 3- Cultivos productores de biomasa lignocelulósica que se utilizan para producir calor mediante procesos de combustión. Incluyen diversas especies de plantas que tienen un alto contenido de celulosa, hemicelulosa y lignina, entre ellas el sorgo dulce, sorgo forrajero, caña común (*Arundo donax*), etc.

Según IDAE (2007) en España, es necesario que los cultivos energéticos cumplan una serie de requisitos para satisfacer los criterios de sostenibilidad: deben adaptarse a las condiciones

edafoclimáticas del lugar donde se implanten, logrando altos niveles de productividad en biomasa con bajos costes de producción, no contribuyendo a degradar el medio ambiente y permitiendo la fácil recuperación de la tierra, para desarrollo posterior de otros cultivos. Además, deben ser económicamente rentables y, en lo posible, sin un gran aprovechamiento alimentario en paralelo con el objetivo de garantizar el suministro, sin una subida de precios que perjudiquen tanto a la explotación agrícola en sí, como a las industrias alimentaria y energética. El manejo, las técnicas y maquinarias utilizadas deben ser simples y comunes entre los agricultores. Los CE deben presentar balance energético positivo, es decir que se extraiga de ellos más energía de la que se invierte en el cultivo y su puesta en planta de energía. Por último, la biomasa producida debe adecuarse a los fines para los que va a ser utilizada: como materia prima para pélets, para producción térmica, para generación o cogeneración de calor y electricidad [16].

España, y Europa en general, son precursores en el uso de la energía obtenida a partir de biomasa, con instalaciones térmicas de envergadura capaces de combustionar pélets, briquetas y residuos de la foresto industria mediante distintas tecnologías. Así mismo, este tipo de combustible se extiende también hacia el uso para calefacción doméstica, con estándares de calidad de alto nivel. Argentina, en comparación, dispone de regulaciones para la producción de biocombustibles líquidos a partir de CE, como las Leyes 26.093 y 27.640, pero ni estas ni otras regulaciones existentes especifican características, requerimientos o condiciones para la producción de cultivos energéticos [17, 18].

Por la naturaleza de la región, el clima y la productividad de Argentina y particularmente de la región centro, el aprovechamiento de la biomasa viene intrínsecamente asociada a la matriz productiva agrícola, debido a la naturaleza escasa de la flora nativa y su necesidad de conservación.

En Córdoba existen diversas centrales eléctricas a base de Biomasa (BM) y Biogás (BG) en operación, estas centrales se basan en la combustión de cáscara de maní (Residuo Agrícola Industrial) para el caso de la BM, y la biodigestión de vinaza o silaje de maíz, estiércol ganadero, residuos orgánicos, agroindustriales o desechos de granjas productoras, para el BG. Exceptuando el aprovechamiento puntual de la cáscara de maní residual, el desarrollo de bioenergía en Córdoba se centra en CE (soja y maíz), o su biomasa residual húmeda, para la generación de biocombustibles líquidos [12]. Sin embargo, existen leyes como la Ley provincial 10.721 [19] que se propone fomentar el desarrollo de diversas estrategias para la bioenergía, y más recientemente se han incorporado conceptos de aprovechamiento de nuevas especies, residuos y tecnologías para el agregado de valor y la incorporación de subproductos a la economía circular [20].

A lo largo de los años, existen discusiones respecto del uso de la tierra para la generación de cultivos destinados a la producción de energía. Un alto porcentaje de la tierra del campo cordobés ya se produce con destino energético, con una alta incidencia en la generación de combustibles líquidos, por lo que muchas tierras que dedicaban su producción de granos para alimentación hoy abastecen al mercado de biocarburantes. En concreto, en todo el país durante 2023, el 37,9 % de la producción de maíz se destinó a la producción de bioetanol, tres de las cinco plantas productoras de alcohol de maíz se encuentran en Córdoba. El 67 % del bioetanol producido en Argentina proviene de la cadena del maíz [21]. Respecto de la soja, el 15 % de la producción nacional de aceite en el año 2023 se destinó a la producción de biodiésel y el 62 % se exportó como aceite crudo. El 69,5 % del biodiésel obtenido se destinó al consumo interno del país, principalmente al corte con diésel. Ninguna planta productora de biodiésel se ubica en Córdoba a la fecha del informe nacional [21].

Las figuras 2 a) y b), muestran respectivamente el destino del maíz en Córdoba y de la soja en Argentina, durante la campaña 2022-2023. Cabe destacar que el procesamiento de soja se da mayoritariamente fuera de la provincia de Córdoba, por lo que la cosecha se deriva a las regiones industrializadas en torno a los puertos de Rosario y Bahía Blanca. No se encontraron datos del destino directo de la cosecha cordobesa de soja durante ese período.

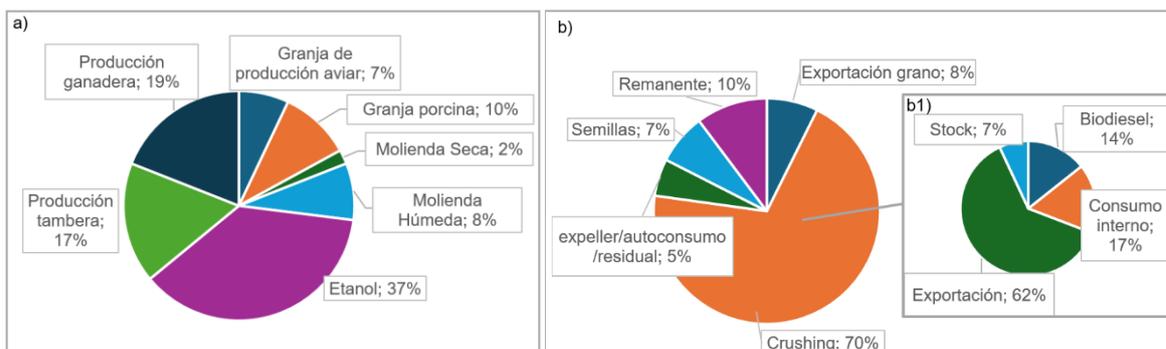


Figura 2: a) Destino del grano de maíz en Córdoba; b) Destino del grano de soja y b1) de la fracción aceite obtenida del crushing en la campaña 2022/2023 en Argentina. [Fuente: Producción propia en base a datos de BCCBA y BCR [22, 23]]

No se observan en las estadísticas provinciales registro de implantación de otros cultivos destinados directamente a la generación de algún producto de uso energético [22]. La producción de sorgo, que podría ser considerado de uso energético, disminuyó un 34 % en la provincia en la última campaña, y el destino de su cosecha no se informa [22]. Otras provincias están impulsando el cultivo de algunas especies de sorgo para la producción de bioetanol, en reemplazo del maíz, y para la generación de combustibles [24].

Es notoria la importancia de la generación de biocarburantes basados en CE en la cadena energética y productiva argentina, sin embargo, los informes de las cadenas de bioenergía no muestran proliferación de otras especies de CE en la región. Así mismo, el incentivo al desarrollo de especies lignocelulósicas destinadas a la generación de energía eléctrica es escasa.

Con el avance de los requerimientos de la sociedad y la creciente demanda energética que se extiende a lo largo del mundo, la necesidad de generar nuevas estrategias para la producción de energía es imperante. Junto a esto, el desafío de lograr alternativas sostenibles de baja o nula liberación de CO₂ tanto en su producción como en su consumo, así como la disponibilidad de materia prima renovable, ponen en relieve el importante papel que el uso consciente y cuidadoso del suelo podría llegar a jugar para abastecer tanto la demanda alimenticia como energética [25].

Lo mencionado hasta aquí, evidencia que, en la región centro de Argentina, los CE constituyen ya una fuente de energía renovable al menos interesante. Entonces, a partir de esta afirmación, surgen varios interrogantes: ¿Habrà competencia de superficie agrícola limitada o su implantación puede ajustarse a cualquier suelo, incluso suelos en desuso?, ¿son los CE una competencia directa con los cultivos destinados a alimentos?, ¿son una opción para reactivar el desarrollo económico-social de las zonas rurales?.

A partir de estas preguntas, se intentará poner de manifiesto aquellos hallazgos académicos que ayuden a profundizar un análisis de las condiciones que contribuyan a la viabilidad de los CE en la región centro de Argentina; y ensayar con ellos una respuesta, al menos parcial, que sirva como recurso en la discusión de las políticas energéticas en torno a la biomasa.

4. DISCUSIÓN

Se estima que la agricultura es la causa principal de alrededor del 80 % de la deforestación a nivel mundial [26]. En América Latina y el Caribe se calcula que el 93 % de las actividades económicas se desarrollan sobre los suelos, situación que supone una gran presión sobre este valioso recurso. En esta región el 75 % de los suelos presentan problemas de degradación debido a una mala gestión y a la pérdida de cobertura vegetal, representando costos regionales que equivalen a 60.000 millones de USD anuales en pérdidas de producción [27].

El uso de recursos escasos para el desarrollo de cultivos supone una competencia respecto del destino que se le darán a estos. Por ejemplo, el uso del agua genera controversias; pero el desarrollo genético de los cultivos permite la posibilidad de adaptación a diversas condiciones hídricas [28]. Los cultivos ricos en lignina, que pueden destinarse a la producción de energía eléctrica, tienen características diferentes en cuanto a los requerimientos hídricos y al uso del suelo. Dependiendo de las características de las especies seleccionadas, diversas regiones serán propicias para su desarrollo, permitiendo mayor o menor absorción de agua, mayor oxigenación al suelo por medio de las raíces o protección a otros cultivos contra el viento. Algunas especies energéticas tienen buenos rendimientos de cultivos en secano, permitiendo utilizarlos en tierras de bajo potencial, o como alternativas en períodos de rotación de cultivos en tierras de buena calidad [29].

Lo anteriormente expuesto sugiere que el desarrollo tecnológico plantea escenarios no de competencia sino de complementariedad, favoreciendo un sistema equilibrado entre la producción, la rentabilidad y el impacto ambiental. Sin embargo, en el sistema productivo actual, la mayor competencia entre los usos alimentarios y no alimentarios de la biomasa ha aumentado la interdependencia entre los mercados de alimentos, piensos y energía. Existe el riesgo de que esta competencia tenga también efectos perjudiciales sobre la seguridad alimentaria local y el acceso a los recursos de la Tierra [26]. La alternativa entonces pasa por la transformación de los sistemas agroalimentarios, volviéndolos más eficientes y sostenibles, por lo que es necesario replantear las políticas agrícolas actuales, impulsar la innovación y revolucionar los enfoques en la gestión de estos [30].

Cuando los modelos agroalimentarios involucran la producción de CE, debieran además promover la sostenibilidad del desarrollo local, procurando la satisfacción primaria de los requerimientos energéticos de la población circundante. La clave del desarrollo de los CE se sustenta en los balances energéticos positivos. Análisis realizados sobre el ciclo energético de los biocarburantes en España, muestran que el ahorro de energía fósil en comparación con la producción de combustibles fósiles en el proceso evaluado alcanza valores del 37 % para bioetanol y del 75 % para biodiésel. Otros autores han medido tasas de retornos energéticos, alcanzando resultados diversos, siempre positivos, aunque dependientes de los procesos de producción y de la materia prima [31,32]. En cuanto a la producción de combustibles sólidos a partir de cultivos lignocelulósicos, los balances energéticos son más favorables, y si se considera la generación de energía eléctrica

en plantas autoalimentadas, los análisis de ciclo de vida entregan niveles de producción de energía de 1,5 a 2,5 veces superior a la energía consumida en todo el proceso [29].

Como se ha detallado en el punto 3, el desarrollo de la biomasa para energía en Argentina se ha centrado en el aprovechamiento de cultivos para la generación de combustibles líquidos. Esto fue posibilitado por el impulso de los gobiernos para la adopción de tecnología específica e incentivado por las conveniencias que la producción de biocombustibles puede aportar desde el punto de vista microeconómico de los agronegocios [33]. Esta corriente responde a una urgente necesidad de conversión de las matrices fósiles, en función de objetivos globales y regionales de disminución de emisiones de CO₂, buscando así reemplazar en menor o mayor medida la combustión de fluidos derivados del petróleo para locomoción.

La generación de energía eléctrica por medio del uso de biomasa no ha tenido el mismo énfasis que la producción de biocombustibles, disminuyendo la posibilidad de aprovechamiento de CE lignocelulósicos y RAC para procesos de combustión. Esto se explica por dos motivos fundamentales. En primer lugar, por la rentabilidad que el cultivo destinado a la generación de energía debe ofrecer en comparación con la producción de cultivos tradicionales [34], por otro lado, por la inexistente demanda en el País por parte de empresas generadoras de energía debido a la competencia en el costo con los combustibles fósiles. La gran extensión territorial y las características de la biomasa hacen que el transporte encarezca el proceso productivo, por lo cual el desafío radica en la construcción de plantas de generación distribuida que sean abastecidas por esta materia prima [35]. Esto implica una inversión tecnológica importante y un cambio de paradigma en la generación y el consumo energético, que debe ser necesariamente impulsado o por el Estado o por la necesidad propia de los sectores que consumen esa energía. Mientras no exista una demanda energética que no pueda ser sostenida por el sistema interconectado, o mientras la energía no cueste lo suficiente como para que el combustible sólido tenga un valor interesante de mercado, los productores difícilmente buscarán la implantación de cultivos lignocelulósicos.

Sin embargo, es importante destacar que, si bien en la región centro del país se obtienen mayoritariamente combustibles de primera generación, muchas de sus cadenas productivas procuran incorporarse al desarrollo de una matriz de economía circular, favoreciendo el autoabastecimiento energético y generando puestos de trabajo [36]. Este modelo que se comienza a replicar implica un desafío que debe ser acompañado por políticas públicas que protejan y proyecten un sistema económico circular y cooperativo que involucre además nuevas especies de CE. Las industrias manufactureras que otorgan valor agregado a la producción agrícola son puentes estratégicos fundamentales para impulsar el avance de la generación descentralizada de energía, tanto por el hecho de consumir sus propios residuos como para abastecer su propia demanda energética. Trabajos recientes de la FAO y otras organizaciones han demostrado que existen una serie de buenas prácticas que pueden dar cabida a la producción sostenible de alimentos, productos de base biológica y bioenergía, incluidos los biocombustibles [26]. Entre ellas se incluyen la zonificación agroecológica y la complementación de la producción de alimentos con la generación de bioenergía a través de la intensificación de la agricultura sostenible. También existe un buen potencial para desarrollar sistemas integrados de alimentos y energía que optimicen el uso de la tierra, como los sistemas mixtos de cultivos alimentarios y energéticos, y aumentar el uso de la biomasa para la energía [26].

Es entonces fundamental trabajar en el desarrollo de sistemas que favorezcan la producción de valor agregado por sobre la exportación de commodities. Sistemas pensados desde un enfoque circular que promuevan a los pequeños productores, cooperativas y a la formación de una economía regional más sostenible, que permita a su vez hacer crecer las poblaciones rurales y los entornos socioculturales a los que afecta. Córdoba, como actor importante en la producción de CE del país, aún conserva la subsistencia energética de las comunidades aledañas a las regiones cultivables con una matriz energética predominantemente fósil. Es entonces que se vuelve necesario repensar, provincialmente, el destino futuro del uso de los recursos naturales en pos de favorecer la soberanía energética primaria, que promueva la superación de la pobreza energética, y genere energía accesible y asequible para los entornos rurales más humildes. Esto involucraría, quizás, la posibilidad de diversificar la matriz productiva agrícola, incorporando mayor cantidad de especies que permitieran, además, pensar otras tecnologías de generación de energía, con instalaciones más distribuidas e independientes. Indudablemente, estas transformaciones deben estar favorecidas por un mercado atractivo, que permita al productor generar rentabilidad y ser competitivo. La responsabilidad no debe recaer en un solo actor que, aunque fundamental, es tan solo un eslabón de la cadena productiva; sino que implica un análisis del tipo de transición energética que como país debemos, queremos o necesitamos llevar adelante.

Entonces, el análisis previo, permite considerar a la biomasa, incluyendo al CE, como recurso adecuado para la generación de energía eléctrica en Argentina, si se sustenta sobre una agricultura pensada desde la protección de los recursos naturales, la promoción de las poblaciones rurales y la sostenibilidad económica de las actividades agrícolas.

5. CONCLUSIONES

El análisis sobre la viabilidad de los CE en Argentina revela una escasa variabilidad en la oferta de estos cultivos según la región. En el marco de la bibliografía analizada, puede apreciarse que el aprovechamiento de la biomasa agrícola es una estrategia interesante no solo para abordar la transición energética, sino también para promover el desarrollo económico de ciertos sectores de la población rural. Entendemos, a partir de lo analizado, que resulta fundamental promover un debate amplio y continuo sobre este tema, subrayando que los CE no están destinados a competir con los cultivos alimentarios ni con el uso del suelo, sino a complementarlos mediante la incorporación de nuevas especies, de prácticas agrícolas sostenibles y de la generación de valor agregado, en el contexto de una economía circular que priorice el cuidado de los recursos. Solo a través de un enfoque integral y colaborativo, podremos aprovechar al máximo el potencial de estos cultivos para el desarrollo sostenible de Argentina.

Puede observarse, en los datos recolectados para Córdoba, una tendencia preferencial hacia la producción de biocarburantes. Esto denota un reducido interés por parte de los productores hacia el desarrollo de nuevas especies debido a su baja rentabilidad, así como un escaso fomento desde las políticas públicas que contribuyan a la instauración de CE lignocelulósicos. Sin embargo, algunas experiencias exitosas empiezan a fructificar, oxigenando la idiosincrasia del sistema agrícola tradicionalista intensivo y abriéndose a un mercado cooperativista y distributivo. Los CE son una alternativa factible para el desarrollo de la energía en Argentina y demuestran tener un interesante potencial para contribuir a una generación eléctrica más diversificada y estable, siempre que se consideren en un marco de desarrollo ecosistémico. Lejos de poder dar una respuesta definitiva a los interrogantes planteados, lo expuesto en este trabajo contribuye a poner esta temática en discusión, pensarla y objetarla, para evaluar como sociedad qué tipo de transición energética debe darse en función del buen uso de los recursos.

6. AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la SECyT-UTN por el financiamiento del PID ENECSF0010238 en el marco del cual se desarrolla la tesis de maestría que da origen a este trabajo.

7. REFERENCIAS

[1] FAOSTAT, 2024. Exportaciones por producto, consultado el 20/06/24. Disponible en https://www.fao.org/faostat/es/#rankings/major_commodities_exports.

[2] INDEC, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, "Indicadores Demográficos Censo 2022", Ministerio de Economía de la Nación, República Argentina, 2022. Disponible en: https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/poblacion/censo2022_indicadores_demograficos.pdf

[3] B. Capra, "Red de caminos no pavimentados de la República Argentina - Propuesta de mejora 2024-2033", Área de Pensamiento Estratégico de la Cámara Argentina de la Construcción, 2023. Recuperado de <https://www.camarco.org.ar/wp-content/uploads/2023/07/11-Caminos-Rurales.pdf>

[4] FAO, IFAD, UNICEF, WFP and WHO, "The State of Food Security and Nutrition in the World 2021. Transforming food systems for food security, improved nutrition and affordable healthy diets for all". Ed FAO, Rome, 2021. ISBN 978-92-5-134325-8

[5] Banco Mundial, "Hacia un sector agroalimentario más competitivo, inclusivo y resiliente en Argentina", GBM. Washington, DC. 2024.

[6] M. L. Pelozatto Reilly, *Pequeños y medianos productores rurales en la Argentina: antecedentes históricos y problemas actuales*, DDD N°4, ISSN 2796-9967, 2024.

[7] S. Ibarra, P. L. Fernández, A. González-Arzac, F. Behrends Kraemer, S. Salinas Chaparro, M. E. Biggeri y D. Vega, "Salud biofísica del suelo en sistemas agroecológicos y convencionales de la Pampa Austral, Argentina", *III Congreso Argentino de Agroecología*, El Bolsón, Patagonia, 29 y 30 de noviembre y 1° de diciembre de 2023.

[8] G. A. Cruzate, H. J. M. Morras, M. J. Pizarro y L.A. Gómez, "Argentina físico-natural: Suelos". ANIDA. Atlas Nacional Interactivo de Argentina. Instituto Geográfico Nacional. Disponible en: https://static.ign.gob.ar/anida/fasciculos/fasc_suelos.pdf, 2023.

[9] G. Moscatelli, M. I. Puentes y D. Rodríguez, "Suelos en la Argentina". Suelos en la Argentina. En Conti M & L Giuffré (eds).Ed. Facultad de Agronomía, UBA. Buenos Aires, 2011.

- [10] F. Monzani, M. E. Bullano, M. A. Piumetto, M. A. Córdoba, R. Cerino y J. P. Carranza, "La Capacidad de Uso de la Tierra de la Provincia de Córdoba y sus Relaciones Agroeconómicas", 51° Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Agraria. AAEA, Pergamino, 29 y 30 de Octubre de 2020
- [11] Exportadores de Córdoba Argentina, "Agricultura, importante productora de granos", Exportadores de Córdoba, Consultado el 16/06/2024. Disponible en: <https://www.exportadoresdecordoba.com/sectores-productivos/recursos-primarios/>
- [12] R. E. Guido, V. M. Javi, C. R. Rodríguez y O. A. Oviedo, *Mapeo de la potencialidad bioenergética de residuos agrícolas de cosecha en la provincia de Córdoba-Argentina*, Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 48, pp. 27 – 35. ISSN en línea: 2684-0073, 2021.
- [13] A. Cerrotta, "Siembra Directa en el sur del país: ¿qué hacer con el exceso de rastrojo?", AAPRESID, 2023. Consultado el 16/06/24, Disponible en: <https://www.aapresid.org.ar/blog/siembra-directa-sur-pais-exceso-rastrojo>
- [14] R. Madariaga, "Rastrojos y su relación con las enfermedades del trigo", en *Rastrojo de Cultivos y Residuos Forestales, Programa de Transferencia de Prácticas Alternativas al Uso del Fuego en la Región del Biobío*. Boletín INIA N° 308, 196 p. Instituto de Investigaciones Agropecuarias, Chillán, Chile. 2015
- [15] F. Nava-García, X. Doldán-García, "Cultivos energéticos". ASyD; N 11: 25-34. 2014.
- [16] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), "*Biomasa: Cultivos energéticos*", ISBN-13: 978-84-96680-17-3, Madrid, 2007.
- [17] Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles, Ley Nacional N° 26.093, Honorable Congreso de la Nación Argentina, 2021.
- [18] Marco regulatorio de Biocombustibles, Ley N° 27640, e. N° 54061/21 v.04/08/2021, Honorable Congreso de la Nación Argentina, 2021.
- [19] Ley de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía, Ley provincial N° 10.721, Provincia de Córdoba, SAJ: LPO0010721, 2020.
- [20] Resolución 2023/SARes-00000255, Programa de valorización de materiales, Secretaría de Ambiente, Gobierno de la Provincia de Córdoba. Recuperado de: <https://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/wp-content/uploads/2023/11/Resoluci%C3%B3n-255-2023-Prog.-de-Valorizaci%C3%B3n-de-Materiales.pdf>
- [21] M. Ciani, *Informativo mensual de bioenergía y productos relacionados*, Coordinación de Bioenergía, Dirección Nacional de Bioeconomía, Ministerio de Agricultura Ganadería y pesca, República Argentina, diciembre 2023.
- [22] Bolsa de Cereales de Córdoba (BCCBA), 2024, Estadísticas de cultivos por campaña. Consultada el 01/08/2024, Disponible en <https://www.bccba.org.ar/home/dptos-informacion/estadisticas-cultivos/>
- [23] Bolsa de comercio de Rosario (BCR), "*Balance regional de la soja 2023/24*"; Informativo Semanal, AÑO XLI - Edición N° 2140 - Especial Soja - 22 de marzo de 2024 - Recuperado de: https://cdi.mecon.gob.ar/bases/doc/bcr/info_sem/2140.pdf#page=18&zoom=100,25,172
- [24] A. Peña, F. Rubies y E. Terré, "El consumo de sorgo argentino se proyecta firme para el ciclo 2022/23", *Informativo Semanal*, AÑO XL - Edición N° 2090, Bolsa de Comercio de Rosario, ISSN 2796 7824, 2023.
- [25] FAO 2020. Actualización del balance de biomasa con fines energéticos en la Argentina, *Documentos Técnicos* N° 19, Buenos Aires. 2020. Recuperado de: <https://doi.org/10.4060/ca8764es>
- [26] FAO 2017, "Competition for natural resources" in *The future of food and agriculture – Trends and challenges*, ISBN 978-92-5-109551-5, FAO, 3, p 34. Rome, (2017)

- [27] FAO 2024 I, La gestión sostenible de los suelos: Oportunidades y recomendaciones para tomadores de decisiones, Nota de orientación política. Santiago de Chile, 2024. Recuperado de: <https://doi.org/10.4060/cd0821es>
- [28] L. M. Giorda y J.L Colazo, "Biomasa Energética de Sorgo en Ubajay (Entre Ríos). INTA Manfredi y el Sorgo: Nuevos Desarrollos" *Informe técnico*. INTA, Estación experimental Manfredi. Córdoba, Argentina, 2017.
- [29] A. Lafarga Añal, J. Goñi Repodas y V. Eslava Lecumberri, "Ahorro y Eficiencia Energética en los Cultivos Energéticos y Agricultura", IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), Depósito Legal: M-00000-2009, ISBN: 000-00-00000-00-0, Madrid, 2009.
- [30] FAO 2024 II, Soluciones agroalimentarias frente al cambio climático: la labor de la FAO dirigida a combatir la crisis climática, Ed: FAO, 64p. Roma, 2024. Recuperado de: <https://doi.org/10.4060/cc8055es>
- [31] E. Sanhueza, Agroetanol ¿un combustible ambientalmente amigable?, *Interciencia*, 34(2), 106-112. 2009. Recuperado de http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0378-18442009000200007&lng=es&tng=es
- [32] J. A. Galbusera, S. Carballo, S. M. Schein, L. Dantur, M. A. Galván, M. J. Michard, Balance energético de la transformación de maíz en una planta integral argentina. *4º Congreso Internacional de Ambiente y Energías Renovables*, Villa María, 14 al 16 de junio de 2017.
- [33] H. Pistonesi, G.Nadal, V. Bravo y D. Bouille. "Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas", Documento de Proyecto, Publicación de las Naciones Unidas LC/W.178, Naciones Unidas, 2008
- [34] MAGyP, *Resultados agrícolas: ingresos –gastos- márgenes – resultados; campaña agrícola 2022/2023 - Área de análisis económico*, Secretaría de Agricultura Ganadería y pesca de Argentina, diciembre de 2022. Recuperado de [https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/analisis_economico/margenes/_archivos//000002_ Informes%20de%20M%C3%A1rgenes%20y%20Resultados/221200_Margenes%20Resultados%20 \(Diciembre%202022\).pdf](https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/analisis_economico/margenes/_archivos//000002_ Informes%20de%20M%C3%A1rgenes%20y%20Resultados/221200_Margenes%20Resultados%20 (Diciembre%202022).pdf)
- [35] P. Curto, G. Pena, C. Mantero, G. Siri, N. Tancredi, A. Amaya, A. Durante, A. Ibañez, F. Ernst, L. Braga y M. Flores, "Cuantificación y evaluación del potencial energético de residuos agrarios y agroindustriales no tradicionales", Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, noviembre 2017.
- [36] A. Torroba, M. Fuchs, "Desarrollo bioeconómico a través de los biocombustibles en la provincia de Córdoba, Argentina: Aportes para la formulación de un plan para la aplicación de la Ley Provincial de biocombustibles y bioenergías", Ed IICA, 253 p, ISBN: 978-92-9248-973-1, San José, C.R.: IICA, 2022.

USO DE RECURSOS TECNOLÓGICOS PARA EL RECICLADO DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN

Cuchan, Emanuel^a, Moro, Juan Manuel^b, Meneses Romina^c

a Fundador de Forge y estudiante de Ingeniería Civil

b Doctor en Ingeniería. Departamento de Ingeniería. Universidad Nacional del Sur

c Ingeniera civil. Departamento de Ingeniería. Universidad Nacional del Sur

juan.moro@uns.edu.ar

RESUMEN

La industria de la construcción genera un importante impacto ambiental en todo el mundo, esto implica la necesidad de minimizar el uso de los recursos y promover la utilización de técnicas constructivas con materiales de bajo impacto para reducir la demanda energética y de recursos naturales. Una alternativa para ello, es el reciclado de residuos de construcción y demolición (RCD), teniendo en cuenta que el 80% de los RCD generados en el mundo son reciclables.

Muchos estudios han desarrollado tecnologías destinadas a automatizar el proceso para mejorar la sustentabilidad y lograr una economía circular en la industria de la construcción. A pesar de que recientemente se han realizado trabajos de investigación para mejorar la gestión de los RCD, sigue siendo un desafío importante.

En este trabajo se muestra el desarrollo de una aplicación móvil llamada FORGE, creada por un alumno de la carrera Ingeniería Civil de la Universidad Nacional del Sur, destinada a mejorar y aumentar el reciclado de los RCD, generando una plataforma de encuentro entre generadores y recicladores de estos residuos. El impulso de esta aplicación implica enfrentarse con retos, desarrollo de estrategias y dificultades para que la misma sea amigable, accesible y viable para su implementación. En este sentido, se exponen los principios, características y expectativas con las que FORGE está siendo desarrollada.

Palabras clave: Reciclaje, Residuos de Construcción y Demolición, Aplicación móvil.

Área temática: Energía y Medio Ambiente. Desafíos para las ciudades. Arquitectura ambientalmente consciente. Edificación sustentable

Categoría del trabajo: Trabajo de estudiantes de grado.

1. INTRODUCCIÓN

Es importante destacar que la generación de RCD tiene dos consecuencias significativas, por un lado, lo que se emite al ambiente tiene un impacto ambiental que se traduce en pérdida de recursos naturales, contaminación y desechos tóxicos. Por otro lado, implica un costo adicional originado por el material que se pierde y la mano de obra y energía necesarias en la recolección y transporte para su disposición final (1). Es por estos motivos, la importancia de generar estrategias para minimizar y valorizar los residuos de la construcción.

La regulación de los RCD, debería tener tres principios fundamentales, la prevención desde el proyecto, con el objetivo de minimizar los RCD; la valorización de los desechos a través de su reutilización y reciclaje; y la eliminación de residuos no recuperables de forma compatible con el medio ambiente. (2) Nuestro país, es uno de los más rezagados de la región en cuanto a la promulgación de normativas y adopción de medidas para mejorar la gestión de RCD. En todos los casos, excepto en nuestro país, las estrategias de gestión están encaminadas a la implementación de planes y programas que permitan el adecuado manejo de los RCD priorizando la no generación, seguido por el reciclaje y recuperación de éstos y como última alternativa la disposición final adecuada; en este sentido se promueve la aplicación de beneficios y sanciones que estimulen la gestión integral (3-8). Cabe destacar, que el porcentaje de aprovechamiento para el reciclado puede alcanzar entre un 70% y un 80% de los residuos generados, dependiendo del tipo obra y los materiales utilizados (9). Por otra parte, a nivel global, los RCD constituyen la mayor fracción de residuos, representando entre un 30 y 40% del residuo sólido total (10).

En el año 2009, en la ciudad de Bahía Blanca, se desarrolló un estudio destinado a cuantificar los RCD generados (11), se analizaron los vertederos en los que se arrojaban dichos residuos y la dinámica de contenedores destinados a transportarlos y se pudo hacer una determinación cualitativa y cuantitativa de los mismos. Se observó que el volumen generado era elevado y que sería importante la aplicación de políticas destinadas al ordenamiento y gestión de los mismos, situación que no ha cambiado en la actualidad, considerando además que la ciudad de Bahía Blanca se encuentra en constante crecimiento, debido a que cuenta con un polo industrial y con Instituciones terciarias y universitarias que implican el asentamiento de estudiantes en forma permanente.

En nuestro país, y en particular en la ciudad de Bahía Blanca, si bien no existe ninguna aplicación destinada exclusivamente al reciclado de RCD, se utilizan plataformas alternativas tipo Marketplace, para hacer intercambios de este tipo de bienes, además de los que se desarrollan en la informalidad. Por lo dicho previamente, la implementación de una aplicación móvil como FORGE, que pueda colaborar con el reciclado de RCD, vinculando a los actores intervinientes, es decir, generadores y recicladores de RCD, es una iniciativa viable para poder brindar un ordenamiento y fomento de estas prácticas que colaboran con la construcción sustentable de nuestro país por medio de un Marketplace como espacio digital para realizar estas interacciones.

Cabe aclarar que esta aplicación nace, como consecuencia de la implementación de los estándares para la acreditación de carreras de ingeniería en nuestro país (12), donde se busca fortalecer a los estudiantes en habilidades relacionadas con los ejes y enunciados multidimensionales y transversales establecidos, en particular con el punto 10: "Generación de desarrollos tecnológicos y/o innovaciones tecnológicas". En este sentido, en la cátedra de Práctica Profesional Supervisada – Módulo Medio Ambiente, perteneciente a la carrera de Ingeniería Civil de la UNS, se desafió a los alumnos a generar de manera teórica, una aplicación que brinde solución a diferentes problemáticas ambientales generadas por la industria de la construcción, entre ellas, la gestión de RCD.

2. EXPERIENCIAS DE APLICACIONES SIMILARES

2.1 APLICACIÓN MÓVIL ASEMACO - ESPAÑA

La aplicación fue desarrollada en España en el año 2023, específicamente por la Asociación de Empresarios de Materiales para la Construcción de Galicia (ASEMACO). Está disponible para dispositivos Android y cuenta con una aplicación web complementaria para el cálculo de residuos, brindando a los agentes del sitio una herramienta adicional para estimar las cantidades de residuos producidos en el lugar de trabajo.

Esta aplicación permite estimar y seguir la cantidad de residuos de construcción generados en un proyecto de construcción (Figura 1). Además facilita la correcta gestión y control de los residuos, promoviendo el trabajo colaborativo entre los agentes involucrados en la gestión de residuos de construcción.

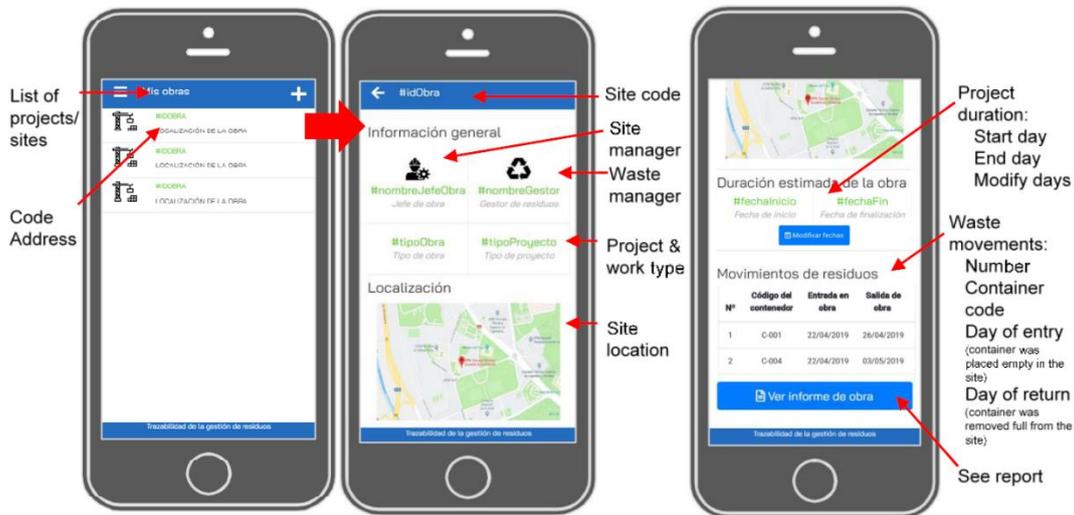


Figura 1: Imágenes de la aplicación móvil ASEMACO – Estimación y seguimiento de la cantidad de residuos de construcción de una obra (13)

De acuerdo al estudio de esta aplicación (13), la misma desarrollada facilitará la gestión ambiental adecuada de los residuos de construcción y contribuirá a la sostenibilidad al rastrear la generación de residuos y reducir los problemas asociados con la burocracia actual en obras públicas y privadas. Además, se destaca que los gobiernos locales también pueden beneficiarse de la aplicación al controlar la generación de residuos en su área y facilitar el monitoreo de la eliminación de desechos para evitar el uso de vertederos no controlados que dañan el medio ambiente.

2.2 APLICACIÓN SLX - BRASIL

La aplicación móvil llamada SLX se desarrolló en la ciudad de Manaus, Amazonia, Brasil en 2019 (14), utilizando la plataforma Android y se enfoca en los principales residuos de construcción identificados en esa ciudad. Esta aplicación sirve como herramienta para los gestores ambientales en los sitios de construcción y para los ciudadanos que desean realizar renovaciones en sus hogares, ayudándoles a asignar los residuos de construcción de manera responsable y sostenible.

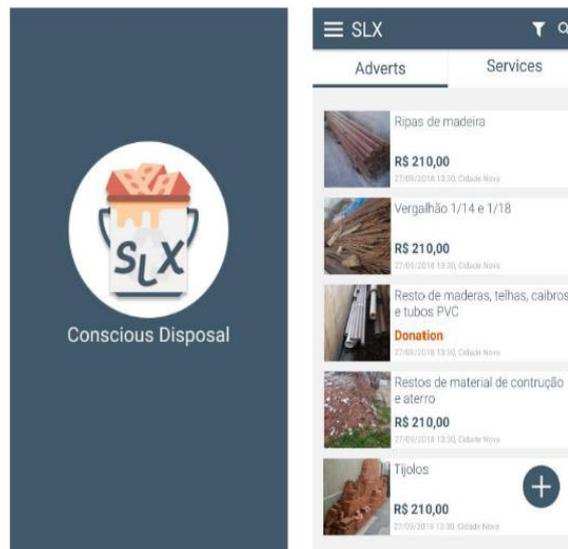


Figura 2: Imágenes de la aplicación móvil SLX (14)

En trabajos de investigación relacionados con esta aplicación, se realizaron cuestionarios que fueron completados por los usuarios después de una presentación y demostración de la aplicación. Los resultados mostraron una tasa de aceptabilidad muy alta, con un 92,3% entre los profesionales de la construcción, un 93,1% entre los ciudadanos urbanos, y un 72,5% entre las empresas de disposición de residuos. Esto demuestra un fuerte apoyo público para el uso de la tecnología móvil como una alternativa para resolver problemas ambientales causados por las empresas de construcción en Manaus.

3.3 APLICACIÓN WASTEAPP - EUROPA

La aplicación WasteApp (15) se utiliza en once ciudades europeas participantes del consorcio URBAN-WASTE. Estas ciudades son Nicosia, Syracuse, Santander, Ponta Delgada, Lisboa, Tenerife, Dubrovnik, Niza, Copenhagen, Kavala y Florencia.

El objetivo principal de la aplicación WasteApp es concienciar a los usuarios sobre el uso adecuado de las infraestructuras para la recolección selectiva de residuos, recopilar datos sobre el comportamiento de separación de residuos de los turistas y proporcionar información turística y de reciclaje, incluyendo puntos de recolección y horarios (Figura 3). Además, la aplicación utiliza gamificación para motivar a los usuarios, permitiéndoles obtener puntos que pueden ser canjeados por premios.

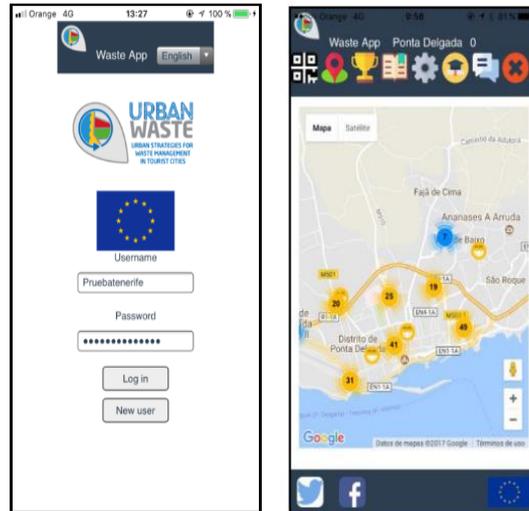


Figura 3: Imágenes de la aplicación WasteApp y un mapa de una zona de la ciudad de Ponta Delgada donde se encuentran contenedores de basura (15).

3.3 APLICACIÓN SIRAMA - COLOMBIA

La aplicación móvil SIRAMA fue creada en el 2022, en la Universidad Industrial de Santander, en Bucaramanga, Colombia. Esta aplicación busca potenciar la recuperación y aprovechamiento de materiales. Se enfoca en el reciclaje y la recuperación de residuos, involucrando a diferentes actores como recicladores y población vulnerable, con el objetivo de contribuir al cuidado del medio ambiente y fomentar emprendimientos desde la formación universitaria.

Para lograr los mencionados objetivos, la aplicación proporciona información sobre características, tipos, mercados y contactos relacionados con materiales que pueden ser aprovechados (Figura 4). Además, sirve como herramienta de apoyo para nuevos emprendedores en el sector de reciclaje, facilitando la interacción entre diferentes actores como estudiantes, ingenieros y comerciantes de gran y pequeña escala.

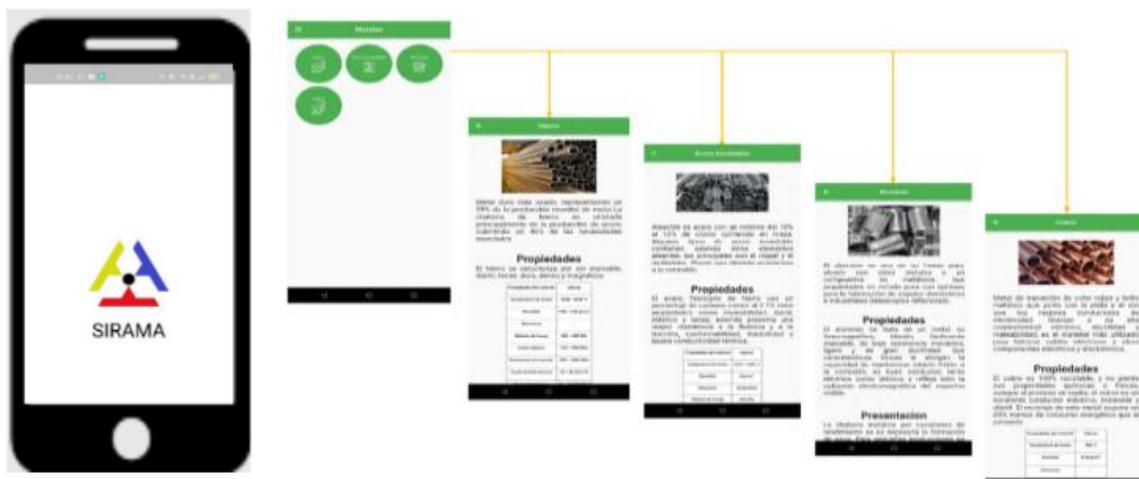


Figura 4: Pantallas de presentación de la aplicación SIRAMA donde se muestran características de distintos materiales (16)

El trabajo relacionado a esta aplicación fue presentado en septiembre de 2023 (16) durante el evento "Ingeniería para Transformar Territorios". En el mismo, se destacó que el 91.3% de los recolectores primarios encuestados encontraron útil el uso de la aplicación para obtener información valiosa sobre el mercado de materiales reciclables, lo que podría aumentar su productividad. Sin embargo, el 8.7% restante no consideró útil la app debido a la falta de acceso a un teléfono móvil.

3.4 APLICACIONES EN ARGENTINA

En nuestro país, no se registran aplicaciones específicas para el reciclado de materiales de construcción y demolición, pero se pueden mencionar algunas destinadas a otros residuos, como por ejemplo, el proyecto de aplicación llamada RECO, ideado por un equipo de seis estudiantes rosarinos. Esta aplicación tiene el objetivo de facilitar la cooperación entre personas y entidades gubernamentales para encontrar una solución al problema de la basura en las calles y a su tratamiento domiciliario. Esta idea logró llegar a la final internacional de innovación, en un concurso llamado Tech4Good, organizado a nivel global por una compañía de telecomunicaciones durante su semana de capacitación Seeds For The Future (Semillas para el Futuro).

Otra aplicación que se puede mencionar es la llamada CLEMENTINA, desarrollada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, para optimizar la recolección urbana de residuos secos, Sirve como un medio de consulta y alerta para que los recuperadores urbanos contar con información relacionada a su sistema de trabajo con el objetivo de optimizarlo.

3. CARACTERÍSTICAS DE FORGE

El objetivo principal de FORGE es brindar una solución que mejore y genere un beneficio importante en la gestión y reciclado de RCD. Por un lado, los datos de la realidad revelan la necesidad de realizar construcciones sustentables, esto implica entre otras cosas, reciclar los RCD. Por otro lado, existe un mercado importante de los mismos que no está visibilizado ni ordenado, por lo cual, un instrumento que favorezca este orden, no solo va a mejorar el mercado de RCD, sino que va a posibilitar su expansión y su mejora continua.

En base al análisis y objetivo planteado, la aplicación FORGE se está desarrollando en función a diferentes premisas que se detallan a continuación:

3.1. Transparencia

Cada usuario cuenta con un perfil que se creará a partir de su DNI o CUIL, garantizando la existencia de una persona o empresa real detrás de cada uno (Figura 5-a).

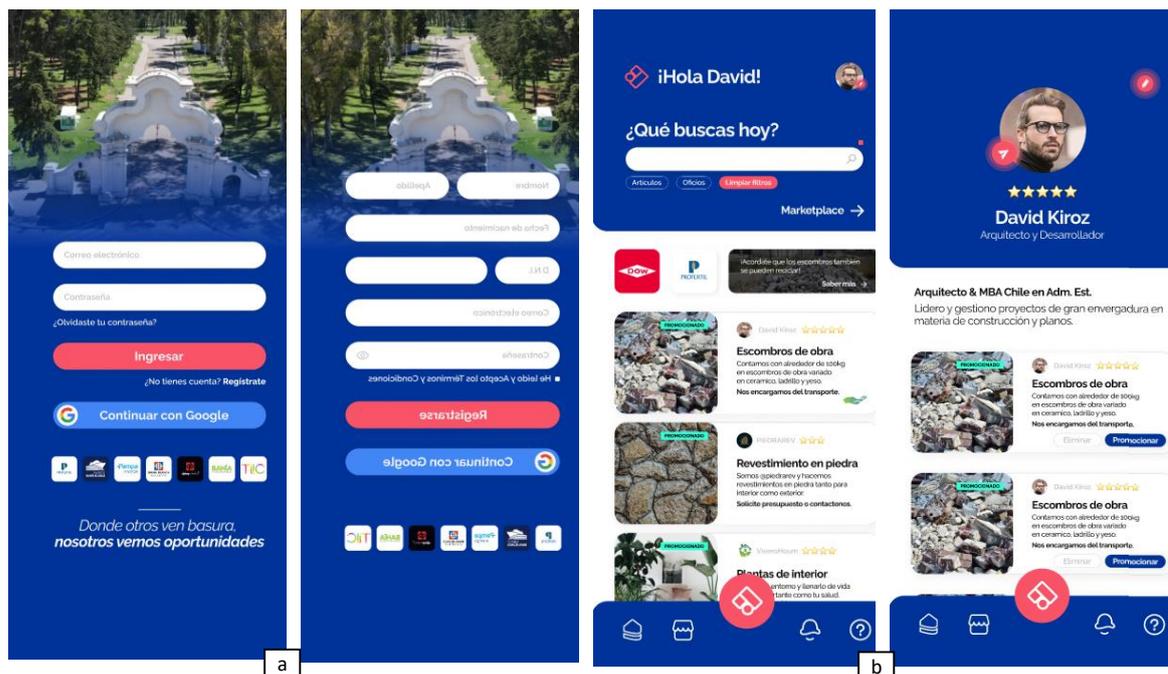


Figura 5: a) Generación de perfil de usuario. B) Diferenciación y personalización de usuarios

3.2. Oferta diferenciada

Cada usuario tendrá la posibilidad de utilizar la aplicación tanto como generador y/o reciclador de RCD, así como también como prestador de algún servicio en el rubro de la construcción. La aplicación genera notificaciones en caso de tener peticiones de otros usuarios (Figura 5-b).

3.3. Sencillez y precisión:

La aplicación permitirá orientar las preferencias del usuario según:

- Ubicación geolocalizada: para evaluar la cercanía entre usuarios y evaluar criterios de transporte
- Publicación programada: para coordinar tiempos entre generadores y recicladores.
- Contactos Directos: para permitir el diálogo, comercialización y coordinación entre usuarios (Figura 6-a)
- Separación efectiva de los residuos: para premiar y mejorar la calidad del servicio a quienes realicen dicha separación. Dentro de la misma existe la opción de donación haciendo hincapié en que el desecho publicado esta gratis para favorecer a algún individuo que lo necesite y no tenga las capacidades monetarias para adquirirlo.
- Perfiles Calificados: los usuarios podrán ser calificados cuando realicen alguna interacción, lo que permitirá evaluar su desempeño ante otros usuarios (Figura 6-b)
- Verificación por Matriculación y/o Título - Proveedor Verificado: los usuarios podrán certificar su profesión mediante avales que lo acrediten.

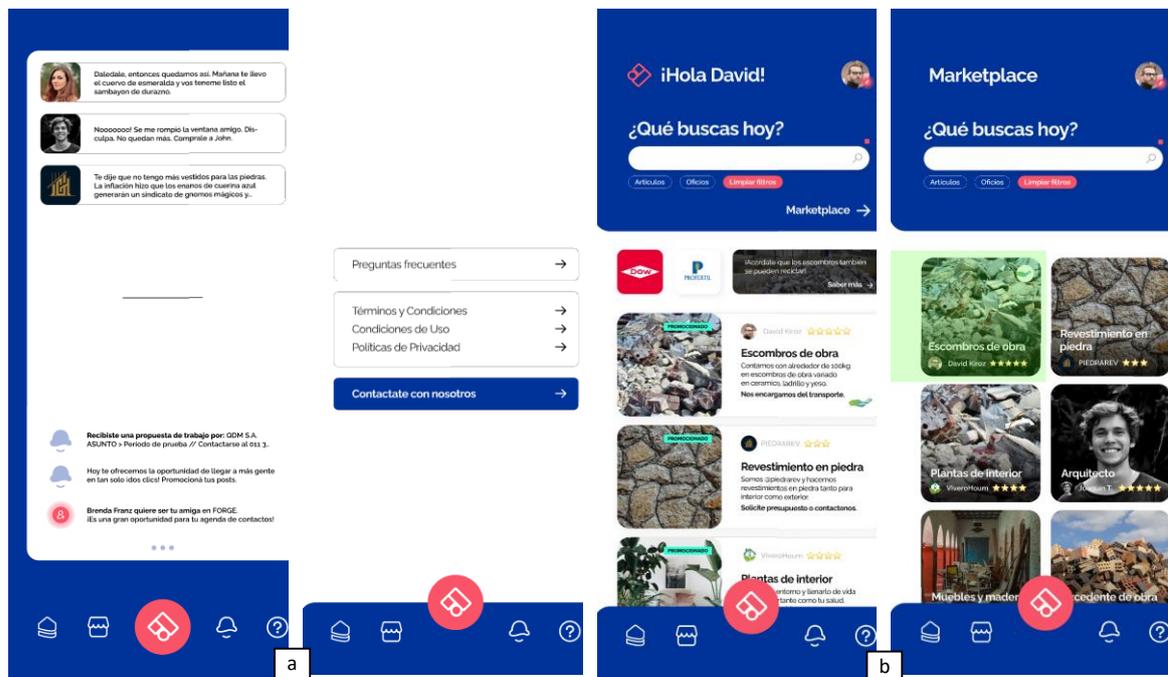


Figura 6 – a) Contactos / diálogos entre usuarios b) Perfiles calificados

3.4. Publicaciones y oficios:

Los usuarios podrán publicar los residuos que está comercializando o donando a través de fotos y descripciones que aclaren la calidad, precio y características de los mismos. Además, como esta aplicación va a estar muy relacionada al rubro de la construcción, podrá ser utilizada como medio de contacto y selección de profesionales del rubro, por lo tanto, los usuarios podrán generar en su perfil, el servicio que prestan y su experiencia (Figura 4).

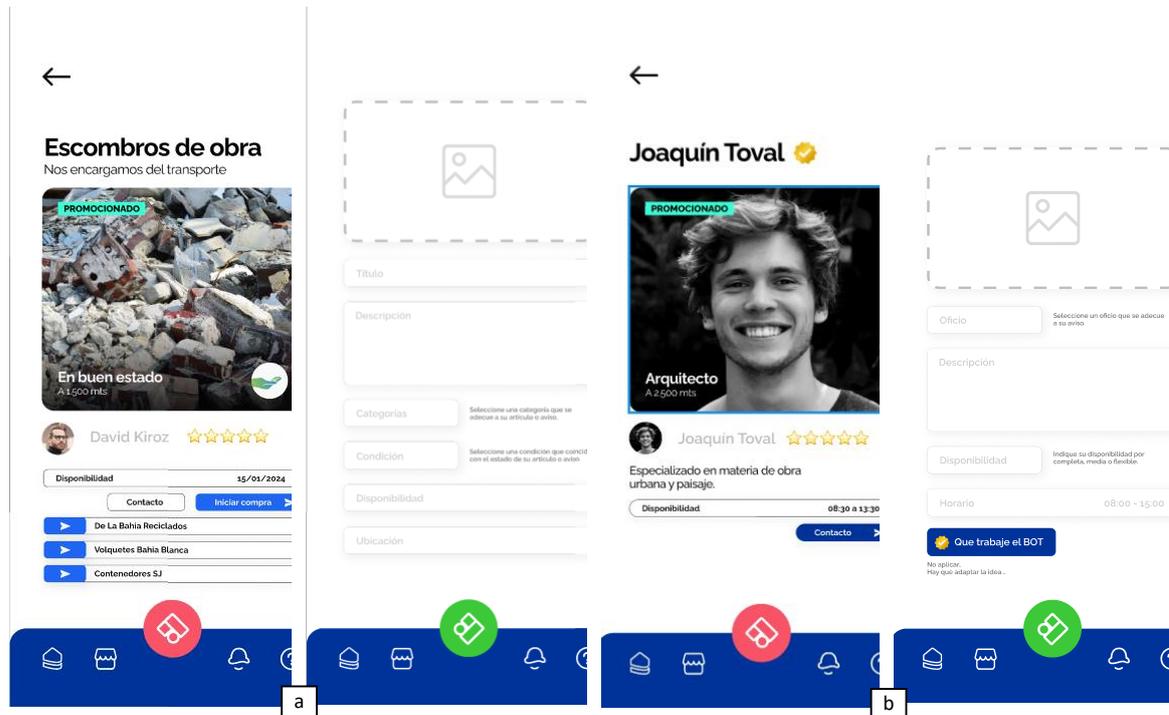


Figura 4 – a) Contactos / diálogos entre usuarios b) Perfiles calificados

3.5. Espacio de noticias e informativo

Se deja a disposición un espacio digital o portal donde se subirán novedades relacionadas a temáticas relacionadas al núcleo de este proyecto como construcción, construcción sustentable, nuevas tecnologías, avances del proyecto, reciclaje reutilización entre otras (Figura 5).

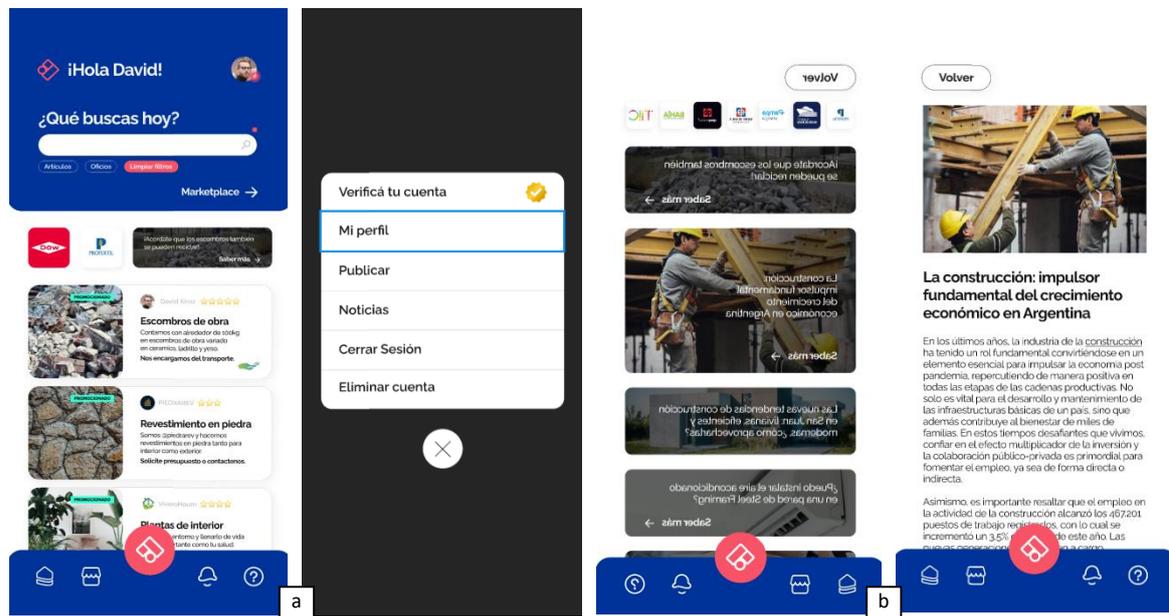


Figura 5 – a) Contactos / diálogos entre usuarios b) Perfiles calificados

4. VINCULOS Y ESTRATEGIAS

La propuesta de FORGE se basa en llegar a un público masivo evidenciando la situación actual de los residuos de obra, y para esto se requiere que la aplicación móvil sea gratuita y ofrezca servicios agregados con un costo adicional como la promoción y el verificado. También se está trabajando en nuevas formas de ingresos y servicios dentro de la plataforma. Recientemente este proyecto fue finalista del concurso TIIC – CAMARCO brindado por la Cámara Argentina de la Construcción, donde se tuvo la posibilidad de acceder a asesoramiento respecto a las estrategias de implementación, como es el caso de iniciar interacciones con empresas con gran influencia dentro de la ciudad para tener un crecimiento más adecuado.

Por otro lado, se busca realizar sinergias o colaboraciones con entidades de alto impacto en la sociedad. En este sentido, entre otros, se pueden destacar los contactos realizados con los municipios de Bahía Blanca y Monte Hermoso, con la Cámara de Volqueteros de nuestra ciudad, con el Consorcio del Puerto, con Cáritas Bahía Blanca y con otras empresas relacionadas con el reciclaje. A partir del diálogo con estos vínculos generados, se resaltaron diferentes aspectos a corregir y mejorar, siendo el más importante, la necesidad de lograr mayor visibilidad de la aplicación. La misma se puede lograr a través de empresas bahienses de renombre que respalden el proyecto, al menos ideológicamente, o mediante publicidad propia que difunda la ideología del proyecto, cuyo objetivo principal es dar una nueva cara al reciclado de residuos de obra.

Actualmente, la aplicación ya está en funcionamiento, y también contamos con una página web. Sin embargo, las funciones de la misma no están totalmente sincronizadas con la aplicación móvil, cumpliendo la función de medio informativo que ofrece consultas y algunos de los servicios disponibles en la aplicación.

Uno de los retos a sortear, es proyectar la idea, concienciar a la sociedad, y demostrar que es una iniciativa necesaria para crecer de forma ordenada y segura, proporcionando una nueva oportunidad tanto a los residuos y sobrantes de obra como a los profesionales que buscan empleo. Con este objetivo, se está trabajando en actividades en las redes sociales y realizando publicidad. De esta forma se está empezando a conocer la posible audiencia, lo que permitirá mejorar la propuesta y llegada de la aplicación.

5. CONCLUSIONES Y EXPECTATIVAS

La modernización de los mecanismos de reciclado a través de la tecnología, como es el caso de la aplicación FORGE puede ser parte de una transformación en el tratamiento y regulación de los RCD en nuestro país.

El uso de esta aplicación móvil podría potenciar la oferta y demanda de los RCD, lo que puede redundar en que los actores que forman parte del rubro de la construcción, desarrollen mecanismos y actividades que potencien el reciclado y retroalimenten la construcción sustentable, con la consecuente reducción del impacto ambiental.

La posibilidad de incluir oficios brindados por los usuarios de la aplicación puede mejorar y ordenar el sistema de oferta de servicios del rubro de la construcción.

La implementación de FORGE, podría dar lugar, a través de la intervención de empresas y municipios, a la generación políticas y medidas que fortalezcan la construcción sustentable

6. AGRADECIMIENTOS

Se hace especial mención y agradecimientos a profesionales ajenos a la institución como Lautaro Quispe que se desempeña como encargado del diseño y edición de contenido y de igual forma a Alejo Ufano que ejerce desarrollador web/app. Que en base a reducción de presupuesto, ayuda en términos ajenos al conocimiento ingenieril se pudo efectuar gran parte de este proyecto.

REFERENCIAS

- [1] Huete, R. (1998). Gestión del medio ambiente urbano. Residuos que se generan en la actividad de construcción. Cuantificación y minimización. In Congreso Latino-Americano Tecnología e Gestao na Producto de Edificios: Solucoes para o Tercero Milenio, Sao Paulo (pp. 309-32).
- [2] Acosta, D. (2002). Reducción y gestión de residuos de la construcción y demolición (RCD). Tecnología y construcción, 18(2).
- [3] Robayo Salazar, R. A., Matthey Centeno, P. E., Silva Urrego, Y. F., Burgos Gali, D. M., & Delvasto Arjona, S. (2015). Los residuos de la construcción y demolición en la ciudad de Cali: un análisis hacia su gestión, manejo y aprovechamiento. Tecnura, 19(44), 157-170.
- [4] Capdevila, J. A., Nasser, J. J., Salomón, J. E., Odebrecht, A. M., Harada, R. G., & Sabaini, f. (2018). Evaluación de la gestión de residuos de construcción y demolición en la ciudad de Córdoba.

- [5] Vargas Hernández, M. J. (2019). Investigación sobre el manejo de residuos en construcción entre Europa, América, y Colombia.
- [6] Rubio, M. F. (2019). Smartcrush pone en marcha la primera planta completa para tratamiento y valorización de RCD de Colombia. *Ingeopres: Actualidad técnica de ingeniería civil, minería, geología y medio ambiente*, (274), 47-49.
- [7] Nunes, K. R. A., & Mahler, C. F. (2020). Comparison of construction and demolition waste management between Brazil, European Union and USA. *Waste Management & Research*, 38(4), 415-422.
- [8] Cantor Sanabria, B. E., & Mateus Quitian, N. Y. (2017). Modelos implementados en el manejo, tratamiento, aprovechamiento y disposición final de residuos de construcción y demolición en Latinoamérica. (Estado del arte).
- [9] Cepeda-Sánchez, E. C., Moreno-Amaya, D. A., Rodríguez-Pérez, O. F., & Villalba-Gaviria, V. A. (2018). Evaluación de los beneficios económicos y ambientales para la adecuada gestión de los residuos de construcción y demolición en la ciudad de Bogotá DC.
- [10] Jin, R., Yuan, H., & Chen, Q. (2019). Science mapping approach to assisting the review of construction and demolition waste management research published between 2009 and 2018. *Resources, Conservation and Recycling*, 140, 175-188.
- [11] Moro, J. M., Meneses, R., & Ortega, N. F. (2014). Demolished concrete recycling possibilities in the city of Bahía Blanca, Argentina. *A Glance at the World. Waste Management*, 34(2), 564-565.
- [12] Igarza, A. S. (2018). Aprendizaje por competencias, un nuevo viejo enfoque. *Reddi: Revista Digital del Departamento de Ingeniería*, 3(1), 1-6. <http://reddi.unlam.edu.ar/index.php/ReDDi/article/view/59/113>.
- [13] P. Villoria Sáez, et al., "Design and Validation of a Mobile Application for Construction and Demolition Waste Traceability," *Buildings*, vol. 13, no. 8, p. 1908, Aug. 2023.
- [14] M. D. P. S. L. Oliveira, E. A. D. Oliveira, A. Wanderley, A. M. Campos, y A. M. Fonseca, "Smart management of waste from construction sites: mobile application technology in the city Manaus, Amazonas, Brazil," en *XIII International Conference on Virtual City and Territory: Challenges and Paradigms of the Contemporary City*, 2019, pp. 1-14.
- [15] L. Aguiar Castillo, J. Rufo Torres, P. De Saa Pérez, y R. Pérez Jiménez, "How to encourage recycling behaviour? The case of WasteApp: a gamified mobile application," *Sustainability (Switzerland)*, 2018.
- [16] W. P. Livia y P. L. D. Angarita, "DEL AULA A LAS CALLES: Aplicativo SIRAMA para potenciar la recuperación y aprovechamiento de materiales," en *Encuentro Internacional de Educación en Ingeniería*, 2023

ESTRATEGIAS DE EDUCACIÓN EN SUSTENTABILIDAD DE LA CONSTRUCCIÓN

Moro, Juan M.¹, Ratazzi, Alejandro R.¹, Meneses Romina S.¹, Serralunga Fernando¹, Serralunga, Martín¹.

¹ *Departamento de Ingeniería. Universidad Nacional del Sur*
juan.moro@uns.edu.ar

RESUMEN

La valoración de la sustentabilidad ha presentado un cambio relevante durante los últimos años, tanto en el ámbito profesional como en el educativo. Tal es el caso de las actividades ligadas al sector industrial, y en particular, a la industria de la construcción, las cuales generan uno de los mayores impactos sociales, ambientales y económicos, debido a diversos factores como la elevada demanda de materias primas, la generación de un importante gasto energético y la emisión de gases de efecto invernadero. Por este motivo, la búsqueda de un desarrollo sostenible mediante prácticas y métodos que disminuyan los impactos negativos de estas actividades, es un campo importante de estudio actual, resultando primordial fomentarla desde el aprendizaje en las carreras de grado.

Por otro lado, en base a los estándares para la acreditación de carreras de ingeniería en nuestro país, se busca fortalecer a los estudiantes en habilidades relacionadas con los ejes y enunciados multidimensionales y transversales establecidos, en particular la con el punto 10 "Generación de desarrollos tecnológicos y/o innovaciones tecnológicas". En este sentido, el Departamento de Ingeniería de la UNS, incentiva el abordaje de estas temáticas en diferentes cátedras.

Este trabajo muestra algunas experiencias educativas llevadas a cabo en dos espacios curriculares dictados para las carreras de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica e Ingeniería Industrial, en los cuales se busca introducir a los estudiantes a diferentes prácticas sustentables de las profesiones en las que se están formando.

Los resultados observados durante la ejecución de estas prácticas denotan un impacto positivo y alentador en cuanto a la vinculación de los estudiantes con temas relacionados a la sustentabilidad de las construcciones. Esto se refleja en algunos logros obtenidos, como altos desempeños en competencias de innovación, publicación de artículos científicos, generación de startups y aportes a proyectos de investigación del Departamento de Ingeniería.

Palabras clave: Experiencias educativas, Ingeniería, Sustentabilidad.

Área temática: Educación

Categoría del trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) surgieron en 2015 dentro de la Asamblea de las Naciones Unidas y fueron rápidamente incluidos en la agenda de muchos países. Los mismos se basan en cinco pilares: personas, prosperidad, paz, alianzas y planeta (1), donde todos se encuentran relacionados y son interdependientes. En este sentido, para lograr los ODS, debe buscarse el trabajo coordinado de todos los actores: empresas, instituciones gubernamentales, organizaciones no gubernamentales, etc. (1,2). El desafío resulta entonces la construcción de estructuras que apoyen este nuevo paradigma: la sostenibilidad y la ecología integral entendida como la forma de mejorar armónicamente las condiciones de vida de los seres humanos.

En el caso de la industria de la construcción, una visión sostenible implica minimizar el uso de los recursos, promover la utilización de técnicas constructivas innovadoras con materiales de bajo impacto en el ambiente y reducir la demanda energética durante su utilización. Uno de los retos más importantes en esta industria es la gestión de residuos de construcción y demolición (3).

Por su parte, las instituciones de educación superior están involucradas como actores críticos y partes interesadas clave en el debate y las acciones para abordar el número creciente de desafíos de sustentabilidad a los que se enfrenta el mundo. Algunos autores han estudiado diferentes enfoques para incorporar la sustentabilidad en la educación superior (4,5). Un aspecto a destacar, es que los miembros del personal docente desempeñan un papel fundamental en el impulso de iniciativas de sustentabilidad y en la coordinación de las mismas (6, 7,8). Es decir, que el personal educativo motivado puede mejorar considerablemente la educación en estas temáticas, influyendo en los resultados de aprendizaje de los estudiantes y las instituciones.

En distintos lugares del mundo, se han desarrollado experiencias educativas para fomentar la sustentabilidad, entre ellos, se puede mencionar el proyecto "UTAS Bike Hub", de la Universidad de Tasmania (Australia) donde se trabajó en la implementación de infraestructura para bicicletas en el campus, promoviendo la movilidad sostenible y la reducción de la huella de carbono (9). También se puede mencionar la implementación de programas de sustentabilidad para ingenieros en la Universidad de Tecnología de Sídney (10), la integración de la sustentabilidad en cursos de ingeniería en la Universidad Tecnológica de Delft (11), y la promoción de la educación para el desarrollo sostenible a través de juegos de simulación empresarial en universidades (12).

En el Departamento de Ingeniería de la Universidad Nacional del Sur, se entiende la necesidad de involucrar a los docentes y estudiantes en su compromiso con la sustentabilidad de la actividad de la cual forman parte, y en función de esta necesidad y de los lineamientos dados por los estándares de acreditación de las carreras de Ingeniería (13), buscar la implementación de actividades y experiencias que fortalezcan este compromiso. Algunas de ellas se muestran en este trabajo, en el cual se aborda con mayor profundidad lo realizado en dos cátedras dictadas en las carreras de Ingeniería Civil, Mecánica e Industrial. También se hace hincapié en los resultados de estas experiencias y su impacto en los estudiantes, docentes e investigadores.

2. ENFOQUE DEPARTAMENTAL VINCULACIÓN CON EL MEDIO

Desde el Rectorado de la Universidad Nacional del Sur, y en particular desde la Secretaría General de Relaciones Institucionales y Planeamiento, se está trabajando en la incorporación de los principios de la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) a los planes de desarrollo institucional. La UNS cuenta en la actualidad con un Plan Estratégico vigente, para el período 2011 – 2026 y, como institución que planifica sus programas y líneas de acción en el mediano y largo plazo, se encuentra involucrada en el proceso de autoevaluación tendiente a actualizar los contenidos del mismo, con miras a establecer las metas de su evolución, tendientes a asegurar el cumplimiento de su misión (14).

Con esa finalidad, se está dando impulso a una serie de acciones que involucran, en las instancias iniciales, a diferentes integrantes de la comunidad universitaria, entre los que se encuentran las propias autoridades, el personal docente y no docente.

Así, se han comenzado actividades que apuntan a la capacitación y, específicamente, a la sensibilización de sus autoridades en relación con la temática.

De igual manera, y simultáneamente, se ha dado inicio a una etapa de relevamiento de actividades/capacidades que aporten a alguno de los ODS y al cumplimiento de la agenda 2030, en los diversos ámbitos que hacen a la vida universitaria. Así, se ha convocado a las distintas unidades académicas (Departamentos) y dependencias (Secretarías, Direcciones y Servicios), a reportar experiencias realizadas en cada uno de dichos ámbitos, para que mediante su compilación por un

equipo conformado al efecto, en el que se integran profesionales y alumnos, pueda contarse con un informe que servirá de insumo para la planificación de la estrategia institucional en general, y la vinculada a la agenda 2030 en particular.

Para colaborar en el relevamiento y en las acciones posteriores vinculadas al tema, cada dependencia se encuentra en proceso de selección y designación de dos representantes, quienes participarán del equipo que elaborará el mencionado informe.

En este sentido, el Departamento de Ingeniería se encuentra involucrado y comprometido con las políticas y líneas de acción que la UNS institucionalmente está implementando, promoviendo la participación del mayor número posible de integrantes de su propia comunidad.

Entre las actividades que se están llevando a cabo en esta línea de acción, el Departamento de Ingeniería busca vincularse con el medio (empresas de Bahía Blanca y la zona) para ejecutar desarrollos tecnológicos que fortalezcan estas y otras temáticas.

3. EXPERIENCIAS EDUCATIVAS

En este trabajo se presentan experiencias realizadas en dos cátedras de diferentes carreras. Una de ellas es Práctica Profesional Supervisada - Módulo Medio Ambiente, de la carrera de Ingeniería Civil y la otra es Resistencia de Materiales, de las carreras de Ingeniería Mecánica e Industrial.

3.1. PPS-Módulo Medio Ambiente

En esta asignatura, ubicada en el primer cuatrimestre de cuarto año de la carrera de Ingeniería Civil, aparte de abordar diferentes temáticas del impacto ambiental de las obras civiles, se busca enfrentar al estudiante a los desafíos que implica la ejecución de desarrollos tecnológicos para la búsqueda de soluciones a problemáticas de la profesión, así como también se lo introduce en el proceso creativo y la búsqueda de ideas innovadoras que requiere el emprendedorismo en ingeniería.

3.1.1. Mediación pedagógica

En este caso, se aplica la mediación pedagógica denominada “aprendizaje basado en problemas”. Con este fin, al inicio del cursado se plantea un desafío de innovación en ingeniería civil relacionado con el impacto ambiental de las obras civiles. La resolución de este desafío se realiza en grupos de alumnos (comisiones) y se desarrolla durante todo el cuatrimestre. El mismo culmina con la exposición oral de todas las comisiones y aquella que realice, a criterio de la cátedra, una mejor solución, será acompañada para presentar esta idea como proyecto en un concurso de innovación, como por ejemplo (INNOVAR, TIIC, Patagonia Innova, etc.).

3.1.2. Evaluación

La evaluación de las distintas propuestas presentadas, se realiza a través de rúbricas analíticas donde se consideran:

- Aporte a la sustentabilidad en la construcción
- Grado de avance de la idea
- Diferenciación con otras soluciones similares al mismo problema
- Viabilidad del proyecto
- Claridad de la propuesta

De esta forma, se logran diferenciar las ideas con mayores posibilidades de ser concretadas y aquellas que requieren de mejoras o cambios de enfoque en la resolución del problema.

3.1.3. Experiencias reales

3.1.3.1. Desarrollo de una Aplicación Móvil

El desafío de innovación se enfocó en la generación, de manera teórica, de una aplicación que brinde solución a diferentes problemáticas ambientales generadas por la industria de la construcción. Como ejemplos de dichas problemáticas, se propusieron la eficiencia energética en viviendas, el desarrollo de estudios de impacto ambiental, la gestión de residuos de construcción y demolición (RCD) y la utilización de materiales reciclados, entre otros.

Durante esta experiencia, los alumnos profundizaron su conocimiento de la problemática ambiental seleccionada para poder comenzar a desarrollar la idea de una aplicación móvil que brinde soluciones concretas a la misma. Por otro lado, buscaron y analizaron aplicaciones similares, o que abordaban temáticas compatibles, para poder utilizarlas como punto de partida en su desarrollo, generando, a partir de ellas, nuevas ideas y soluciones innovadoras. Como culminación del trabajo, las propuestas fueron presentadas y defendidas por sus autores en exposición oral, frente a sus compañeros y docentes.

En esta experiencia se destacó el desarrollo de una aplicación para la gestión de RCD: la misma no solo se plasmó como idea, sino que hoy en día es una aplicación real en vías de crecimiento. Esta aplicación se denomina FORGE (<https://forgeapp.site/>), y se trata de una plataforma de encuentro entre generadores y recicladores de estos residuos, permitiendo distintos tipos de intercambios e involucrando novedosamente a diferentes actores que intervienen en el rubro de la construcción (Figura 1).

Cabe destacar que el desarrollo de esta aplicación fue finalista del concurso TICC de la Cámara Argentina de la Construcción en el año 2023.

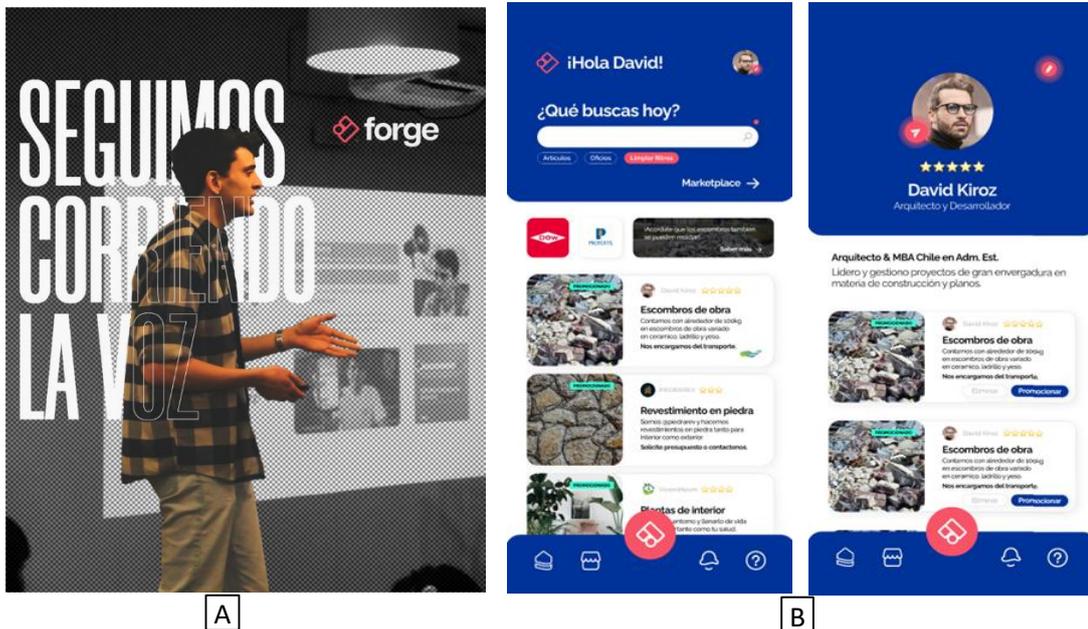


Figura 1: A) Publicación de Emanuel Cuchan Alumno y CEO de FORGE

B) Aplicación FORGE en funcionamiento

3.1.3.2. Desarrollo de material sustentable

El objetivo de innovación se enfocó, en este caso, en la generación de ideas de desarrollos vinculados con el medio o con temas de investigación que se están gestando en los proyectos del Departamento de Ingeniería de la UNS, como es el caso del Proyecto 24/J082: Durabilidad y Sustentabilidad de las Construcciones.

Entre otros temas, se desafió a los alumnos a generar soluciones para fabricar elementos de plástico reciclado con matrices sencillas, vinculado a una empresa de reciclado de plástico de la zona, el uso de la Inteligencia Artificial en temas vinculados a la Evaluación de Impacto Ambiental de las obras de construcción, la utilización de energías alternativas en zonas aisladas, la utilización de tecnología BIM para mejorar la sustentabilidad de las construcciones y la generación de materiales a partir de residuos. Todos estos desarrollos se están realizando en la actualidad, pero el último mencionado es que será descrito a continuación con mayor profundidad.

De acuerdo a las iniciativas del proyecto de investigación previamente mencionado, se está trabajando en el uso de residuos para la generación de nuevos materiales. Este año, dos comisiones decidieron avanzar en esta temática y, desde la cátedra, se les asignaron algunos residuos para que puedan desarrollar el desafío, como es el caso del tallo de girasol y bagazo de cebada.

Al tratarse de materiales orgánicos para los cuales no se cuenta con antecedentes previos de utilización en mezclas de materiales, los alumnos tuvieron que investigar sobre las dosificaciones a

utilizar, tomando como base las empleadas en la elaboración el hormigón de cáñamo, de las cuales sí existe bibliografía. De esta forma, haciendo comparaciones volumétricas de los distintos residuos con el cáñamo, se prediseñaron las mezclas y se ajustaron durante su elaboración en laboratorio. Con las mezclas diseñadas se moldearon probetas, a fin de determinar tanto la conductividad térmica de los materiales obtenidos como su resistencia a compresión (Figura 2).



Figura 2: Alumnos realizando probetas con materiales reciclados

También, por iniciativa de los alumnos, se trabajó con otros residuos de caucho incorporados a la mezcla. En este caso se utilizaron como referencia, dosificaciones similares a las empleadas en trabajos previos del proyecto de investigación, llevadas a cabo con el empleo de otros residuos industriales, como es el caso de los tamices moleculares (15).

Luego de 28 días de elaboradas las probetas, se realizaron los ensayos correspondientes de los materiales obtenidos (Figura 4). Los mismos se realizaron en el laboratorio de Estudio y Ensayos de materiales de la UNS.

Los resultados de los ensayos permiten a los alumnos sacar conclusiones acerca de la capacidad de los materiales obtenidos con vistas a su utilización en la industria de la construcción, ya sea con funciones estructurales o de aislación térmica. También se puede analizar si las dosificaciones utilizadas pueden ser modificadas para obtener mejores resultados en alguna de las características obtenidas.



Figura 3: Probetas de los distintos materiales obtenidos



Figura 4: Ensayos de conductividad térmica y resistencia a compresión

3.2. Experiencias en Resistencia de Materiales

La asignatura Resistencia de Materiales se dicta en el segundo cuatrimestre del segundo año de las carreras de Ingeniería Industrial e Ingeniería Mecánica para sus planes preferenciales. En la materia se abordan temas básicos de estabilidad estructural, estática y resistencia de materiales. Uno de esos temas es el estudio de las deformaciones de vigas, el cual brinda la posibilidad de integrar varias de las unidades temáticas que forman parte del programa del espacio curricular.

La realización de ensayos en laboratorio de elementos sometidos a flexión permite, en general, favorecer dicha integración, así como profundizar en los conocimientos de los aspectos teóricos y prácticos involucrados. La experiencia en laboratorio se realiza desde hace varios años, empleando elementos estructurales a escala de materiales de uso corriente en la industria. En el último curso, la experiencia se realizó empleando vigas de material plástico reciclado, con la finalidad de alentar en los alumnos el interés en la búsqueda de soluciones sustentables y eficientes desde el punto de vista estructural.

3.2.1. Mediación pedagógica

En el caso de la materia resistencia de materiales, se aplicó la mediación pedagógica denominada "Mediación Contextual", aprendizaje Situado: Se utiliza el contexto real o simulado para enseñar conceptos, permitiendo a los estudiantes aplicar lo aprendido en situaciones prácticas. Con esta herramienta se promueve la participación activa de los estudiantes y el desarrollo de las competencias blandas, facilitando la interacción entre los estudiantes y el contenido de aprendizaje. Además, permite evaluar el aprendizaje de manera formativa, proporcionando retroalimentación a los estudiantes para que puedan mejorar su desempeño.

3.2.2. Evaluación

La evaluación se basó en el informe que los alumnos hicieron de la experiencia, no en el procedimiento del laboratorio. Los objetivos del práctico integrador estaban definidos en el enunciado. Se usaron rúbricas analíticas que valoraban:

- El cálculo a partir de las mediciones
- La organización del documento
- El vocabulario técnico
- La claridad de la redacción
- La prolijidad de la presentación.

El laboratorio consiste en el ensayo a flexión simple de una viga de unos 60 centímetros de largo, las condiciones de borde son los de una viga simplemente apoyada, que tiene un tramo en voladizo en uno de sus extremos como vemos en la figura 5.

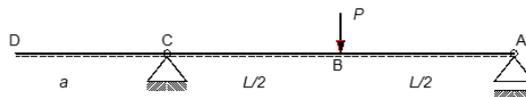


Figura 5: Esquema estructural del ensayo realizado

El ensayo se lleva a cabo en el laboratorio de modelos estructurales, utilizando un marco de carga metálico que aplica una fuerza sobre la viga mediante un aro de carga con una capacidad máxima de 150 kg. Las deformaciones de la viga se miden con dos relojes que tienen una precisión de 0,01 mm (Figura 6).

El propósito del ensayo es determinar el módulo de elasticidad del material mediante un cálculo sencillo de la deformación de vigas sometidas a flexión. Para ello, se incrementa la carga y se registran las deformaciones en el centro del tramo y en el extremo del voladizo.



Figura 6: Ensayos en proceso de ejecución por los estudiantes

Como ya mencionamos anteriormente el material utilizado en el ensayo de este año (2024) es una barra de plástico reciclado, lo que nos permitió utilizar materiales no tradicionales y, de esta forma, crear conciencia sobre el uso de materiales reciclados. Este material fue proporcionado por un grupo de emprendedores dedicados a la innovación ambiental en la región cercana a Bahía Blanca. Estos emprendedores buscan darle un nuevo uso a los residuos plásticos que generan contaminación y desperdicio de recursos naturales. El plástico reciclado tiene la ventaja de ser más resistente a la corrosión, la humedad y el ataque de insectos que la madera, y puede ser moldeado en diversas formas y colores. Además, su uso contribuye a reducir la huella ecológica y a promover la economía circular. Por estas razones, el plástico reciclado tiene potencial para ser utilizado en diferentes aplicaciones, como la construcción, el mobiliario urbano o la fabricación de juguetes. En este ensayo, se pretende evaluar su comportamiento mecánico bajo flexión, ya que este parámetro es muy variable y depende de las proporciones de los diferentes productos utilizados y de la tecnología usada para su mezcla.

Existen diferentes tipos de materiales plásticos para reciclar: Polietileno Tereftalato (PET o PETE), usado en botellas de bebidas, envases de alimentos y textiles (poliéster); Polietileno de Alta Densidad (HDPE), utilizado en envases de detergentes, bidones de alimentos y tuberías; Policloruro de Vinilo (PVC), presente en tuberías, marcos de ventanas, revestimientos de cables y tarjetas de crédito; Polietileno de Baja Densidad (LDPE), común en bolsas de plástico, envolturas de alimentos y botellas flexibles; Polipropileno (PP), empleado en tapas de botellas, envases de yogur y componentes de automóviles; y Poliestireno (PS), utilizado en envases de alimentos, vasos desechables y embalajes protectores.

En el ensayo se utilizaron tres barras de 70 cm de longitud y una sección cuadrada de 4,1 cm de lado (Figura 7). Estas vigas están construidas a partir de una mezcla de plásticos de diferentes durezas.



Figura 7: Barras de plástico reciclado ensayadas

3.2.4. Conclusión y resultados de la experiencia

A partir de los datos presentados, se puede afirmar que el trabajo de los alumnos con material de plástico reciclado ha sido exitoso y ha superado las expectativas. A pesar de la variabilidad que presenta el material reciclado al medir sus parámetros mecánicos, los resultados de los diferentes grupos de alumnos fueron muy consistentes. Resultó muy interesante observar la alta deformación de este material en comparación con los materiales tradicionales utilizados en los trabajos prácticos.

De las observaciones realizadas por los alumnos en sus entregas, se desprenden los puntos más destacados de la experiencia, entre ellos, la evaluación de las propiedades mecánicas de un material a partir de un ensayo de flexión, la identificación de factores que pueden afectar la precisión de los resultados, como errores de medición y la no homogeneidad del material y la importancia de la utilización de materiales reciclados y sus limitaciones en aplicaciones estructurales.

4. RESULTADOS Y RESPUESTAS

4.1. PPS-Módulo Medio Ambiente

Se pudo observar una respuesta muy favorable de parte de los alumnos al Desafío Innovador planteado, en todos los casos, surgiendo ideas novedosas y con potencial de aplicación a futuro.

La necesidad de dar una solución a un problema determinado, dio lugar a que los estudiantes profundicen sus conocimientos en las temáticas propuestas, realicen búsquedas bibliográficas y en otros medios y analicen lo que ya está hecho para mejorarlo o para formar nuevas e innovadoras soluciones.

La puesta en común de los desarrollos realizados implica una retroalimentación del conocimiento que adquieren todos los estudiantes en la asignatura y también para los integrantes de la cátedra, que profundizan los contenidos dados, con los aportes de los alumnos en cada experiencia. En los dos años consecutivos que fue realizada esta experiencia, surgieron desarrollos propicios para ser presentados en concursos de innovación.

4.2. Resistencia de Materiales

La experiencia de los alumnos al realizar los ensayos de flexión con material plástico reciclado fue enriquecedora y educativa. Pudieron aplicar la teoría aprendida en clase y obtener información valiosa sobre las propiedades mecánicas del material. Sin embargo, enfrentaron desafíos debido a errores de medición, la no homogeneidad del material y la precisión de los instrumentos utilizados.

A pesar de estas dificultades, los resultados fueron consistentes y destacaron la importancia de la reutilización de materiales reciclados en aplicaciones estructurales, aunque con limitaciones en cuanto a resistencia y sensibilidad a altas temperaturas.

5. CONCLUSIONES Y EXPECTATIVAS

Es importante incluir este tipo de experiencias que fomenten la sustentabilidad en cualquier actividad, siendo este un aspecto abordado por el departamento de ingeniería de la UNS.

Las actividades presentadas en este trabajo están generando aceptación y entusiasmo en los estudiantes, logrando que se involucren en proyectos de innovación y científicos.

Las experiencias innovadoras no solo mejoran el aprendizaje de los alumnos, sino también de los docentes a cargo de las materias.

6. AGRADECIMIENTOS

A Juan Pablo Gorordo del laboratorio de Modelos Estructurales por complementar y permitir el correcto desarrollo de las actividades de laboratorio que los alumnos llevan adelante y al personal del Laboratorio de Estudio y Ensayo de Materiales por la buena predisposición en la realización de los ensayos pertinentes.

REFERENCIAS

- [1] General Assembly of United Nations, "Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development. Resolution Adopted by the General Assembly on 25 September 2015," Available online: http://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E (accessed on 7 November 2018).
- [2] J. Dlouhá and M. Pospíšilová, "Education for Sustainable Development Goals in public debate: The importance of participatory research in reflecting and supporting the consultation process in developing a vision for Czech education," **J. Clean. Prod.**, vol. 172, pp. 4314–4327, 2018. [CrossRef]

- [3] A. Alzate Rodríguez, "Análisis comparativo de la gestión de residuos de construcción y demolición (rcd) en cuatro países latinoamericanos," Colombia: Universidad del Valle, 2022, 84 p.
- [4] P. F. Barlett and G. W. Chase, *Sustainability on Campus: Stories and Strategies for Change*, Cambridge, MA: The MIT Press, 2004.
- [5] T. Savelyeva and J. R. McKenna, "Campus sustainability: emerging curricula models in higher education," *Int. J. Sustain. High. Educ.* *, vol. 12, no. 1, pp. 55-66, 2011.
- [6] M. Brinkhurst, P. Rose, G. Maurice, and J. D. Ackerman, "Achieving campus sustainability: top-down, bottom-up, or neither?," *Int. J. Sustain. High. Educ.* *, vol. 12, no. 4, pp. 338-354, 2011.
- [7] J. Moore, "Seven recommendations for creating sustainability education at the university level: a guide for change agents," *Int. J. Sustain. High. Educ.* *, vol. 6, no. 4, pp. 326-339, 2005.
- [8] G. Scott, D. Tilbury, L. Sharp, and E. Deane, "Turnaround leadership for sustainability in higher education," Final report for the Australian Government Office for Learning and Teaching, *Commonwealth of Australia*, Sydney, 2012.
- [9] K. Singh, "The practice of sustainability at the University of Tasmania: a critical analysis," Doctoral dissertation, University Of Tasmania, 2017.
- [10] L. Velazquez, N. Munguia, and M. Sanchez, "Deterring sustainability in higher education institutions: an appraisal of the factors which influence sustainability in higher education institutions," *Int. J. Sustain. High. Educ.* *, vol. 6, no. 4, pp. 383–391, 2005. <https://doi.org/10.1108/14676370510623865>.
- [11] D. J. Peet, K. F. Mulder, and A. Bijma, "Integrating SD into engineering courses at the Delft university of Technology: the individual interaction method," *Int. J. Sustain. High. Educ.* *, vol. 5, no. 2, pp. 232-244, 2004.
- [12] M. R. Perello-Marín, G. Ribes-Giner, and O. P. Díaz, "Enhancing education for sustainable development in environmental university programmes: a co-creation approach," *Sustainability* *, vol. 10, no. 1, Article 158, 2018. <https://doi.org/10.3390/su10010158>.
- [13] A. S. Igarza, "Aprendizaje por competencias, un nuevo viejo enfoque," *Reddi: Revista Digital del Departamento de Ingeniería* *, vol. 3, no. 1, pp. 1-6, 2018. Available: <http://reddi.unlam.edu.ar/index.php/ReDDi/article/view/59/113>.
- [14] Plan estratégico Universidad Nacional del Sur 2011- 2016 - 2026. - 1a ed. - Bahía Blanca: Editorial de la Universidad Nacional del Sur. Ediuns, 2013. ISBN 978-987-1907-32-8
- [15] Peralta Ring, R., Priano, C., & Rahhal, V. (2023, September). Final Disposal of Molecular Sieves in Cement Mortars. In Interdisciplinary Symposium on Smart & Sustainable Infrastructures (pp. 137-151). Cham: Springer Nature Switzerland.

ANÁLISIS PRELIMINAR DE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL PUERTO DE BAHÍA BLANCA

Friedrich, Guillermo^a, Sartor, Aloma^a, Escudero, Daniela^a, Gonzalez, Mariana^a,
Virdis, Martin^b

^a Grupo de Estudio de Ingeniería Ambiental (GEIA). UTN- FRBB

^b Consorcio del Puerto de Bahía Blanca

asartor@frbb.utn.edu.ar

RESUMEN.

El presente trabajo es el resultado de un análisis preliminar realizado en el año 2023, con el objeto de planificar la Transición Energética en la jurisdicción del Puerto de Bahía Blanca. El análisis toma como base de datos, los resultados de las dos estimaciones de la Huella de Carbono del puerto, llevadas a cabo por el Grupo de Estudios de Ingeniería Ambiental para los años 2017 y 2020. Se utiliza una metodología prospectiva que, a partir de definir una meta de carbono neutralidad en el año 2050, permite construir escenarios futuros a partir de proponer trayectorias en tres etapas: 2020-2030, 2030-2040 y 2040-2050. Además de los datos y proyecciones de las emisiones de Gases Efecto Invernadero, se incorporaron datos proyectados de movimiento de buques para los años 2030 y 2040, proporcionados por el puerto. El estudio propone dos trayectorias, una con acciones de mitigación y otra tendencial. Este trabajo forma parte de una estrategia integral de planificación portuaria que enfrenta un nuevo proceso de expansión, y estos resultados servirán como base de ajustes futuros, incluyendo instancias de consulta a actores claves del proceso.

Palabras Claves: Transición Energética, Cambio Climático, Mitigación, Huella de Carbono, Escenarios.

Área Temática: Energía y Medio Ambiente

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El Puerto de Bahía Blanca (PBB) abarca una jurisdicción de 2.400 km² de agua y 638 hectáreas de tierras en el estuario de Bahía Blanca, sobre las cuales desarrollan sus actividades diecisiete concesionarios y permisionarios. Con aguas profundas y conexiones con las principales regiones productivas, el puerto cuenta con catorce muelles operativos. A través de esa infraestructura y las dos monoboyas en Puerto Rosales, se movilizan aproximadamente 27 millones de toneladas de mercaderías al año, lo que posiciona al complejo portuario del Estuario de Bahía Blanca en primer lugar en el país en términos de tonelaje de carga movida desde un puerto público. [1]

En este trabajo, se comparten los aspectos más destacados del análisis preliminar del plan estratégico para la Transición Energética realizado para el PBB. El estudio, solicitado en el año 2023, fue realizado por el Grupo de Estudios de Ingeniería Ambiental (GEIA) de la UTN-FRBB con la participación del docente - investigador Ing. Carlos Pistonesi.

En el análisis de escenarios, se utilizaron como antecedentes e información de base, trabajos previos solicitados por puerto desde el año 2018. Los mismos incluyen la estimación de la Huella de Carbono (HC) portuaria, análisis de gestión energética y elaboración de Sistemas de Indicadores de Sostenibilidad Portuaria. Este conjunto de estudios se ha desarrollado en el contexto de los desafíos planteados por la agenda global y nacional del cambio climático y la sostenibilidad. [2] [3] [4]

Según los resultados de ocho años de trabajo, en el último informe presentado por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), las tendencias actuales de emisiones de gases efecto invernadero proyectan un aumento de temperatura global de 3,5°C para finales de siglo. Las capacidades de adaptación de los sistemas humanos y naturales se limitan a temperaturas menores a 1,5°C; por encima de ellas aumentan los impactos y los riesgos, con efectos de mayor riesgo a desencadenar procesos irreversibles. El 79% de estas emisiones actualmente corresponden a los sectores de energía, transporte, industria y construcción, el 21% restante a emisiones por acciones en sector agropecuario, bosques, cambio de usos de suelo, etc. Sin embargo, en el estudio alertan sobre la necesidad de realizar acciones drásticas de disminución de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que reducirían los impactos del Cambio Climático (CC) sobre sistemas sociales, productivos y la naturaleza [5]. En forma paralela, en materia energética, los acuerdos alcanzados en el Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas del G20 (ETWG, por sus siglas en inglés), con el Plan de Acción de Hamburgo, pusieron énfasis en la transición energética y en los sistemas energéticos asequibles, confiables, sostenibles y con bajas emisiones de GEI para facilitar la implementación del Acuerdo de París (AP) y la Agenda 2030 [6]

Argentina, adopta el AP mediante la Ley N°27.270 [7]. Durante el mismo año, el Poder Ejecutivo crea el Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC). En este contexto, se sanciona la Ley N°27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación [8] y su Decreto Reglamentario 1030 [9], que fijan los alcances y objetivos del GNCC definiendo, además, los mecanismos reglamentarios para coordinar de manera transversal la jurisdicción nacional con otros sectores gubernamentales, la sociedad civil y las provincias.

1.1 Los Puertos en el contexto del cambio climático y la transición energética

En particular, los puertos son puntos de articulación directa entre lo global y lo local; tienen una fuerte potencia de transformación en el territorio y constituyen una vía de comunicación a la red global de intercambios comerciales, de servicios y culturales. Las infraestructuras portuarias se modifican acompañando los cambios en las tecnologías navieras y en las capacidades y características productivas de cada territorio. La importancia de los puertos, se ha fortalecido acompañando el incremento de los intercambios comerciales globales impulsados por el contexto político-normativo institucional internacional. Según la *United Nations Commission on Trade and Development* (UNCTAD) el 80 % del volumen de las mercancías comercializadas a nivel mundial, se transportan por vía marítima [10]. La tasa de crecimiento del movimiento del transporte marítimo en las últimas tres décadas fue del 3,3% promedio y la proyectada hasta el período 2023-2027 será de 2,1% [11].

Además de constituirse en centros de generación de riqueza y trabajo, este crecimiento e injerencia de los puertos en los territorios ha generado no sólo impactos ambientales en sus entornos, degradación de ecosistemas, de la calidad del aire, el agua y los suelos sino, desequilibrios socioeconómicos en la relación ciudad-puerto. En ambos casos (ambiental y social), los puertos han evolucionado con instrumentos normativos y acciones dirigidas a morigerar dichos impactos. Desde Planes de Gestión Ambiental hasta Memorias de Sostenibilidad Portuarias, esta evolución da cuenta de que los puertos son organizaciones dinámicas en el territorio, que enfrentan presiones crecientes para cumplir con requisitos regulatorios y sociales en un marco de sostenibilidad operativa (económica, social y ambiental).

Las áreas portuarias son centros atractores del desarrollo industrial y de la localización de infraestructura energética por su relación estratégica en la cadena logística global. Estas características también los convierten en conglomerados de transformación energética y de descarbonización. Son impulsores de una dinámica de cambio en el territorio; en este contexto tienen el potencial de direccionar el sentido de dicha transformación territorial y del desarrollo local.

En el mismo sentido, el Programa Mundial de la Sustentabilidad Portuaria (PMSP), Informe 2020, describe las acciones y proyectos en diferentes dimensiones relacionadas con la sustentabilidad portuaria en el marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y el cambio climático: infraestructura resiliente; clima y energía; alcance comunitario, diálogo ciudad-puerto; seguridad y protección; gobernanza y ética. Este programa evidencia una estrategia creciente en las políticas y gestión portuaria tendiente a su alineamiento con los requerimientos de los ODS y el AP [12].

Las potenciales etapas de transformación del puerto y la dirección que éstas tomen impactarán sobre los cambios en materia energética, pero entendiendo que las acciones que se realicen en el área del PBB, en el marco de la “transición energética”, no quedan delimitadas a los cambios en la matriz de generación energética, sino que involucra aspectos productivos, tecnológicos, sociales, institucionales y ambientales [13].

En particular las acciones de Mitigación y de Transición Energética del PBB se convierten en drivers de transformación en una escala que supera el área portuaria. La reducción, minimización, eliminación o compensación de las emisiones de GEI constituyen acciones de mitigación al Cambio Climático, que no sólo requieren cambios tecnológicos sino también cambios en los sistemas de operación y gestión.

Lo anterior es una síntesis del marco institucional y político, nacional e internacional, en el que se inscriben los trabajos realizados en el PBB y que proponen establecer metas de sostenibilidad y carbono neutralidad, convirtiéndose éstos en puntos de partida para construir escenarios y análisis de trayectorias posibles.

2. METODOLOGÍA

Los análisis prospectivos permiten definir hojas de rutas para trayectorias diferentes, en particular la construcción de escenarios es el método de creación de futuros a partir de un conjunto de consideraciones previas. En este caso se analizan diferentes escenarios en el PBB en el marco de la transición energética y de una tercera etapa de expansión industrial asociada al desarrollo de energéticos vinculados al gas proveniente de la cuenca neuquina de Vaca Muerta.

Estos escenarios están alineados con lo propuesto por la Argentina en la Revisión del Inventario de Gases de Efecto Invernadero y los Compromisos Nacionalmente Determinados (NDC), por sus siglas en inglés, presentados en el año 2022, donde se propuso una nueva meta de emisiones GEI: “La República Argentina no excederá la emisión neta de 349 MM TonCO₂eq. en el año 2030, aplicable a todos los sectores de la economía” [14].

La metodología prospectiva tiene diferentes etapas:

(i) Establece la meta final, en este caso: carbono neutralidad al 2050 para el área portuaria de Bahía Blanca en un contexto y una visión determinados.

(ii) Se analiza el presente, ¿cuáles son las condiciones actuales?: contexto, diagnóstico sobre las operaciones portuarias, identificación de puntos críticos e infraestructuras subutilizadas. Este conocimiento permite contextualizar los datos y tendencias de emisiones GEI de estos años y su correspondiente HC.

(iii) Se proponen trayectorias por períodos a partir de identificar y valorar aspectos diferentes (proyectos; normativas; cambios en operación; obras).

Para la definición de las trayectorias se requiere conocer e incorporar las metas trazadas por el puerto y planes de crecimiento futuro. En este sentido, desde el año 2016 han realizado acciones de planificación que le permitieron desarrollar el Plan 2040, la Visión Portuaria 2040 y como resultado: un Plan Estratégico y un Plan Maestro que se adecúan permanentemente en función de la dinámica de las condiciones internas y externas del puerto [15]. Esta información constituye una línea de base para analizar diferentes alternativas, entendiendo que estas trayectorias hacia la transición energética no son únicas y no significan sólo un cambio en la matriz energética, sino que tienen implicancias de mayor complejidad: económicas, ambientales, sociales e institucionales.

El Plan Estratégico y el Plan Maestro aportan información sobre análisis prospectivos de cambios en el área portuaria, a partir de la incorporación de nuevos servicios, aumento de movilidad de cargas, transferencia de carga, incorporación de nuevos procesos productivos en el área, construcción de nueva infraestructura o reacondicionamiento de las existentes, etc. Otra información valiosa para trazar trayectorias la aportó un estudio prospectivo interno del PBB sobre el cambio en la carga por sectores entre los años 2023-2040, que prevé un aumento de tráfico marítimo del 114%. El análisis se realiza partiendo de la evolución de la HC portuaria desde su primera estimación, tomando el año base 2017, desagregada por sectores (transporte: camiones, trenes y buques, energía: gas, combustibles líquidos, electricidad; residuos y efluentes, emisiones).

2.1 Objetivo

A partir del perfil del PBB y en el marco de las estrategias energéticas nacionales, se proponen diferentes escenarios a corto, mediano y largo plazo, para estudiar la evolución de la huella de carbono, según las proyecciones de nuevos emprendimientos en dos trayectorias diferentes, una con acciones de mitigación y otra siguiendo las tendencias actuales.

Este ejercicio prospectivo propone delinear rutas (que se ajusten en función de nuevas informaciones y decisiones) destinadas a generar las condiciones estructurales económicas productivas, tecnológicas, socioculturales y ambientales necesarias para estabilizar las emisiones GEI al año 2030 con tendencia de estabilización y reducción para el año 2040, y en el año 2050, alcanzar emisiones de carbono neutral.

3. DISCUSIÓN

La definición de los escenarios en el PBB se realiza en el marco de una propuesta de planificación para la transición energética y de carbono neutralidad para alcanzarse al año 2050. Estos desafíos se dan en forma coincidente con potenciales grandes transformaciones en el área portuaria, algunas dentro de sus límites o en su área de influencia directa y otras, a partir de ser receptores de movimientos de nuevas cargas asociadas a ampliaciones de capacidad industrial o de nuevos emprendimientos industriales o energéticos, localizados en otras regiones del país (por ej. instalación de parques eólicos, desarrollos asociados a Vaca Muerta y otras cuencas gasíferas y petroleras). El contexto de los proyectos productivos en materia energética nacional y la localización estratégica del PBB, convierten al área portuaria industrial en un punto de articulación con posibilidades de crecimiento e inversiones en nuevos proyectos [16] [17]. Sin embargo, existen otros aspectos que intervienen en dicho proceso de consolidación y que deben ser tenidos en cuenta en el análisis; algunos son derivados de la propia gestión operativa de esas nuevas demandas de infraestructuras y servicios y otros son aspectos propios de las características físico-naturales y socioculturales del área. Entre los aspectos transversales que deben incorporarse en estas proyecciones se destacan:

- Considerar (desde el nivel de proyecto) el riesgo climático, identificando las amenazas a las que potencialmente pueden estar sometidos;
- Analizar el riesgo de forma integral y en todas las etapas: constructivas, operativas y de clausura;
- Evaluar los impactos socio-ambientales asociados a los nuevos proyectos, individual e integrado a un complejo industrial y de servicios.

Este análisis preliminar contó con documentos de trabajos internos aportados por el PBB, donde se analizan los cambios estimados en las proyecciones del movimiento naviero. También se tuvo en cuenta información publicada sobre obras o proyectos de nuevas obras en el sector. Para evaluar diferentes alternativas de un proceso de transición energética se proponen los siguientes períodos de análisis: 2030, 2040 y 2050. En este trabajo se toma el escenario más desfavorable en términos de requerimientos energéticos y de emisiones proyectadas por el mayor movimiento de buques, denominado “óptimo”; todas las proyecciones parten de los antecedentes de la HC estimadas para 2017 (se usó la de este año por haber sido certificada por TÜV) y los coeficientes de eficiencia para cada una de las modalidades de transporte. A los datos sobre el movimiento proyectado de diferentes tipologías de buques, para cada período de tiempo se les aplica un factor de HC por buque para cada tipología, que se usó para estimar la HC de los buques para cada año, además de estimar la carga que se moviliza. Dicho factor de HC/buque es de desarrollo local ya que resultó de una de las dos estimaciones de la HC del PBB. (Ver Tabla 1)

- Datos aportados para escenario “óptimo” en relación a movimiento de buques, tipo de carga, para los escenarios 2017, 2030 y 2040, permitieron estimar la HC para los buques en dichos años y proyectarla al 2050.
- Datos de carga movilizados por el puerto (2017) por sector y empresa, vía terrestre, permiten proyectar una estimación de la HC 2030 de ambos tipos de transportes, usando factores de eficiencia del transporte de elaboración propia desarrollados en el propio estudio de la HC 2017. Se estima un crecimiento de la carga en función de los datos de los cambios proyectados en movimiento de embarcaciones del escenario “Óptimo” aportado por el PBB.

Tabla 1. Carga transportada para diferentes etapas (escenario “óptimo”) [Elaboración propia]

Carga transportada (Tn)	Tasa de cambio respecto a 2017 [%]	Tasa de cambio del período [%]
2017	14.025.209	
2030	26.422.155	88 %
2040	53.682.571	283 %
2050	42.921.044	206 %

Para cada una de las etapas analizadas se propondrán: “Escenarios con Mitigación” o “Escenario sin Mitigación o escenario Business as Usual (BAU)”, considerando este último el escenario tendencial.

3.1 Escenarios al 2030

Para estimar las proyecciones se consideraron los datos del escenario “óptimo” del CGPBB, cuyas variaciones porcentuales son calculadas a partir de los datos de producción informados para la HC 2020. Incluye las siguientes hipótesis:

- Construcción de una Planta de elaboración de Gas Natural Licuado (GNL) y Gas Licuado de Petróleo (GLP) en el 2030, a partir de la construcción de nuevos oleoductos y gasoductos.
- Ampliación de producción de fertilizante con duplicación de su producción [16]
- Ampliación de producción de MEGA en C3+ en un 20%, en industria química y petroquímica [18]
- Inicio de proyectos de Hidrógeno Verde.
- Crecimiento de carga cerealera y subproductos en aproximadamente 6%.

En el escenario sin medidas de mitigación se prevé un crecimiento del 20% para los sectores vinculados a nuevas actividades industriales y un crecimiento moderado de la actividad cerealera y sus derivados. A las emisiones de proceso actuales se suman nuevas emisiones de proyectos de GNL.

Tabla 2. Tasas de cambio de la HC sectorial para el Escenario 2030 [Elaboración propia]

Sector	Año 2030. Cambio en la Huella de Carbono. Escenario BAU		Año 2030. % cambio en la Huella de Carbono. Escenario con Mitigación	
	Variación	Observaciones	Variación	Observaciones
Buques	49%	El aumento se asocia a los nuevos proyectos	-20%	Mejoras en logística, utilización de sitios y reducción de tiempos
Trenes	42%	Tendencia de mayor carga por proyectos	-10%	Inicio de recuperación ferroviaria
Camiones	42%	Tendencia estable de crecimiento asociado al agro y proyectos	-10%	Aumento por carga de proyectos
Electricidad	26%	Etapa constructiva. Inicio de nuevos proyectos	-10%	Incorporación de ER de PROFERTIL y EE
Gas Natural	26%	Crecimiento industrial, retraso de acciones de EE	-10%	Menor aumento compensado con acciones de EE
Combustibles Líquidos	26%		-10%	
Gases Refrigerantes	42%		-5%	
Residuos y efluentes	42%	Aumento de emisiones por nuevos proyectos y crecimiento de exportaciones de granos y derivados.	-10%	Crecimiento en acciones de Economía Circular que compensa nuevos proyectos
Emisiones de proceso	26%	Aumento de emisiones por nuevos proyectos	0%	Compensación de nuevas emisiones industriales con acciones de recuperación y eliminación de GEI

Nota: Los porcentajes de cambio por sector, se estiman en relación a los datos de emisión sectorial del año 2017.

Tabla 3. Tasa de cambio Huella de Carbono (2017-2030) [Elaboración propia]

Parámetro	HC con Emisiones de Industrias [TnCO ₂ eq]		HC sin Emisiones de Industrias [TnCO ₂ eq]	
	Escenario BAU	Escenario con mitigación	Escenario BAU	Escenario con mitigación
Año				
2017	1.482.137	1.482.137	406.717	406.717
2030	1.905.046	1.843.222	550.459	488.635
	29%	24%	35%	20%

3.2 Escenarios al 2040

Entre los aspectos que caracterizan esta proyección para estimar la evolución de las emisiones GEI se consideran:

- Finalización y operación plena de las plantas de procesamiento de gas, implican un aumento de movilización de carga del 134% y su impacto sobre la HC.
- Operación de Planta Flotante de GNL (2026-2035)

- Operación NearShore 1 (2028) y Nearshore 2 (2029).
- Construcción de cuatro trenes productivos de GNL (el primero inicia su operación en 2031).
- Funcionamiento de producción de HN_3 y Urea con Hidrógeno Verde.
- Producción de combustibles con Hidrógeno Verde.

En el escenario sin medidas de mitigación, la HC de los buques aumenta significativamente en forma proporcional a la carga movilizada por el puerto con la producción plena de las plantas de procesamiento de gas (GNL y GLP). Las industrias avanzaron en generación de proyectos de cogeneración que impactan junto con nuevas ER en la disminución del -40% de la incidencia de la electricidad en relación al año 2030, para este período tiene plena vigencia la obligación de recambio de los gases refrigerantes y se estima una reducción (-20%) de la HC.

Tabla 4. Tasas de cambio de la HC sectorial para el Escenario 2040 [Elaboración propia]

Sector	Año 2040. Cambio en la Huella de Carbono. Escenario BAU		Año 2040. % cambio en la Huella de Carbono. Escenario con Mitigación	
	Variación	Observaciones	Variación	Observaciones
Buques	127%	Aumento de carga transportada	-30%	Cambios en logística, tránsito por el canal, combustibles
Trenes	4%	Aumento de carga	+20%	Aumento de carga de proyectos y mayor conexión con Puerto de Rosario
Camiones	4%		0%	Compensa con mejoras tecnológicas y viales
Electricidad	0%	Compensada con ER y EE	-40%	Industria con cogeneración/adquisición de ER
Gas Natural	10	Tecnologías más eficientes y electrificación	0%	El consumo de GN no industrial se compensa de eficiencia tecnológica
Combustibles. Líquidos	10		0%	Mayor electrificación
Gases Refrigerantes	0	Transición a nuevos refrigerantes	-20%	Tecnología de refrigeración con menor Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA), Acuerdo de Kigali, vigente
Residuos y efluentes	15	Políticas de reciclado y menor generación	0%	Condiciones para la Economía Circular anula el crecimiento de residuos
Emissiones de proceso	-15	Requerimientos legales de captación de GEI	-40%	Obligaciones legales de captación de GEI en las emisiones industriales. Recuperación de CO2 de las emisiones de combustión. Ingreso al mercado del carbono para alcanzar Carbono Neutral

Nota: Los porcentajes por sector, se estiman en relación a los datos 2030.

Tabla 5. Tasa de cambio Huella de Carbono (2030-2040) [Elaboración propia]

Parámetro	HC con Emisiones de Industrias [TnCO ₂ eq]		HC sin Emisiones de Industrias [TnCO ₂ eq]	
	Escenario BAU	Escenario con mitigación	Escenario BAU	Escenario con mitigación
Año				
2030	1.905.046	1.843.222	550.459	488.635
2040	1.822.589	1.238.471	671.191	547.632
	-4%	-32%	22%	12%

3.3 Escenarios al 2050

En este escenario se prevé una disminución en la demanda de gas natural en un marco global de reducción de la demanda de los derivados de hidrocarburos que impacte en una reducción del -30% de las embarcaciones en relación con el escenario 2040. Se consideraron, además, fuertes cambios tecnológicos y de gestión, nuevos combustibles, una valoración y recuperación plena de los GEI.

Tabla 6. Tasas de cambio de la HC sectorial para el Escenario 2050 [Elaboración propia]

Sector	Año 2050. Cambio en la Huella de Carbono. Escenario BAU		Año 2050. % cambio en la Huella de Carbono. Escenario con Mitigación	
	Variación	Observaciones	Variación	Observaciones
Buques	0%	Demanda estabilizada	-30%	Reducción de demanda GLN. Nuevos combustibles y ER
Trenes	10%	Transferencia de carga al tren	+10%	Cambio tecnológico, ER
Camiones	0%		-40%	
Electricidad	0%	Compensación mayor electrificación con ER y EE	-50%	Mayor electrificación, pero con masivo uso de ER
Gas Natural	0%	Nuevas tecnologías y electrificación	0%	Ningún uso no industrial
Combustibles Líquidos	0%		-40%	No hay uso hidrocarburos
Gases Refrigerantes	0%	Nuevos refrigerantes menor PCA	-40%	Gases de menor PCA
Residuos y efluentes	10%	Políticas de reciclado y EC	-25%	EC reduce residuos
Emisiones de proceso	-25%	Requerimientos legales de captación de GEI	-60%	Desarrollo de Proyectos usando CO ₂

Nota: Los porcentajes por sector, se estiman en relación a los datos 2040.

Tabla 7. Tasa de cambio Huella de Carbono (2040-2050) [Elaboración propia]

Parámetro	HC con Emisiones de Industrias [TnCO ₂ eq]		HC sin Emisiones de Industrias [TnCO ₂ eq]	
	Escenario BAU	Escenario con mitigación	Escenario BAU	Escenario con mitigación
Año				
2040	1.822.589	1.238.471	671.191	547.632
2050	1.505.506	761.020	641.957	415.601
	-17%	-39%	-4%	-24%

3.4 Evolución de los Escenarios

A corto, mediano y largo plazo los escenarios muestran que las acciones de reducir las emisiones de GEI con objetivos de neutralidad al 2050, deben contemplar en simultaneo un fuerte crecimiento en proyectos industriales y energéticos a partir de derivados de hidrocarburos, que generan un aumento de carga movilizadora del 88% en el 2030 en relación al período 2017; en el siguiente período, vuelve a aumentar 283% en relación al 2030 para reducirse en un 20%, en el período 2040-2050. En paralelo, se proyectan fuertes cambios tecnológicos con las medidas de mitigación propuestas para 2040 y 2050, donde los proyectos iniciados en la década anterior, ya están estabilizados; las innovaciones tecnológicas cambiarán el impacto del sistema de transporte en la HC total a partir de la incorporación de otros combustibles o ER (ver en las Tablas 4 y 6), así mismo se contempla una fuerte reducción del HC por consumo eléctrico, asociado a proyectos de cogeneración o ER. En el mismo sentido las emisiones industriales bajan sustancialmente en 2040 y 2050 por cambios tecnológicos y cambios normativos, aunque no se prevé que puedan eliminarse en su totalidad.

Se advierte que este es un primer análisis que servirá de base para trabajar con los diferentes actores del sector con el objetivo de ir ajustando las diferentes proyecciones.

Huella de carbono (t CO₂eq / año). Escenarios 2017-2050

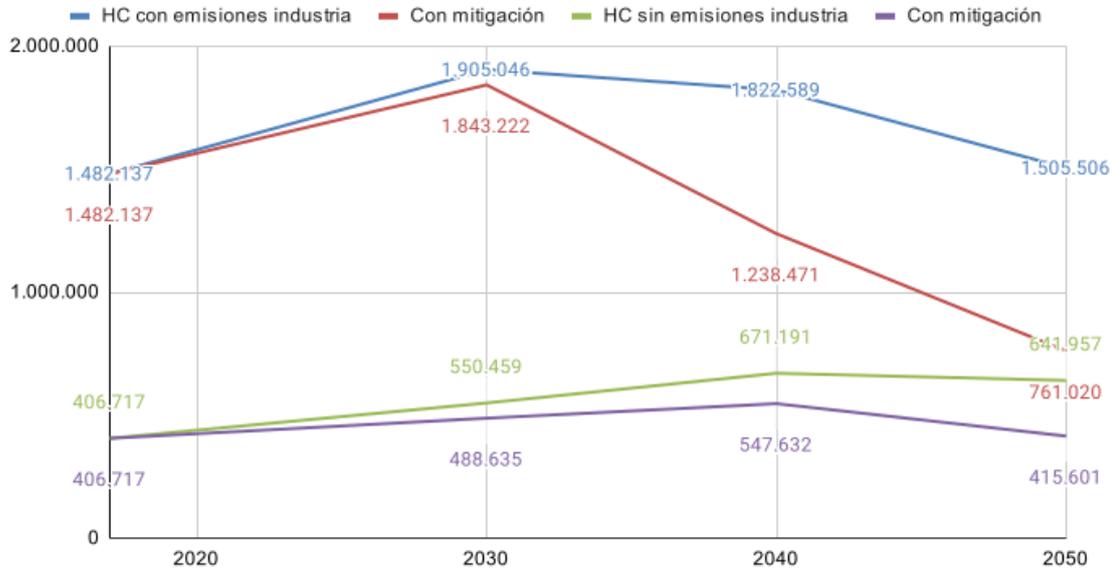


Figura 1. Proyección de la evolución de la Huella de Carbono del Puerto de Bahía Blanca al año 2050. [Elaboración propia]

Las trayectorias proyectadas hasta el año 2050, con escenarios sin acciones de mitigación o con las acciones de mitigación evidencian el perfil industrial y energético de procesamiento de hidrocarburos y derivados, con procesos industriales intensivos energéticamente (ver Figura 1). Las brechas entre las emisiones remanentes y emisiones nulas podrían ser compensadas en el mercado de carbono. Los mercados de carbono se convierten en opciones válidas para una etapa de transición hasta alcanzar la meta de “Carbono 0”. Estas son alternativas para el financiamiento de proyectos que demuestran reducciones de emisiones comprobadas a través del mercado voluntario o el regulado, que se rigen bajo lo establecido por el Acuerdo de París, artículo 6; en particular, el artículo 6.4 sobre la Reducción de Emisiones basado en resultados. Actualmente, en la Argentina se están definiendo las condiciones para el mercado regulado de carbono tendientes a asegurar el cumplimiento de los objetivos climáticos nacionales. [19]

Asimismo, se destaca la potencialidad de medidas relacionadas a aumentar la captación de GEI a partir de la preservación de espacios naturales para almacenar grandes cantidades de carbono, en particular aquellas vinculadas a la preservación de humedales o desarrollo de humedales artificiales, aunque aún no existen estimaciones de su capacidad de captación en los inventarios de emisiones nacionales. Particularmente se ha avanzado en el estudio de la capacidad de captación de carbono en las marismas en Argentina, que determinan que éstas capturan en promedio casi 48 toneladas de carbono por hectárea por año y almacenan en sus suelos más de cuatro millones de toneladas de carbono. [20]

4. CONCLUSIONES

La propuesta de algunas posibles líneas de acción que permitan disminuir los consumos energéticos y por ende, las emisiones de GEI asociadas, muestran como ejes principales a la eficiencia energética y a la mejora en la logística y el transporte, para ser abordados en los distintos sectores, tanto públicos como privados, es decir en operaciones propias del Puerto y de sus concesionarios. En cuanto a la logística y transporte, sin dudas las medidas asociadas al uso de modalidades de transporte que migren desde camiones a ferrocarril, en el caso del transporte de cargas, contribuirían a la disminución del uso de combustibles fósiles y su correspondiente baja en la generación de emisiones GEI. La proyección de los escenarios a corto, mediano y largo plazo está asociada a una previsión de cambios en aspectos organizativos, legales, tecnológicos productivos y ambientales; es una construcción especulativa a partir de información, que permite analizar futuros posibles y que incidan en la toma de decisiones. Los escenarios elegidos en este trabajo, ayudan a construir hojas de ruta que permiten análisis comparativos de alternativas para alcanzar los objetivos propuestos.

La necesidad de avanzar en una planificación para la transición energética portuaria se superpone con el inicio de una etapa de cambios donde se vislumbra un conjunto de nuevos proyectos que aumentarán la actividad portuaria sustancialmente. En particular, varios de los más importantes proyectos anunciados y su consecuente incremento en el movimiento de cargas están vinculados al

procesamiento de derivados de hidrocarburos; las perspectivas para cada escenario parte de incorporar estos dos aspectos, por un lado una hoja de ruta hacia la disminución de los GEI y las metas para 2050; por otro, los impactos previsible que se generarán a partir de los nuevos proyectos, en un proceso cuyo objetivo final es generar condiciones de Carbono Cero o, en caso de no alcanzarse, su neutralidad (Carbono Neutral).

El desafío de proyectar estos escenarios con el objetivo de analizar una tendencia hacia la neutralización de las emisiones de Carbono para el año 2050, en una etapa con nuevos procesos productivos o ampliación de los existentes supone que, en el año 2030 no se lograrán estabilizar las emisiones GEI, por lo contrario, éstas continuarán creciendo. Sin embargo, se prevé que en ese período ya deberán estar en marcha políticas de optimización del uso de la energía y cambios tecnológicos que reduzcan las emisiones GEI (electrificación de algunos muelles, instalación de paneles solares y nuevas compras de energías renovables, mejoras en la gestión de los residuos y otras).

Con las previsiones propuestas para los escenarios con medidas de mitigación, recién después del año 2040 se logran estabilizar las emisiones y los nuevos proyectos produciendo en forma plena. Estas proyecciones a corto y mediano plazo, pueden (y deberían) tener un proceso constante de revisión y adecuación, que probablemente produzca una reducción más profunda de las emisiones GEI. En relación a esta etapa, surge la necesidad de asegurar desde el presente, que los emprendimientos existentes elaboren sus propios planes de eficiencia energética y transición energética en el marco de un plan general del área portuaria e industrial. Así mismo, los nuevos proyectos deberían incorporar en sus infraestructuras y gestión, tecnologías que contemplen los mayores requisitos de eficiencia energética, desfosilización, análisis de riesgo al cambio climático, economía circular y los mayores esfuerzos de protección ambiental y social. Debe destacarse el amplio margen de incertidumbre del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde asociados a los emprendimientos químicos y petroquímicos del sector y que impactarían fuertemente en la reducción de las emisiones GEI.

En este período, la transformación digital debería convertirse en un aliado para los procesos de transición energética con perspectiva de sostenibilidad, pero esto no ocurrirá espontáneamente, su uso en sectores de tecnología intensiva como son los que se desarrollarán en el área estarán enfocados en el aumento de productividad en los escenarios BAU; en los escenarios con mitigación, es de esperar que estas tecnologías se conviertan en vectores impulsores de mejoras tanto de los procesos productivos y de servicios con objetivos de aumento de productividad, pero convirtiéndose en habilitantes para alcanzar objetivos de sostenibilidad especialmente con su potencial en optimización en el uso de la energía, pero ello requiere generar condiciones normativas, culturales e institucionales alineadas a los objetivos de la sustentabilidad portuaria.

La complejidad de lo que se llama la triple crisis global: pérdida de biodiversidad, contaminación y cambio climático nos enfrenta a enormes desafíos en el corto plazo, la descarbonización es una perspectiva valiosa (pero limitada), como driver de la transición energética; sin embargo, también inaugurará una etapa de nuevos problemas (sociales, ambientales, políticos, etc.), por ejemplo, una mayor presión sobre los ecosistemas desde donde se extraen los materiales críticos que requiere [21]. Aunque limitada, en el marco de la complejidad que impone la sostenibilidad, los puertos tienen una diversidad de oportunidades para impulsarla.

4. REFERENCIAS

- [1] Puerto Bahía Blanca, "Informe de Gestión. 2022". 2022. [Online.] Disponible en: <https://puertobahiablanca.com/gestion2022/GESTION-2022.pdf>
- [2] A. Sartor, G. Friedrich y D. Escudero, "Grilla de Sostenibilidad Portuaria. 2020", 2021. [Online.] Disponible en: <https://puertobahiablanca.com.abakotest.com.ar/wp-content/uploads/2022/06/GEIA-UTN- P-BB-Grilla-Descriptores.pdf>
- [3] Puerto Bahía Blanca, "Huella de Carbono. Puerto Bahía Blanca. 2018", 2019. [Online.] Disponible en: <https://puertobahiablanca.com.abakotest.com.ar/wp-content/uploads/2022/06/HDC-2018.pdf>
- [4] Puerto Bahía Blanca, "Huella de Carbono. Puerto Bahía Blanca. 2020". 2021. [Online.] Disponible en: <https://puertobahiablanca.com.abakotest.com.ar/wp-content/uploads/2022/06/HDC-PBB-2020.pdf>
- [5] IPCC, "Summary for Policymakers", in "Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", [Core Writing Team, H. Lee y J. Romero, Eds.]. IPCC, Geneva, Switzerland, Julio, 2023. DOI: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001
- [6] G20, "G20 Hamburg Climate and Energy Action Plan for Growth". 2017. [Online.] Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/media/23547/2017-g20-climate-and-energy-en.pdf>

- [7] Honorable Congreso de la Nación Argentina. (2016, septiembre, 01). *Ley N°27.270. Acuerdo de París*. [Online.] Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27270-265554>
- [8] Honorable Congreso de la Nación Argentina. (2019, noviembre, 20). *Ley N°27.520. Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global*. [Online.] Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27520-333515>
- [9] Poder Ejecutivo Nacional. (2020, diciembre, 17). *Decreto Reglamentario 1030/2020. Ley N° 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global – Reglamentación*. [Online.] Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1030-2020-345380>
- [10] UNCTAD, “Review of maritime transport 2020”. 2020. [Online.] Disponible en: https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020_en.pdf
- [11] UNCTAD, “Informe sobre el transporte marítimo 2022”. 2022. [Online.] Disponible en: https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2022overview_es.pdf
- [12] WPSP, “Word Port Sustainability Report 2020”. 2020. [Online.] Disponible en: <https://sustainableworldports.org/wp-content/uploads/WORLD-PORTS-SUSTAINABILITY-REPORT-2020-FIN.pdf>
- [13] M. Svampa y P. Bertinat, *La Transición energética en la Argentina. Una hoja de ruta para entender los proyectos en pugna y las falsas soluciones*, Siglo XXI, Ed., 2022.
- [14] Argentina Presidencia, “Actualización de las Metas de Emisiones Netas de Argentina al 2030”, 2022. [Online.] Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-05/Actualizacio%CC%81n%20meta%20de%20emisiones%202030.pdf>
- [15] Puerto Bahía Blanca Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca, *Visión Portuaria 2040*, Port Consultants Rotterdam (Ed.), 2017. [Online.] Disponible en: https://puertobahiaablanca.com/vision_portuaria_2040/files/downloads/Vision_BB_2040.pdf
- [16] La Nueva, “Bahía Blanca: a mediados de 2024 empezaría la gran inversión china en fertilizantes”, La Nueva.com, Publicado: Jul. 18, 2023, Recuperado: Jun. 14, 2024. [Online.] Disponible en: <https://www.lanueva.com/nota/2023-11-18-5-0-19-bahia-blanca-a-mediados-de-2024-empezaria-la-gran-inversion-china-en-fertilizantes>
- [17] Puerto Bahía Blanca, “YPF y el Puerto de Bahía Blanca firmaron un convenio de reserva y disponibilidad de tierras para mega proyecto de GNL”, puertobahiaablanca.com/Noticias, Publicado: Feb. 28, 2023, Recuperado: Jun. 14, 2024. [Online.] Disponible en: <https://puertobahiaablanca.com/novedades/ypf-y-el-puerto-de-bahia-blanca-firmaron-un-convenio-de-reserva-y-disponibilidad-de-tierras-para-megaproyecto-de-gnl.html>
- [18] La Nueva, (2023). “Compañía MEGA avanza con su importante proyecto de expansión”, La Nueva.com, Publicado: Ag. 27, 2023, Recuperado: Jun. 14, 2024. [Online.] Disponible en: <https://www.lanueva.com/puntaalta/nota/2023-8-27-4-30-7-compania-mega-avanza-con-su-importante-proyecto-de-expansion>
- [19] P. Martinetto, J. Alberti, M.E. Becherucci, J.Cebrian, O. Iribarne, N. Marbà, D. Montemayor, E. Spark y R. Ward. *The blue carbon of southern southwest Atlantic salt marshes and their biotic and abiotic drivers*. Nat Commun, vol. 14, no. 8500, 1-10, Dic. 2023, doi: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-44196-w>
- [20] MAYDS, “Estrategia Nacional para el Uso de los Mercados de Carbono”, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina, 2023. [Online.] Disponible en:
- [21] B. Olivera, C. Tornel y A. Azamar, *Minerales Críticos para la Transición Energética. Conflictos y alternativas hacia una transformación socioecológica*, Fundación Heinrich Böll, México, 2022. [Online.] Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/366028890>

VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS EFLUENTES DE UNA PLANTA FAENADORA DE MENDOZA (ARGENTINA)

Altamiranda, María José^{a,b}, Piastrellini, Roxana^{c,d}

a Facultad de Ciencias Agrarias, Universidad Nacional de Cuyo. Mendoza, Argentina.

b Departamento General de Irrigación – DGI. Mendoza, Argentina.

c Cliope, Universidad Tecnológica Nacional Regional Mendoza. Mendoza, Argentina.

d Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas – CONICET. Argentina.

altamiranda.mariajose@gmail.com; roxana.ppp@gmail.com

RESUMEN.

En los establecimientos faenadores se genera una importante cantidad de residuos sólidos y líquidos que, sin tratamiento y disposición final adecuada, ocasionan problemas ambientales y sociales debido a su alto contenido de materia orgánica. Estos residuos pueden ser aprovechados energéticamente al ser sometidos a un proceso alternativo al tratamiento actual, como ser la biodigestión. El objetivo de este trabajo es evaluar la viabilidad técnica y energética del aprovechamiento de los efluentes de una planta faenadora ubicada en el Oasis Norte de la provincia de Mendoza (Argentina), al ser sometidos a una fermentación anaeróbica. Para esto se realizaron visitas al establecimiento, se tomaron muestras del efluente y se determinaron sus principales características fisicoquímicas. Además, se solicitó a los responsables del establecimiento información respecto al consumo energético y a la generación y otras características del efluente. A partir de la información obtenida se dimensionó el volumen del reactor anaeróbico, se calculó la cantidad de biogás que se podría producir, así como la energía térmica y eléctrica que se podría generar. Luego, se realizaron balances de masa y energía, y se determinó la demanda de energía que se podría cubrir con la propuesta. Finalmente se realizó un análisis de las ventajas y desventajas de la implementación de la tecnología de biodigestión frente a la tecnología que se usa actualmente para el manejo de los efluentes estudiados. Los resultados demuestran que con esta propuesta se alcanzaría a cubrir aproximadamente un 3% de la energía eléctrica y un 4 % de la energía térmica que consume el establecimiento faenador anualmente. Sin embargo, estos porcentajes podrían incrementarse si se incluyen en el proceso de biodigestión los residuos sólidos provenientes de la guanera y rumen, así como las grasas que se retiran de las piletas de sedimentación.

Palabras Claves: Biodigestor, Residuos de biomasa, Frigorífico, Análisis energético, Balance de materia.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

Los mataderos frigoríficos son establecimientos en los cuales se sacrifican animales para su posterior consumo, poseen cámara frigorífica, y pueden o no incluir tareas de elaboración y/o industrialización [1]. En la provincia de Mendoza (Argentina) los mataderos generan anualmente 3.083 t de biomasa residual líquida y 4.696 t de estiércol [2]. Es habitual que la gestión de estos residuos no considere la posibilidad de su valorización como materiales o energía, e incluso, que no reciban tratamiento ni se dispongan de forma adecuada. Este trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica y energética del aprovechamiento de los efluentes de una planta faenadora localizada en Maipú (Mendoza) para obtener biogás.

El biogás es un producto de la digestión anaeróbica de la materia orgánica, posee un alto valor energético y puede transformarse en electricidad y/o calor. Como subproducto de la digestión se obtiene un lodo residual estabilizado (digerido), el cual contiene una fase sólida (biosol) y una fase líquida (biol). El digerido es rico en nitrógeno, fósforo y fito reguladores que aportan aún más beneficios económicos y ambientales al proceso de generación energética [3]. Existen varios tipos de biodigestores que pueden ser sencillos de construir y manejar, y otros que se caracterizan por su complejidad y alto rendimiento. Su elección dependerá del objetivo, las características del material de digestión y los costos económicos asociados a la instalación y operación. Los biodigestores más utilizados son: sistema Batch (usados en laboratorio), semicontinuos y continuos, de mezcla completa, mezcla parcial o nula, los de una etapa y dos etapas, contacto anaeróbico, entre otros.

Se dispone de diversos antecedentes de plantas de biodigestión instaladas en Argentina. Como ejemplo exitoso se puede citar a la central Yanquetruz, propiedad de la Asociación de Cooperativas Argentinas - ACA, ubicada en la provincia de San Luis. Esta central utiliza purín de cerdos y forraje de maíz para generar electricidad que entrega al sistema interconectado nacional, además de energía térmica que utiliza para calefaccionar el criadero de porcinos. Otro ejemplo es ArreBeef S.A., en la provincia de Buenos Aires, que cuenta con un biodigestor de 5.000 m³ alimentado con los residuos orgánicos de un frigorífico. El biogás producido es utilizado para generar electricidad que se inyecta a la red y energía térmica necesaria para el proceso de biodigestión y para los procesos productivos del establecimiento. Según CAMMESA [4], Yanquetruz generó 16,6 GWh/año y Arre Beef S.A. 6,2 GWh/año, durante 2023.

En la provincia de Mendoza las plantas de biogás son escasas y de menor escala que las citadas anteriormente. Una de estas es la planta experimental de la Facultad de Ciencias Agrarias de la Universidad Nacional de Cuyo, de 1,3 m³, utilizada para estudiar el potencial energético de distintos tipos de residuos orgánicos generados en la bodega y en la conservera de la Facultad [5]. Otro ejemplo es la planta ubicada en el relleno sanitario de residuos sólidos urbanos El Borbollón, en donde se captura metano con el objetivo de generar electricidad y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [6]. Además, el Mercado Cooperativo de Guaymallén dispone de un biodigestor para tratar los líquidos que resultan del prensado de los residuos orgánicos de la feria (restos de frutas y verduras), con el fin de generar electricidad para abastecer al propio establecimiento. Se destaca que ninguno de los antecedentes localizados en Mendoza utiliza residuos de plantas faenadoras, por lo que los resultados de este trabajo representan un primer análisis de la posibilidad de valorizar este tipo de residuos con fines energéticos, como alternativa a los tratamientos y sistemas de disposición que se utilizan actualmente.

1.1. Características del establecimiento faenador.

El establecimiento estudiado se localiza al centro-norte de la provincia de Mendoza, específicamente en el Distrito Luzuriaga del Departamento Maipú, a 15 km de la ciudad Capital de la provincia. La planta tiene como principal actividad la faena y conservación de ganado bovino.

En promedio, se faenan 1.200 animales por semana. La propiedad cuenta con una superficie total de 6,23 ha, en la que se encuentra la planta de producción con una superficie cubierta aproximada de 3.760 m². Allí se llevan a cabo las principales tareas como la faena, desollado, limpieza, despostado y almacenaje en cámaras frigoríficas (8 cámaras frigoríficas, 1 de congelados y 2 de almacenaje).

En la Tabla 1 se detalla el consumo de energía eléctrica y gas natural del establecimiento. Los datos fueron aportados por personal de la empresa y corresponden al consumo promedio para un año típico de actividad.

Tabla 1. Consumo de energía del establecimiento faenador, para un año típico de producción. Datos promedio mensuales. [Elaboración propia en base a datos suministrados por el establecimiento]

Mes	Electricidad (kWh/mes)	Gas natural (kWh/mes)
Enero	123.945	225.513
Febrero	124.901	197.518
Marzo	111.418	197.821
Abril	126.912	260.277
Mayo	100.565	218.192

Junio	108.633	258.956
Julio	97.555	216.448
Agosto	104.496	242.397
Septiembre	114.600	280.844
Octubre	107.928	276.392
Noviembre	111.979	286.843
Diciembre	122.232	269.017

1.2. Residuos generados y sistema actual de tratamiento.

El establecimiento genera 106 m³ de efluentes por día, que incluyen 6 m³ de corriente verde (alimentos semidigeridos del aparato digestivo) y guano, y 100 m³ de corriente roja (sangre, agua, grasas, entre otros). Además, genera 36 t de estiércol por semana y 7m³ de alimentos no digeridos por día.

El efluente se somete a un tratamiento físico primario, donde se separan grasas y aceites por flotación y sedimentación de partículas mayores. Luego, el líquido libre de estos sólidos groseros es conducido mediante canaletas impermeabilizadas hacia dos equalizadores y, posteriormente, se dirigen a una serie de tres *overland flow* de tratamiento biológico. En esta etapa, por infiltración lenta y la acción de los microorganismos del primer estrato del suelo, la materia orgánica es oxidada. Finalmente, el efluente pasa por un sedimentador y un equalizador final, y es clorado para su vuelco en un canal de desagües (Colector Pescara). Por otro lado, el guano húmedo se deposita provisoriamente en una pileta de acopio, para luego disponerse en un sector localizado al fondo del predio, donde se deja secar. También la corriente verde es separada, se deja secar y es llevada a la zona de guanera, donde se completa el secado y se vende junto con el guano como abono para fincas. Los alimentos no digeridos se trasladan en camiones encarpados hasta el relleno sanitario del departamento de Las Heras (Mendoza).

En este trabajo sólo se considera a los efluentes como posible input del proceso de biodigestión, dejando al estiércol y los alimentos no digeridos para futuros estudios. Esto es porque el estudio se focalizó, en esta primera etapa, en analizar una alternativa al actual tratamiento de estos efluentes.

2. METODOLOGÍA.

2.1 Recopilación de información y caracterización de la biomasa residual.

Se realizaron visitas a las instalaciones, particularmente la planta de tratamiento de efluentes hasta su conexión al Canal Pescara, los corrales y la guanera. Se realizaron entrevistas y se solicitó información al personal de la planta respecto al proceso productivo, al consumo energético, y a las características y tratamiento de los efluentes.

Se realizaron tres muestreos de los efluentes. Las muestras fueron extraídas de la primera pileta separadora de sólidos y grasas, los días 9 de marzo de 2021, 24 de septiembre de 2021 y 19 de octubre de 2022. Teniendo en cuenta que el proceso de faena no sufre modificaciones a lo largo del año (cantidad constante de animales faenados, volumen constante de agua utilizada, etc.), se consideró que las características del efluente se mantienen constantes y que las tres muestras realizadas son representativas del año completo de producción. Para las tres muestras, se determinó pH, conductividad eléctrica, sólidos totales, sólidos volátiles y densidad. Esta información se complementó con análisis disponibles en el establecimiento y datos recopilados de bibliografía nacional e internacional.

2.2 Diseño de planta de biodigestión.

El diseño del biodigestor se orientó al tratamiento de efluentes, a la producción de energía (eléctrica y térmica) y a la producción de biofertilizantes. Se consideró, con énfasis, utilizar la infraestructura existente del sistema de tratamiento de efluentes actual, a los fines de reducir los costos económicos de la instalación, utilizar la menor cantidad de recursos durante la etapa de construcción y minimizar los impactos ambientales asociados a esta etapa. Esto resulta de gran relevancia en este caso particular, dado que la valorización energética se propone como alternativa al uso actual de los efluentes del establecimiento. Por lo tanto, la infraestructura existente se adecuó a las necesidades del proceso de biodigestión, manteniendo la ubicación actual. Se consideró que el efluente se distribuye por gravedad, aprovechando la pendiente del sistema, sin necesidad de usar bombas ni dispositivos de agitación.

Se tuvieron en cuenta las siguientes premisas: temperatura de trabajo de 55°C (correspondiente a un régimen termófilo) que se logrará luego de la pasteurización del líquido residual y tiempo de retención hidráulico (TRH) de 20 días. No será necesarios realizar otros pretratamientos, tales como dilución o remoción de impropios. Además, mediante la pasteurización se logrará disminuir la carga de organismos patógenos.

2.2.1 Estimación de la producción de biogás y digerido

El volumen de biogás que podría generarse se estimó en base al contenido de sólidos volátiles en el efluente, utilizando las Ecuaciones (1), (2) y (3).

$$SV_T \left(\frac{\text{kg}}{\text{día}} \right) = SV \left(\frac{\text{mgSV}}{\text{L}} \right) * VE \left(\frac{\text{L}}{\text{día}} \right) * \frac{1 \text{ kg}}{1*10^6 \text{ mg}} \quad (1)$$

$$Me_T \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = SV_T \left(\frac{\text{kg}}{\text{día}} \right) * Me \left(\frac{\text{L CH}_4}{\text{kg SV}} \right) * \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ L}} \quad (2)$$

$$\text{Bio} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = \frac{Me_T \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)}{F_{Me}} \quad (3)$$

Donde,

SV_T: Sólidos volátiles contenidos en el volumen total de efluente disponible,

SV: Sólidos volátiles contenidos en 1 litro de efluente, según resultados de muestreos,

VE: Volumen del efluente,

Me_T: Volumen total de metano que podría generarse por día,

Me: Volumen de metano generado por kilogramo de SV. Se asume un valor de 850 L/kg [7],

Bio: Volumen total de biogás que podría generarse por día,

F_{Me}: Fracción de metano en el biogás. Se asume un valor de 0,6 [8].

Se consideró que la producción de digerido equivale, en volumen, al 90% de la carga que ingresa al biodigestor [7]. En base a esto, el volumen de digerido que podría generarse diariamente se estimó mediante la Ecuación (4).

$$VDi \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = VE \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) * 0,9 \quad (4)$$

Donde,

VDi: Volumen diario de digerido,

VE: Volumen del efluente (en este caso, equivalente a la carga que ingresa al biodigestor).

La cantidad en masa del digerido seco se calculó a partir del contenido de materia seca y considerando que durante el proceso de biodigestión los sólidos totales suelen reducirse en un 50% [7] (Ecuaciones (5) y (6)).

$$MDiS \left(\frac{\text{kg}}{\text{día}} \right) = VDi \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) * MS (\%) * 0,5 * d \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \quad (5)$$

$$MS (\%) = \left(\frac{\text{Peso húmedo (kg)} - \text{Peso seco (kg)}}{\text{Peso húmedo (kg)}} \right) * 100 \quad (6)$$

Donde,

MDiS: Masa diaria del digerido seco,

VDi: Volumen diario del digerido,

MS: Porcentaje de materia seca en la biomasa,

d: densidad del digerido,

Peso húmedo: Peso húmedo de la biomasa,

Peso seco: Peso seco de la biomasa.

2.2.2 Determinación de la energía generada

La cantidad de energía eléctrica y térmica que se podría generar con el sistema propuesto se determinó mediante las Ecuaciones (7), (8), y (9).

$$\text{Energía Total} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right) = Me \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) * PCI_{\text{CH}_4} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right) \quad (7)$$

$$PN (\text{kW}) = \frac{\text{Energía Total} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right)}{24 \frac{\text{h}}{\text{día}}} \quad (8)$$

$$\text{Energía Disponible Total} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) = PN (\text{kW}) * FP * FT \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right) \quad (9)$$

Donde,
Energía Total: energía que podrá generarse mediante el sistema de biodigestión, por día de funcionamiento,
 PCI_{CH_4} : Poder Calorífico Inferior del Metano,
PN: Potencia Nominal,
Energía Disponible Total: energía que podrá generarse mediante el sistema de biodigestión, considerando un año de funcionamiento. Tiene en cuenta la cantidad de efluente a tratar que estará disponible anualmente y el tiempo (en h) que el equipo de cogeneración estará funcionando,
FP: Factor de Planta. Representa la fracción de días del año en los que la biomasa está disponible. Es adimensional,
FT: Factor Tiempo. Es la cantidad total de horas por año que funcionará el equipo de cogeneración.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

3.1 Caracterización de la biomasa residual.

A continuación, en la Tabla 2, se presentan los valores de los parámetros fisicoquímicos de los efluentes analizados. Tal como se indicó en el apartado 2.1, las muestras fueron extraídas de la primera pileta separadora de sólidos y grasas. Por lo tanto, representan valores aproximados (no exactos) de las características fisicoquímicas del líquido residual que sería sometido a biodigestión.

Tabla 2. Resultados de las determinaciones analíticas de los efluentes generados en la planta faenadora. [Elaboración propia]

Parámetro	Valor
pH	7,2
CE ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	1.852
Sólidos Volátiles Totales-550°C (mg/l)	640
Sólidos Totales Secos-103-105°C (mg/l)	3.978
Sólidos Disueltos Totales Secos-103-105°C (mg/l)	2.830
Sólidos Totales en Suspensión-103-105°C/Volátiles 550°C (mg/l)	852
Densidad (g/cm^3)	0,997

En relación con los metales pesados (cobre, aluminio, boro, hierro y manganeso) informados por la Inspección de desagüantes industriales del Canal Pescara, se destaca que estos elementos representan nutrientes para los microorganismos y que no sobrepasan los valores que provocan toxicidad a los mismos.

3.2 Diseño del sistema de biodigestión

Se seleccionó un reactor de mezcla completa como componente fundamental del sistema de biodigestión. A continuación, se detallan los componentes básicos del sistema propuesto (Figura 1).

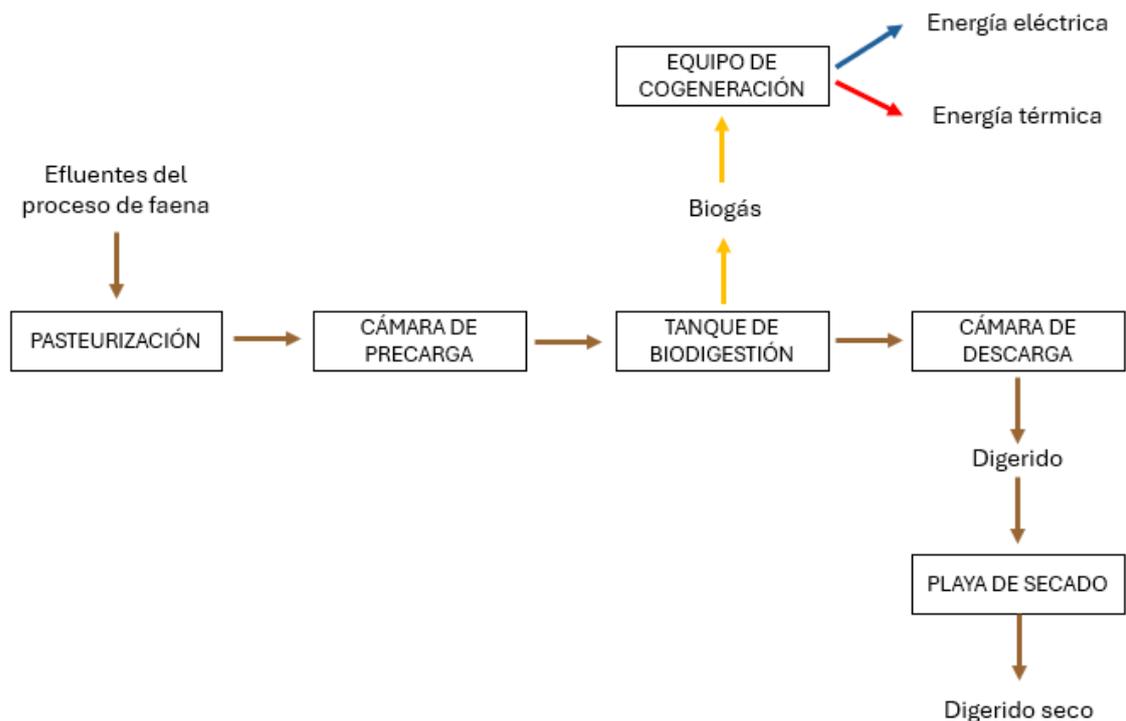


Figura 1. Esquema simplificado del sistema de valorización de efluentes propuesto. [Elaboración propia]

- Equipo de pasteurización: el líquido residual será calentado a 70°C durante una hora, siendo este el único tratamiento que se le realizará al efluente.
- Cámara de precarga: el líquido se almacenará en esta cámara y se enfriará hasta alcanzar los 55°C, siendo la temperatura de trabajo elegida.
- Biodigestor: es importante que las cañerías y el biodigestor se encuentren cubiertos con un material aislante (espuma de polietileno, lana de vidrio, otra) para mantener la temperatura de trabajo.
El volumen del reactor se determinó en 2.120 m³. Este valor se obtuvo teniendo en cuenta la cantidad de efluente generado (106 m³/día) y el TRH definido en el apartado 2.2 (20 días).
El volumen del gasómetro se estableció en 256 m³, es decir, con capacidad para almacenar biogás durante dos días. Por lo tanto, el volumen total del biodigestor se estableció en 2.376 m³.
- Elementos de medición y seguridad: válvulas de seguridad y rompedoras de vacío, apagallamas, válvulas térmicas, medidores de gas, manómetros, reguladores de presión, quemador de los gases sobrantes.
- Cámara de descarga: almacenará el efluente del reactor anaeróbico, es decir, el digerido. Se construirá, en lo posible, de hormigón armado para evitar la percolación de líquido al suelo. Se incluirá una cubierta para evitar las pérdidas de N por volatilización y un sistema colector del líquido percolante que se utilizará para el riego del terreno donde se encuentra el *overland flow*.
- Sistema de acondicionamiento del biogás: como método de desulfuración se propone agregar al reactor cloruro ferroso o férrico junto con el efluente de alimentación, o utilizar filtros de carbón activado. Las cañerías de distribución se instalarán con una pendiente mínima del 1% hacia una trampa de agua, para permitir el secado y la eliminación de agua.
- Sistema de aprovechamiento térmico-eléctrico: se utilizará un equipo de cogeneración para producir energía eléctrica y térmica, las que se usarán para abastecer de energía al establecimiento faenador y al sistema de tratamiento.
- Sistema de seguridad: el sistema debe contar con medidas de seguridad y deben realizarse controles y mantenimientos periódicos, a fin de disminuir los riesgos de operación.

3.3. Balance de materia

Teniendo en cuenta que el efluente generado en la planta faenadora es de 106 m³/día y que los resultados del muestreo arrojaron un valor de 852 mg/l de SV (Tabla 2), la cantidad de metano que se podría generar, según las Ecuaciones (1) y (2), es de 76,8 m³/día. En consecuencia, se podrían producir 128 m³ de biogás diariamente (Ecuación (3)), lo que corresponde a 106,3 kg/día, considerando una densidad de 0,83 kg/m³ [9].

El volumen de digerido resultó en 95,4 m³/día, según la Ecuación (4). Para determinar el porcentaje de materia seca, se realizó el pesaje de una alícuota de 50 ml de efluente, obteniendo 49,94 g. Por otra parte, se tomó una alícuota de 50 ml, se secó en estufa a 105 °C y se pesó, obteniendo 0,1996 g. El porcentaje de materia seca calculado a partir de estas cantidades fue de 0,996% (Ecuación (6)). Finalmente, mediante la Ecuación (5) y considerando una densidad de 300 Kg/m³ [10], se encontró que se podrían producir 142,5 kg de digerido seco por día.

En la Figura 2 se presenta el balance de masas del sistema propuesto, teniendo en cuenta cada uno de los inputs y outputs del reactor.

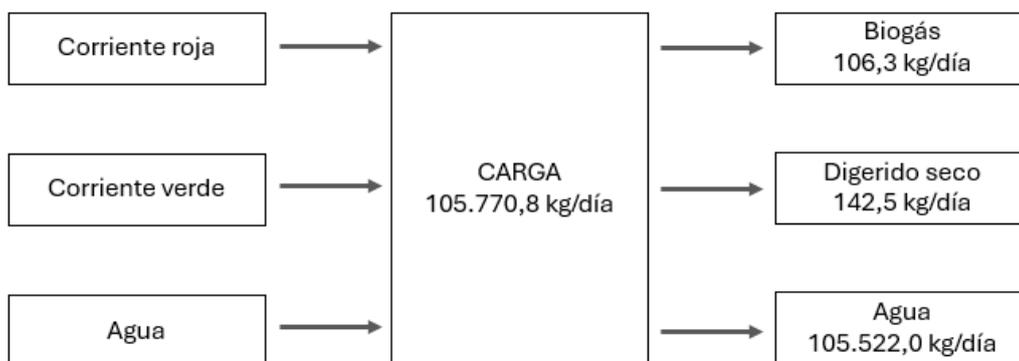


Figura 2. Balance de materia correspondiente al biodigestor propuesto para la planta faenadora. [Elaboración propia]

3.4. Análisis energético

Se obtuvo un valor de 765,7 kWh/día para la Energía total (Ecuación (7)) y de 32 kW para la Potencia nominal (Ecuación (8)), considerando que el PCI del metano es 9,97 kWh/m³ [11]. La energía disponible total anual resultó en 199.027 kWh/año (Ecuación (9)), para un factor de planta de 0,71 y un factor de tiempo de 8.760 h/año. El factor de planta se estableció teniendo en cuenta que el establecimiento trabaja 5 días a la semana (de lunes a viernes), es decir, 260 días al año de un total de 365. El factor de tiempo se definió considerando que el equipo de cogeneración funcionará de forma constante las 24 horas del día, durante todo el año.

La cantidad de energía eléctrica y energía térmica que se podría generar mediante el sistema propuesto se resume en la Figura 3. Para su determinación se consideraron los valores de eficiencia para un equipo de cogeneración estándar: eficiencia eléctrica de 33,3% y térmica de 62,5%.

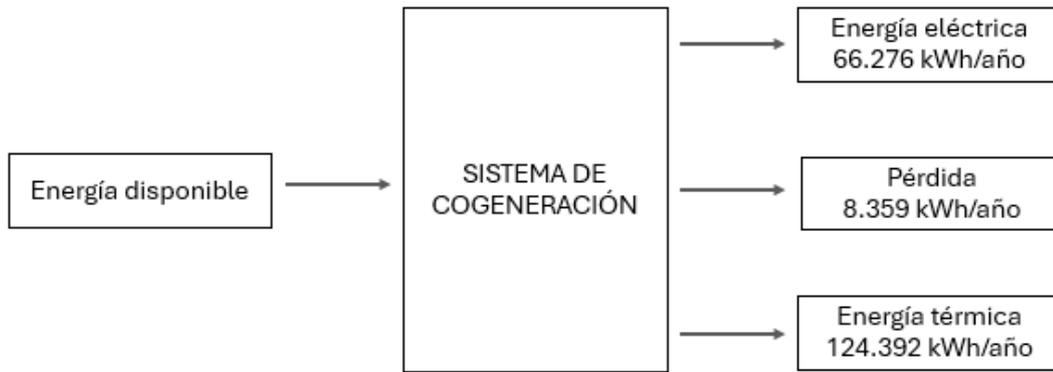


Figura 3. Energía que podría generarse mediante el sistema de cogeneración propuesto para la planta faenadora. [Elaboración propia]

En cuanto al consumo energético asociado a la operación del sistema propuesto, se obtuvo un valor de 4.293 KWh/día de electricidad, considerando un equipo de pasteurización de 40,5 KW y capacidad de 1 m³/h. A causa de que sería necesario pasteurizar 106 m³ de efluente por día, serían necesarios cuatro equipos funcionando las 24 h/día y un quinto equipo funcionando 10 h/día.

Teniendo en cuenta la energía disponible total y la energía necesaria para el funcionamiento del sistema de pasteurización, surge que la cantidad de electricidad que podría generar el sistema de biodigestión+cogeneración representa sólo el 2,68% del consumo eléctrico habitual del establecimiento faenador. Así mismo, la energía térmica que podría generar el sistema propuesto representa sólo el 4,24% de la energía térmica que consume anualmente la planta faenadora.

Claramente, los resultados precedentes indican que la energía generada por el sistema propuesto no es suficiente para cubrir la totalidad de las necesidades energéticas del establecimiento, pero sí en forma parcial. Estos resultados pueden mejorarse ampliamente si, en lugar de utilizar un reactor de mezcla completa, se utiliza un reactor UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), RAFA (Reactor Anaeróbico de Flujo Ascendente) o de lecho fluidizado. Este tipo de reactores están diseñados para tratar grandes cantidades de efluentes netamente líquidos, con porcentajes de sólidos que rara vez superan el 1%. Como estos biorreactores logran reducir enormemente el Tiempo de retención hidráulico (de días a horas), operan bajo régimen continuo, donde el afluente ingresa por la parte inferior y sale por la superior; y son más altos que anchos, lo que permite lograr un buen recorrido ascendente [6]. Es importante destacar que, para evaluar su real implementación, se deberían calcular sus dimensiones, realizar el balance de masas y análisis energético, siguiendo procedimientos similares a los realizados en este trabajo, posibilitando de esta forma su posterior comparación.

Es necesario destacar que el efluente considerado se encuentra muy diluido, tal como se muestra en los valores de Materia Seca, Sólidos volátiles y densidad. Esto se debe a que esta actividad está obligada a utilizar grandes cantidades de agua para cumplir con las exigencias higiénico-sanitarias de la legislación vigente. En este caso, si se adopta este tipo de sistema de tratamiento de efluentes con el nivel tecnológico elegido en este trabajo, se deberían implementar medidas para el ahorro de agua en el proceso de faena y disponer de mayor carga orgánica por volumen de efluente.

A los fines de incrementar la producción de biogás, se pueden incluir en la biodigestión los residuos sólidos provenientes de la guanera y rumen (alimentos semidigeridos), lo cual corresponde a 36 t/semana y 7 m³/día, respectivamente. Esos residuos tienen un alto potencial para la generación de biogás, dadas sus características fisicoquímicas. El aprovechamiento de las grasas, que actualmente se retiran de la primera pileta de sedimentación, también aumentaría el volumen de biogás y reduciría la cantidad de residuos sólidos generados en el proceso de faena. Así mismo, puede incorporarse biomasa residual de otros establecimientos que se localicen en las cercanías

de la planta faenadora, previo análisis de sus características fisicoquímicas, estacionalidad, disponibilidad, etc.

Seguidamente se presenta un análisis de las ventajas y desventajas de la implementación de la tecnología propuesta frente a la tecnología que se usa actualmente para el manejo de los efluentes líquidos y sólidos de la planta faenadora. En este análisis se incluye la idea de incorporar como sustrato el guano y las grasas que se separan en las piletas sedimentadoras primarias.

Ventajas:

- Disminución del consumo de agua, debido a que si se adopta el sistema de tratamiento de efluentes mediante biodigestión con el nivel tecnológico propuesto es necesario aplicar medidas y mejoras en el proceso industrial para este fin.
- Generación de energía eléctrica y térmica que se aprovechará en el establecimiento faenador.
- Revalorización de los pasivos ambientales (guanera), ya que este residuo será incluido en el sistema energético.
- Aprovechamiento de las instalaciones del sistema de tratamiento actual.
- Disponibilidad de espacio adecuado para la instalación del sistema de biodigestión, en el mismo predio del establecimiento faenador.
- El establecimiento faenador se encuentra ubicado en la zona industrial, lo que no sería un inconveniente para la instalación del biodigestor.

Desventajas:

- El volumen y las dimensiones del biodigestor son relativamente grandes en función a la energía que se producirá.
- El efluente industrial se genera de forma estacionaria dado que el establecimiento no funciona los días sábado y domingo, lo que implica establecer estrategias operativas para que el reactor reciba continuamente el sustrato.
- Escasa posibilidad de comercializar el digerido como biofertilizante (este surge luego de la estabilización del digerido), dado que sería prácticamente líquido, lo que supone grandes esfuerzos de concentración.

4. CONCLUSIONES.

Este trabajo constituye la primera evaluación de viabilidad técnica y energética del aprovechamiento mediante biodigestión de los efluentes de una planta faenadora ubicada en la provincia de Mendoza (Argentina). Se puede concluir que la digestión del sustrato es técnicamente posible, el establecimiento cuenta con espacio suficiente para la instalación del biodigestor y que se puede utilizar la infraestructura existente con algunas adaptaciones.

Bajo las condiciones actuales de los efluentes, el sistema propuesto permitiría cubrir sólo el 2,68% de la energía eléctrica y el 4,24% de la energía térmica que consume el establecimiento faenador. Sin embargo, estos valores pueden incrementar considerablemente si se utiliza otro tipo de biodigestor, o se incorporan otros residuos orgánicos del establecimiento y/o de establecimientos adyacentes.

Se espera que la información generada sea de gran utilidad para el establecimiento, al momento de analizar su implementación. En el caso de mejorarla y adoptarla, contribuirá a reducir la demanda de energía externa y, consecuentemente, disminuir los costos económicos e impactos ambientales asociados. Así mismo, se espera que los resultados encontrados aporten conocimiento sólido para los tomadores de decisiones, en la búsqueda de posibles vías de integración entre los sistemas productivos agroindustriales y bioenergéticos de la provincia.

5. AGRADECIMIENTOS.

Se agradece especialmente a la Inspección de desagüantes industriales del colector Pescara y al Laboratorio de aguas del Departamento General de Irrigación de la provincia de Mendoza, Argentina.

6. REFERENCIAS.

- [1] Dirección Nacional de Control Comercial Agropecuario (DNCCA), *Informe estadístico. Comercio de Ganado y Carne Bovina 2018-2019*. Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca.
- [2] R. Piastrellini, P. Rodríguez, G. Henderson, A.P. Arena, *Atlas de energía solar y de biomasa: una herramienta para la valoración de fuentes renovables de energía en la provincia de Mendoza*. Buenos Aires, Argentina: Ed. edUTecNe, 2020. ISBN 978-987-4998-49-1.

- [3] J. Hilbert, *Manual para la producción de biogás*. Buenos Aires, Argentina: Ed. INTA Castelar, 2011.
- [4] CAMMESA. *Energías Renovables – Base de datos 2024-07*. CammesaWeb, 2024. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>
- [5] N. Martin, Comunicación personal: 18 de junio de 2018. Becario doctoral del Instituto de Ambiente, Hábitat y Energía – CONICET CCT Mendoza.
- [6] J.C. Luna, *Aviso de Proyecto Sistema Tecnológico Integrado Para Generación de Energía: Estimulación de la Producción de Biogás en Rellenos Sanitarios con Ingreso de Efluentes Líquidos Tratados*. Mendoza, Argentina: Municipalidad de Las Heras, 2015.
- [7] FAO, *Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores*. Buenos Aires, Argentina: INTA Ed., Colección Documentos Técnicos N° 12, 2019.
- [8] FAO, *Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en frigoríficos*. Buenos Aires, Argentina: INTA Ed., Colección Informes Técnicos N° 6, 2019.
- [9] Grupo IFES, “Taller de Biomasa”. UTF/ARG/20/ARG - Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa. PROBIOMASA, 2019.
- [10] D. Wilken & et al, *Digestato como fertilizante*. Alemania: Ed. Fachverband Biogas e V, 2018.
- [11] E. Ponce, “Métodos sencillos en obtención de biogás rural y su conversión en electricidad”. *Idesia (Arica)*, 34(5), 75-79, 2016.

Current control mode for a boost converter using a non-average model

Berola, Julián^a, Garcés Leandro^a

^a UTN-FRBB. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Bahía Blanca, Argentina
lean22garces@hotmail.com

RESUMEN.

In this paper, a complete dual loop current-voltage control for a power boost converter is presented using a recently published non-average technique. Using this technique, a non-linearized transfer function in the z-domain is obtained to design a PI controller for the current loop, whereas the voltage loop is kept with a simple proportional controller. A complete controller including a functional LT-spice circuit implementing the resulting controllers is shown along with the analysis and discussions around it. Some conclusions and future work are presented to extend this work-on-progress and the envision of these ideas toward to a real life and functional power hardware.

Palabras Claves: Boost converter, Non-average model, Current mode control.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajos de estudiantes de grado

1. INTRODUCTION.

Nowadays, renewable energy systems are becoming more and more popular all around the world. In Argentina, there is a growing demand for renewable resources and up-to-date technologies [1]. Among the various renewable energy options available today, wind energy requires sophisticated power electronics for controlling variable voltages/frequency in on-grid applications. Accurate control techniques are essential to prevent dangerous instabilities in the power grid (see, for instance, [2] and [3]).

For both on-grid and off-grid applications, both small or large wind turbines may produce voltages below the required rate for grid injection or powering loads through an inverter. This is particularly true for small wind generators that provide 24V or 48V DC but need to deliver 220V AC RMS for power loads.

Small or microgrid turbines, especially off-grid (ranging from 100W to 10KW), generate low DC voltages (12V-48V) at peak wind generation. In such cases, a boost converter is necessary to increase the voltage to 311V DC (220V AC RMS) for conversion using a DC-AC inverter (see, for example, [4,5]). However, boost converters can exhibit instabilities with voltage controllers, unlike buck converters where instabilities are less likely to occur [6].

Existing stability analyses for boost converters typically rely on average models that average between on and off states [7,8]. While nonlinear controllers based on feedback linearization in current conduction mode (CCM) [9] or fuzzy logic [10] are available, they can be complex and challenging to implement with low-cost microprocessors, especially for microgrid or small wind turbines.

In this paper, based on recent research on boost converters [11] that derived a complete transfer function in the Z-domain, a double loop controller will be designed: an inner current control loop and an outer voltage loop. The straightforward transfer function from [11] will enable the design of a proportional-integrative (PI) controller for current control by measuring the inductor's current, followed by a simple proportional controller for voltage control in the outer loop.

The paper is structured as follows: Section 2 presents the complete circuit model, transfer function, and compensator design. Section 3 showcases LT-Spice simulation results, while Section 4 discusses the simulation findings. Finally, Section 5 offers conclusions and outlines future research directions.

2. THE BOOST MODEL AND CIRCUIT.

The classical asynchronous boost converter is depicted in Figure 1:

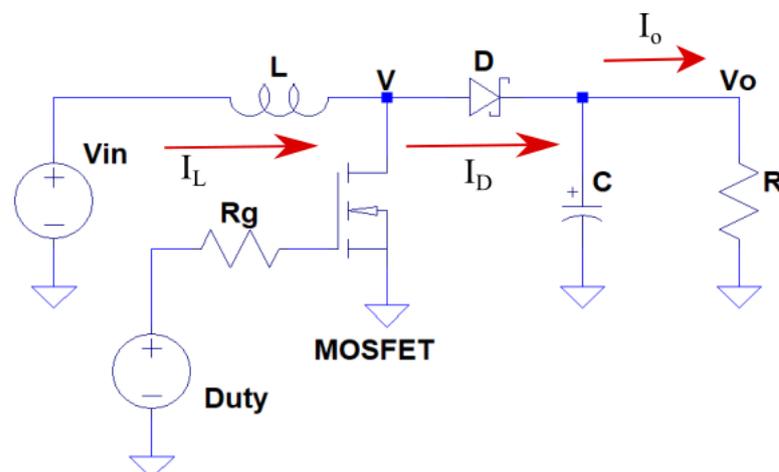


Figure 1: Power boost converter (from [11])

The electrical equations can be compactly written as indicated in Equation (1) [11]:

$$v_o(t) = (1 - \delta(t)) \cdot \left[e^{-a \cdot t} \left(v_o(0) - \frac{V(D)}{\frac{R_D}{R_L} + 1} \right) + \frac{V(D)}{\frac{R_D}{R_L} + 1} \right] + \delta(t) \cdot V(D) \cdot e^{-\frac{1}{R_L \cdot C} \cdot t} \quad (1)$$

Where $a = \left(\frac{1}{R_L} + \frac{1}{R_D} \right) \cdot \frac{1}{C}$ and $V(D) = \frac{V_{in}}{1-D}$ with $\delta(t) = 1$ for discharge and $\delta(t) = 0$ for the charging mode.

2.1. Model's transfer function: Z-domain.

Once the complete model is obtained and as introduced early in (1), a Z-domain transfer function can be obtained [11]:

$$G(z) = -\frac{T \cdot z}{L \cdot (z-1)} \cdot V_{in} + \frac{T \cdot z}{L \cdot (z-1)} \cdot V(D) \quad (2)$$

It must be clear that the controller to be used along this paper is continuous, so is better suited for the analysis in what follows to transform back the Z-transfer function (2) to an S-transfer function as follows using a classical Z-transform table:

$$G(s) = -\frac{T}{L \cdot s} \cdot V_{in} + \frac{T}{L \cdot s} \cdot V(D) \quad (3)$$

Moreover, to avoid the nonlinear term: $u(s) = \frac{V_{in}}{1-D}$, a first order Taylor approximation is performed on the basis of Theorem 1 in [11]:

$$\frac{V_{in}}{1-D} = \frac{V_{in}}{1-D^*} + \frac{V_{in}}{(1-D^*)^2} \cdot (D - D^*) + O(2), \quad \forall D^* \in [0,1] \quad (4)$$

Finally replacing (4) into (3):

$$G(s) \approx -\frac{T}{L \cdot s} \cdot V_{in} + \frac{T}{L \cdot s} \cdot \left[\frac{V_{in}}{\underbrace{1-D^*}_a} + \frac{V_{in}}{\underbrace{(1-D^*)^2}_b} \cdot (D - D^*) \right], \quad D \rightarrow D^*, \quad \forall D^* \in [0,1] \quad (5)$$

Then, using this asymptotic transfer function (as t goes to infinity), an analog PI controller will be implemented using Operational Amplifiers (OA).

Note: In this paper, an analog controller using OA is chosen, rather than using the Z-transform in (2) if a complete digital (sample and hold) controller would have been used. It is important to notice that in this paper a non-linear transfer function and a double loop controller for output voltage regulation is applied, rather than the conventional linearization approach, means that the right-hand zero instability conclusion is inapplicable.

2.1. Inner current loop controller design

A PI controller can be achieved for a real power converter using the classical analog OA circuit shown in Figure 1 (see [12]):

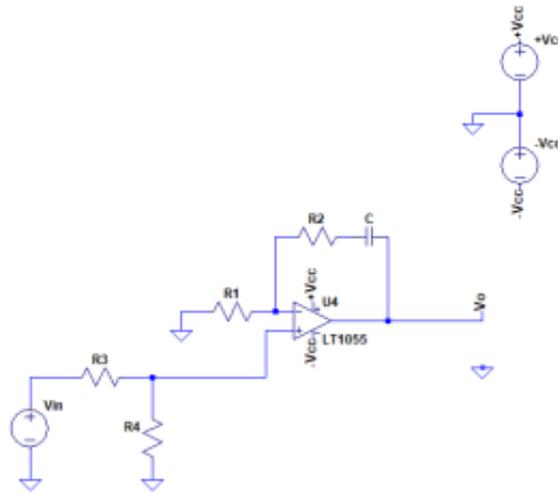


Figure 1: Electronic circuit for a PI controller

A transfer function using Laplace transform can be easily found:

$$G_{OA}(s) = \frac{R_4}{R_3 + R_4} \cdot \left(\frac{R_1 + R_2}{R_1} + \frac{1}{R_1 \cdot C} \cdot \frac{1}{s} \right) \quad (6)$$

Where $\{K, K_p, K_i\}$ are the parameters to be tuned. In the next subsection, by using the complete S-transformed model in equation (3), these parameters will be determined.

2.1. Block diagram and stability

The inner current loop from (5) using a PI controller (6) can be depicted in a block diagram as shown in Figure 2:

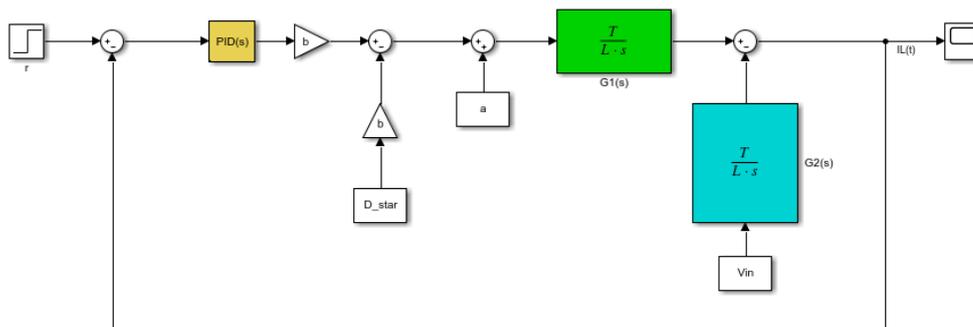


Figure 2: Asymptotic model's block diagram

Then, the characteristic polynomial for the closed-loop's transfer function is readily obtained:

$$\begin{cases} 1 + \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \cdot b(D^*) \cdot \frac{T}{L \cdot s} = 0 \\ K_p = \frac{R_4}{R_3 + R_4} \cdot \frac{R_1 + R_2}{R_1} \\ K_i = \frac{R_4}{R_3 + R_4} \cdot \frac{1}{R_1 \cdot C} \end{cases} \quad (7)$$

Using the classical Routh-Hurwitz theorem, the stability is concluded for $\forall D^* \in [0,1]$ as required. Then, picking the commercial values for components $\{R_1, R_2, R_3, R_4, C\}$ from (7):

$$\begin{aligned}
 R_1 &= 1M\Omega, & R_2 &= 100K\Omega, & R_3 &= 1K\Omega, & R_4 &= 1K\Omega \\
 C &= 0,01\mu F \\
 K_p &= \frac{1}{2} \cdot \frac{1,1}{1} = 0,55 \\
 K_I &= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,01} = 50
 \end{aligned} \tag{8}$$

Next section presents some simulation results using LT-Spice with very accurate results using commercial components models.

Note: An external voltage loop control to keep tracking the output voltage will be implemented using a simple proportional controller, as shown in Figure 3:

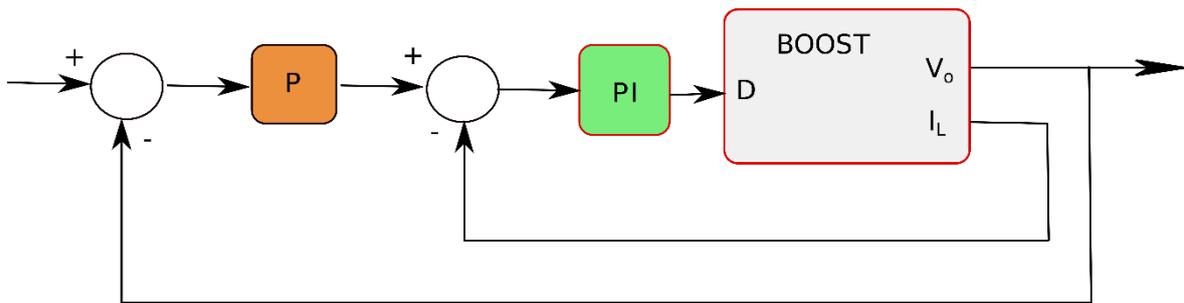


Figure 3: A complete dual-loop controller block diagram

3. LT-SPICE SIMULATIONS.

From (8) and plugging all together the power components and PI controller, the Figure 4 depicts the final design:

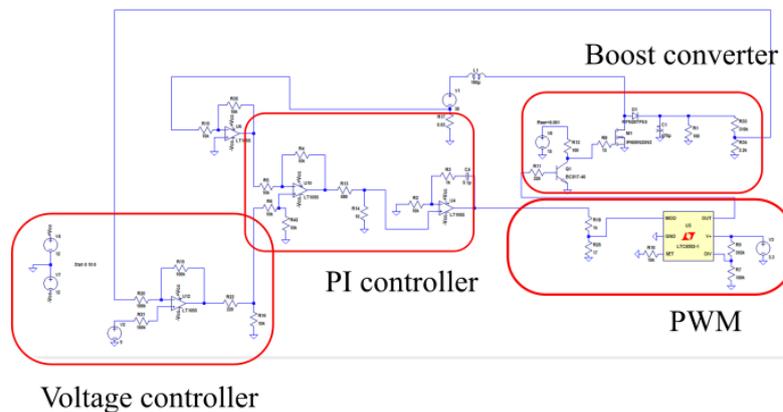


Figure 4: LT-Spice complete circuit

The output voltage is shown in Figure 5, where the voltage reaches an average of 311V (RMS), using a PWM frequency of about 78KHz with an input voltage from the wind generator of 45V, ready to be converted into 220V RMS sinusoidal for a later inverter stage.

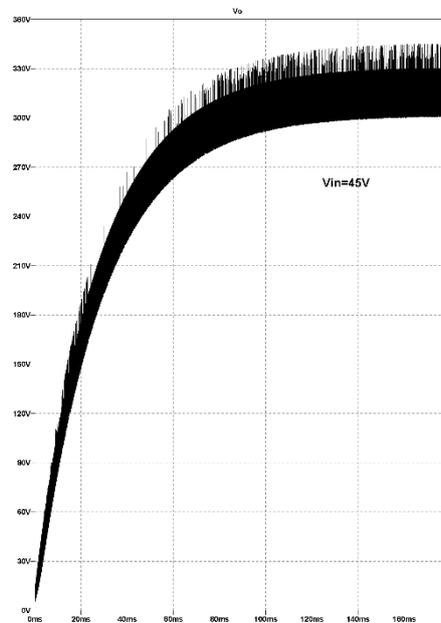


Figure 5: LT-Spice simulation for 100 Ω load (1KW)

4. DISCUSSION.

The LT-Spice simulations already performed shows that a very good performance and agreement can be achieved using the simplified and asymptotic model from [11], in fact an asymptotic output voltage of about 311V (plus ripple) is achieved from 40-45V input voltage.

On the other hand, it is worth to notice that in this paper a truly analog PI controller was implemented using an OA circuit (inner loop), as opposed to the approximate digital controllers in most of the literature nowadays. In this way, the LTC6992-1 performs an analog conversion from the PI's output to a PWM duty, ready to be used in any power stage.

In this scenario, no discretization or approximation was performed, and the classical Laplace transform can be utilized as depicted. Notice that the available methods always perform an approximation, either using average models or by discretization using digital (microprocessors) controllers.

5. CONCLUSIONS.

In this paper, a practical in-hardware simulation using LT-Spice with a design based on a previous and a recent result [11] was implemented. The results show a very accurate agreement for a small wind generator (1KW) boosting the voltage from 40v-45V to 311V (RMS) using two control loops: current+voltage. The current control loop considers a PI controller implemented using OA, which renders the design able to be analyzed using Laplace transform as a complete continuous model as opposed to the classical digital (discretized) control available in the literature. On the other hand, an external, slower loop control the output voltage reaching the desired goal of 311 V(RMS) ready to be converted to AC using any commercial circuit.

As a future work, this completely analog controller using a microcontroller instead the LTC6992-1 for the PI-Duty conversion will be explored to study the hybridization using analog-discrete controllers with the flexibility of changing the control conversion on-line if required (using the microcontroller's capabilities).

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Universidad Tecnológica Nacional, Departamento de Ingeniería Eléctrica-GESE for their support and Dr. Andrés García who advised and suggested corrections during the preparation of this paper.

6. REFERENCES.

- [1] Yaqub, R. "Phasor Measurement Unit Assisted Inverter—A Novel Approach for DC Microgrids Performance Enhancement". *Electricity*, vol. 2, 2021, pp: 330-341. <https://doi.org/10.3390/electricity2030020>.
- [2] Tao Liu, Yue Song, Lipeng Zhu, and David J. Hill. "Stability and Control of Power Grids", vol. 5, 2022, pp: 689-716
- [3] T. Sadamoto, A. Chakraborty, T. Ishizaki and J. -i. Imura, "Dynamic Modeling, Stability, and Control of Power Systems With Distributed Energy Resources: Handling Faults Using Two Control Methods in Tandem," in *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 39, no. 2, pp. 34-65, 2019, doi: 10.1109/MCS.2018.2888680
- [4] A. Zentani, A. Almaktoof and M. Kahn, "DC-DC Boost Converter with P&O MPPT Applied to a Stand-Alone Small Wind Turbine System," *30th Southern African Universities Power Engineering Conference (SAUPEC)*, Durban, South Africa, 2022, pp: 1-5, doi: 10.1109/SAUPEC55179.2022.9730744.
- [5] Alam, F.; Jin, Y. "The Utilization of Small Wind Turbines in Built-Up Areas: Prospects and Challenges". *Wind*, vol. 3, 2023, pp: 418-438. <https://doi.org/10.3390/wind3040024>
- [6] Fronczak, Kevin. "Stability Analysis of Switched DC-DC Boost Converters for Integrated Circuits", *Master thesis*, 2013. doi: 10.13140/RG.2.1.2646.7606.
- [7] Marian Kazimierczuk, Agasthya Ayachit, Dalvir Saini. "Average Current-Mode Control of DC-DC Power Converters". *Chapter: Average Current-Mode Control of Boost DC-DC Converter*, pp. 61-120. *John Wiley & Sons, Ltd*, 2022. ISBN: 9781119525592. doi: <https://doi.org/10.1002/9781119525592.ch3>.
- [8] S. Amir, R. van der Zee and B. Nauta, "An Improved Modeling and Analysis Technique for Peak Current-Mode Control-Based Boost Converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 9, pp. 5309-5317, Sept. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2368176.
- [9] Huijun Zheng and Dingxin Shuai, "Nonlinear control of Boost converter by state feedback exact linearization," *24th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, Taiyuan, China, 2012, pp. 3502-3506, doi: 10.1109/CCDC.2012.6244559.
- [10] I. Remy, N. Mary, J. Starlin and R. Elizabeth, "Interleaved Boost Converter with Fuzzy Logic Controller," *First International Conference on Electrical, Electronics, Information and Communication Technologies (ICEEICT)*, Trichy, India, 2022, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICEEICT53079.2022.9768492.
- [11] Andres Garcia, Eduardo Guillermo. "Non-average Stability Analysis for a Boost Converter". *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, vol. 22, 2023, pp. 289-297, doi:10.37394/23201.2023.22.29
- [12] Kamil Orman. "Temperature Profile Tracking Control with Memristor Based PI Controller in the Heat Flow System". *International Journal of Modern Research in Engineering and Technology*, vol. 4, no.12, 2019.

GASIFICADOR DE BIOMASA DE LECHO MÓVIL DE LABORATORIO: UN DISEÑO PARTICULAR

Saires, Paula^a, Bertero, Melisa^a, Sedran, Ulises^a

^aINCAPE (CONICET-UNL). Colectora Ruta Nacional 168 Km0, 3000, Santa Fe, Argentina
psaires@fiq.unl.edu.ar

RESUMEN

La gasificación es un proceso termoquímico, que permite convertir biomasa lignocelulósica en "gas producto", con composiciones y poderes caloríficos adecuados para su uso en motores de combustión interna, para la generación de electricidad y para la producción de químicos. Por su versatilidad, la tecnología de gasificación es una de más flexibles que se puede utilizar para producir energía limpia a partir de biomasa. La necesidad de desarrollar nuevas investigaciones En este trabajo se presenta el diseño, la construcción y la puesta a punto de un reactor de gasificación de biomasa a escala laboratorio, incluyendo los métodos de cálculo de distintas variables operativas y de respuesta utilizadas. Se presenta, además, el estudio de gasificación de *Spartina argentinensis*, con el objetivo de investigar la funcionalidad del gasificador diseñado y los parámetros operacionales que brindan mayores eficiencias y gases con mayor poder calorífico. El equipo diseñado fue de lecho móvil, cuya operación emula a uno industrial de tipo downdraft, pudiéndose observar las cuatro zonas de reacción: secado, pirólisis, oxidación y reducción. Dicho reactor, de pequeña escala y manejo sencillo, resultó adecuado para el estudio del proceso de gasificación, permitiendo controlar los parámetros operativos tradicionales, y el tiempo de residencia de las partículas de biomasa dentro del reactor, lo cual no ha sido reportado hasta nuestro conocimiento, para reactores de laboratorio.

Palabras Claves: Gasificador, Diseño, Drowndraft, Biomasa lignocelulósica, *Spartina argentinensis*

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

La gasificación es la oxidación térmica parcial de material orgánico, que da como resultado una alta proporción de productos gaseosos (denominado gas producto o gas pobre), un producto sólido (char) y pequeñas cantidades de compuestos condensables (denominados alquitranes) [1]. Se utilizan cantidades subestequiométricas de un agente oxidante a fin de evitar la combustión total de la materia prima. La eficiencia de este proceso termoquímico es mucho mayor que la de la combustión y, además, presenta otras ventajas como menor emisión de NO_x y SO_x, temperatura de reacción más baja y menor necesidad de oxígeno. La gasificación es una de las tecnologías más flexibles que se puede utilizar para producir energía limpia, si el material orgánico es la biomasa [2]. El gas producido se puede estandarizar en su calidad y es de uso más simple y de mayor versatilidad que el empleo de la biomasa original; por ejemplo, se puede usar para alimentar motores de combustión interna con conversiones a energía eléctrica de hasta 35-45 %, y turbinas de gas. Para esto, se requiere un alto poder calorífico inferior (PCI) (>4 MJ/Nm³) y un bajo contenido de contaminantes (Alquitranes<100 mg/Nm³, Partículas<50 mg/Nm³, Metales<0,025-0,1 ppm, H₂S<20 ppm). El principal problema es que en el mercado actual los motores están diseñados para combustibles fósiles, por lo que es necesario modificar el sistema de inyección. En motores de combustión interna, el gas de síntesis también se puede utilizar para la co-combustión, mezclado con biogás derivado de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos [3].

El gas de síntesis no sólo es un portador energético para la producción de energía, sino también un producto intermedio para la producción de biocombustibles líquidos y gaseosos, y químicos verdes, como metanol y dimetiléter (DME). En este sentido, son necesarias más investigaciones que permitan aumentar la eficiencia general de los procesos de gasificación. Se requiere un nuevo enfoque, capaz de valorizar todos los productos de gasificación, combustibles, químicos y energía térmica, para permitir la instauración de dicho proceso en el mercado internacional de energía [3]. Las investigaciones sobre conversión de residuos biomásicos lignocelulósicos por medio de rutas termoquímicas como pirólisis y gasificación, son objeto de estudio en la comunidad científica desde hace varios años [3,4]. En particular, en el grupo de trabajo, las investigaciones sobre esta temática han arrojado resultados alentadores [5-8], siendo las últimas orientadas a diseñar y construir un gasificador de biomasa que imite los de tipo downdraft, pero que pueda operarse dentro de un laboratorio.

El principio de funcionamiento del gasificador downdraft (corriente descendente) es tal que la biomasa y el agente oxidante se alimentan por la parte superior y se mueven en paralelo (co-corriente), y se desplazan secuencialmente por las zonas de secado, pirólisis, oxidación y, por último, por la de reducción. El gas producto se extrae desde el fondo, a través de la zona de reducción y, dado que el mismo viaja a través de la zona de oxidación a alta temperatura y finalmente a través de la zona de reducción, casi todos los vapores orgánicos (alquitranes) se consumen para formar gas y, por lo tanto, el gas es bastante limpio en comparación con el gasificador de corriente ascendente [9].

Son muchos los inconvenientes que se presentan al intentar extrapolar los resultados obtenidos en equipos de gasificación de laboratorio a escalas mayores, dado que en la mayoría de los equipos no es posible conocer el tiempo de residencia de una partícula dentro de la zona de reacción, debido a que operan de modo muy diferente a los industriales [1, 9].

En este trabajo se presenta el diseño, construcción y puesta a punto de un reactor de gasificación de biomasa a escala laboratorio, que imita el funcionamiento de un gasificador downdraft y permite observar las cuatro zonas de reacción del proceso: secado, pirólisis, oxidación y reducción. Se plantean, además, los protocolos de toma de muestra y análisis de los productos sólidos, líquidos y gaseosos, así como también los métodos de cálculo de variables operativas y de respuesta utilizadas para estudiar la gasificación de distintas biomásas lignocelulósicas en dicho equipo. Para la etapa de evaluación del funcionamiento y puesta a punto del equipo, se ensayó la gasificación de *Spartina argentinensis*, que es una hierba peremene invasiva que crece en el delta del Río Paraná, que se presenta como alternativa para ser usada como materia prima en procesos de biorrefinería y/o en procesos de conversión termoquímica para generar energía, combustibles y productos químicos.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Descripción del gasificador

El gasificador diseñado es un equipo a escala laboratorio de lecho móvil, del que se presenta una imagen renderizada en la Figura 1. El equipo es un reactor tubular, horizontal, que posee un tubo de alimentación donde se coloca una canasta que contiene la biomasa a gasificar, y un colector de char que recibe la canasta luego de haber pasado la zona de reacción. Dicha zona es calefaccionada por un horno tubular calentado por una resistencia eléctrica, que puede llegar a temperaturas de 900 °C aproximadamente. Al inicio del horno se encuentra una boquilla para el ingreso controlado de aire y, al término del mismo, una boquilla para la salida de gases, por lo que

el aire se mueve en co-corriente con la biomasa, del mismo modo que sucede en un gasificador downdraft; así, se producen cuatro zonas de reacción (secado, pirólisis, oxidación y reducción).

La zona de alimentación es un tubo bruñido de acero de 38,1 mm de diámetro interno y 1000 mm de longitud, en la cual se coloca la canasta que contiene la biomasa a gasificar y que en la operación es desplazada a la zona de reacción por la acción de un pistón. La canasta consiste en un tubo de acero inoxidable de 30,1 mm de diámetro interno y 690 mm de longitud, que tiene perforaciones para el ingreso de aire. El movimiento de la misma, desde un extremo del reactor al otro (en el que se encuentra el colector de char), es realizado por el impulso de un pistón cuya velocidad es controlada por un variador de frecuencia marca DELTA (Delta VFD 0,4 kW 0,5 HP monofásico 220 VCA). El pistón es una varilla roscada movida por un motor de 0,18 kW con un reductor de relación 1:100 y un juego de poleas para una reducción adicional de 5:1.

La zona de reacción es un tubo de acero inoxidable (AISI 316) de 48,3 mm de diámetro exterior y 302 mm de longitud; sobre el mismo se encuentra bobinada la resistencia eléctrica para calefacción, el aislamiento térmico de fibra cerámica y una cubierta de acero inoxidable. Por último, la zona de colección de char es un caño de acero inoxidable (AISI 304) de 60,33 mm de diámetro externo y 755 mm de longitud.

La zona de reacción posee seis termocuplas Tipo K; la primera ubicada en el ingreso de aire, luego cuatro ubicadas de manera equidistante a lo largo del horno, donde se encuentra el bobinado de la resistencia eléctrica, y la última, a la salida de los gases. En la Figura 2 se muestra una imagen renderizada del corte de la zona de reacción del gasificador donde se puede ver el bobinado de la resistencia, la zona donde se desplaza la canasta con la biomasa, la de las termocuplas y el aislamiento térmico.

Las termocuplas están conectadas a sus respectivos indicadores de temperatura (NOVUS N1500) y mediante el conversor USB-i485 es posible coleccionar los datos de temperatura en el tiempo, visualizarlos y guardarlos en una computadora, por medio del software FieldChart Lite 2.0.2.01. La termocupla número 4, que se encuentra en el centro del horno, está conectada al controlador de temperatura del mismo (NOVUS N480D).

Para la regulación del flujo de ingreso de aire se utilizó un rotámetro BROOKS 2520A para flujos de aire de 100 a 1000 cm³ min⁻¹ (0,1-1 L min⁻¹).

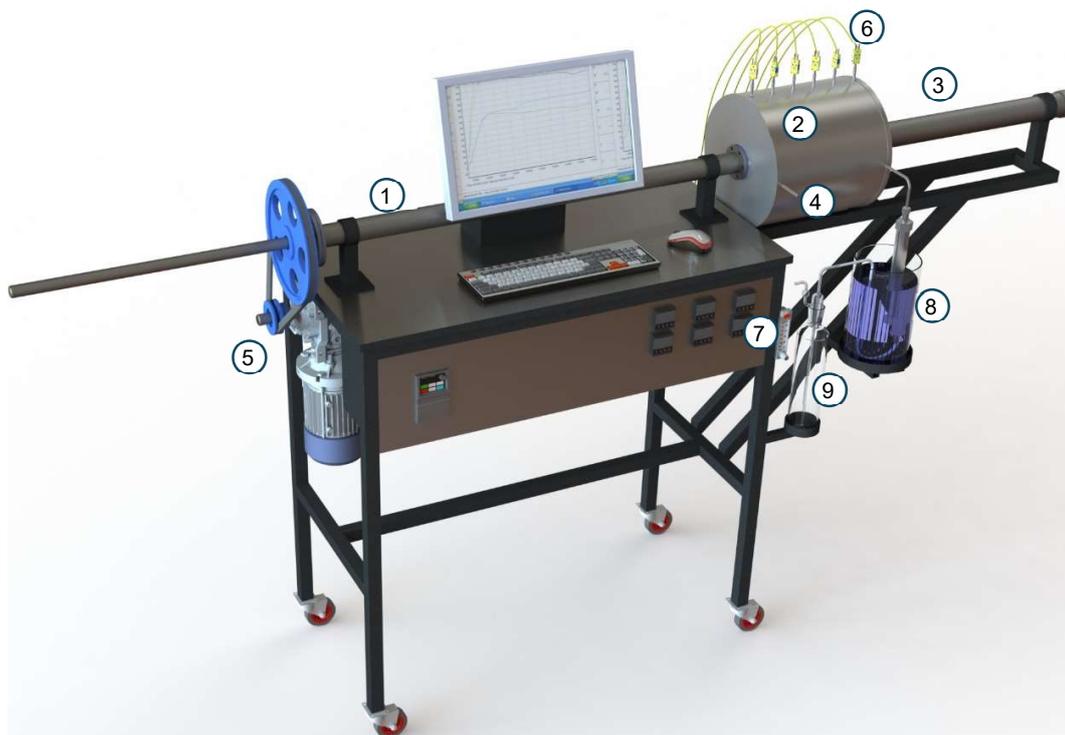


Figura 1 Imagen renderizada del gasificador construido: 1) tubo de alimentación; 2) horno con reactor en su interior; 3) colector de char; 4) boquilla de ingreso de aire; 5) variador de frecuencia, motor, reductor y juego de poleas para el ingreso del tubo de alimentación al reactor; 6) termocuplas para control de temperatura; 7) rotámetro para control de ingreso de aire; 8) tren de limpieza de gases; 9) lavador de gases. [elaboración propia]

Los gases producto que salen del horno pasan a través de un tren de limpieza, compuesto por un cartucho de sílica gel enfriado externamente con un baño de agua-hielo, donde se retienen los alquitranes, y un lavador de gases donde se retienen líquidos residuales.

Los gases son venteados a la atmósfera y es posible tomar muestras con bolsas Tedlar especiales para gases, para posterior análisis cromatográfico. Para la toma de las muestras gaseosas y medición de caudal se utiliza el colector de gases, que consta de una columna de vidrio de diámetro 28 mm y 1000 mm de largo, inicialmente llena de agua.

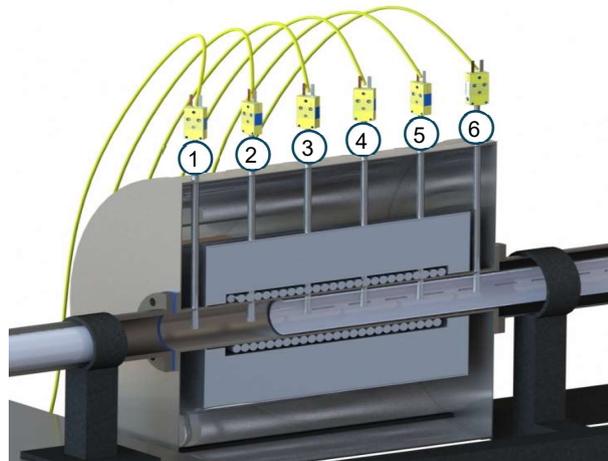


Figura 2 Imagen renderizada del corte del horno del gasificador [elaboración propia].

Este reactor de gasificación permite operar en forma continua de 1,5 a 7 hs, dependiendo de la velocidad de movimiento de la biomasa. Además, permite conocer el tiempo de residencia de misma dentro de la zona de reacción, lo cual no es posible en un reactor tipo downdraft.

2.2 Cálculo de variables operativas y de respuesta

2.2.1 Caudal de aire

Un parámetro muy importante en gasificación es el caudal de aire alimentado para la reacción, ya que caudales muy altos pueden provocar la combustión, mientras caudales muy bajos pueden conducir a pirólisis [1, 9]. Por esto se define la relación de equivalencia (ER) de acuerdo a la Ecuación (1):

$$ER = \frac{\text{Cantidad de aire utilizada}}{\text{Cantidad estequiométrica de aire}} \quad (1)$$

La cantidad estequiométrica de aire se refiere a la necesaria para la combustión completa, la cual es propia para cada biomasa, ya que se calcula en base en su composición elemental. La cantidad estequiométrica de aire, en m^3 por kg de biomasa seca, se calcula sumando los valores que resultan de las siguientes conversiones: el C se convierte totalmente en CO_2 , el H en H_2O , el O en O_2 y el N en NO_2 . Para este cálculo se consideran los contenidos de C, H, O y N de la biomasa en porcentaje en peso en base seca.

El cálculo del caudal de aire se debe realizar para cada reacción que se va a llevar a cabo, porque no sólo depende del valor deseado de ER sino también del tipo de biomasa y la velocidad de paso de la misma por el reactor. El cálculo se realiza a partir de las Ecuaciones (2) y (3):

$$Q_{\text{aire}} = ER \cdot Q_{\text{estq}} \quad (2)$$

donde Q_{aire} es el caudal de aire (l min^{-1}), Q_{estq} es el caudal estequiométrico de aire (l min^{-1}).

$$Q_{\text{estq}} = \text{Cant. aire} \cdot \rho_{\text{biomasa}} \cdot Q_{\text{biomasa}} \cdot \frac{1000}{60} \quad (3)$$

donde *Cant. aire*: es la cantidad estequiométrica de aire ($\text{m}^3 \text{ kg}^{-1}$), ρ_{biomasa} es la densidad aparente de la biomasa (masa de biomasa/volumen de canasta) (kg m^{-3}) y Q_{biomasa} es el caudal volumétrico de la biomasa a lo largo de la zona de reacción ($\text{m}^3 \text{ h}^{-1}$) que, por lo tanto, depende de la velocidad de paso de la misma por el sistema.

2.2.2 Rendimientos

Los rendimientos obtenidos en los experimentos de gasificación se calcularon teniendo en cuenta que $m_{\text{alquitrán}}$ es la masa de alquitranes y agua obtenida por la diferencia en peso de la sílica gel antes y después del proceso, m_{char} es la masa de productos sólidos (char) determinada por

gravimetría, $m_{biomasa}$ es la masa de biomasa alimentada, y que la cantidad de gases se determina por diferencia, considerando un balance de masas de 100 %. Las Ecuaciones (4), (5) y (6) fueron utilizadas para el cálculo de los rendimientos porcentuales de los productos de gasificación:

$$\% \text{ Alquitranes} = \frac{m_{alquitrán}}{m_{biomasa}} \cdot 100 \quad (4)$$

$$\% \text{ Char} = \frac{m_{char}}{m_{biomasa}} \cdot 100 \quad (5)$$

$$\% \text{ Gases} = 100 - \% \text{ Alquitranes} - \% \text{ Char} \quad (6)$$

2.2.3 Poder Calorífico de los gases

El poder calorífico inferior (PCI) es una característica esencial para describir la calidad del gas producido; este valor se calcula a partir de la composición y el PCI de cada gas elemental.

El poder calorífico inferior de los gases en MJ m⁻³ se calculó a partir de la Ecuación 7:

$$PCI = x_{H_2} \cdot PCI_{H_2} + x_{CO} \cdot PCI_{CO} + x_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4} \quad (7)$$

donde x_i es la fracción en volumen del constituyente (H₂, CO, CH₄) del gas producido y PCI_i es el poder calorífico inferior del constituyente en MJ m⁻³. Estos valores se tomaron de acuerdo a Jain y et al [10] y se obtuvieron de Perry's Chemical Engineers' Handbook [11], y fueron: Hidrógeno, 9,8846 MJ kg⁻¹, Monóxido de carbono, 11,5668 MJ kg⁻¹ y Metano 32,7938 MJ kg⁻¹.

2.2.4 Eficiencia de gasificación

Un parámetro importante en el diseño y evaluación de gasificadores es la eficiencia de gasificación (EG), que se calcula a partir de la composición y el volumen del gas producido. Dicho parámetro es un indicador de la eficiencia termodinámica de la gasificación, que se define como la relación entre el poder calorífico del gas producido y el de la materia prima [12]. Esta eficiencia indica el porcentaje de energía de la biomasa que fue trasladada al gas producto [10].

En este trabajo, se calculó la EG como la relación entre la energía obtenida en el gas de gasificación y la que se obtiene en la combustión de biomasa, utilizando la Ecuación 8:

$$\eta = \frac{Q_{gas} \cdot PCI_{gas}}{Q_{biomasa} \cdot PCI_{biomasa}} \cdot 100 \quad (8)$$

donde Q_{gas} es el caudal volumétrico del gas producido (L h⁻¹), PCI_{gas} es el poder calorífico inferior del gas producido (kcal L⁻¹), $Q_{biomasa}$ es el caudal másico de biomasa alimentada (kg h⁻¹), y $PCI_{biomasa}$ es el poder calorífico inferior de la biomasa (kcal kg⁻¹).

2.4 Composición de los gases

La composición de los gases se determinó por cromatografía gaseosa, en un cromatógrafo Agilent 6890-N, con puerto de inyección on-column, columna capilar GS-Carbon PLOT (de 30 m de longitud, 530 μm de diámetro interno, y 3 μm de espesor de fase), detector de conductividad térmica (TCD) y gas criogénico (CO₂) para lograr temperaturas iniciales por debajo de la del ambiente. Con estos elementos se puede obtener un cromatograma con adecuada separación de los picos correspondientes a los gases permanentes. Se realizó la identificación y cuantificación de cada compuesto mediante la inyección de patrones certificados y se desarrollaron las correspondientes curvas de calibrado, las cuales permitieron determinar los factores de respuesta cromatográficos específicos para cada componente de los gases producto.

2.5 Caracterización de la biomasa

La caracterización de la biomasa utilizada para la puesta a punto del equipo se realizó de la siguiente manera: los contenidos de agua, materia volátil y cenizas se determinaron según las normas ASTM D 3173, D 3175 y ASTM D 3174, respectivamente; la cantidad de carbono fijo se determinó por diferencia. La composición elemental de la biomasa se determinó con un equipo Determinador Elemental Serie CHN628 (LECO). El poder calorífico superior (PCS) se determinó con la fórmula de Dulong [13], en base a la composición elemental, de acuerdo a la Ecuación 9.

$$HHV \text{ (MJ kg}^{-1}\text{)} = 0,3383 \cdot C + 1,443(H-O/8) \quad (9)$$

donde C, H y O son los porcentajes en masa de carbono, hidrógeno y oxígeno respectivamente, en base seca.

La composición lignocelulósica de la biomasa se determinó de acuerdo con los siguientes parámetros: Lignina Ácida Detergente (ADL) (protocolo PROMEFA V2 en un equipo ANKOM), Fibra Detergente Ácida Secuencial (ADF S, ISO 13906:2008) y Fibra Detergente Neutra amilasa (aNDF, ISO 16472:2006), considerando que ADL representa la cantidad de lignina en la biomasa, ADF S la suma de lignina y celulosa, y aNDF la suma de lignina, celulosa y hemicelulosa [14].

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Puesta a punto del sistema de gasificación

3.1.1 Velocidad del pistón

La velocidad del pistón que desplaza la biomasa a través del reactor es una función de la frecuencia del motor que impulsa el tornillo, y el tiempo de residencia de la biomasa dentro del horno depende de la velocidad del pistón, y, en consecuencia, de la frecuencia del motor que impulsa el tornillo. En la Figura 3a se presentan los datos de la frecuencia del motor en función del tiempo de residencia de la biomasa dentro de la zona de reacción, y en la Figura 3b, los datos de velocidad del pistón en función de la frecuencia. Estos datos fueron obtenidos por la medición del tiempo en el que el pistón tardó en recorrer una distancia de 10 mm. Se realizaron 6 mediciones por cada valor de frecuencia, pero aquí se presenta el valor promedio del tiempo medido.

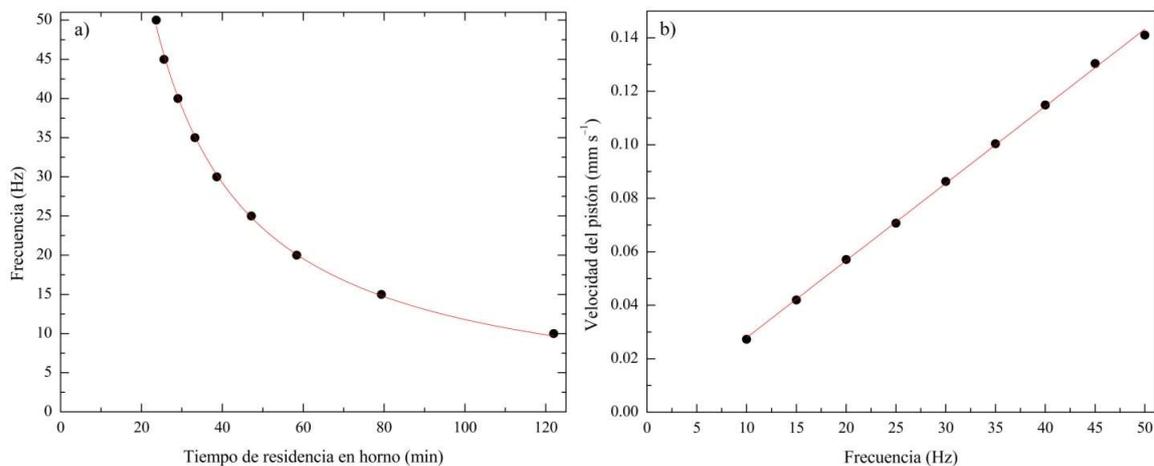


Figura 3 Parámetros operativos del pistón que mueve la biomasa en el reactor de gasificación. a) frecuencia vs tiempo de residencia en horno, b) velocidad del pistón vs frecuencia. [elaboración propia]

A partir de esta información se obtuvieron las Ecuaciones 10 y 11, con las cuales se determinaron las condiciones de operación del equipo para poder controlar el tiempo de residencia que se deseaba que tuviera la biomasa dentro del horno del reactor: con la Ecuación 11, fue posible calcular la frecuencia a colocar en el variador, y con la Ecuación 12, obtener la velocidad del pistón, necesaria para el cálculo del caudal volumétrico de la biomasa a lo largo de la zona de reacción y el cálculo del caudal de aire.

$$Frecuencia = 1131,3 \cdot Tiempo\ residencia^{-0,991} \quad (10)$$

$$Vel.\ pistón = 0,0029 \cdot Frecuencia - 0,0009 \quad (11)$$

3.1.2. Optimización del punto de muestreo de gases

Se realizó un experimento de gasificación de cáscara de arroz en la que se estudió la evolución de la composición de los gases obtenidos con el avance de la reacción. La composición de la cáscara de arroz utilizada, puede consultarse en [15]. Las condiciones de operación fueron 800 °C, ER 0,4 y tiempo de residencia de la biomasa en el horno 70 min. El experimento duró 5,5 h y se tomaron muestras de gases cada 25 minutos, cuyas composiciones se muestran en la Figura 4.

Es necesario recordar que los gases a la salida del reactor estaban diluidos en el N₂ aportado por el aire; en la Figura 4 se presenta sólo el contenido de los gases de interés (H₂, CO, CH₄ y CO₂) expresado en porcentaje en volumen (%vol), y a partir de la cuarta muestra, dado que las primeras tres sólo contenían CO₂ y N₂.

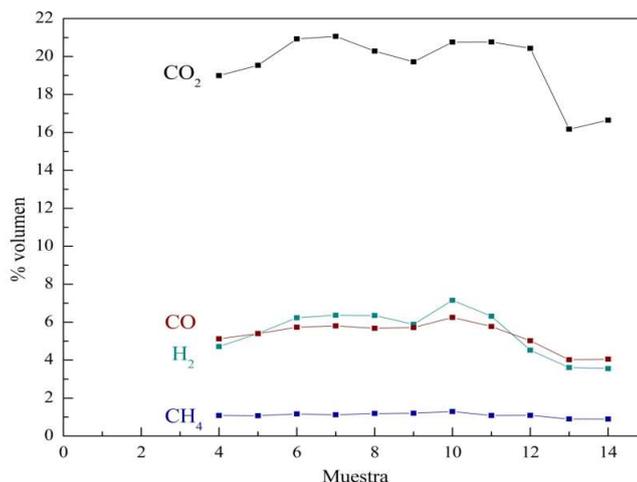


Figura 4. Composición de gases en la gasificación de cáscara de arroz. [elaboración propia]

Durante el experimento se observó que en la décima muestra se alcanzaron los mayores valores de concentración de H₂, CO y CH₄, y que, a partir de ese momento, la misma comenzó a decaer nuevamente. En un sistema continuo, se esperaría llegar a un estado estacionario con gases que presenten la composición constante, es por esto que se optó por tomar la muestra de gases en los experimentos subsiguientes cuando se llegara a esta zona. Ya que el tiempo de reacción está controlado por la velocidad del pistón, esto se tradujo en distancia recorrida por el mismo, encontrando que el lugar óptimo de toma de muestra fue cuando el pistón recorriera de 45 a 55 cm de la posición basal.

3.2 Gasificación de *Spartina argentinensis*

Como parte de la puesta a punto del equipo, se estudió la gasificación de *Spartina argentinensis*, una hierba perenne que surge como biomasa lignocelulósica con potencial para ser empleada en biorrefinerías, que es invasiva en las islas del delta del Río Paraná (Argentina). La misma se encontraba en forma de pellets con longitud de 8 a 20 mm, diámetro 6 mm y densidad 165 kg m⁻³. Previo a la gasificación, la biomasa fue caracterizada en cuanto a su composición, con resultados que se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2 Composición de *Spartina argentinensis*. [elaboración propia]

Humedad (%p)	6,2
Análisis proximal (%p, base seca)	
Cenizas	7,9
Sólidos volátiles	69,9
Carbón fijo ^a	22,2
Material lignocelulósico (%p, base seca)	
Celulosa	38,4
Hemicelulosa	28,5
Lignina	7,8
Otros ^b	13,7
Análisis elemental (%p, base seca)	
C	50,2
H	6,1
O ^c	35,1
N	0,7
PCS (MJ kg ⁻¹)	19,5
^a 100-Sólidos volátiles-Cenizas	
^b 100-Celulosa-Hemicelulosa-Lignina-Cenizas	
^c 100-C-H-N-Cenizas	

Las reacciones de gasificación se llevaron a cabo con relación de equivalencia de 0,2, tiempo de residencia de biomasa en el horno de 80 min y temperaturas de 700, 800 y 850 °C; la carga de biomasa fue alrededor de 250 g en cada experimento. En la Tabla 3 se presentan los rendimientos a las distintas corrientes de productos durante la gasificación, donde se observa que todos los

rendimientos a gases fueron altos (mayores al 50 %) lo cual es favorable ya que en gasificación el producto deseado es el gas producto. También se destaca el bajo contenido de alquitranes producidos.

Tabla 3 Rendimientos (%) de la gasificación de *Spartina argentinensis*. [elaboración propia]

	Temperatura (°C)		
	700	800	850
Alquitranes	3,4	2,6	3,4
Char	44,7	30,2	34,4
Gases	51,9	67,2	62,3

En la Figura 5 se presentan las composiciones de los gases obtenidos en los experimentos de gasificación, y el poder calorífico correspondiente, como también la eficiencia de gasificación obtenida para cada condición operativa. En dicha figura es posible observar que a 800 y 850 °C se producen eficiencias de gasificación deseables, es decir, mayores a 50 %, y que el gas producto tiene un poder calorífico alto (cercano a 1000 kcal Nm⁻³), lo que lo hace viable de ser utilizado como combustible en quemadores de gas o en motores de combustión interna.

En base a estos resultados, fue posible concluir que es factible la valorización de la biomasa estudiada por vía de gasificación, que el equipo diseñado pudo adaptarse a las características de la biomasa, y que fue posible optimizar las condiciones operativas para la obtención de resultados deseables. De este modo, esta tecnología se constituye como una herramienta apropiada para evitar la acumulación de la misma en los campos, reduciendo los riesgos de incendio y la aparición de plagas, y para reducir el impacto ambiental por generación de gases de efecto invernadero cuando se quema para aprovechar las tierras.

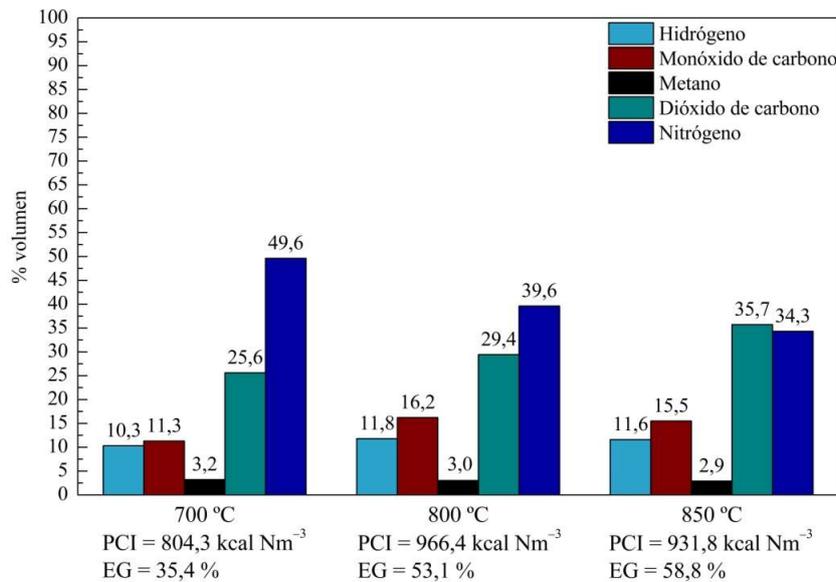


Figura 5 Resultados de la gasificación de *Spartina argentinensis*. [elaboración propia]

Sin embargo, es relevante para este estudio exploratorio, que el diseño particular del equipo construido, de lecho móvil, resulta útil para la evaluación de diferentes materias primas. Además, posee la particular característica de que, como el desplazamiento de la biomasa a través de la zona de reacción ocurre estando ésta dentro de la canasta, no se mezcla a medida que avanza, por lo que es posible conocer el tiempo de residencia de una partícula dentro de la zona de reacción. Esta característica no ha sido encontrada en otras configuraciones de gasificadores de laboratorio [16-23], lo que convierte a esta unidad en una potente herramienta de investigación, con la que es posible generar nuevos conocimientos en una disciplina en pleno auge dentro de las comunidades científica e industrial.

Son pocos los equipos de gasificación a escala laboratorio que pudieron encontrarse en la bibliografía consultada. En general, suelen ser dispositivos más grandes, de escala banco, o piloto cuando se trata de gasificadores downdraft. Por ejemplo, Lin et al. [16] estudiaron la gasificación de cáscara de arroz en un reactor discontinuo de lecho fijo a escala laboratorio (un reactor tubular vertical calentado externamente) y luego a escala banco (reactor tipo downdraft con carga superior de biomasa e ingreso de aire y salida continua de gases y char por la parte inferior), para recabar datos para el diseño a escala piloto. En el reactor a escala laboratorio las etapas de gasificación se

desarrollaban a medida que iba aumentando la temperatura (es decir, con el transcurso del tiempo); en cambio, en el reactor downdraft a escala banco, dichas etapas se daban en distintas zonas del reactor. Ojolo y Orisaleye [17] diseñaron y construyeron un equipo muy sencillo, de una sola pieza, como gasificador downdraft con garganta a escala de laboratorio con una capacidad de 8 kg aproximadamente, y realizaron la gasificación de virutas de madera y cáscaras de palmiste. Nisamaneen et al. [18] gasificaron cáscaras de maní en un gasificador modular de lecho fijo de tiro descendente en el cual el reactor principal tenía una altura de 610 mm, diámetro de 200 mm y diámetro de garganta de 77 mm. Utilizaron indicadores de temperatura, termocuplas tipo K y un registrador de datos para registrar la temperatura en las zonas de secado, pirólisis, oxidación y reducción, obteniendo gases combustibles de calidad para uso en aplicaciones de calor y energía, con un caudal de aire de 1,62 m³ h⁻¹ y una temperatura entre 873 y 1023 K en la zona de oxidación. Pérez et al. [19] estudiaron la gasificación de corteza de pino y de lodos de depuradora en dos reactores batch downdraft de lecho fijo de escala laboratorio. Ambos reactores eran tubulares y verticales, uno de 5,4 cm y el otro de 10,4 cm de diámetro interno, los cuales, una vez que se cargaba la biomasa, se encendían por la parte superior, mientras simultáneamente se introducía aire por la parte inferior, por lo que se observaban las etapas termoquímicas, en orden de arriba a abajo, secado, pirólisis, oxidación y reducción. Por otro lado, en algunos trabajos se utilizaron reactores tubulares de eje horizontal. Por ejemplo, Raheem et al. [20] estudiaron la gasificación de bagazo de caña de azúcar utilizando un gasificador que consistía en un tubo horizontal de 14 mm de diámetro calentado externamente, en el que se colocaba un mini crisol de cuarzo con la biomasa y que utilizaba una mezcla de oxígeno y argón como agente oxidante. Investigaron tres parámetros experimentales: temperatura (700, 800 y 900 °C), carga de biomasa (2, 3 y 4 g) y tiempo de residencia (10, 20 y 30 min). Singh et al. [21], desarrollaron un gasificador de corriente ascendente de lecho fijo horizontal, en el que el aire ingresaba de forma axial, con el objetivo de obtener un mayor tiempo de residencia de las partículas en comparación con un sistema de lecho fijo vertical, en el que las fuerzas gravitacionales generan un tiempo de residencia menor. Slatter et al. [22] estudiaron la gasificación de chips de madera de eucalipto en un reactor horizontal a escala piloto que consistía en un recipiente giratorio horizontal, cuya forma era similar a la del horno rotatorio, con un ligero grado de inclinación. Legonda [23] estudió la gasificación catalítica de aserrín de pino en un reactor gasificador de flujo arrastrado horizontal, en el cual la biomasa, en forma de pequeñas partículas, se mezclaba con aire, a la vez que éste la impulsaba a través de la zona de reacción. En este caso es muy difícil el control del tiempo de residencia y la homogeneidad de reacción de la biomasa, debiéndose controlar que no se acumulen residuos en el reactor o que se elimine biomasa sin gasificar. Por lo expuesto, es claro que el gasificador diseñado, construido y utilizado en esta investigación, resulta de una notoriamente mayor simpleza operativa, y que su operación simula a un reactor continuo downdraft a escala laboratorio, con control del tiempo de residencia de la biomasa.

4. CONCLUSIONES

Se presentó el diseño, construcción y puesta a punto de un reactor de gasificación de biomasa de lecho móvil, a escala laboratorio, con una configuración diferente a las publicadas en la bibliografía relacionada. El aire se mueve en co-corriente con la biomasa, reproduciendo lo que sucede en un gasificador downdraft industrial; de este modo, es posible observar cuatro zonas del proceso de gasificación: secado, pirólisis, oxidación y reducción.

En los experimentos de puesta a punto y evaluación del funcionamiento del equipo fue posible concluir que es factible la valorización de la biomasa estudiada vía gasificación, que el equipo diseñado operó adecuadamente con diversas biomásas, y que posible optimizar las condiciones operativas para la obtención de resultados deseables. A 800 y 850 °C, los rendimientos a gases fueron superiores al 60 %p, las eficiencias de gasificación fueron mayores a 50 %, y el gas producto tenía un poder calorífico cercano a 1000 kcal Nm⁻³, lo que lo hace factible de ser utilizado como combustible en quemadores de gas o motores de combustión interna.

El reactor posee la particular característica de que, como el desplazamiento de la biomasa es dentro de una canasta que la contiene, no se mezcla a medida que avanza, por lo que es posible conocer con precisión el tiempo de residencia de las partículas dentro de la zona de reacción. Esta característica no ha sido encontrada en otras configuraciones de gasificadores de laboratorio, lo cual, convierte a este equipo en una potente herramienta de investigación, con la que es posible generar conocimiento en una disciplina en pleno auge dentro de la comunidad científica e industrial.

5. REFERENCIAS

- [1] M. Puig-Arnabat, J.C. Bruno, A. Coronas, "Review and analysis of biomass gasification models". *Ren. Sust. Energy Rev.*, vol. 14, no 9, pp. 2841-2851, 2010.

- [2] A. Anukam, S. Mamphweli, P. Reddy, E. Meyer, O. Okoh, O., "Pre-processing of sugarcane bagasse for gasification in a downdraft biomass gasifier system: A comprehensive review". *Ren. Sust. Energy Rev*, vol. 66, pp. 775-801, 2016.
- [3] A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra, "Biomass gasification technology: The state of the art overview". *J. Energy Chem.*, vol. 25, no.1, pp. 10-25, 2016.
- [4] S. Czernik, A.V. Bridgwater, "Overview of applications of biomass fast pyrolysis oil". *Energy Fuels*, vol. 18, no. 2, pp. 590-598, 2004.
- [5] P. Saires, M. Bertero, U. Sedran. "Caracterización de los productos de pirólisis de residuos agroindustriales", *AVERMA*, vol. 27, pp. 374-385, 2023.
- [6] S. Tourn, P. Saires, M. Bertero, M. Falco, E. Chamorro, "Developing alternatives to hydrocarbon via pyrolysis and gasification of industry residual biomass", *Progress Energy Fuels*, vol. 12, no. 1, pp.1-23, 2023
- [7] E. Rada Arias, M. Bertero, E. Jozami, S. Feldman, M. Falco, U. Sedran. "Pyrolytic conversion of perennial grasses and woody shrubs to energy and chemicals", *SN Applied Sciences*, vol. 2, no. 116, 2020.
- [8] M. Bertero, H. Gosostegui, C. Orrabalis, C. Guzmán, E. Calandri, U. Sedran, "Characterization of the liquid products in the pyrolysis of residual chañar and palm fruit biomasses", *Fuel*, vol. 116, no. 15, pp. 409-414, 2014.
- [9] A. Susastriawan, Saptoadi, Harwin, Purnomo. "Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: A review". *Ren. Sust. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 989-1003, 2017.
- [10] A. Jain, J. Goss, "Determination of reactor scaling factors for throatless rice husk gasifier". *Biomass Bioenergy*, vol. 18, pp. 249-256, 2000.
- [11] H. Perry, *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 7th ed. New York: Mc Graw-Hill Book Company, 1997.
- Iniciales y Apellido/s del autor/es, *Título del libro en cursiva*. Edición. Lugar de publicación: Editorial, Año de publicación.
- [12] S. J. Yoon, Y. Son, Y. Kim, J. Lee, "Gasification and power generation characteristics of rice husk and rice husk pellet using a downdraft fixed-bed gasifier", *Renewable Energy*, vol. 42, pp. 163-167, 2012.
- [13] S.A. Channiwala, P.P. Parikh, "A unified correlation for estimating HHV of solid, liquid and gaseous fuels", *Fuels*, vol. 81, no. 8, pp. 1051-1063, 2002.
- [14] P.J. Van Soest, R.W. McQueen, "The chemistry and estimation of fibre". *Proc. Nutr. Soc.*, vol. 32, pp. 123-130, 1973.
- [15] P. Saires, C. Ariza Barraza, M. Bertero, R. Pujro, M. Falco, U. Sedran "Characterization of pyrolytic tars derived from different biomasses", *Processes*, vol. 12, pp. 817-844.
- [16] K.S. Lin, H. P: Wang, C.J. Lin, C. Juch, "A process development for gasification of rice husk", *Fuel Proc. Tech.*, vol. 55, no. 3, pp. 185-192, 1998.
- [17] S. J. Ojolo, J. Orisaleye, "Design and development of a laboratory scale biomass gasifier", vol. 4, no. 8, pp. 16-23, 2010. *J. Energy Power Eng.*, Vol. 4, págs. 16-23.
- [18] J. Nisamaneenate, D. Atong, P. Sornkade, V. Sricharoenchaikul, "Fuel gas production from peanut shell waste using a modular downdraft gasifier with the thermal integrated unit", *Ren. Energy*, vol. 79, pp. 45-50, 2015.
- [19] J. F. Pérez, A. Melgar, P. Nel Benjumea, "Effect of operating and design parameters on the gasification/combustion process of waste biomass in fixed bed downdraft reactors: An experimental study". Juan F., *Fuel*, vol. 96, pp. 487-496, 2012.
- [20] A. Raheem, M. Zhao, W. Dastyar, A. Q. Channa, G.Ji, Y. Zhang, "Parametric gasification process of sugarcane bagasse for syngas production", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 31 pp.16234-16247, 2019.
- [21] R. N. Singh, "Experimental investigation of horizontal gasifier", *Int. J. Sc. Tech. Soc.*, vol. 2, pp. 1-2, 2016.
- [22] N. L Slatter, B. Vichanpol, J. Natakaranakul, K. Wattanavichien, P. Suchamalawong, K. Hashimoto, N. Tsubaki, T. Vitidsant, W. Charusiri "Syngas Production for Fischer–Tropsch Synthesis from Rubber Wood Pellets and Eucalyptus Wood Chips in a Pilot Horizontal Gasifier with CaO as a Tar Removal Catalyst", *ACS omega*, vol. 7, no. 49, pp. 44951-44961, 2022.
- [23] I. A. Legonda, "Biomass gasification using a horizontal entrained-flow gasifier and catalytic processing of the product gas". Thesis Doctoral, Cardiff University, 2012.

6. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado con el financiamiento de Agencia I+D+i (PICT 2019-2621, PICT 2019-3391), de la Universidad Nacional de Litoral (CAI+D 2020 PI Tipo II- 50620190100177LI), de la Provincia de Santa Fe (PEICID- 2022-123) y del CONICET (PIP 2021-11220200103146CO).

EXPERIENCIAS EN LA EVALUACION DE LA EFICIENCIA ENERGETICA DE VIVIENDAS CONSTRUIDAS EN MADERA MEDIANTE EL APLICATIVO INFORMATICO

Das Neves Gustavo^a, Gil Marcelo^b, Maccarone José ^c, Valencia Arotinco Yannet^d

*a Docente/Investigador LEMaC, Centro de Investigaciones Viales CIC PBA y GIV Grupo de Investigación en Vivienda, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Reg. La Plata.
gdneves@frlp.utn.edu.ar*

*b Docente/Investigador Grupo GIDeSO Grupo de Investigación en Desarrollo Sostenible de las Organizaciones, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Reg. La Plata.
ingilmr@frlp.utn.edu.ar*

c Vicedirector CODAPLI Centro de Investigación de Codiseño Aplicado, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Reg. La Plata. macarone@frlp.utn.edu.ar

*d Becaria Grupo GIV, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Reg. La Plata.
valenciayannet@frlp.utn.edu.ar*

RESUMEN.

Se presenta en este trabajo los avances producidos en el PID denominado “Gestión de la energía en la evaluación de viviendas sostenibles” (Código ENECLP0010120), comenzado en abril del presente año, en el cual evaluaremos diferentes métodos constructivos de viviendas caracterizados por incluir diseños, materiales y sistemas que aporten a la eficiencia energética. El método de evaluación es a través del Aplicativo de etiquetado energético del PRONEV. Mediante dicho aplicativo se evaluará en primera instancia su IPE (índice de prestación energética) en su estado original, para luego repetir el proceso con las mejoras introducidas, ya sea al sistema constructivo o al diseño arquitectónico, con el fin de obtener un mejor IPE. El proyecto prevé que el proceso continúe con la evaluación económica del modelo en su estado original y modificado, pudiendo así analizar los costos y beneficios que derivan de tales mejoras en relación a la eficiencia energética lograda. Se agrupan, en este proyecto las capacidades desarrolladas en el GIV, Grupo de Investigación en vivienda, respecto a temáticas referidas a sistemas constructivos en madera, y el Centro CODAPLI y el Grupo GIDESO, con amplios antecedentes en la evaluación de la eficiencia energética en el campo de la industria.

El presente trabajo muestra la primera instancia de desarrollo que es la evaluación y análisis de resultados mediante el Aplicativo de etiquetado energético del PRONEV, de un modelo de vivienda ejecutado con sistema constructivo en madera.

Palabras Claves: Eficiencia Energética, Arquitectura, Viviendas, Evaluación.

Área Temática: Energía y Medio Ambiente. Desafíos para las ciudades. Arquitectura ambientalmente consciente. Edificación sustentable

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes/investigadores.

1. INTRODUCCIÓN.

Las viviendas demandan energía, como resultado de cubrir las necesidades de iluminación, cocción y conservación de alimentos, calentamiento de agua sanitaria, climatización y utilización de electrodomésticos y equipos electrónicos. Esta demanda ubica al sector residencial como uno de los mayores consumidores de energía y generadores de emisiones de gases de efecto invernadero. En Argentina el sector residencial consume un 26.6% de la energía secundaria total del país, contra un 31.6% del transporte, 21.5% de la industria, 7.5% del comercios y edificios públicos, 7.2% del uso agropecuario, y un 5.6% para el uso de productos energéticos como materia prima para la producción de insumos (plásticos, fertilizantes, etc.), según el Balance Energético Nacional (BEN) del año 2022 (Figura 1). Y en particular la demanda de energía necesaria para obtener confort térmico es la que más peso tiene dentro del consumo total de la vivienda (Figura 2), alcanzando un 38% (Eficiencia Energética Argentina). La eficiencia energética se puede definir como el conjunto de acciones que permiten mejorar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios que se obtienen a partir de su uso, sin afectar la calidad de vida de los usuarios (Secretaría de Energía de la Nación). Por lo tanto, se convierte en indispensable mejorar el desempeño energético de las viviendas a través de la gestión de la energía, favoreciendo medidas de uso racional y eficiente. La mejora en la conformación de las envolventes de la vivienda, incorporación de sistemas y estrategias de diseño en la arquitectura, sea esta tarea como reacondicionamiento de una existente, o como parte de un proyecto a realizar, aportaría mejoras sustanciales en busca del objetivo mencionado.

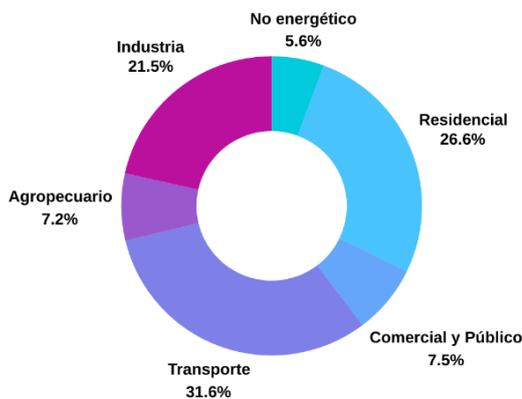


Figura 1. *Balance Energético Nacional 2022. Energía primaria y secundaria. Secretaría de Energía de la Nación. Fuente: elaboración propia en base al BEN 2022*

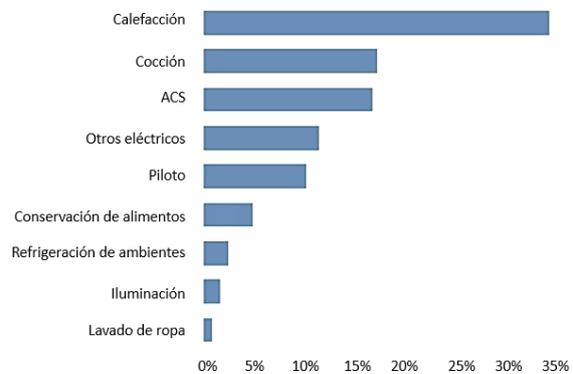


Figura 2. *Distribución Consumos para una vivienda Fuente: ENARGAS, CAMMESA y resultados preliminares de la ENGHo 2018 - INDEC*

En el contexto descripto anteriormente el proyecto denominado “Gestión de la energía en la evaluación de viviendas sostenibles” (Código ENECLP0010120), aborda la temática de la gestión de la energía como herramienta para la evaluación de las viviendas con características sostenibles, bajo dos lineamientos principales. El primero de ellos el Técnico, con la evaluación de diferentes tipos de configuración de viviendas, sus sistemas constructivos, estrategias de diseño bioambiental e incorporación de sistemas de energías renovables, que generen una mejora del Índice de Prestación Energética (IPE). En segundo lugar, la evaluación económica financiera de las mejoras en la configuración de las viviendas. La validación de lo propuesto será con el uso de la plataforma que proporciona el PRONEV (Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas, Resolución N°5/2023 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía pudiendo evaluar, como hemos comentado, el modelo en su estado original y modificado, permitiéndonos valorar costos y beneficios, que derivan de tales mejoras en relación a la eficiencia energética lograda. El objetivo de este trabajo es evaluar el modelo elegido como punto de partida del proceso descripto.

2. DESARROLLO.

2.1. Descripción del modelo.

El modelo evaluado en esta primera instancia del PID, es la vivienda ubicada en el campo deportes de la UTN FRLP, nuestra Facultad, en la localidad de Berisso, Pcia de Buenos Aires. La misma fue construida en 2016, dentro de las actividades planteadas en el GIV, Grupo de Investigación en vivienda del Departamento de Ingeniería Civil, con alumnos y profesionales de la carrera, en un trabajo interinstitucional e interdisciplinario en conjunto con docentes y profesionales de la Facultad de Ciencias Agrarias y Forestales (FCyF) de la UNLP, el INTA Concordia y el INTI Entre Ríos, con el objetivo de promover soluciones constructivas que acompañen criterios de sostenibilidad desde la producción de los materiales que la componen, en su etapa de construcción, y luego en su

posterior puesta en funcionamiento, pudiendo adaptarse a metodologías o procesos de autoconstrucción. [1].



Figura 3. Ubicación de la Vivienda



Figura 4. Imagen de la Vivienda

Es así que el sistema constructivo utilizado es el de entramado cerrado, Platform Frame o Wood frame, caracterizado por la utilización de una estructura de tablas de escuadrías pequeñas las cuales se unen mediante clavos o tornillos confeccionando entramados horizontales o verticales, rigidizados por tableros clavados a dicha estructura. Las tres especies utilizadas en sus diferentes componentes son Eucalyptus Grandis, Pino Elliotti (*Pinus elliottii*) y Sauce (*Salix*), siendo esta última especie una experimentación desde el punto de vista de uso para construcción, ya que habitualmente se limita a armado de cajones y mimbre [2].

Se trata de una construcción con un presupuesto muy limitado, conformándose una vivienda mínima. Se desarrolla en una sola planta incluyendo un área de cocina, estar-comedor, baño y dormitorio, a la que se le suma un área de acceso independiente para depósito y lavadero. Las áreas cubiertas computan 56,80m², y las semicubiertas 10,2m².

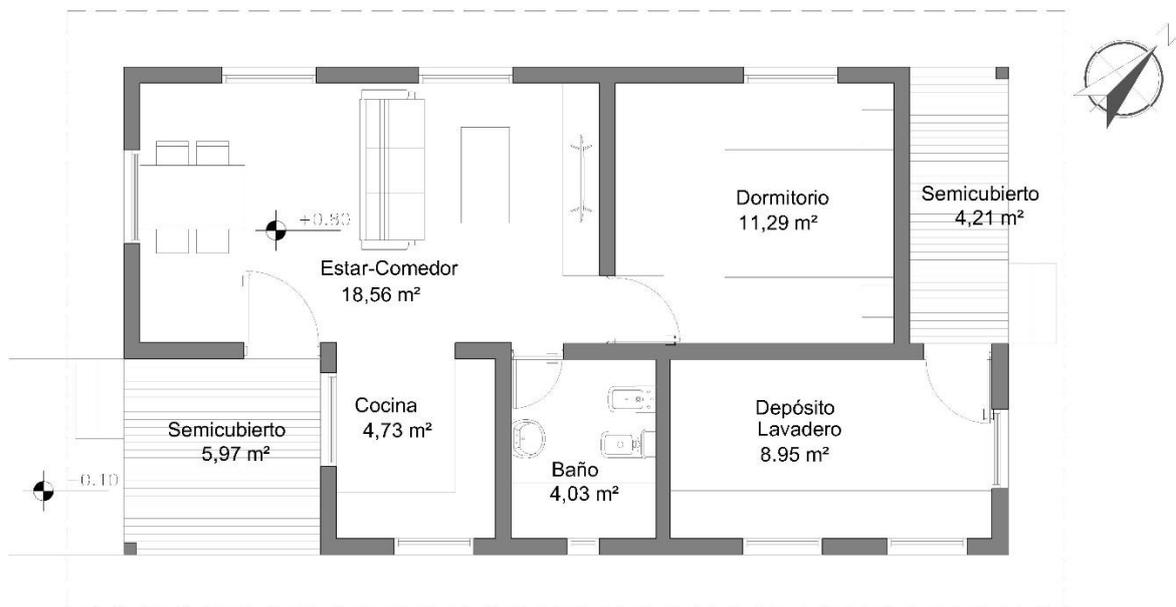


Figura 5. Planta de la vivienda del modelo evaluado.

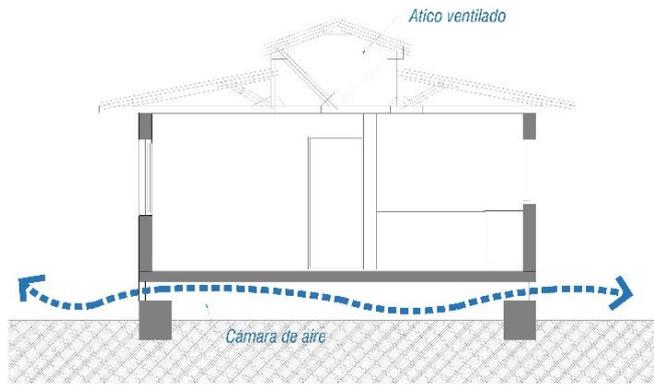


Figura 6. Corte transversal de la vivienda



Figura 7. Imagen de la etapa de construcción

Las envolventes verticales se componen de múltiples capas en torno a la estructura de madera descrita, conformando la aislación hidrófuga y térmica, revestimientos interiores y exteriores. La cara exterior conforma una fachada ventilada entre la barrera de gas permeable y el revestimiento exterior.

La envolvente horizontal, se establece como piso de planta baja conformada por la estructura y los tableros rigidizadores de contrachapado fenólico de 18 mm, separadas del terreno natural apoyándose en la estructura de hormigón armado por vigas reticuladas de Eucalyptus Grandis de 1" x 3", dejando una cámara de aire ventilada.

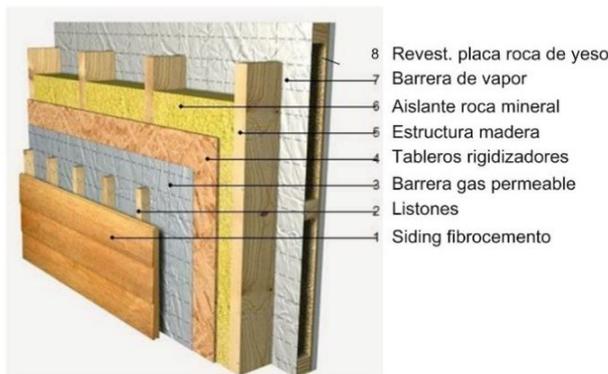


Figura 8. Detalle envolvente vertical
Fuente: Edición propia de imagen de internet.

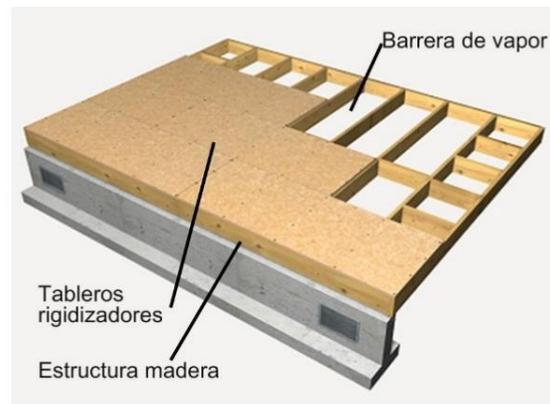


Figura 9. Detalle entrepiso
Fuente: Edición propia de imagen de internet.

La estructura de la cubierta de chapa está ejecutada por cabriadas de Sauce de 2" x 4", conformando un ático ventilado mediante rejillas en cada extremo. Como revestimiento exterior se utilizó placa de roca de yeso, más aislante de lana de vidrio de 2" sobre este.

2.2. Ingreso del modelo en el aplicativo informático del PRONEV.

Describiremos en esta sección la introducción del modelo descrito en el Aplicativo informático del PRONEV, destacando los criterios elegidos en las distintas etapas de ingreso de la información, conformación del prototipo y simulación. Cabe aclarar que no somos certificadores oficiales, y que esta es nuestra primera experiencia, para la cual nos hemos capacitado a través de videos, cursos, el manual del aplicativo y sus planillas de relevamiento [3,4]

Tipo de suelo: Arcilla o limo

Tipo de ventilación: Ventilación cruzada

Ubicación en altura: En altura inferior a 20m (vivienda hasta 5to piso, inclusive)

Grado de exposición a la intemperie: Alto (zonas llanas, poco onduladas con obstrucciones dispersas, como árboles o construcciones aisladas)

Ambientes:

Ambientes climatizados: Cocina y Estar-Comedor. Estos locales conforman la única zona térmica definida.

Ambientes no climatizados: Baño, Dormitorio y Lavadero

Envolventes:

Paredes: la opción utilizada para paredes externas e internas son las soluciones personalizadas que muestran las figuras 10 y 11, con la consideración de ruptura de puente térmico.

M (16,1 cm) | PRY 0,9 | CA 2 | PEAD | FLV 8,0 | OSB 1,0 | CA 2,0 | PCCA 2,0 - M1

Personalizada - Solución constructiva de muro

CAPAS			CARACTERÍSTICAS	
Capa	Nombre		Transmitancia térmica	0,37 W/m ² K Sin corrección de puentes térmicos
1º capa interna	Placa de roca de yeso (1000) (0,9 cm)	Ver	Espesor total	16,1 cm
2º	Cámara de aire horizontal (2,0 cm)	Ver		
3º	Poliétileno de alta densidad (<0,1cm)	Ver		
4º	Filtro de lana de vidrio (11-14) (8,0 cm)	Ver		
5º	Paneles OSB (Oriented Strand Board) (1,0 cm)	Ver		
6º	Cámara de aire vertical (2,0 cm)	Ver		
7º capa externa	Revestimiento de placas de cemento curadas en autoclave (Siding) (2,0 cm)	Ver		

Figura 10. Solución personalizada de envoltente vertical

M (14,2 cm) | PRY 0,9 | CA 2 | PEAD | FLV 8,0 | PEAD | CA 2 | PRY 0,9 - muro interno

Personalizada - Solución constructiva de muro

CAPAS			CARACTERÍSTICAS	
Capa	Nombre		Transmitancia térmica	0,39 W/m ² K Sin corrección de puentes térmicos
1º capa interna	Placa de roca de yeso (1000) (0,9 cm)	Ver	Espesor total	14,2 cm
2º	Cámara de aire horizontal (2,0 cm)	Ver		
3º	Poliétileno de alta densidad (<0,1cm)	Ver		
4º	Filtro de lana de vidrio (11-14) (8,0 cm)	Ver		
5º	Poliétileno de alta densidad (<0,1cm)	Ver		
6º	Cámara de aire horizontal (2,0 cm)	Ver		
7º capa externa	Placa de roca de yeso (1000) (0,9 cm)	Ver		

Figura 11. Solución personalizada de tabiques interiores

Puertas y Ventanas: las puertas incorporadas a los tabiques a cuáles corresponde su ubicación, se tratan de las llamadas tipo placas. Las ventanas son de aluminio sin ruptura de puente térmico, con vidrio laminado de 3+3mm.

Obstáculos (sombras): se incorporó en las envolventes correspondientes la sombra del ejemplar de hoja perenne con follaje de densidad intermedia.

Solados y Cubiertas: las opciones personalizadas utilizadas para representar los solados y la cubierta nos permitieron, además de incorporar las distintas capas, detallar las cámaras de aire inferior y superior, elementos de vital importancia en este sistema constructivo. (Figuras 12 y 13)

S (72,2 cm) | FTE 2,0 | EPE 0,2 | PFB 1,8 | PEAD | CA 50 | ST/MO 18 - piso flotante sobre superfi...

Personalizada - Solución constructiva de solado

CAPAS			CARACTERÍSTICAS	
Capa	Nombre		Transmitancia térmica	0,53 W/m ² K Sin corrección de puentes térmicos
1° capa interna	Pisos flotantes en general, de mediano y alto tránsito (2,0 cm)	Ver	Espesor total	72,2 cm
2°	Espuma de polietileno (0,2 cm)	Ver		
3°	Paneles Fenólicos (Phenolic Fiber Board) (1,8 cm)	Ver		
4°	Polietileno de alta densidad (<0,1cm)	Ver		
5°	Cámara de aire horizontal de baja emitancia superficial (50,0 cm)	Ver		
6° capa externa	Suelos tratados y materiales orgánicos en general (Tierra con piedra volcánica (5,0cm) + Material Orgánico (10,0cm) + Cobertura vegetal) (18,0cm)	Ver		

Figura 12. Solución personalizada de solados

C (62,0 cm) | PRY 0,9 | FLV 5,0 | CA 50 | PFB 1,0 | CA 5,0 | CHG 0,1 - cubierta ch

Personalizada - Solución constructiva de cubierta

CAPAS			CARACTERÍSTICAS	
Capa	Nombre		Transmitancia térmica	0,46 W/m ² K Sin corrección de puentes térmicos
1° capa interna	Placa de roca de yeso (1000) (0,9 cm)	Ver	Espesor total	62 cm
2°	Filtro de lana de vidrio (11-14) (5,0 cm)	Ver		
3°	Cámara de aire horizontal de baja emitancia superficial (50,0 cm)	Ver		
4°	Paneles Fenólicos (Phenolic Fiber Board) (1,0 cm)	Ver		
5°	Cámara de aire horizontal (5,0 cm)	Ver		
6° capa externa	Chapa Galvanizada (Trapezoidal / Ondulada)	Ver		

Figura 13. Solución personalizada de cubierta

Instalaciones:

Calefacción: La vivienda cuenta con un calefactor de tiro balanceado de 5700 kcal/h, etiquetado de eficiencia energética Clase A, ubicado en el Estar.

Refrigeración: Cuenta con un equipo de aire acondicionado de 3000 fg/h, ubicado en Estar.

Agua caliente sanitaria: en este caso hay una particularidad, ya que se comparte el sistema con los vestuarios del polideportivo, por lo que el equipamiento es de importante capacidad. Cuentan con un termostanque a gas natural de 30000 kcal/h (modelo anterior a 2018 sin etiqueta de eficiencia energética), en combinación con dos termostanques solares de 300 litros, cuyas características son: área de captación solar 3.48m², coeficiente global de pérdidas de térmicas (F_rU_L) de 3.00, factor de eficiencia óptica (n₀) de 0.60. Si bien se podría haber optado por afectar con un porcentaje de ponderación el uso de las instalaciones de agua caliente, ya que es de uso compartido, se optó por mantenerlo tal cual la descripción.

3. RESULTADOS.

Se muestran en esta sección las tablas y cuadros que expresan los resultados de la simulación del prototipo en el Aplicativo.

Podemos apreciar en la Figura 14 el Coeficiente Global de Intercambio Térmico que es la suma de los coeficientes H_{tr} (transmisión por envoltente), H_g (transmisión por terreno) y H_{ve} (transmisión por ventilación) de nuestro caso de estudio para invierno y para verano. Este coeficiente describe la velocidad a la cual la vivienda intercambia energía, cuando la diferencia de temperatura entre el interior y el exterior es igual a 1°C.

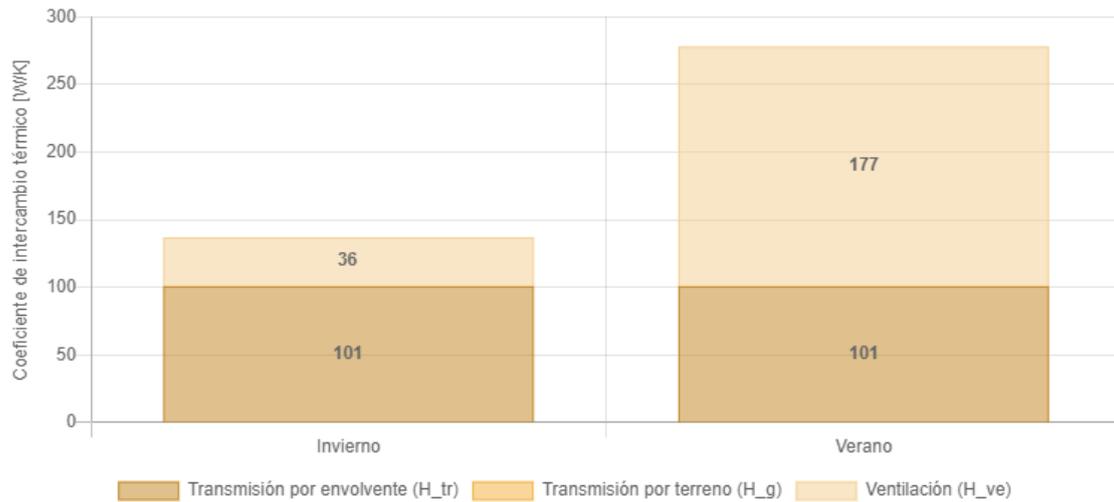


Figura 14. Coeficientes globales de intercambio térmico.

En la Figura 15 podemos apreciar los requerimientos anuales de energía primaria específicos para cada uso en nuestro caso de estudio, el mayor requerimiento se da para la calefacción de la vivienda, mientras que el aporte de las energías renovables, panel térmico, es para la obtención de agua caliente sanitaria.

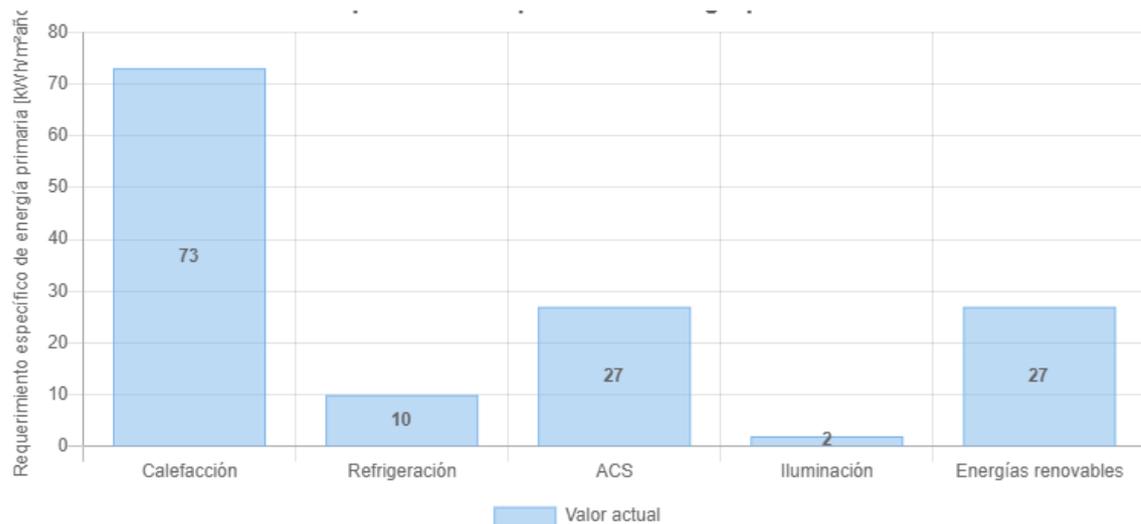
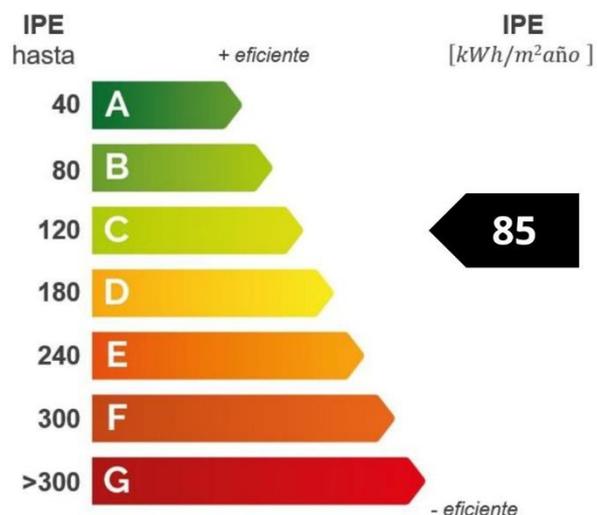


Figura 15. Requerimiento específico de energía primaria.

El Índice de Prestaciones Energéticas (IPE) es un valor característico de la vivienda expresado en kWh/m² año y representa el requerimiento teórico de energía primaria para satisfacer las necesidades de calefacción en invierno, refrigeración en verano, calentamiento de agua sanitaria e iluminación, durante un año y por metro cuadrado de superficie, bajo condiciones normalizadas de uso.

Figura 16. Etiqueta de eficiencia energética no oficial. Elaboración propia con las referencias del Manual del usuario del Aplicativo Informático Nacional de Etiquetado de Viviendas. Versión 2.2.0



En la Figura 17 se aprecia un cuadro general con el dato final de IPE, además de los requerimientos específico de energía útil, neta y primaria, el índice final lo determina el requerimiento de energía primaria, en nuestro caso un requerimiento específico global de 112, el cual determina un Índice de Prestación Energética de 85 kWh/m²año debido a la contribución específica de energía renovables de aproximadamente un 24 %. El valor arrojado ubica al modelo en la categoría C (Figura 16). En el mismo cuadro de la figura 17 podemos también apreciar las características dinámicas tanto para invierno como verano como ser:

- Relación entre aportes y pérdidas y/o dispersiones térmicas (γ): es el cociente entre las ganancias y las pérdidas de energía, para invierno y para verano.
- Factor de utilización (η): indica qué fracción de las ganancias / pérdidas calculadas se aprovecha para disminuir los requerimientos de energía de calefacción y refrigeración, respectivamente.
- Fracción del requerimiento obtenido / evitado por aportes gratuitos / dispersiones térmicas: es el producto entre η y γ , para invierno y el cociente entre η y γ , para verano.

En nuestro caso de estudio en invierno la vivienda gana 35 unidades de energía, por cada 100 de pérdidas. De las ganancias calculadas 62% son aprovechadas para disminuir el requerimiento de energía. El producto entre η y γ es 0,22 un numero bastante alejado de 1,00.

En verano, la vivienda gana 37 unidades de energía, por cada 100 de pérdidas. De las dispersiones calculadas, el 19% son aprovechadas para disminuir el requerimiento de energía. Esto determina que la fracción del requerimiento evitado por dispersiones térmicas sea de 0,51.

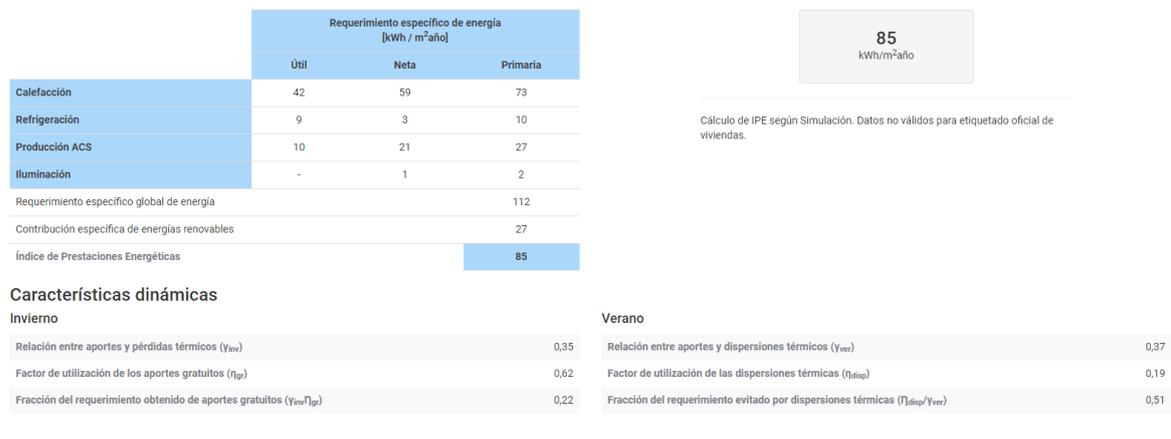


Figura 17. Prestaciones energéticas

En la Figura 18 podemos apreciar los requerimientos anuales de energía secundaria específicos por uso. Las energías secundarias utilizadas son gas destruido por redes y electricidad, la primera con el mayor requerimiento para calefacción y producción de agua caliente sanitaria y la segunda con un menor requerimiento para refrigeración e iluminación.

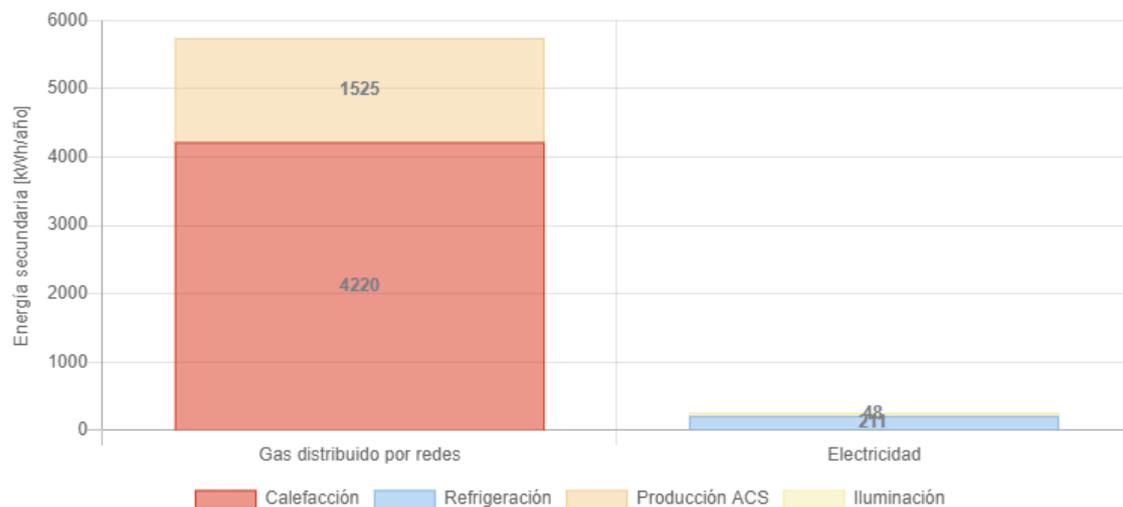


Figura 18. Detalle de requerimiento de energía secundaria.

4. CONCLUSIONES.

En esta primera experiencia de etiquetado de viviendas mediante el Aplicativo informático del PRONEV, consideramos que el proceso de ingreso de los datos y componentes del modelo en la plataforma resultó adecuado respecto a reflejar, mediante las opciones que ofrece, las diferentes composiciones materiales de las envolventes, y de esa manera obtener resultados que nos permitan analizar fehacientemente el modelo en su estado original, y en una segunda etapa con las modificaciones incorporadas. Condiciones particulares que estimamos importantes como las cámaras de aire superior (ático) e inferior (bajo piso), pudieron ser incorporadas al definir cubiertas y solados.

Diversos estudios evidencian el buen desempeño de las envolventes construidas en madera respecto a la transmitancia térmica y el ahorro en consumo energético para climatización [5,6]. Con esos antecedentes promovidos por las características más destacadas del sistema constructivo en madera, como son los componentes utilizados en las envolventes y sus múltiples capas aislantes, sumados al diseño compacto de la vivienda, el aventanamiento de menores dimensiones en su cara sureste, las cámaras de aire mencionadas y su fachada ventilada, resultan buenas consideraciones que aportan para la posibilidad de un buen desempeño respecto a la eficiencia energética.

Las condiciones desfavorables respecto a su emplazamiento aislado de construcciones vecinas, el uso compartido con el Polideportivo de equipamiento de gran magnitud de ACS, resultan elementos perjudiciales en ese sentido.

La evaluación obtenida mediante el Aplicativo informático permite evaluar los distintos componentes de manera individual, proporcionando información para aplicar mejoras puntuales. En ese marco consideramos que el índice podría mejorar notablemente con la incorporación de algunas estrategias de diseño, como ser una galería semicubierta y vegetación de especies de hoja caduca en su cara noroeste, y un sistema de postigos para cerramiento exterior de las ventanas. A las modificaciones descritas estimamos la incorporación de un termotanque solar de uso exclusivo de la vivienda, que nos permita un acercamiento más definido del uso eficiente de la energía.

Como lo hemos enunciado en la introducción, el PID continuará con la experimentación del uso del aplicativo y el modelo, pudiendo verificar el impacto de las estrategias de diseño y construcción, de acuerdo con los requerimientos de las diferentes zonas bioclimáticas de Argentina, incorporando la evaluación económica de las adaptaciones o mejoras.

5. BIBLIOGRAFIA UTILIZADA.

[1] G. Gabriel; E. Spavento; E. Muñoz; S. Alegre y C. Taraborelli; M. Refort y L. Acuña. “*Construcción en madera: acción conjunta entre organismos estatales de educación/extensión e investigación, una experiencia argentina*”. Revista Ciência da Madeira - RCM. 6. 254-263. 10.12953/2177-6830/rcm.v6n3p254-263. (2015).

[2] E. Muñoz y L. Ricci. “*Proyecto de Vivienda Ecosustentable*”. Tesis de grado. Departamento de Ingeniería Civil. Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata. 2016

[3] Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV). Resolución N°5/2023 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía.

[4] Manual del usuario del Aplicativo Informático Nacional de Etiquetado de Viviendas. Versión 2.2.0. Planilla de relevamiento del Aplicativo Informático Nacional de Etiquetado de Viviendas

[5] H. M. Alías y G. J. Jacobo. “*Eficiencia energética en viviendas sociales. Incidencia de la envolvente en el consumo eléctrico para mantener el bienestar higrotérmico en los espacios interiores*”. Revista Arquisur n° 1. pp 73 a 89. 2011.

[6] A. Bouvier y F. Mattiassi. “*Viviendas de entramado ligero de madera y de construcción húmeda. comparación de acondicionamiento térmico, condiciones de habitabilidad y energía para calefacción*”. XXXI Jornadas Forestales de Entre Ríos, Concordia, octubre de 2017.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOCONSUMO. ANÁLISIS DEL IMPACTO EN EL RETORNO ECONÓMICO

Bertossi, Marcelo; Amaya, Juan; Bragagnolo, Sergio; Rasjido, Fabricio;

*Centro de Investigación, Desarrollo y Transferencia de Ingeniería en Energía Eléctrica (CIDTIEE),
FRC, UTN.*

marcelobertossi@yahoo.com.ar, amaya.juan.92@gmail.com, sbragagnolo91@gmail.com,
ing.fabriciorasjido@gmail.com

RESUMEN

Con la Ley Nacional 27424, de aplicación en la República Argentina, y la Ley 10604, de la provincia de Córdoba, se estableció un marco normativo que clarifica la implementación de los sistemas de Generación Distribuida a partir de fuentes renovables, fomentando su uso. Por ello, este artículo analiza una instalación de Generación Distribuida (solar fotovoltaica), ubicada en la Facultad Regional Córdoba de la Universidad Tecnológica Nacional desde 2019 a 2023, para evaluar los tiempos de recupero de la inversión, planteando distintos escenarios de Autoconsumo, considerando la legislación, las tarifas vigentes y los precios de mercado de la tecnología empleada. La central conectada a la red interna permite analizar el comportamiento de un usuario-generador residencial, ya que, por su tamaño, se asemeja a una instalación domiciliaria promedio. El sistema posee un medidor bidireccional monitoreado desde una plataforma web. Para cada escenario de Autoconsumo, se calcula el período de retorno, relacionando la inversión con el ahorro anual producido en el consumo de energía derivado de cada escenario considerado. Se cuantifica la reducción de emisiones que representa la generación fotovoltaica de la instalación. Con los datos registrados, para Autoconsumo Ideal (100%), se obtienen períodos de retorno mayores a 11 años, llegando a 18 para valores de Autoconsumo del 50%. Complementariamente, por la producción anual de la instalación analizada, se evita la emisión de 1,312 TonCO₂. Para obtener factores de Autoconsumo altos, la instalación se debe dimensionar de acuerdo con el perfil de demanda de cada usuario. Por los resultados obtenidos se considera necesario fortalecer políticas de promoción para lograr una adecuada y sostenida implementación de estos sistemas de Generación Distribuida.

Palabras Claves: Generación Distribuida, Energía Solar Fotovoltaica, Autoconsumo, Prosumidor.

Área Temática: Generación distribuida.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores.

1. INTRODUCCIÓN

Con la reglamentación de la Ley 27424 [1], de aplicación nacional en la República Argentina, y la Ley 10604 de la provincia de Córdoba [2], se ha establecido un marco normativo que clarifica la implementación de los sistemas de Generación Distribuida (GD) a partir de energías renovables. Algunos proyectos como [3-5] aportaron información y antecedentes para el desarrollo de este nuevo esquema regulatorio. El objetivo de los trabajos fue promover el uso de sistemas de generación de energía a partir de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en áreas urbanas. Uno de ellos, utilizando este sistema de generación, se constituyó como una experiencia piloto, inyectando la energía eléctrica generada por los paneles solares a la red eléctrica interna en un edificio universitario, como en la Facultad Regional San Francisco de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN). Estas experiencias aportaron información valiosa en lo académico y en la investigación favoreciendo la divulgación al medio [6]. En un edificio universitario [7], partiendo de la medición y de la recolección de los datos de dos contadores trifásicos inteligentes, se definen las curvas de carga eléctricas de dos sectores de la institución, analizando los patrones de consumo resultantes y evaluando la incidencia de la instalación de un sistema fotovoltaico para uno de los sectores que pudieran atender las demandas obtenidas.

A partir de la entrada en vigencia de la legislación, en nuestro país se ha incrementado la cantidad de instalaciones de GD, especialmente durante los últimos años, donde la provincia de Córdoba lidera el ranking de potencia instalada [8]. Sin embargo, para el sector de clientes residenciales se evidencia una proporción relativamente baja, lo cual es analizado en [9]. Los resultados de [9] muestran que la GD no es rentable para el sector residencial en el momento analizado, por los costos de la tecnología, la situación financiera de la Argentina, las tarifas y algunas estimaciones sobre su evolución a corto plazo. Además, introducen la discusión sobre los mecanismos de incentivos que serían necesarios para mejorar su rentabilidad en el contexto nacional.

Considerando la baja inserción resultante de las instalaciones de GD a nivel doméstico, a pesar de la legislación vigente que la promueve, surgieron experiencias que proponen modelos alternativos de aplicación de este tipo de sistemas que intentan responder, entre otras cosas, si es posible desarrollar modelos de electrificación que superen la concepción de la energía como un bien de mercado [10]. El éxito de la implementación dependerá de un incentivo sostenible a largo plazo, aunque la realidad económica de nuestro país demandaría periódicas revisiones. Para lograr este objetivo será necesario cuantificar en la ecuación económica los distintos costos evitados, como las pérdidas en la red de distribución, el aumento de la capacidad de la red, el combustible ahorrado en la generación y los costos ambientales relacionados especialmente con las emisiones evitadas [11]. La información que se analiza en este trabajo surge del procesamiento de las mediciones de consumo y generación solar relevadas desde el 2018, año en que fue puesta en marcha la central fotovoltaica. Esta investigación recopila la información obtenida de una instalación de GD instalada en la Facultad Regional Córdoba (FRC) de la UTN, la cual permite reproducir el comportamiento de un usuario-generador residencial y su intercambio con la red de distribución (en este caso, la red interna del edificio), ya que realiza el aporte energético de una instalación domiciliar promedio. El trabajo establece una relación porcentual entre el valor específico de la inversión de la tecnología considerada (fotovoltaica- $\$/W_p$) y la tarifa de energía eléctrica correspondiente ($\$/kWh$) de la Distribuidora que permita viabilizar la implementación de la instalación. Además, evalúa el impacto que produce el Autoconsumo en el periodo de retorno de la inversión realizada. Finalmente, desde el punto de vista ambiental, se calcula el ahorro de emisiones de CO_2 que produce el sistema de GD analizado.

En la sección 2 del presente trabajo se definen los indicadores analizados, se describe el equipamiento de la instalación y se propone la metodología utilizada para la evaluación de la información relevada. En la sección 3 se muestran los datos de la instalación y se analizan los resultados obtenidos, y finalmente, en la sección 4, se desarrollan las conclusiones obtenidas de la investigación.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Marco teórico

Para desarrollar este trabajo es preciso definir, anticipadamente, algunos conceptos específicos, los cuáles se detallan a continuación.

2.1.1. Indicadores

Parámetros eléctricos

El Consumo de las Cargas (CC) representa la energía que demandan las cargas conectadas en el Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica de la FRC de la UTN. Se obtiene a través de la relación entre la Energía de la Red (E_{RED}) y la Producción Fotovoltaica (PFV), ver Ecuación (1).

$$CC = PFV + E_{RED} [kWh] \quad (1)$$

Se define como PFV a la Producción Fotovoltaica, es decir, a la energía generada por la instalación de GD, la cual es medida y, su valor, se almacena en el inversor. Mientras que E_{RED} es la Energía de la Red, que es la energía que complementa a la PFV para mantener la demanda de los consumos del edificio y se mide con el medidor bidireccional que se describe en el punto **2.2 Instalación Existente**. Puede tener dos sentidos, positivo si ingresa a las cargas desde la Red o negativo e inyectarse a la Red, en este último caso será la Energía Excedente (E_x). Por lo tanto, la E_x se calcula como se expresa en la Ecuación (2).

$$E_x = PFV - CC = -E_{RED} [kWh] \quad (2)$$

Finalmente, con la Ecuación (3) se puede obtener la energía del sistema fotovoltaico consumido directamente por las cargas (E_{CD} , Energía Consumida Directamente).

$$E_{CD} = PFV - E_x [kWh] \quad (3)$$

La E_{CD} es calculada por el sistema de monitoreo evaluando, simultáneamente, la relación entre PFV, CC y el suministro de E_x a la red interna del edificio detectada por el medidor bidireccional.

Autoconsumo (A_U)

El A_U de energía eléctrica es la producción de electricidad para el consumo propio [12], el cual permite a cualquier persona o empresa producir electricidad renovable para su propio uso instalando en su hogar, local o comunidad de vecinos paneles solares fotovoltaicos u otros sistemas de generación renovable [13]. El A_U eléctrico se produce cuando los usuarios utilizan la energía proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas (por ejemplo, paneles fotovoltaicos o generadores mini eólicos) [14].

Para el caso particular de la instalación analizada, el medidor bidireccional registra el intercambio de energía entre el sistema de generación y los consumos dentro de la red interna del edificio del Departamento. Por tal motivo, la E_x es la energía que, al no ser consumida por las cargas conectadas, es vertida a la red eléctrica de la Facultad (representaría a la red pública de distribución) siendo aprovechada por el resto de los consumos existentes en el predio.

En función de las reglamentaciones vigentes [1] el objetivo que se persigue es que el A_U tienda al 100 %. Su valor surge de la relación entre E_{CD} y PFV, y se calcula a través de la Ecuación (4).

$$A_{U\%} = \frac{E_{CD}}{PFV} [\%] \quad (4)$$

A partir del Autoconsumo se puede definir la $E_{x\%}$, utilizando la Ecuación (5).

$$E_{x\%} = 100 - A_{U\%} [\%] \quad (5)$$

Periodo de retorno (P_R)

Es el período de tiempo, en años, que resulta de la relación entre la inversión de la tecnología implementada y el valor del ahorro económico anual que representa la PFV, ya sea por A_U y/o por la E_x vertida a la red, según el cuadro tarifario vigente. Dicho cálculo se expresa a través de la Ecuación (6).

$$P_R = \frac{\text{Inversión Instalación GD}}{\text{Ahorro económico anual por } A_U + E_x \text{ (según tarifa vigente)}} \left[\frac{\$}{\$/\text{año}} \right] \quad (6)$$

Emisiones evitadas (EM_{EV})

Este indicador representa las emisiones anuales evitadas por la PFV promedio anual de la instalación (PFV_{PA}), relacionando esa energía con los Factor de Emisiones Unitarias térmicas (FEU_{TERM}) que publica la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) en sus informes [20].

$$EM_{EV} = \frac{PFV_{PA}}{FEU_{TERM}} [Ton CO_2 \text{ anuales}] \quad (7)$$

2.2. Instalación existente

La instalación está ubicada en la Facultad Regional Córdoba (FRC) de la UTN (Figura 1 a) y la componen 8 paneles Brandoni de 240 W_p (1.920 W_p) y un inversor Fronius Primo de 6.000 W monofásico (Figura 1 b) conectado a la red interna de baja tensión del edificio del Departamento de

Ingeniería en Energía Eléctrica. Además, cuenta con un medidor bidireccional Fronius Modelo Smart Meter, que mide y almacena los distintos parámetros. El sistema de medición está monitoreado desde la plataforma web del proveedor del inversor denominada Fronius Solar web [15], a la cual se accede para extraer los datos medidos y procesarlos.

Tanto el tamaño de la central como el consumo del sistema pueden asemejarse al de un cliente residencial.

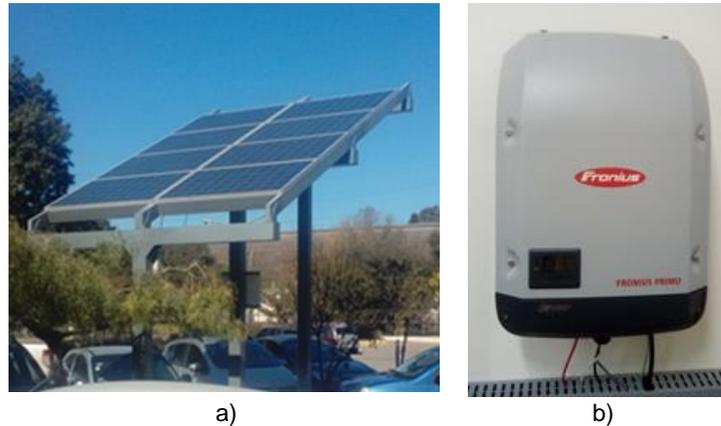


Figura 1 Instalación de Generación ubicada en la UTN-FRC
a) Paneles Solares 1.920 W_p – b) Inversor Fronius Primo – 6.000 W

2.2.1. Propuesta

Con los datos obtenidos de este estudio se presenta un análisis de los resultados, resaltando las particularidades de estos sistemas tomando como base la legislación y normativa vigente. Se analiza A_U , su impacto energético, económico y ambiental. Se establecen distintos escenarios de A_U para evaluar el periodo de retorno (P_R) de la inversión para cada caso, considerando los precios de mercado de la tecnología empleada y las tarifas vigentes. Además, se estudia el valor de tarifa referencial (porcentual) relacionada con el precio de la tecnología utilizada que pueda viabilizar la inversión. Finalmente, se cuantifica el impacto de este tipo de instalación en la reducción de emisiones contaminantes.

Para cada año, entre 2019 y 2023, se evalúan los registros mensuales de CC, E_{CD} , PFV, E_x y A_U . Para obtener la información se utiliza un medidor bidireccional que almacena los datos del CC conectadas en el edificio y la E_x . Del inversor se obtienen los datos de PFV. El procesamiento de los registros permite visualizar la estacionalidad de los consumos y comprender el perfil de demanda del usuario, vinculado a los horarios de la actividad académica del Departamento. El comportamiento particular de este sistema usuario-generador muestra un A_U característico derivado del consumo habitual, propio de la actividad.

Para los valores de inversión de la tecnología se investigan los precios de mercado actualizados [16,17] y para la para la valuación de la energía se toman los valores publicados según el cuadro tarifario de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (E.P.E.C.), tanto para la energía consumida como para la inyectada a red [18].

A partir de las mediciones realizadas y los datos económicos relevados se utilizan planillas de cálculo para procesar la información y obtener los distintos indicadores que fueron definidos con anterioridad.

Los resultados permiten establecer la influencia de cada escenario analizado en el P_R , relacionando la inversión con el ahorro anual en el consumo de energía (incluyendo el valor económico reconocido para la E_x vertida a la red, derivado de cada porcentaje).

Para ello se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La generación de esta instalación, equivalente a una instalación típica residencial, se la compara con el consumo de un cliente de categoría similar. Dicho consumo corresponde a la Tarifa 1 con consumo mensual superior a 120 kWh y menor a 500 kWh, Nivel I de Segmentación [18].
- A los fines del cálculo económico, se establece que el cliente consume 250 kWh mensuales promedio, lo cual está vinculado a la generación promedio de la instalación analizada.
- Para la definición del perfil de demanda del cliente se plantean distintos escenarios posibles: desde 50 % hasta un 100% de A_U .
- La energía representada por el A_U , desde el punto de vista del análisis económico, va reemplazando a la energía desde los escalones más costosos hacia los menos costosos según el cuadro tarifario. Es una condición teórica ideal ya que en la práctica no necesariamente se cumple debido a la relación temporal entre consumo y generación.

- Para la valuación de la energía excedente suministrada a la red se toma el valor publicado según el cuadro de la EPEC dado en [18] y la cotización del dólar del Banco Nación de Argentina [19] el mes de junio de 2024.
- El valor de la instalación se toma como un promedio de mercado de acuerdo con lo relevado entre distintos proveedores (estimado en USD 2,6/W_p) [16,17].
- La estimación del P_R, a partir de la Ecuación (6), según los distintos escenarios de Autoconsumo es una simplificación utilizada debido a la complejidad del contexto local con una moneda de cambio variable y al esquema tarifario vigente. El resultado obtenido es referencial y se enmarca en lo regulado por la Ley Nacional 27424 [1] y la Ley Provincial 10604 [2]
- Desde el punto de vista ambiental, para estimar la reducción de emisiones que representa la generación fotovoltaica, se utiliza en la Ecuación (7), el Factor de Emisiones Unitarias [TonCO₂/MWh] publicado por CAMMESA en su Informe Anual 2023 [20].

A partir de los resultados obtenidos se evaluará, de ser necesario, un escenario alternativo que posibilite obtener periodos de retorno de la inversión inferiores a los 10 años.

Para ello se definirá:

- Un incremento de la tarifa (tanto para la energía consumida como para la inyectada).
- La relación entre el costo de la inversión y la nueva tarifa definida.
- La variación del P_R en función del A_U para el esquema tarifario propuesto.

3. RESULTADOS

3.1. Análisis de datos

En la Figura 2 se pueden visualizar los datos relevados mensualmente desde el año 2019 al 2023. Se muestra la evolución del CC, la E_{CD}, PFV y el A_U. Para el período 2023, el nivel de A_U alcanza un promedio anual de 56 %, existiendo tres meses donde supera el 70 % y dos meses por debajo del 50 %. Durante el año 2022, El A_U promedio anual es del 56 %, al igual que en el 2023, mientras que existen solo dos meses por arriba del 70 %. En ambos años, el mes de enero es el de menor A_U, al ser el mes de menor actividad en la Facultad. Particularmente, el mes de enero, tanto en 2019, 2022 y 2023, se registran Autoconsumos del 29%, 23 % y 30 %, respectivamente. Esto se debe a que la energía fotovoltaica generada fue suministrada a la red en su mayor proporción debido al bajo consumo registrado en ese periodo relacionado a la inactividad propia del receso de verano.

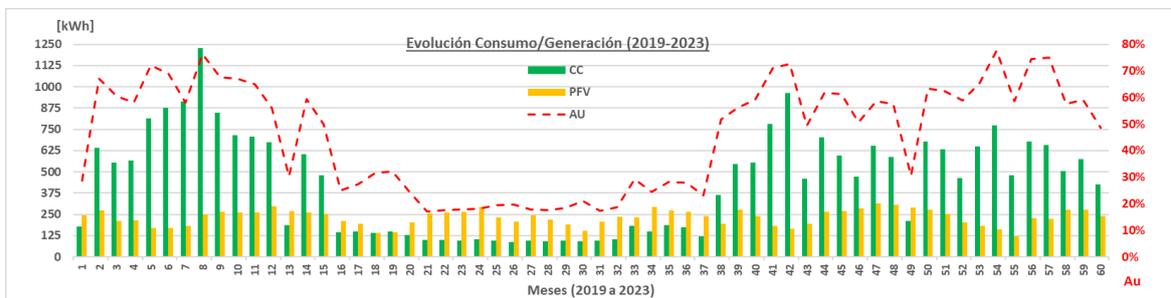


Figura 2 – Parámetros medidos mensualmente CC-PFV-A_U (2019 – 2023) [Elaboración propia]

De manera análoga, se analiza la información obtenida durante el período de pandemia 2020-2021 donde los consumos energéticos del edificio y en los niveles de A_U son bajos debido a la baja actividad académica.

En la Tabla 1 se resumen los valores anuales obtenidos de PFV, CC, E_{CD}, Ex y A_U para el periodo 2019-2023. Además, se compara la generación con respecto al año base (2019).

Según lo mostrado en la Tabla 1, el promedio de generación desde 2019 es de 2.791,6 kWh/año. Las actividades durante los años 2020 y 2021 se vieron resentidas por la pandemia, por lo que es notoria la disminución en los consumos del edificio, siendo los autoconsumos anuales de estos años similares a lo del mes de enero de los años 2019, 2022 y 2023.

Tabla 1 – Comparativa PFV, CC, E_{CD} y Ex (2019-2023) [Elaboración propia]

	Generación Fotovoltaica [kWh]	Relación Año Base (2019)	A _U Anual [%]	CC Anual [kWh]	E _{CD} Anual [kWh]	Ex Anual [kWh]
2019	2.802	100 %	62 %	8715	1733	1069
2020	2.752	98,2 %	29 %	2379	799	1953
2021	2.745	97,9 %	22 %	1440	604	2140
2022	2.930	104,6 %	56 %	6.791	1630	1300
2023	2.729	97,4 %	56 %	6.748	1621	1102
Promedio Anual	2791,6					

Del análisis de la Tabla 1 los resultados muestran que el A_u anual de los años 2019, 2022 y 2023 es superior al 55 %.

En la Figura 3 se muestra el comportamiento del sistema en un día típico de diciembre, el día 15/12/22, en el cual existen periodos de mayor actividad durante la mañana y durante la tarde hacia la noche, existiendo una disminución de consumos entre las 13:00 y las 15:00 debido al menor movimiento relacionado con la actividad académica.

Desde el punto de vista de la generación, para el día 15/12/22 la generación comienza a registrarse en torno a las 7:00 y finaliza cerca de las 20:00. En el día analizado, el Autoconsumo alcanzó el 86% (intersección entre la curva roja de CC y la amarilla de PFV), siendo el 14 % restante vertido a la red tal como se muestra gráficamente en la Figura 5.

El nivel de A_u es muy variable, dependiendo del nivel de consumo y la radiación solar para cada día del año.

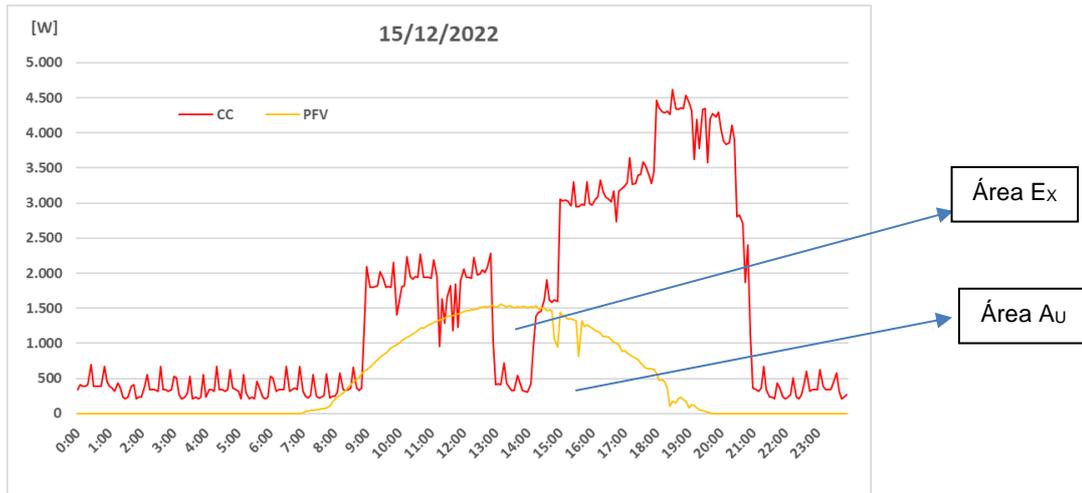


Figura 3 – Evolución de la curva horaria del CC y PFV para un día típico de diciembre con actividad normal (15/12/2022) [Elaboración propia]

En la Figura 4 se observa un día de muy buena radiación con alta generación, pero de bajo consumo dado que es un sábado, día con menor actividad en el edificio (03/12/2022). Para este día particular el A_u alcanza el 27% (intersección entre la curva roja de CC y la amarilla de PFV) y se debe la mayor parte de la generación se vierte a la red como consecuencia del nivel de consumo.

De acuerdo con los datos relevados, durante el mes de diciembre de 2019 se alcanzó un A_u del 56%, siendo el promedio anual del 62 % (Tabla 1). En cuanto al mes de diciembre de 2022, se alcanzó el 58%, siendo similar al promedio de ese mismo año que fue del 56% (Figura 2).

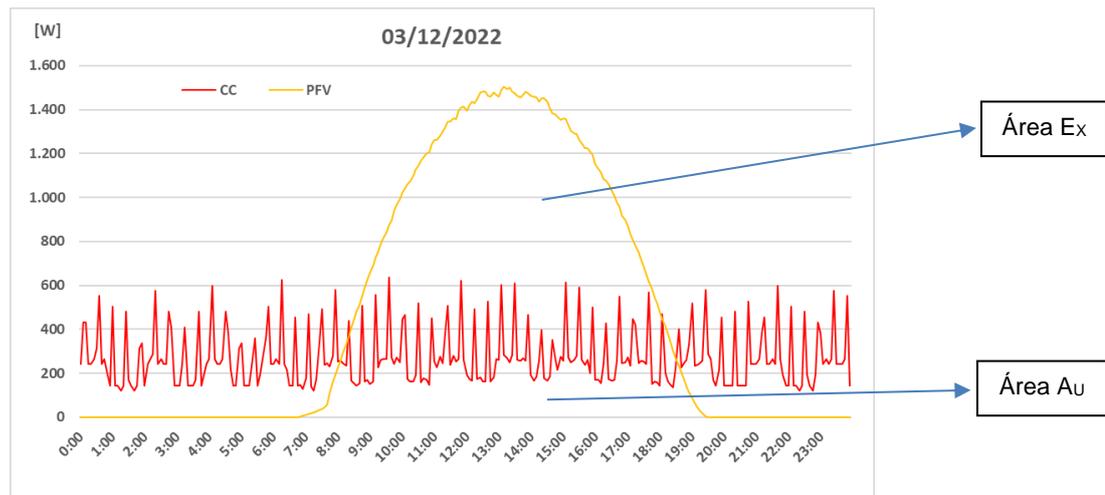


Figura 4 – Evolución de la curva horaria del CC y PFV para un día típico de diciembre con actividad reducida. (03/12/2022) [Elaboración propia]

La Figura 5 muestra la evolución diaria de los porcentajes de A_u , en diciembre, calculados por la Ecuación (4) y la PFV diaria, con su distribución entre las cargas y la red, siguiendo la Ecuación (3). En la misma Figura se encuentra resaltados los días 03/12/2022 y 15/12/2022.

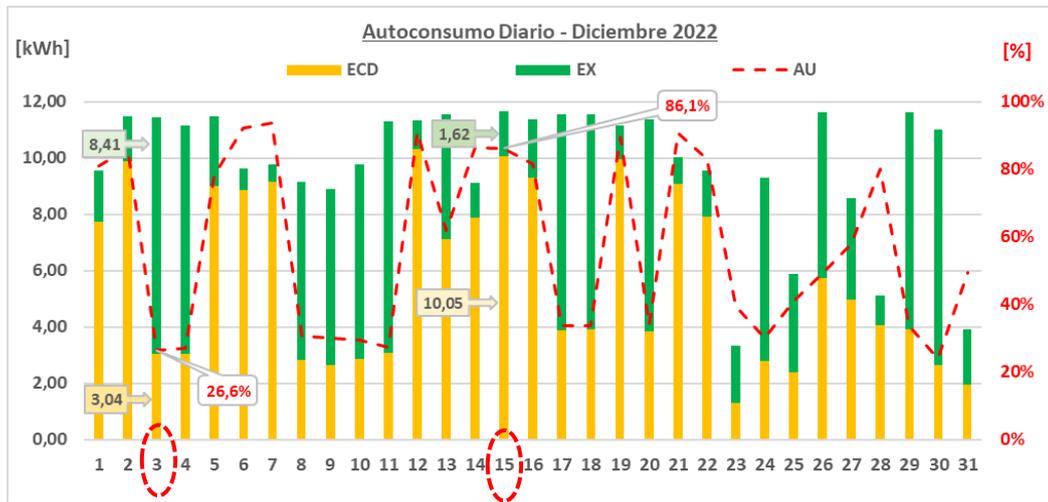


Figura 5 – PFV y Niveles de Autoconsumo diario durante diciembre de 2022 [Elaboración propia]

Continuando con el análisis estacional, aplicando los mismos criterios, se estudian los datos relevados durante el período invernal, mostrando sus particularidades.

En la Figura 6 se detallan el CC, la PFV y el Ex. Desde el punto de vista de la instalación fotovoltaica, para este día 28 de junio de 2022, la Generación comienza a registrarse en torno a las 8:00 y finaliza cerca de las 16:30. En el mes de junio de 2022 se alcanzó el 73 % de Autoconsumo (Figura 2).

En la Figura 6 se muestra el comportamiento del sistema en un día típico de junio (invierno). Existe un periodo de mayor actividad durante la mañana y durante la tarde hacia la noche, existiendo una disminución de consumos entre las 13:00 y las 15:00 debido al menor movimiento relacionado con la actividad académica, repitiéndose el mismo esquema que el período estival. Se registra la particularidad de la disminución de consumos como consecuencia del receso académico del mediodía, para retomar la tendencia creciente durante la tarde/noche, disminuyendo hacia las últimas horas del día.

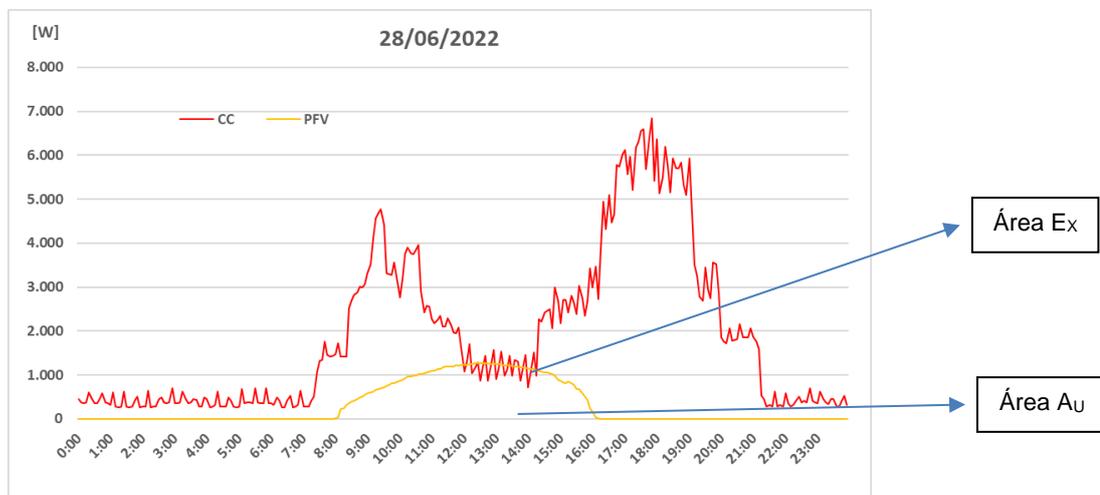


Figura 6 – Evolución de la curva horaria del CC y PFV para un día típico de junio con actividad normal (28/06/2022). [Elaboración propia]

Análogamente a lo analizado para el mes de diciembre, en la Figura 7, se puede ver la evolución diaria de los porcentajes de Autoconsumo durante el mes de junio, donde se especifica el dato del día 28 de junio de 2022 donde se alcanzó el 91 %.

Analizando particularmente los días 1, 22, 26 y 27 se puede observar un A_U del 100%. Esto se debe a que son días de muy baja generación, la cual es totalmente consumida por las cargas; necesitando del respaldo de la energía proveniente de la red.

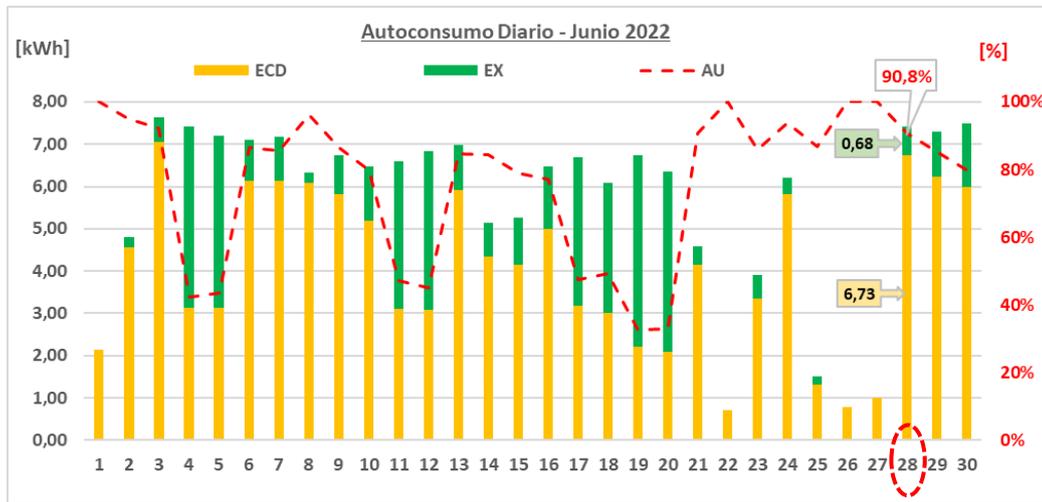


Figura 7 – PFV y Niveles de Autoconsumo diario durante junio de 2022 [Elaboración propia]

3.2. Análisis del Periodo de Retorno de la inversión y reducción de Emisiones

Con respecto al beneficio económico, se analizan los parámetros de producción y consumo energéticos y su Periodo de Retorno (Figura 8). A medida que disminuye el Autoconsumo, aumenta el Periodo de Retorno. Para Autoconsumos del 100 % se estiman 11 años para recuperar la inversión inicial, atendiendo a las consideraciones iniciales; llegando a 18 años para cuando el autoconsumo es del 50 %.

Es necesario señalar que las ventajas técnicas y ambientales de la Generación Distribuida (mejoramiento de parámetros de tensión y corriente, reducción de pérdidas técnicas, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, entre las más relevantes) no han sido tenidas en cuenta en las ecuaciones económicas.

Por lo expresado, resulta relevante resaltar que, por la producción anual promedio de la instalación analizada (2.791,6 kWh), utilizando la Ecuación (7), se evita la emisión de 1,312 TonCO₂. Para alcanzar esta reducción se utiliza 0,47 TonCO₂/MWh como el Factor de Emisiones Unitarias Térmicas [TonCO₂/MWh] publicado por CAMMESA en su Informe Anual 2023 [20].

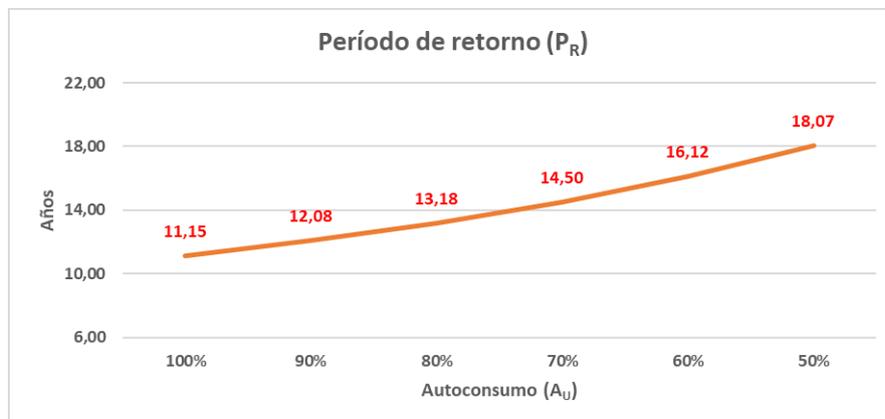


Figura 8 – Períodos de retorno en función del Autoconsumo [Elaboración propia]

Según lo definido en la propuesta de trabajo (2.2 Propuesta), teniendo en cuenta los escenarios de Autoconsumo (A_U) del caso básico, se simula y analiza el impacto de una tarifa hipotética equivalente al 10 % del valor específico de la inversión para la tecnología implementada en la instalación de GD. Dicha tarifa referencial se corresponde con un aumento del 50 % con respecto a la Tarifa 1, Nivel I de Segmentación vigente [18] para evaluar el P_R para este caso particular. Un incremento tarifario del 50 % correspondería a un precio de la energía de \$ 239 por kWh (impuestos incluidos), lo cual, para la cotización del dólar vigente de junio de 2024, alcanzaría un precio USD 0,26 por kWh. Este último valor está directamente relacionado con el costo de la inversión ya que representa, aproximadamente el 10 % del costo de instalación por W_p estimado para este trabajo (USD 2,6 por W_p) [16, 17]. Para el cálculo económico, se definen los mismos escenarios de A_U y se aplica la Ecuación (5). Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 9.

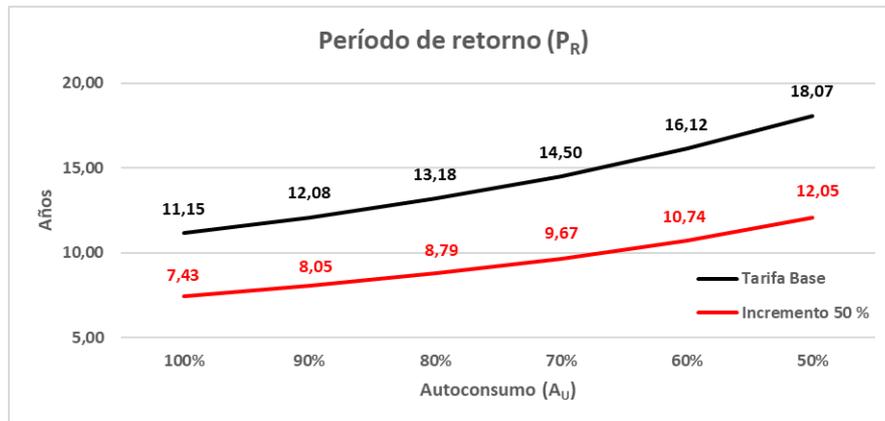


Figura 9 – Períodos de retorno en función del Autoconsumo considerando el incremento de tarifa del 50 % [Elaboración propia]

De esta última estimación se puede mencionar que el valor de energía por kWh considerado (10 % del costo de la inversión) viabilizaría el proyecto dado que los períodos de retorno, inferiores a 10 años, resultarían aceptables. Este razonamiento permitiría analizar la implementación de este tipo de soluciones independientemente de la inestabilidad cambiaria.

4. CONCLUSIONES

A partir de los resultados de este trabajo los tiempos de retorno se consideran elevados dado que, para un autoconsumo del 50% con la tarifa base, el retorno está cercano a la vida útil de la instalación que ronda los 20 a 25 años. Para lograr que la inversión sea atractiva se deben obtener factores de Autoconsumo altos, cercanos al 100%, sin embargo, en la instalación de Generación Distribuida se deben considerar otros factores como el perfil de demanda de cada usuario dado por los hábitos del consumidor y obtenido mediante mediciones durante periodos de tiempo preestablecidos. En este sentido, se recomienda acompañar el diseño de la instalación con propuestas para eficientizar el sistema analizado, o estrategias de gestión de demanda, que permitan alcanzar valores cercanos al 100 % de Autoconsumo.

Basándose en los resultados y en el contexto nacional, se considera necesario fortalecer políticas alternativas de promoción para lograr una adecuada y sostenida implementación de estos sistemas de Generación Distribuida. A pesar de lo mencionado, se considera que, si un mercado crece en un contexto más estable, el costo de la instalación descenderá y el precio de la energía, seguramente, aumentará. Esta situación viabilizaría rápidamente este tipo de proyectos.

Finalmente, este trabajo propone una herramienta simple para cuantificar, en forma preliminar, el retorno de la inversión y el ahorro en emisiones que facilitarán la toma de decisiones para el público residencial sobre la conveniencia de este tipo de instalaciones.

Como trabajo a futuro se propondrá la inclusión de almacenamiento en baterías para mejorar el Autoconsumo y analizar el aumento de la inversión inicial debido al costo de este componente. Se espera que la implementación masiva podría ser beneficiosa para lograr una disminución de los costos de instalación.

También se prevé calcular la variación de generación debido al envejecimiento de los paneles, correlacionando estos registros con una medición de radiación sobre el campo generador.

Con respecto al análisis económico, se profundizará el estudio utilizando el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), analizando el cuadro tarifario con y sin subsidio, realizando un análisis de sensibilidad, incorporando modificaciones en los valores de venta del excedente a la red y el uso de técnicas de gestión de demanda con la incorporación de baterías y tarifas diferenciales según la banda horaria.

Además de lo mencionado se pretende incorporar, en futuras investigaciones, el impacto de la valuación económica de la cantidad de CO₂ evitado en el periodo de retorno considerando los mecanismos del Mercado de Carbono vigentes.

5. REFERENCIAS/BIBLIOGRAFIA

[1] Ministerio de Justicia de la Nación, “Ley 27424, Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red eléctrica Pública”, Infoleg: Información Legislativa, <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=305179>. Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]

[2] Dirección de Informática Jurídica, Fiscalía de Estado, “Ley N° 10604: Adhesión a Ley Nacional N° 27424 "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública", Legislación Provincial,

<http://web2.cba.gov.ar/web/leyes.nsf/0/7E01A94E6F97DA2F0325839100464778?OpenDocument&%20Highlight=0,10604>. Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]

- [3] J. C. Durán *et al.*, «Proyecto IRESUD: interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos estado de avance a julio de 2014 y primeras mediciones en sistemas piloto», *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA*, vol. 18, pp. 57-67, 2014.
- [4] R. Eyra y J. C. Duran, «Proyecto IRESUD: Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red eléctrica en ambientes urbanos», Primer Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía. Accedido: 18 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.mendoza-conicet.gov.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2013/2013-t013-a017.pdf>
- [5] J. Plá, C. G. Bolzi, y J. C. Durán, «Photovoltaic solar energy. Iresud project: grid connected distributed generation in urban areas», Accedido: 18 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:51100350
- [6] D. M. Ferreyra, M. L. Bertossi, N. J. Rocchia, y G. D. Szwarc, «Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina», CLADI 2017 Congreso Latinoamericano de Ingeniería, Paraná, Argentina, 2017. Accedido: 18 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://ria.utn.edu.ar/xmlui/handle/20.500.12272/4186>
- [7] P. Chevez *et al.*, «Caracterización de patrones de consumo eléctrico e inserción de sistemas fotovoltaicos en edificios universitarios», *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA*, vol. 27, pp. 321-332, 2023.
- [8] Ministerio de Economía de la Nación, «Reporte de Avance - Mayo 2024», Reportes de Avance - Implementación de la Ley 27.424, https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_de_avance_mayo_2024.pdf. Accedido: 18 de junio de 2024. [En línea]
- [9] G. Coria, F. Penizzotto, R. Pringles, «Economic analysis of photovoltaic projects: The Argentinian renewable generation policy for residential sectors». Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/88010>
- [10] S. M. Garrido, «“Por un futuro sustentable y una gestión democrática de la energía”: la experiencia de construir un sistema de generación alternativa en la ciudad de Armstrong, Argentina», *Estudios Avanzados*, n.o 29, pp. 40-55, 2018.
- [11] Bertossi, Marcelo L.; Vaschetti, Jorge; Ferreyra, Diego M.; Piumetto, Miguel. “Impacto de distintos esquemas de facturación en generación distribuida y su relación con el recupero de la inversión realizada por el Usuario”, CIDEL Argentina 2018. Buenos Aires. Septiembre de 2018.
- [12] Instituto Catalán de Energía, “¿Qué es el autoconsumo?”, [icaen.gencat.cat](https://icaen.gencat.cat/es/energia/autoconsum/que-es-lautoconsum/index.html), <https://icaen.gencat.cat/es/energia/autoconsum/que-es-lautoconsum/index.html>. Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]
- [13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) “¿Qué es el autoconsumo?”, <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/que-es-el-autoconsumo>. Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]
- [14] Iberdrola “El autoconsumo eléctrico, ¿Qué es el autoconsumo eléctrico y cuáles son sus ventajas?”, <https://www.iberdrola.com/innovacion/autoconsumo-electrico>. Accedido: 19 de junio de 2024. [En línea]
- [15] Fronius International GmbH, “Fronius Solar.Web”, solarweb, <https://www.solarweb.com/>. Accedido: 19 de junio de 2024. [En línea]
- [16] ADN Solar-Energías Renovables, “Productos”, <https://adnsolar.com.ar/categoria-producto/products/>. Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]
- [17] Enertik, “Tienda online”, <https://enertik.com/ar/>. Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]
- [18] Empresa Provincial de la Energía de Córdoba, “Información Comercial-Cuadro Tarifario”, EPEC On line-Oficina Virtual, <https://www.epec.com.ar/>. Accedido: 19 de junio de 2024. [En línea]
- [19] Banco de la Nación Argentina, “Cotizaciones de las principales divisas”, <https://www.bna.com.ar/Personas>. Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]
- [20] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), “Informes y Estadísticas–Informe Anual”, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/2024/Informe%20Anual%202023.pdf>. Informe anual 2023
Accedido: 15 de junio de 2024. [En línea]

TECNOLOGÍAS DEL HIDROGENO: EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CATALIZADORES MULTICOMPONENTES PARA CELDAS DE COMBUSTIBLE DE METANOL DIRECTO

Villa, Constanza; Céspedes, German; Asteazarán, Mariano

Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAITecS), Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), UTN-FRLP Avda. 60 y 124 S/N, Ciudad de Berisso, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-221-412-4386
masteazaran@frlp.utn.edu.ar

RESUMEN

El presente trabajo investiga el desempeño de catalizadores multicomponente desarrollados para la reacción de reducción de oxígeno en celdas de combustible de metanol directo. La síntesis se llevó a cabo mediante el método de impregnación modificado y se compararon con catalizadores comerciales de platino en un cátodo de la celda de combustible. Los objetivos incluyen evaluar la actividad catalítica y la tolerancia al metanol de los catalizadores en condiciones operativas reales. Los resultados muestran que el catalizador multicomponente que combina platino, cobalto y rutenio en su formulación presenta una mayor tolerancia al metanol y una mejor eficiencia en la reacción de reducción de oxígeno comparados con los catalizadores comerciales de platino. La evaluación se realizó en un prototipo de celda de combustible de metanol directo, considerando variaciones de temperatura y concentración de metanol. Las curvas de polarización y potencia demuestran un rendimiento superior del catalizador desarrollado en el laboratorio en todas las condiciones probadas. Las conclusiones indican que el uso del catalizador multicomponente en el cátodo mejora significativamente la eficiencia de la celda, ofreciendo una solución viable para mitigar el crossover de metanol y aumentar la durabilidad de estas celdas.

Palabras Claves: Celdas de Combustible, Metanol, Energías Alternativas, Reducción de Oxígeno, Tolerancia al Metanol.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La población mundial sigue en expansión y, con ello, la demanda global de alimentos y energía aumenta de manera inevitable. La disminución de los recursos fósiles y el aumento de los costos, junto con la concientización sobre la finitud de las reservas de combustibles fósiles, la contaminación ambiental y el calentamiento global provocado por los gases de efecto invernadero, han acelerado la búsqueda de sistemas alternativos de generación de electricidad [1, 2]. En consecuencia, se requieren sistemas de provisión de energía que sean más eficientes y respetuosos con el medio ambiente.

En el futuro, la producción de energía deberá basarse en tecnologías que aprovechen la energía solar en sus distintas formas, así como en tecnologías avanzadas de conversión de energía que puedan mitigar la intermitencia de las fuentes renovables mediante el almacenamiento de energía, como el hidrógeno actuando como vector energético [1, 3]. Los sistemas de conversión de energía basados en celdas de combustible presentan una alternativa atractiva a los sistemas de generación de electricidad convencionales, como las centrales térmicas y los motores de combustión interna, debido a su mayor eficiencia, mejor economía de combustible, menor dependencia de los combustibles convencionales y menores emisiones de contaminantes ambientales [3 - 5].

Entre las diversas tecnologías de celdas de combustible, las celdas de combustible de metanol directo (DMFC) han captado un interés significativo debido a sus ventajas inherentes. La DMFC utiliza metanol líquido como combustible, lo que facilita su manejo y almacenamiento comparado con el hidrógeno gaseoso. Además, el metanol puede producirse a partir de diversas fuentes, incluyendo materiales biológicos, lo que lo convierte en un combustible renovable y sustentable [6]. El funcionamiento de una DMFC implica la oxidación del metanol en el ánodo y la reducción del oxígeno en el cátodo, produciendo electricidad, dióxido de carbono y agua. Sin embargo, uno de los desafíos clave de la DMFC es el fenómeno conocido como "crossover" de metanol, en el cual el metanol atraviesa la membrana de intercambio de protones desde el ánodo al cátodo [7]. Este crossover resulta en la oxidación del metanol en el cátodo, reduciendo la eficiencia y el desempeño de la celda al generar calor en lugar de electricidad [8, 9].

Para abordar el problema del crossover de metanol, se han investigado diferentes estrategias, incluyendo el desarrollo de catalizadores más tolerantes al metanol para el cátodo [10]. En trabajos anteriores, hemos demostrado que los catalizadores de PtCoRu sintetizados en el laboratorio exhiben una mayor tolerancia al metanol comparados con los catalizadores de Pt convencionales. Estos estudios se realizaron en una celda electroquímica de vidrio de tres electrodos, simulando las condiciones de una DMFC [2, 11, 12].

En el presente trabajo, se propone evaluar la eficiencia y tolerancia al metanol de los catalizadores PtCoRu en el cátodo de un prototipo de DMFC. Utilizaremos catalizadores comerciales de PtRu para el ánodo y compararemos el desempeño del cátodo utilizando tanto catalizadores de Pt como de PtCoRu. Este estudio incluirá la síntesis y caracterización de los catalizadores, la preparación de los ensambles de electrodo-membrana-electrodo (MEA), y la evaluación de su desempeño electroquímico en condiciones operativas de una DMFC. La investigación aquí presentada contribuirá al desarrollo de celdas de combustible de metanol directo más eficientes, proporcionando datos relevantes sobre el comportamiento de catalizadores avanzados en la mitigación del crossover de metanol, con el objetivo final de mejorar la eficiencia y viabilidad comercial de las DMFCs.

2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.1 Métodos de Síntesis

Para el ánodo de la celda de combustible de metanol directo (DMFC), se utilizó un catalizador comercial de PtRu, elegido por su eficiencia comprobada en la electrooxidación de metanol. Este catalizador sirve como referencia, asegurando un desempeño fiable del ánodo y permitiendo que la investigación se centre en el rendimiento del cátodo [13].

Para el cátodo, se sintetizó un catalizador de PtCoRu mediante el método de impregnación modificado (ver Figura 1). Inicialmente, se funcionalizó el soporte de carbono Vulcan XC-72R. Este proceso implicó un tratamiento oxidativo en una solución de HNO₃ al 70 % a 140 °C durante 2 h, seguido de un lavado exhaustivo con agua destilada y un secado en estufa durante la noche [2].

En la etapa de impregnación y reducción, se disolvieron por separado cantidades calculadas de ácido hexacloroplatínico (H₂PtCl₆), cloruro de cobalto (CoCl₂) y cloruro de rutenio (RuCl₃) en etilenglicol. Las soluciones resultantes se sometieron a agitación ultrasónica y se purgaron con nitrógeno (N₂) durante 10 min. Posteriormente, se añadió una cantidad calculada del soporte de carbono funcionalizado a un volumen de etilenglicol y se sometió a ultrasonido durante 30 min bajo flujo de N₂. El pH de la mezcla se ajustó a 10 mediante la adición de hidróxido de amonio (NH₄OH). Una vez preparada la suspensión de carbono, se añadió una solución de NaBH₄ 0,1 M a la mezcla bajo agitación ultrasónica para formar las semillas de Pt. Luego, se incorporaron las soluciones restantes de los precursores y una cantidad adicional de NaBH₄. La suspensión catalítica resultante se sometió a ultrasonido durante 2 h para asegurar una reducción completa de los precursores metálicos. El sólido obtenido se filtró y lavó con abundante agua destilada para eliminar cualquier

residuo de reactivos. Finalmente, el catalizador se secó durante la noche en horno. Este procedimiento resultó en la producción de un catalizador de PtCoRu bien distribuido sobre el soporte de carbono, con partículas homogéneas y una cantidad adecuada de platino metálico.

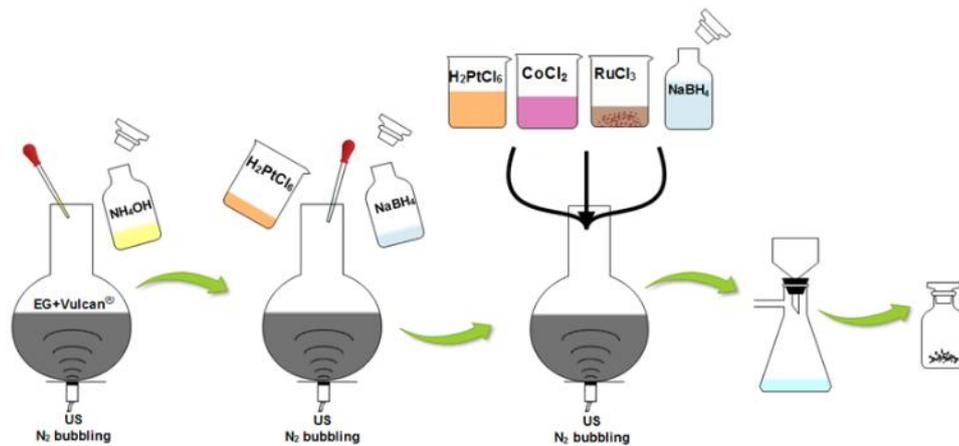


Figura 1 Esquema del procedimiento empleado para la síntesis de los catalizadores. [Elaboración propia]

La caracterización del catalizador se realizó mediante microscopía electrónica de transmisión (TEM) para analizar la distribución y el tamaño de las partículas, espectroscopía de fotoelectrones de rayos X (XPS) para determinar la composición superficial y el estado químico de los componentes activos, y espectroscopía de energía dispersiva de rayos X (EDS) para analizar la composición en masa del catalizador [2, 13].

2.2 Preparación de las MEAs

La preparación de los ensambles de electrodo-membrana-electrodo (MEA) es un paso crucial en el desarrollo de celdas de combustible de metanol directo (DMFC). Los MEAs en este estudio se prepararon utilizando una membrana de Nafion 117, previamente tratada, y electrodos fabricados con catalizadores sintetizados en el laboratorio y comerciales.

Para el cátodo, se utilizó el catalizador PtCoRu sintetizado mediante el método de impregnación modificado, mientras que el ánodo se conformó con un catalizador comercial de PtRu, conocido por su alta eficiencia en la electrooxidación de metanol. Adicionalmente y con el fin de comparar el rendimiento de los electrodos con el material en estudio, se realizaron MEAs donde la capa catalítica del cátodo fue conformada por el catalizador comercial de Pt.

2.2.1 Tratamiento de la Membrana de Nafion:

Las membranas de Nafion 117 fueron sometidas a un pretratamiento para optimizar su rendimiento. Inicialmente, se sumergieron en una solución de peróxido de hidrógeno al 3 % a 90 °C durante 1 h para eliminar impurezas orgánicas. Luego, se enjuagaron con agua Milli-Q y se sumergieron en una solución de ácido sulfúrico 0,5 M a 90 °C durante 3 h para eliminar impurezas metálicas y convertir la membrana a su forma H⁺. Finalmente, se realizaron múltiples enjuagues con agua Milli-Q y se almacenaron en agua Milli-Q hasta su uso.

2.2.2 Preparación de los Electrodos de Difusión de Gases (GDL):

Se utilizaron GDL comerciales (ELAT) para los electrodos. Los electrodos se cortaron en tamaños de 25 x 25 mm y se aplicó el catalizador mediante la técnica de spray de una tinta catalítica. La tinta se preparó mezclando el catalizador soportado en carbono, una solución de Nafion al 5 % e isopropanol. Esta mezcla se sometió a ultrasonido durante 60 min para asegurar una dispersión homogénea.

2.2.3 Aplicación de la Tinta Catalítica:

La tinta catalítica se aplicó sobre los GDL utilizando un aerógrafo profesional, empleando nitrógeno de alta pureza para vehicular el dispersado en pequeñas gotas. Se aplicaron capas delgadas sucesivas, permitiendo el secado y pesando cada capa para alcanzar la carga catalítica deseada. Este proceso se repitió hasta lograr una distribución uniforme del catalizador sobre los GDL.

2.2.4 Ensamble de los MEAs:

Para ensamblar los MEAs, se colocó uno de los electrodos sobre una lámina de Kapton, seguida por la membrana de Nafion 117 y el otro electrodo en la parte superior, asegurando una alineación precisa. El conjunto se cubrió con otra lámina de Kapton y se colocó en una prensa hidráulica con calefacción. El ensamblaje se realizó a 120 °C, aplicando una presión de 70 kgf cm⁻² durante 120 s.

(ver Figura 2). Este procedimiento asegura un contacto íntimo entre los electrodos y la membrana, formando un MEA robusto y eficiente.



Figura 2 Foto de una MEA desarrollada en el laboratorio y empleada en el prototipo de DMFC. [Foto propia]

Los MEAs desarrollados se evaluaron en condiciones operativas para determinar su rendimiento en la electrooxidación de metanol en una DMFC. En la siguiente sección, se describirán los métodos de caracterización electroquímica utilizados para evaluar la actividad y la tolerancia al metanol de los catalizadores sintetizados.

2.3 Testeo del Prototipo

El testeo del prototipo de celda de combustible de metanol directo (DMFC) se realizó utilizando una celda unitaria de 5 cm² de área geométrica activa, diseñada para operar con los MEAs desarrollados. La celda de prueba permite trabajar a temperaturas superiores a la ambiente mediante un sistema de calefacción eléctrico. El metanol y el oxígeno son forzados a ingresar a la celda mediante una bomba de flujo y un sistema presurizado de gases, respectivamente, configurando un prototipo de DMFC activa.

La estación de testeo utilizada dispone de gases de alta pureza (H₂, N₂ y O₂), y un sistema de suministro de metanol mediante una bomba peristáltica. Esta configuración permite controlar el flujo de los reactivos, la humidificación y la temperatura y presión de la celda. Además, se utilizó un potencióstato-galvanostato (Gamry Reference 3000) junto con un Gamry Reference 30k Booster para medir y controlar la corriente y el voltaje (ver Figura 3). Las condiciones de operación, como la temperatura, presión y velocidad de flujo de los reactivos se optimizaron para obtener el máximo rendimiento de la celda. Las pruebas de la DMFC se realizaron bajo control de corriente y voltaje, ajustando las variables para evaluar el desempeño del MEA en diferentes condiciones operativas.

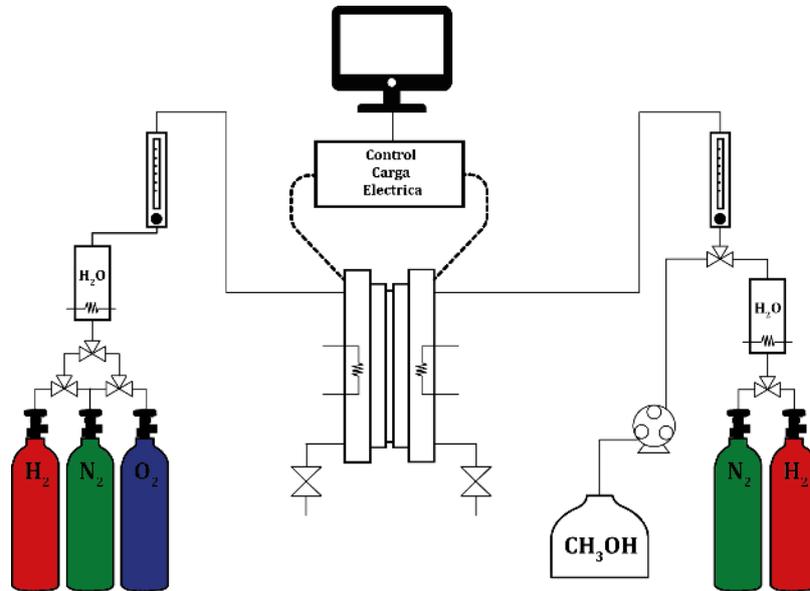


Figura 3 Esquema de la estación de testeo empleada para evaluar el desempeño del prototipo de DMFC. [Elaboración propia]

La evaluación electroquímica del prototipo incluyó la medición de curvas de polarización y de potencia, obtenidas bajo diferentes condiciones de operación, como variaciones en la temperatura y concentración de metanol. Además, se llevaron a cabo pruebas de estabilidad a largo plazo para evaluar la durabilidad de los catalizadores (no está incorporado en este trabajo). Estos procedimientos permitieron determinar la eficiencia y la tolerancia al metanol de los catalizadores sintetizados, proporcionando información crucial para el desarrollo de DMFCs más eficientes.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La evaluación del prototipo de DMFC se centró en comparar el desempeño de dos configuraciones de MEA: una con un cátodo de PtCoRu sintetizado en el laboratorio y otra con un cátodo comercial de Pt. Para el ánodo, se utilizó en ambos casos un catalizador comercial de PtRu. En esta sección se presentan y discuten los resultados obtenidos en las pruebas electroquímicas realizadas.

3.1 Desempeño del Ánodo

La Figura 4 muestra el voltamperograma cíclico del ánodo de la DMFC utilizando el catalizador comercial de PtRu. Este catalizador es conocido por su alta eficiencia en la oxidación de metanol (MOR), y los resultados obtenidos corroboran su eficacia en las condiciones experimentales utilizadas. La curva de polarización y la curva de potencia evidencian una alta actividad catalítica y una buena estabilidad del ánodo bajo las condiciones operativas de la celda de combustible (ver Figuras 5(a)).

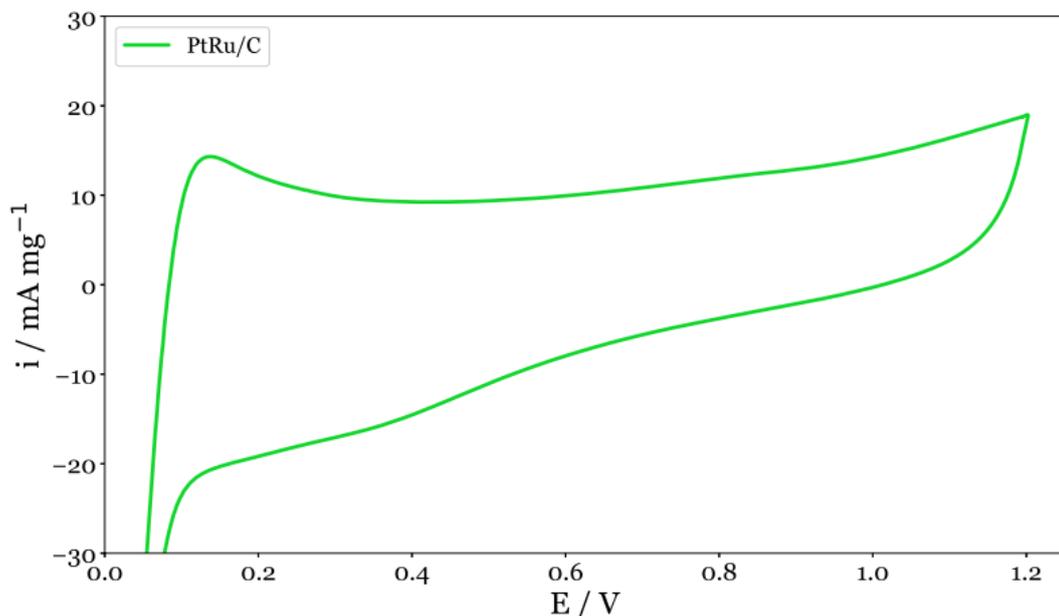


Figura 4 Voltamperograma cíclico del ánodo de la DMFC alimentado con N₂. [Elaboración propia]

3.2 Desempeño del Cátodo

Los resultados para los catalizadores del cátodo fueron previamente presentados en estudios realizados en una celda convencional de tres electrodos, simulando las condiciones de una DMFC [2, 5]. En estos trabajos se demostró que el catalizador PtCoRu sintetizado presentó un excelente desempeño para la reacción de reducción de oxígeno (ORR), así como una alta tolerancia al metanol, lo que es crucial para mitigar el efecto del crossover de metanol.

En el presente trabajo, se evaluó el desempeño de estos catalizadores directamente en una DMFC. Las Figuras 5(a) y 6(b) presentan las curvas de polarización y de potencia obtenidas para las MEAs con cátodos de Pt y PtCoRu, respectivamente, bajo una concentración de metanol de 0,5 M. Se observa que la MEA con cátodo de PtCoRu muestra una mejora significativa en el desempeño electroquímico en comparación con la MEA con cátodo de Pt. La mayor tolerancia al metanol del PtCoRu permite que la celda opere de manera más eficiente, reduciendo las pérdidas de rendimiento asociadas al crossover de metanol.

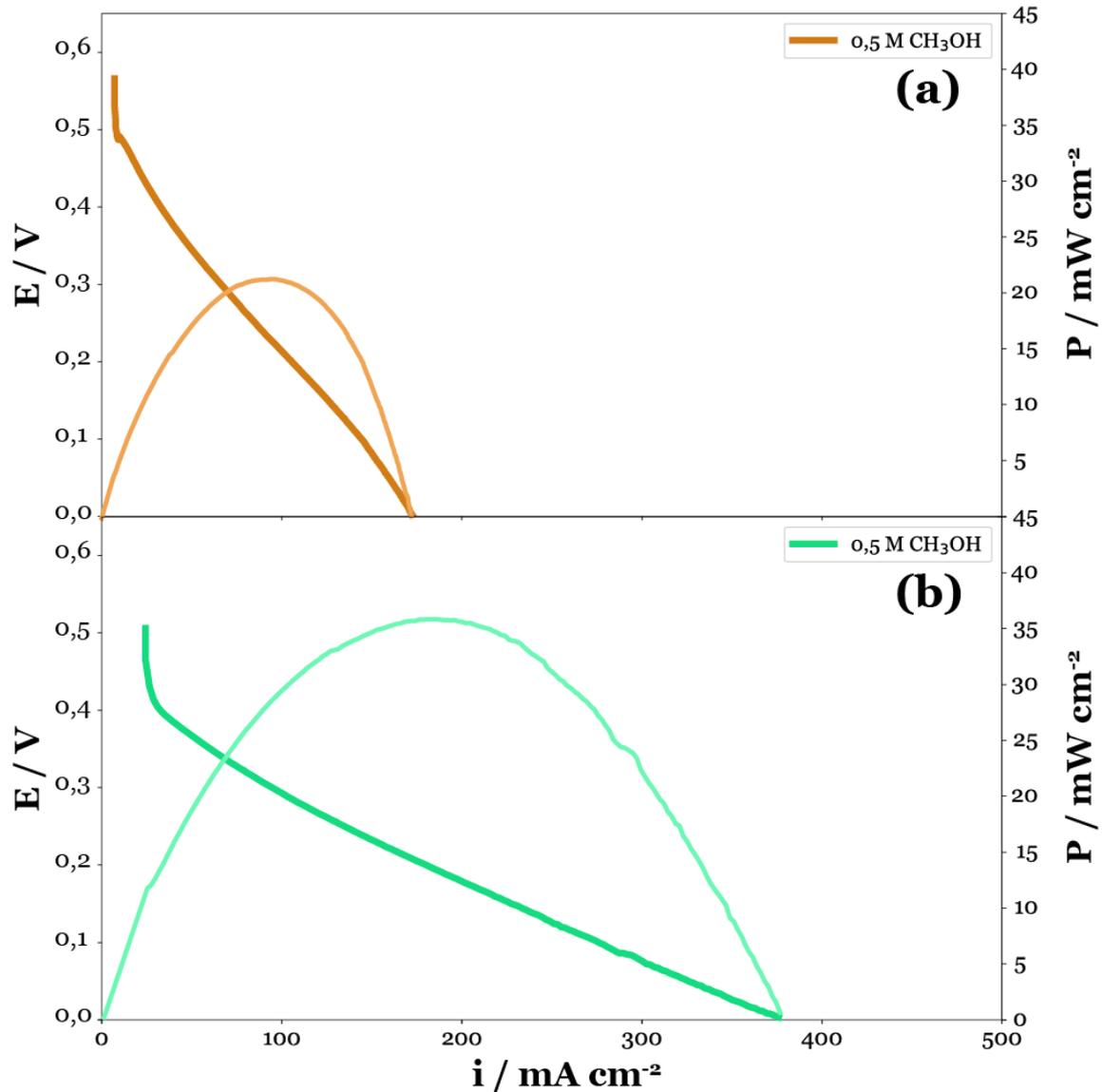


Figura 5 Comparación de las curvas de polarización y de potencia de las MEAs empleando una concentración de metanol de 0,5 M. (a) PtRu/Pt y (b) PtRu/PtCoRu. [Elaboración propia]

Adicionalmente, las Figuras 6(a) y 6(b) muestran las curvas de polarización y de potencia de las MEAs PtRu/Pt y PtRu/PtCoRu a diferentes temperaturas y una concentración de metanol de 1 M. Los resultados indican que, a medida que aumenta la temperatura, el desempeño de ambas MEAs mejora. Sin embargo, la MEA con cátodo de PtCoRu sigue mostrando un rendimiento superior en todas las temperaturas probadas. Esta superioridad se atribuye principalmente a la mayor capacidad del PtCoRu para tolerar la presencia de metanol en el cátodo, lo que minimiza el impacto negativo del crossover de metanol y maximiza la eficiencia de la celda.

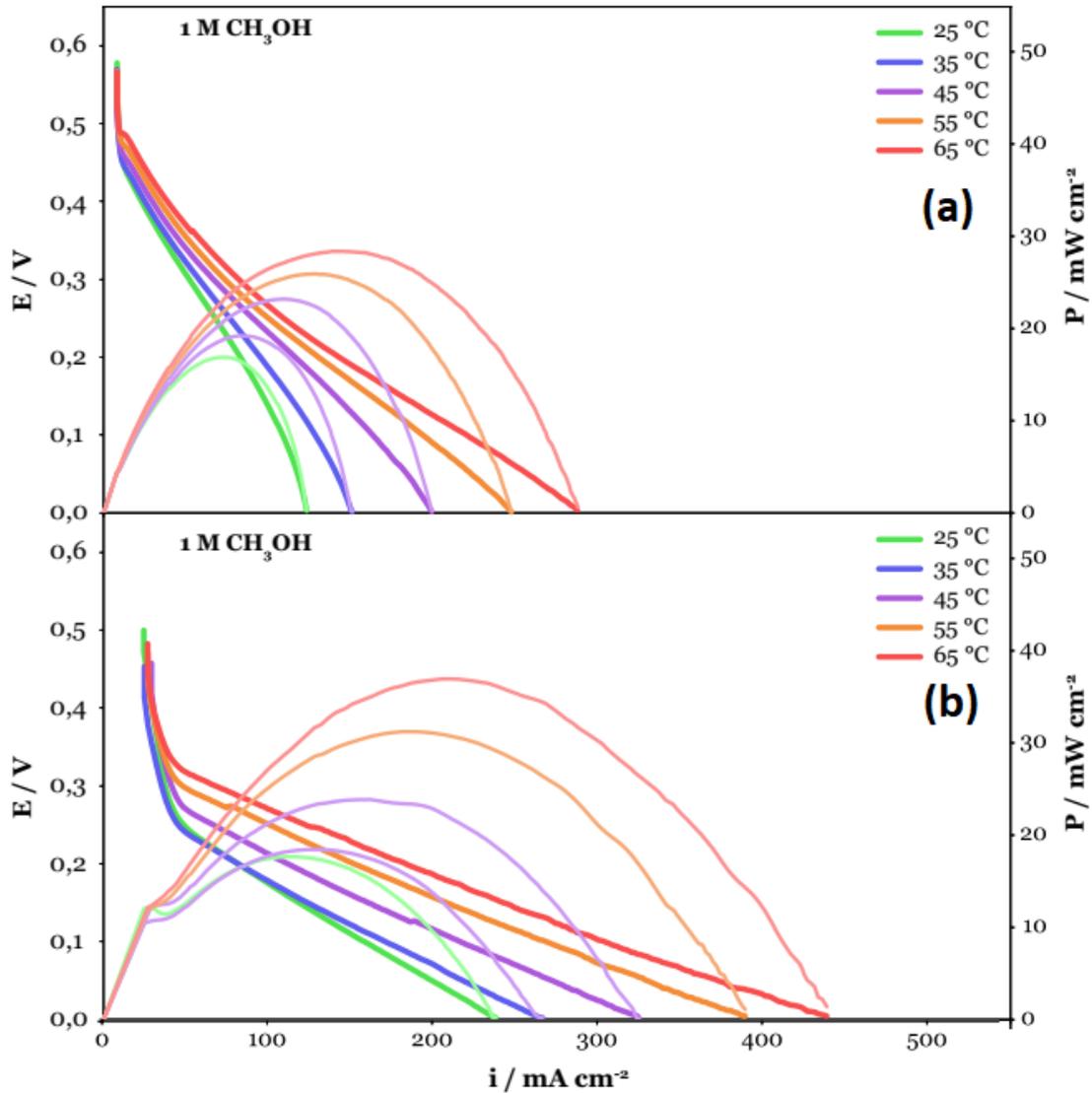


Figura 6 Curvas de polarización y de potencia de las MEAs a diferentes temperaturas (a) PtRu/Pt y (b) PtRu/PtCoRu. [Elaboración propia]

4. CONCLUSIONES

En conclusión, los resultados obtenidos demuestran que el catalizador de PtCoRu sintetizado ofrece un desempeño notablemente mejor en comparación con el catalizador de Pt comercial cuando se utiliza en el cátodo de una DMFC. Esta mejora se debe a la alta tolerancia al metanol del PtCoRu, lo que lo convierte en una opción prometedora para el desarrollo de celdas de combustible de metanol directo más eficientes y duraderas.

5. REFERENCIAS

- [1] Aricò, A. S., Baglio, V., Antonucci, V. (2009). Direct methanol fuel cells: history, status and perspectives. In: Liu, H., Zhang, J. (eds) *Electrocatalysis of direct methanol fuel cells: from fundamentals to applications*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim. doi:10.1002/9783527627707.ch1.
- [2] Asteazarán, M., Cespedes, G., Bengiό, S., Moreno, M. S., Triaca, W. E., & Castro Luna, A. M. (2015). Research on methanol-tolerant catalysts for the oxygen reduction reaction. *Journal of Applied Electrochemistry*, 45, 1187-1193.
- [3] Bossel, U. (2024). Birth of the Fuel Cell. In *Fuel Cells: From Birth to Maturity* (pp. 1-46). Cham: Springer Nature Switzerland.
- [4] Abdelkareem, M. A., Elsaid, K., Wilberforce, T., Kamil, M., Sayed, E. T., & Olabi, A. (2021). Environmental aspects of fuel cells: A review. *Science of The Total Environment*, 752, 141803.
- [5] Sazali, N., Wan Salleh, W. N., Jamaludin, A. S., & Mhd Razali, M. N. (2020). New perspectives on fuel cell technology: A brief review. *Membranes*, 10(5), 99.
- [6] Takahashi, Y., Semizo, H., & Matsuo, Y. (2024). Power Generation Characteristics and Optimum Alcohol Concentration in Bio-Direct alcohol fuel cell using Chitin Family Electrolyte. *Chemical Physics Impact*, 100650.
- [7] Kritskaya, D. A., Novikova, K. S., Sanginov, E. A., & Ponomarev, A. N. (2024). Testing of Polymer Film–Sulfonated Polystyrene Proton-Exchange Composite Membranes in a Direct Methanol Fuel Cell at 60° C. Methanol Crossover. *Membranes and Membrane Technologies*, 6(2), 112-119.
- [8] Antolini, E., Lopes, T., Gonzalez, E. R. (2008). An overview of platinum-based catalysts as methanol-resistant oxygen reduction materials for direct methanol fuel cells. *J Alloys Compd* 461:253-262. doi:10.1016/j.jallcom.2007.06.077
- [9] Baglio, V., Antonucci, V., Aricò, A. S. (2010). Status of technology and perspectives for portable applications of direct methanol fuel cells. In: Pignataro, B. (ed) *Ideas in Chemistry and Molecular Sciences: Advances in Nanotechnology, Materials and Devices*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim. doi:10.1002/9783527630530.ch11.
- [10] Elham, O. S. J., Kamarudin, S. K., Shaari, N., Zainoodin, A. M., & Yusof, M. R. (2024). Methanol permeability enhancement through heat treatment of Nafion-based composite membrane for direct methanol fuel cell application. *Fuel*, 371, 131839.
- [11] Asteazarán, M., Cespedes, G., Moreno, M. S., Bengiό, S., & Luna, A. C. (2015). Searching for suitable catalysts for a passive direct methanol fuel cell cathode. *international journal of hydrogen energy*, 40(42), 14632-14639.
- [12] Asteazarán, M., Bengiό, S., Triaca, W. E., & Castro Luna, A. M. (2014). Methanol tolerant electrocatalysts for the oxygen reduction reaction. *Journal of Applied Electrochemistry*, 44, 1271-1278.
- [13] Long, J. W., Stroud, R. M., Swider-Lyons, K. E., Rolison, D. R. (2000). How to make electrocatalysts more active for direct methanol oxidation-avoid PtRu bimetallic alloys! *J Phys Chem B* 104:9772-9776. doi:10.1021/jp001954e

DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES: *EnAITecS SunPower, EnAITecS WindPower y EnAITecS HybridPower*

Asteazaran, Mariano; **Cespedes, German**

Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAITecS), Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), UTN-FRLP Avda. 60 y 124 S/N, Ciudad de Berisso, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-221-412-4386
germancespedes@gmail.com

RESUMEN

Este trabajo presenta el desarrollo e implementación de tres herramientas web de simulación energética: EnAITecS SunPower, EnAITecS WindPower y EnAITecS HybridPower. Estas aplicaciones están diseñadas para calcular y simular la generación de energía renovable en diversas localidades de Argentina. Utilizando tecnologías HTML5 y JavaScript, estas herramientas integran datos climáticos y geográficos para ofrecer estimaciones precisas de la producción energética. Los resultados indican que estas aplicaciones no solo son útiles para la educación y la investigación, sino también para la toma de decisiones estratégicas en proyectos de energía renovable. Las aplicaciones son accesibles y fáciles de usar, facilitando la inclusión en programas educativos y colaboraciones con empresas.

Palabras Claves: Energías Renovables, Software Web, Simulación Energética, Energía Solar, Energía Eólica, Argentina.

Área Temática: educación, formación y capacitación en energías renovables y uso racional de la energía.

Categoría del Trabajo: Trabajo de Extensión y/o Emprendedurismo de Docentes / Investigadores

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables se han convertido en un componente crucial en la lucha global contra el cambio climático y la dependencia de los combustibles fósiles. Estas fuentes de energía, que incluyen la solar, eólica, hidráulica y biomasa, son esenciales para una transición energética sostenible, ofreciendo beneficios ambientales, económicos y sociales. La adopción de tecnologías renovables contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuye la contaminación del aire y promueve la independencia energética. Además, la industria de las energías renovables crea empleos y fomenta la innovación tecnológica.

En el contexto global actual, la necesidad de mitigar el cambio climático es urgente, y las energías renovables representan una solución viable y necesaria. Países de todo el mundo están adoptando políticas y estrategias para aumentar la proporción de energías limpias en sus matrices energéticas. Esta tendencia se manifiesta en acuerdos internacionales como el Acuerdo de París, el cual establece metas ambiciosas para la reducción de emisiones y el incremento del uso de fuentes renovables. A nivel corporativo, los acuerdos de compra de energía renovable (PPAs) han mostrado un crecimiento significativo. Entre 2015 y 2022, la capacidad global de PPAs ha aumentado considerablemente (ver Figura 1), alcanzando 36,7 gigavatios en 2022, lo que representa un incremento del 18 % respecto al año anterior (REN21, 2023). Para el año 2024, se espera que el 95 % de los proyectos de generación eléctrica en Latinoamérica sean de origen renovable, subrayando el compromiso de la región con la transición energética (Energía Estratégica, 2024).

Corporate Renewable Energy PPAs, Global Capacity and Annual Additions, 2015-2022

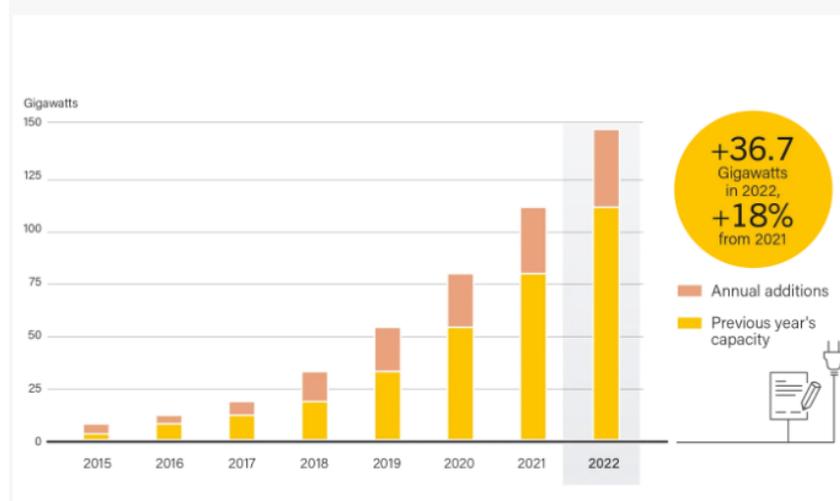


Figura 1 Tendencias globales en la capacidad de PPAs de energía renovable entre 2015-2022.[REN21, 2023]

Argentina, con su vasto territorio y diversidad climática, posee un enorme potencial para la generación de energías renovables. En los últimos años, el país ha avanzado significativamente en la implementación de proyectos de energía eólica y solar, impulsados por programas gubernamentales como el Plan RenovAr. Este plan ha atraído inversiones nacionales e internacionales, permitiendo el desarrollo de parques eólicos y solares en diferentes regiones del país. Según el Ministerio de Energía, en enero de 2024 las energías renovables representaron aproximadamente el 15 % de la matriz eléctrica del país, con una tendencia creciente. Esta tendencia se refleja en el aumento de la capacidad instalada de energías renovables, que ha experimentado un crecimiento anual significativo, posicionando a Argentina como un referente regional en la adopción de tecnologías limpias (Ministerio de Economía de Argentina, 2024). La región patagónica se destaca por sus vientos constantes y fuertes, ideales para la generación eólica, mientras que las provincias del norte del país tienen una alta irradiación solar, propicia para la energía solar fotovoltaica. Además, otras fuentes como la biomasa y la energía hidroeléctrica de pequeña escala ofrecen oportunidades adicionales para diversificar la matriz energética (Schaube, Ise, & Clementi, 2022). Sin embargo, a pesar de estos avances y el notable potencial, Argentina enfrenta desafíos significativos en términos de educación y capacitación en el sector de las energías renovables.

El rápido crecimiento del sector ha generado una demanda creciente de personal capacitado y de programas educativos especializados. Existe una necesidad imperante de formar ingenieros, técnicos y especialistas en energías renovables que puedan diseñar, implementar y mantener los sistemas energéticos avanzados que el país requiere para continuar su transición energética.

En este contexto de creciente interés y necesidad de energías renovables, se han desarrollado herramientas tecnológicas para facilitar la planificación y adopción de estas fuentes de energía. Las aplicaciones web *EnAITecS SunPower*, *EnAITecS WindPower* y *EnAITecS HybridPower*, desarrolladas por el equipo de EnAITecS en la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional La Plata, representan un avance en este campo.

- ⇒ EnAITecS **SunPower** permite calcular y simular la generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica. Integra datos sobre recursos solares, base de datos de sistemas fotovoltaicos y temperatura, ofreciendo una evaluación del potencial de generación solar en diversas localidades de Argentina.
- ⇒ EnAITecS **WindPower**, diseñada para la simulación de generación de energía eólica, incorpora datos del recurso eólico y permite a los usuarios dimensionar sistemas eólicos basados en aerogeneradores disponibles en el mercado. Es especialmente útil para evaluar la viabilidad de proyectos eólicos en distintas regiones.
- ⇒ EnAITecS **HybridPower**, combinando las capacidades de SunPower y WindPower, calcula la generación de energía eléctrica a partir de fuentes solares y eólicas de manera conjunta. Es ideal para sistemas híbridos que buscan maximizar la eficiencia y la estabilidad del suministro energético.

El presente trabajo tiene como objetivo presentar estas aplicaciones web diseñadas para calcular y simular la generación de energía renovable, evaluar su potencial y promover la educación y la investigación en energías renovables. Además, se busca facilitar la toma de decisiones energéticas para empresas, gobiernos y propietarios de viviendas, permitiéndoles evaluar la viabilidad y el impacto económico y ambiental de implementar sistemas de energía renovable. Finalmente, se pretende identificar futuras líneas de investigación y desarrollo, proponiendo mejoras y expansiones de las aplicaciones para adaptarlas a diversas necesidades energéticas y contextos específicos.

2. METODOLOGIA

2.1. Definición de Requisitos y Alcance

La fase inicial del desarrollo se centró en la identificación y definición de los requisitos y el alcance de las aplicaciones web *EnAITecS SunPower*, *EnAITecS WindPower* y *EnAITecS HybridPower* (Figura 2). Esta etapa permitió asegurar que las herramientas respondieran adecuadamente a las necesidades estimadas de los usuarios. En un proceso iterativo, se trabajó en la cátedra de Energías Alternativas en el Siglo XXI de la carrera de Ingeniería Química e Ingeniería en Energía Eléctrica de la UTN-FRLP para determinar las funcionalidades más relevantes de las aplicaciones para la resolución de los problemas de ingeniería que se dan en la cátedra. Como resultado, se estableció que las aplicaciones debían permitir a los usuarios calcular y simular la generación de energía renovable (solar y eólica) en diversas localidades de Argentina, proporcionando datos precisos y actualizados sobre recursos energéticos y climáticos y permitiendo simular con diversos dispositivos de generación, permitiendo una expansión de esos dispositivos de acuerdo con el avance tecnológico del sector. Además, se definió que las herramientas debían ser accesibles tanto para uso educativo como profesional.

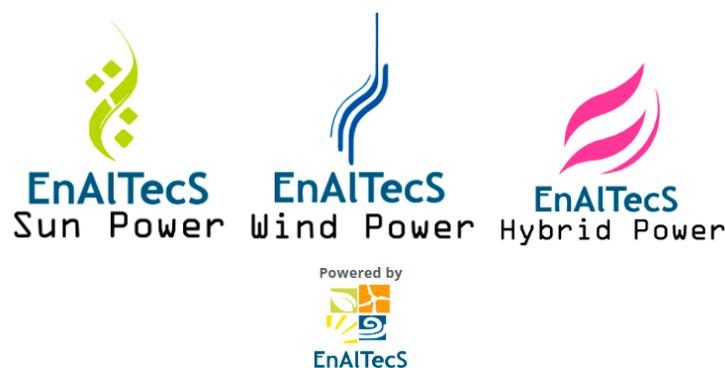


Figura 2 Imagotipos de las aplicaciones *EnAITecS SunPower*, *EnAITecS WindPower* y *EnAITecS HybridPower*. [Elaboración propia]

El desarrollo del software se realizó siguiendo un enfoque basado en metodologías ágiles. El frontend de las aplicaciones fue implementado utilizando HTML5, CSS3 y JavaScript, tecnología ampliamente difundida que permite obtener una experiencia de usuario intuitiva y responsiva. El backend, gestionado por el servidor web Apache, se encargó de procesar las solicitudes y acceder a la base de datos para obtener los datos necesarios.

La integración de datos fue un aspecto crítico del proyecto, ya que las aplicaciones dependían de datos precisos y actualizados para proporcionar resultados confiables. Se implementó una base de datos que almacena información sobre irradiación solar, velocidad del viento, tipos de paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, entre otros. Estos datos georreferenciados fueron recopilados y estructurados de manera que pudieran ser fácilmente accedidos y gestionados por el servidor web. La integración de estos datos con las aplicaciones permitió a los usuarios realizar simulaciones y tomar decisiones informadas sobre la implementación de sistemas de energía renovable.

2.2. Arquitectura del Software

La arquitectura del software se diseñó para garantizar eficiencia, rendimiento y escalabilidad. El sistema se basa en una arquitectura de cliente-servidor, donde el frontend se encarga de la presentación y el backend maneja las solicitudes y el acceso a la base de datos. HTML5 se utilizó para estructurar el contenido de las páginas web, CSS3 para el diseño visual y estilo, y JavaScript para la interactividad y la lógica del lado del cliente. El servidor Apache gestiona todas las solicitudes HTTP de los clientes, accede a la base de datos y devuelve los datos solicitados. La arquitectura general del sistema puede ser visualizada en el Diagrama de Componentes (Figura 3).

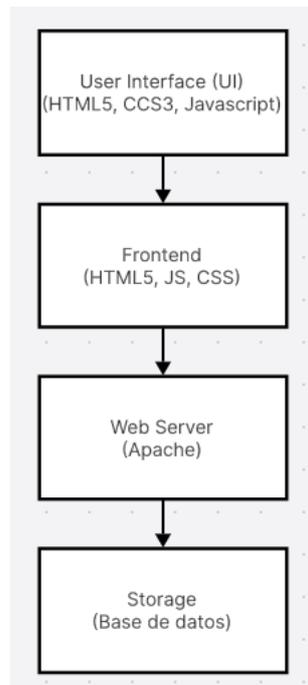


Figura 3 *Diagrama de componentes que ilustra la arquitectura general de los software EnAITecS.*
[Elaboración propia]

La interfaz de usuario (UI) se diseñó siguiendo principios de usabilidad y accesibilidad. Incluye formularios de entrada de datos para configurar simulaciones, gráficos para visualizar resultados y dashboards que resumen la información clave. El flujo de datos entre el cliente y el servidor se maneja mediante solicitudes HTTP, asegurando que los datos sean siempre actuales y precisos. El diagrama de secuencia, ver Figura 4, ilustra este flujo de datos y comunicación entre los componentes del sistema.

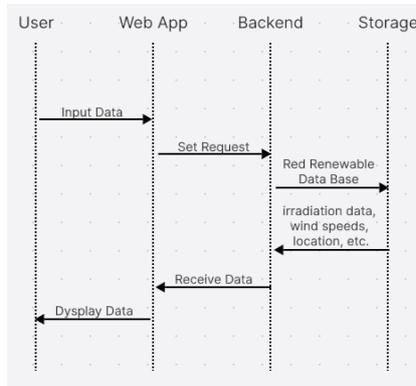


Figura 4 Diagrama de secuencia que muestra el flujo de datos y la comunicación entre los componentes del sistema EnAITecS. [Elaboración propia].

La seguridad del sistema es un aspecto crucial, y se implementaron varias medidas para proteger los datos y la integridad de la aplicación. El servidor está protegido por firewalls, y solo personas con acceso autorizado pueden interactuar con el sistema. Para asegurar la escalabilidad y adaptabilidad futuras, se diseñó la arquitectura de manera que permita expansiones y mejoras continuas. Se planificó un enfoque de desarrollo ágil con gestión de versiones y actualizaciones periódicas, permitiendo la incorporación de nuevas funcionalidades y mejoras.

2.3. Evaluación de Impacto y Usabilidad

Para evaluar el impacto y la usabilidad de las aplicaciones, se recopiló feedback de los usuarios mediante *Google Analytics*, trabajos de estudiantes en la cátedra de Energías Alternativas en el Siglo XXI y encuestas específicas. Este feedback fue fundamental para identificar áreas de mejora y funcionalidades con errores en ejecución. El análisis de los datos de uso permitió identificar patrones y áreas que podían beneficiarse de mejoras. Basado en este feedback, se realizaron ajustes en la interfaz de usuario, se mejoraron las funcionalidades existentes y se añadieron nuevas características para mejorar la experiencia del usuario. Por ejemplo, se agregaron opciones para ajustar la inclinación de los paneles fotovoltaicos, permitiendo un mayor rango de simulaciones.

2.4. Educación y Capacitación

Se desarrollaron materiales educativos y de capacitación para ayudar a los usuarios a entender y utilizar las aplicaciones de manera efectiva. Esto incluyó guías de usuario y documentación técnica. Además, se realizan talleres en cátedras de la especialidad de ingeniería química e ingeniería en energía eléctrica para promover el uso de las aplicaciones y capacitar a los usuarios en su implementación y uso.

Finalmente, se identificaron futuras líneas de investigación y desarrollo para continuar mejorando las aplicaciones. Esto incluye la incorporación de nuevas fuentes de datos con nuevas locaciones, paneles solares y aerogeneradores, el desarrollo de nuevas funcionalidades como la exportación de un informe técnico de la instalación simulada y la integración con tecnologías emergentes. También se exploraron colaboraciones con otras instituciones y empresas para desarrollar proyectos conjuntos y expandir el alcance y la utilidad de las aplicaciones.

3. RESULTADOS

Las aplicaciones web EnAITecS SunPower (Cespedes & Asteazaran, 2024b), EnAITecS WindPower (Cespedes & Asteazaran, 2024c) y EnAITecS HybridPower (Cespedes & Asteazaran, 2024a) fueron desarrolladas para ofrecer herramientas de simulación y evaluación de generación de energía renovable. Estas aplicaciones permiten a los usuarios configurar diferentes parámetros (locación, dispositivos, carga eléctrica, forma de instalación, entre otros) y obtener estimaciones de la producción de energía solar y eólica, así como la combinación de ambas en sistemas híbridos. A continuación, se presentan los resultados obtenidos a través del uso de estas herramientas.

3.1. EnAITecS SunPower

La aplicación EnAITecS SunPower está diseñada para simular la generación de energía fotovoltaica en diversas localidades de Argentina. Los usuarios pueden seleccionar paneles solares específicos y ajustar la cantidad y la inclinación de los paneles para simular la generación de energía. Los datos ingresados sobre la ubicación geográfica, el consumo energético y los costos permiten obtener estimaciones detalladas de la energía generada anualmente, el porcentaje de ahorro energético y el ahorro económico. La aplicación incluye una lista pre-cargada de paneles solares (Figura 5), con

la opción de añadir nuevos paneles, lo que facilita la personalización y colaboración con empresas y grupos de investigación.

3.2. EnAITecS WindPower

La aplicación EnAITecS WindPower permite estimar la generación de energía eólica utilizando aerogeneradores de baja potencia. Los usuarios pueden elegir un modelo de aerogenerador, ajustar la cantidad de unidades y proporcionar datos de ubicación para calcular la producción anual de energía. Al igual que SunPower, WindPower calcula el ahorro energético y económico basado en la instalación seleccionada. La aplicación también permite añadir nuevos modelos de aerogeneradores (Figura 5), ampliando las posibilidades de simulación y personalización.

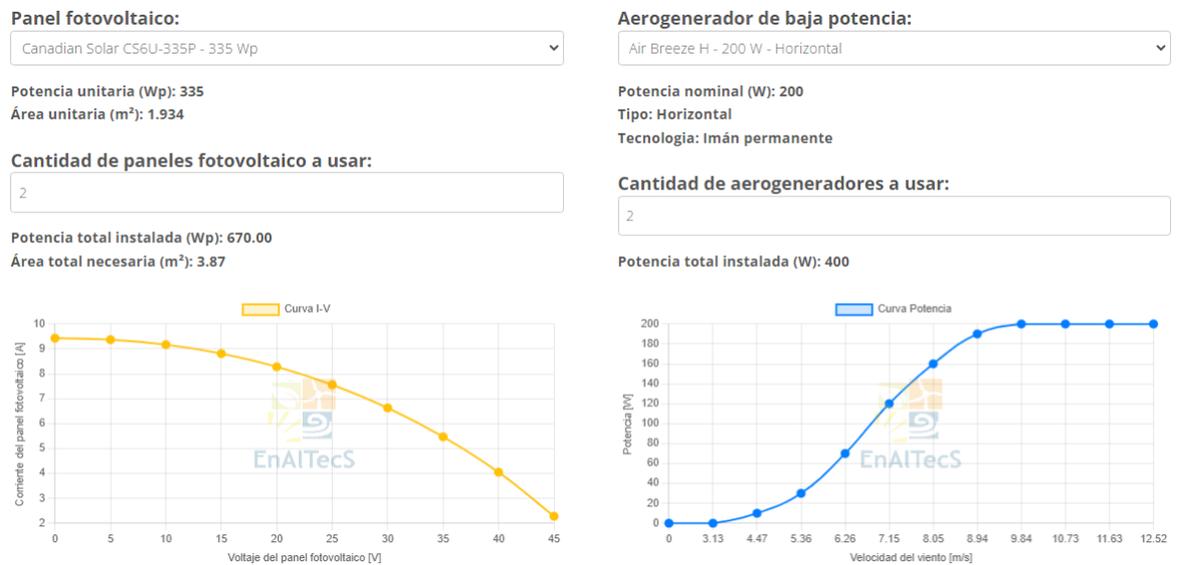
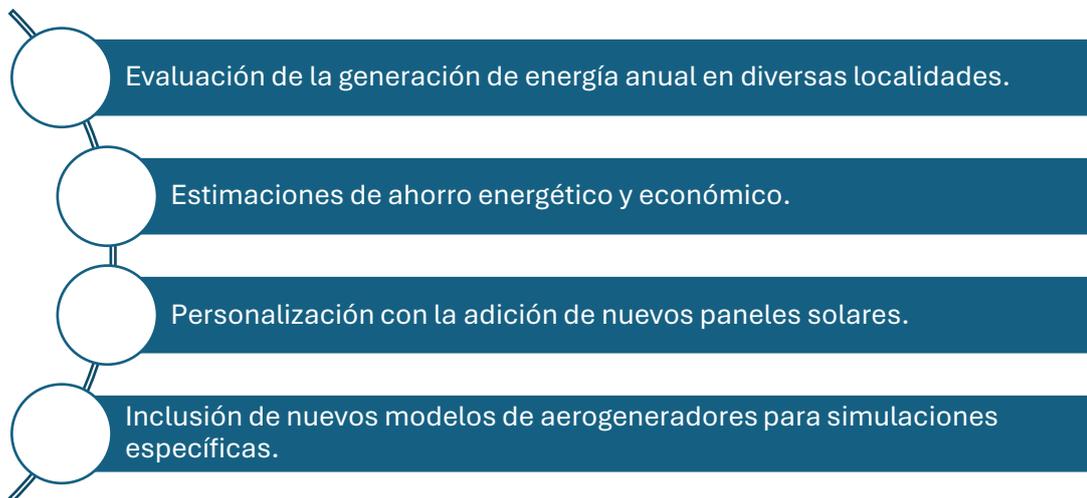


Figura 5 Captura de pantalla de las configuraciones de paneles solares y aerogeneradores de las aplicaciones EnAITecS SunPower y EnAITecS WindPower. [Elaboración propia].

En conjunto las aplicaciones de EnAITecS SunPower y EnAITecS WindPower permiten:



3.3. EnAITecS HybridPower

La aplicación EnAITecS HybridPower combina las funcionalidades de SunPower y WindPower, permitiendo la simulación de sistemas híbridos que utilizan tanto energía solar como eólica. Los usuarios pueden configurar paneles solares y aerogeneradores, ajustando las características de ambos sistemas para obtener una estimación combinada de la generación de energía, ahorro energético y económico. La capacidad de añadir nuevos paneles solares y aerogeneradores también está disponible en esta aplicación, permitiendo una mayor flexibilidad y personalización.

Esta aplicación permite:

- Simulación combinada de sistemas híbridos solares y eólicos (Figura 6).
- Estimación precisa de la generación de energía total, ahorro energético y económico.
- Flexibilidad para añadir nuevos equipos y personalizar simulaciones.

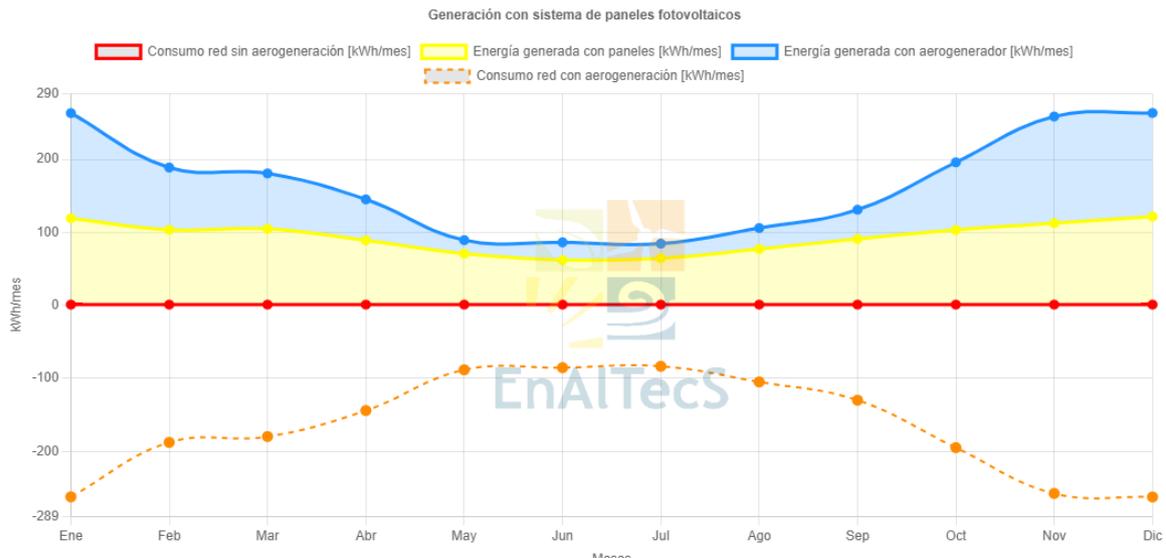


Figura 6 Simulación combinada de sistemas híbridos solares y eólicos con la aplicación EnAITecS HybridPower. [Elaboración propia].

3.4. Beneficios para la Investigación y la Educación en Energías Renovables

Las aplicaciones SunPower, WindPower y HybridPower ofrecen beneficios tanto para la investigación como para la educación en energías renovables. Estas herramientas facilitan la accesibilidad y usabilidad, permitiendo a estudiantes y profesionales configurar y simular proyectos de energía renovable sin necesidad de conocimientos técnicos avanzados. Una interfaz intuitiva y fácil de usar facilita la inclusión de estos programas en currículos educativos y en cursos de formación profesional. Las aplicaciones proporcionan datos precisos y personalizables, basados en información real y actualizada sobre recursos energéticos y climáticos. Los usuarios pueden personalizar las configuraciones de los sistemas para reflejar condiciones de instalaciones diversas, lo que es beneficioso para investigaciones y proyectos específicos. Esto permite a investigadores y estudiantes explorar diferentes escenarios de generación de energía renovable, evaluando la viabilidad y el impacto de diversas tecnologías.

Otro aspecto significativo es la facilitación de la toma de decisiones. Los datos generados por las aplicaciones pueden ser utilizados por empresas, gobiernos y otras organizaciones para tomar decisiones informadas sobre la implementación de sistemas de energía renovable. Esto incluye la evaluación de costos, beneficios y el impacto ambiental, ayudando a optimizar estrategias energéticas y promover la sostenibilidad. La capacidad de añadir nuevos modelos de paneles solares y aerogeneradores es especialmente beneficiosa para la colaboración con empresas y grupos de investigación. Esta funcionalidad reservada para los desarrolladores permite incorporar equipos específicos en las simulaciones, enriqueciendo las capacidades de las aplicaciones. Además, en un entorno educativo, las aplicaciones pueden ser integradas en cursos de ingeniería y ciencias ambientales, permitiendo a los estudiantes realizar simulaciones prácticas y entender mejor los principios de la generación de energía renovable.

4. CONCLUSIONES

Las aplicaciones SunPower, WindPower y HybridPower representan un avance en la simulación y evaluación de la generación de energía renovable. Estas herramientas, desarrolladas con un enfoque en la usabilidad, proporcionan a los usuarios una plataforma poderosa para explorar y optimizar proyectos de energía solar y eólica, así como sus combinaciones en sistemas híbridos.

El diseño intuitivo de las interfaces de usuario y la capacidad de personalizar configuraciones permiten que estas aplicaciones sean accesibles tanto para estudiantes y educadores en el ámbito de las energías renovables como para profesionales y organizaciones que buscan implementar soluciones energéticas sostenibles. La inclusión de listas pre-cargadas de paneles solares y aerogeneradores, junto con la opción de añadir nuevos equipos, facilita colaboraciones con empresas y grupos de investigación, enriqueciendo las capacidades de las aplicaciones y fomentando el desarrollo de tecnologías personalizadas.

Estas aplicaciones no solo permiten la realización de simulaciones detalladas y precisas, sino que también ofrecen un valioso recurso educativo. Al integrarse en programas de estudio y formación, las herramientas facilitan una comprensión práctica de los principios de generación de energía renovable, ayudando a formar una nueva generación de profesionales capacitados.

5. REFERENCIAS

- Cespedes, G., & Asteazaran, M. (2024). EnAITecS HybridPower. EnAITecS (Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable), UTN-Facultad Regional La Plata. Obtenido de <http://enaltecs.frlp.utn.edu.ar/tools/enaltecsHybridPower.html>
- Cespedes, G., & Asteazaran, M. (2024). EnAITecS SunPower. EnAITecS (Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable), UTN-Facultad Regional La Plata. Obtenido de <http://enaltecs.frlp.utn.edu.ar/tools/enaltecsSunPower.html>
- Cespedes, G., & Asteazaran, M. (2024). EnAITecS WindPower. EnAITecS (Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable), UTN-Facultad Regional La Plata. Obtenido de <http://enaltecs.frlp.utn.edu.ar/tools/enaltecsWindPower.html>
- Energía Estratégica. (2024, 8 de enero). Rebolledo: "El 95% de los proyectos de generación eléctrica del 2024 serán renovables". Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/rebolledo-el-95-de-los-proyectos-de-generacion-electrica-del-2024-seran-renovables/>
- Ministerio de Economía de Argentina. (2024). Plantas de energías renovables en operación comercial. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/plantas-de-energia-renovable-en-operacion-comercial>
- REN21. (2023). Renewables 2023 Global Status Report. Obtenido de <https://www.ren21.net/gsr-2023/>
- Schaube, P., Ise, A., & Clementi, L. (2022). Generación fotovoltaica distribuida en Argentina: Un análisis basado en el marco del sistema de innovación técnica. *Technology in Society*, 68, 101839. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2021.101839>

COCINAS EFICIENTES A LEÑA PARA COMEDORES COMUNITARIOS: RESEÑA 2015 A 2024

Lohigorry, Agustín J.^(a), Battaglia, Leonardo^(b), Kulbaba, Pablo O.^(c), Olocco y
García, Iciar M.^(d)

a Departamento de Ingeniería e Investigaciones Tecnológicas – Universidad Nacional de La
Matanza

b Observatorio Social, Escuela de Artes y Medios de Comunicación – Universidad Nacional de La
Matanza

c Hacono Estufas

d Área de Energía – Asociación Civil Ingeniería Sin Fronteras Argentina

alohigorry@unlam.edu.ar

RESUMEN.

En esta reseña se sintetiza el recorrido de los primeros nueve años de la cocina eficiente a leña para comedores comunitarios. Se describen el punto de partida, las motivaciones y los hitos más relevantes, los aprendizajes y los puntos más importantes del proceso. Respecto a los actores, encontramos a la universidad, acompañando y articulando desde las actividades de extensión; a las asociaciones civiles y organizaciones sociales en su capacidad de integrar saberes multidisciplinares con llegada territorial y gestión de proyectos sociales; y a emprendimientos con foco en la tecnología y su aplicación en pos de la sostenibilidad, en particular energética, también con interés en su impacto social y comunitario.

Esta cocina es conveniente por varios aspectos: permite el uso de una fuente de energía marginal, como los restos de poda y residuos urbanos de biomasa, a la vez que es eficiente en los tiempos de cocción. Las pruebas de campo muestran que, para la misma cantidad de comida a cocinar, el tiempo para llegar a hervor es del orden de entre un 30 y un 50% menos comparado con el tiempo que requiere un mechero a gas en anafes convencionales.

Su instalación en espacios comunitarios, como comedores y merenderos, en situación económica adversa, ha demostrado la utilidad, tanto en disminuir el tiempo necesario para sus labores como en la reducción de costos de combustible, a la vez que se logra un artefacto asequible, práctico y que, además, sustituye el uso de un combustible fósil.

Se espera que este artículo, que integra dispositivo y proceso como un todo indivisible, sea un punto de partida para próximas acciones, entre las cuales se encuentran una mayor formalización, como también su posibilidad de escalar en alcance y desarrollo.

Palabras Claves:

Cocinas a Leña, Eficiencia, Comedores comunitarios

Área Temática:

Energías Alternativas y Sustentabilidad.

Categoría del Trabajo:

Trabajo de Extensión y/o Emprendedurismo de Docentes / Investigadores

1. INTRODUCCIÓN

En 2015, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) publicó los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS) como una reformulación y complemento importante a lo que habían sido originalmente los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM). En particular, la ONU sumó uno para la Energía Asequible y No Contaminante (ODS 7) a la Agenda 2030. Se mencionan en su formulación y justificación [1] aspectos como el uso de fuentes de energía renovable, acceso asequible a la energía, uso de tecnologías limpias y seguras y la eficiencia energética; específicamente relacionado a este trabajo, como datos relevantes a ese ODS, figura que aún en 2021 el 29% de la población mundial no tenía acceso a una cocina eficiente y segura.

Unos años antes, en 2009, el Centro de Investigación Aprovecho, de Oregon, Estados Unidos (*Aprovecho Research Center*) había publicado un video tutorial [2], con el paso a paso, para la construcción de cocinas “institucionales” tipo *rocket*, asegurando que consumían mucho menos leña que otros dispositivos de fuego abierto, para la cocción de la misma cantidad de alimentos, a la vez que producía mucho menos emisiones y gases peligrosos y que, por poseer chimenea de gases, podía ser utilizada en interiores, estando bien instalada y apropiadamente ventilado el espacio.

El diseño original de esta cocina “institucional” utilizaba, desde un comienzo, materiales sencillos y accesibles en general, como tambores de 200 litros, olla de aluminio, chapa de acero inoxidable y una lata balde de 20 litros para la cámara de combustión, e insumos y herramientas básicas para su construcción. La idea general era lograr mejores condiciones para la reacción termoquímica, que asegurara una mejor conversión de la madera, y que el calor generado en dicha cámara se entregara eficientemente a la olla tanto en el fondo, como en la circunferencia lateral debido a una pieza especial, denominada pollera interna. También, que los alimentos, y el lugar dónde se utilizara la cocina, no tomaran contacto con los gases, que se evacuaban al exterior por una chimenea.

En 2012 nace la Asociación Civil Ingeniería Sin Fronteras Argentina (ISF-Ar), y, también por esos años, nace Hacono (“Haciendo Con Otros”), actores protagonistas de esta historia, que luego se encontrarían junto con la Universidad Nacional de La Matanza (UNLaM), en el marco de la Diplomatura en Energía y Desarrollo Sostenible, curso que se dicta allí entre ISF-Ar y el Departamento de Ingeniería e Investigaciones Tecnológicas (DIIT) desde 2015, posibilitado a través de un convenio que se renueva periódicamente. Sobre Hacono, mencionaremos que es una de las organizaciones precursoras de la estufería en Argentina, en referencia a estufas de masa/inercia térmica, enfocado en la eficiencia y desempeño de los dispositivos. Hacono cuenta en su haber con más de 190 estufas y cocinas en 6 provincias del país, incluyendo también diversas acciones vinculadas al uso eficiente y seguro de la biomasa, principalmente para calefacción y cocción de alimentos. ISF-Ar trabaja multidisciplinariamente en proyectos de base tecnológica, con enfoque de derechos, junto a comunidades en situación de vulnerabilidad; además, dicta cursos, junto a otros actores, sistematizando y compartiendo los conocimientos y vivencias de sus docentes, en los proyectos sociales en los que participa, en el marco del desarrollo sostenible.

En 2013, el fundador de Hacono, Pablo Kulbaba, junto a su familia, ensayó la fabricación del modelo de cocina publicado por Aprovecho, y en 2014, participó, junto a ISF-Ar y Colectando Sol, de un proyecto sobre agua caliente para uso sanitario, en una escuela en Santiago del Estero [3]. Este encuentro, al que luego se sumaría la Fundación 500RPM, que estaba participando de otro proyecto junto con ISF-Ar, es la semilla de la mencionada diplomatura.

Habiendo establecido este punto de partida, el objetivo de este trabajo es, entonces, realizar una reseña del camino recorrido, desde la fabricación en 2015 de las primeras dos cocinas “institucionales” en el primer taller de construcción conjunto entre ISF-Ar y Hacono, hasta el proyecto en curso en 2024, en el que el nombre de la cocina cambiaría a “eficiente”. En el proyecto participan, además de los ya mencionados ISF-AR y Hacono, la UNLaM y La Poderosa, con el financiamiento del Centro Regional Ecuménico de Asesoría y Servicio (CREAS). Buscamos entonces relatar y sistematizar las experiencias, en el ámbito comunitario y de extensión y transferencia universitaria (desde la perspectiva de la UNLaM), para dar cuenta de la importancia de lo logrado, sentando las bases para el futuro, como podría ser escalar la iniciativa, y también ir logrando otros avales.

2. EVOLUCIÓN DE LA COCINA EFICIENTE A LEÑA PARA COMEDORES COMUNITARIOS: PERÍODO 2015 – 2024

2.1. Haciendo pie en la fabricación: 2015 a 2017

Las actividades y primeros años de esta reseña, podríamos resumir, estuvieron focalizados en el diseño inicial y las primeras fabricaciones en el ámbito de talleres participativos.

Corresponde al primer tramo en la “curva de aprendizaje”, siendo los primeros talleres organizados por los actores mencionados; por lo tanto, tareas generales como la logística, las adquisiciones de lo necesario, con su consiguiente listado de materiales y búsqueda de proveedores y otros menesteres similares fueron los preponderantes.

Es de remarcar que aquí comienza, además, la secuencia de rediseños del dispositivo en su versión local, realizados por Hacono, considerando como insumo, además del modelo de Aprovecho y el ensayo inicial ya mencionado, el aprendizaje y la práctica que se fue logrando en estos primeros talleres junto con ISF-Ar, hasta los proyectos más complejos posteriores.

2.1.1 Taller de Cocinas Rocket (ISF-Ar y Hacono): la primera fabricación en 2015

Este primer taller, realizado en las instalaciones del Centro Integrado de Desarrollo en Ingeniería Mecánica (CIDIM) del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) en 2015, surgió a partir de la experiencia del comentado proyecto en Santiago del Estero [3]. En dicha instancia, se compartió con personal de la escuela que, además de utilizar la leña de forma eficiente en el dispositivo para calentar agua construido allí (un termotanque, pero con cámara de combustión mejorada) también podía hacerse de manera similar con la cocción de alimentos, que en ocasiones realizaban a la olla, sobre una parrilla y con fuego abierto.

Motivados por la posibilidad de llevar a la práctica un nuevo dispositivo en una actividad de taller y con posible impacto social positivo en una escuela y en un comedor, Hacono e ISF-Ar planificaron una actividad, que fue realizada como proyecto del área de energía de esta última [4]. En él, se construyeron dos cocinas, en esa ocasión, las cámaras de combustión se armaron de manera *ad-hoc*, adaptándolas para aprovechar unos perfiles C donados. En una de las dos cocinas, se recortó, a manera de prueba, la chimenea interna, para lograr que la olla quede más inserta dentro del cuerpo de la cocina.

Una vez finalizada la construcción, se enviaron las cocinas a cada espacio: la escuela en Colonia Dora, Santiago del Estero, y un comedor en La Plata, Buenos Aires. En esta primera ocasión, su funcionamiento, posterior al envío, no fue documentado; este aspecto, el de las instalaciones luego de la construcción en sí, posteriormente cobraría cada vez más relevancia.



Figura 1 Primeras cocinas institucionales (o “rocket”) construidas en un taller conjunto en 2015, por Hacono e ISF-Ar [4]

2.1.2 La fabricación de cocinas como práctica de biomasa en la Diplomatura en Energía y Desarrollo Sostenible, desde 2016

En el primer taller de biomasa de la diplomatura, en 2015, se había construido una estufa eficiente, dispositivo que luego de terminada la actividad hubo que desarmar, por su volumen e imposibilidad de trasladar. Por ello, desde el taller de la 2da edición (2016) del curso en adelante se decidió construir cocinas eficientes, buscando una actividad que pudiera producir un dispositivo que estuviera finalizado al terminar la jornada, que sea práctico y que permitiera demostrar el uso de varias herramientas, logrando además la participación de los alumnos. También, porque había sobrado una cámara de combustión del taller de 2015 que se quería aprovechar. Esa cocina se exhibió en las ediciones 2016, 2017 y 2018 en el stand de difusión de la diplomatura, en la edición anual de la ExpoProyecto en la UNLaM, siempre llamando la atención de los asistentes, que consultaban sobre qué era, qué hacía y para qué servía ese artefacto.

Finalmente, como externalidad positiva, comentamos que asistió como invitado a este primer taller en la diplomatura Santiago Cresci, quién, varios años después, participaría en la publicación de un manual de fabricación de “cocina rocket institucional” [5], elaborado por el Ministerio de Ciencia e Innovación Tecnológica de la provincia de Catamarca.



Figura 2 Fabricación de la primera cocina en taller de la diplomatura (año 2016) dictada por ISF-Ar UNLaM-DIIT, con el acompañamiento de Hacono. Elaboración propia.

2.2. Primeras aplicaciones en espacios comunitarios: 2017 a 2019

A partir de los talleres de biomasa de la diplomatura, dónde desde 2016 se fabrican cocinas eficientes, comenzaron a darse situaciones de vinculación que, estimuladas por el dispositivo, sopesaban su aplicabilidad y potencialidad en el territorio. Aparecen aquí las primeras instalaciones en espacios comunitarios.

2.2.1 Instalación en primer comedor en La Matanza, en 2017

En 2017, luego del segundo taller de biomasa, también en el marco de la diplomatura, y en el que se construyó nuevamente una cocina eficiente, se realizó la primera instalación en un espacio comunitario, siendo esta implementación cercana geográficamente a los actores de este proceso, y con posibilidad de realizar un seguimiento posterior. Esta instalación surgió como iniciativa de uno de los grupos de alumnos del curso, como trabajo práctico final para su aprobación, para el cual se dispuso pudieran utilizar, como donación, la cocina realizada en el taller de ese año. El trabajo práctico proponía la mejora edilicia y del mobiliario del espacio de la cocina en el comedor comunitario “Los Lobitos” en Isidro Casanova, La Matanza. El espacio era conocido y frecuentado por dos de los alumnos participantes del grupo, quienes también, por su profesión como maestros mayores de obra, poseían los conocimientos y materiales para concretar el proyecto durante la cursada de la diplomatura en sí.

La implementación realizada fue de gran aprendizaje práctico: se verificó la importancia de la usabilidad de la cocina desde su diseño, y su instalación; se comprobaron, por primera vez y con personal del espacio, su eficiencia y practicidad para la cocción de alimentos a la olla, como guisados, estofados, sopas y meriendas.

2.2.2 Instalación en espacio de obra de un proyecto de ISF-Ar en GBA Sur, en 2019

Durante el 2019, ISF-Ar se encontraba participando de un proyecto para la construcción de un puente peatonal y vehicular sobre el arroyo Las Piedras, en el límite entre Quilmes y Florencio Varela, GBA Sur.

Como iniciativa de quienes asistían a la obra, y conociendo de la existencia de la cocina a través de la diplomatura, solicitaron si era posible contar con una de ellas, para agilizar la elaboración de alimentos y viandas durante las extensas jornadas de construcción del puente.

Proponiendo esta iniciativa al DIIT de la UNLaM, se donó e instaló la cocina en la exposición permanente del curso (un espacio en una ubicación fija y transitada dentro de la universidad, con el objetivo de difundir la diplomatura y los elementos que en ella se fabrican).

Esta cocina se instaló en un espacio semicubierto, cercano a la obra, a mediados de 2019, verificándose que se utilizó al poco tiempo para el objetivo indicado. Para esta implementación, por primera vez, se sistematizaron algunas consideraciones de seguridad y de uso (antes, durante y después) que se transmitieron, se imprimieron y plastificaron para que estén junto a la cocina, accesibles a quién la utilice.

Adicionalmente, tiempo después, durante 2020, en tiempos de la pandemia de COVID-19, y estando temporalmente paralizadas las obras del puente, voluntarias de ISF-Ar en el mencionado proyecto nos transmitieron, que estaban utilizando la cocina para la olla popular de los domingos, textualmente, se mencionó que estaban “contentos de lo sencillo que les resulta cocinar todo”.



Figura 3 Implementación de una cocina en espacio cercano a la obra del puente sobre el arroyo Las Piedras (año 2019). Elaboración propia.

2.2.3 Instalación en segundo comedor en La Matanza, en 2019

A partir de la difusión de lo realizado en la diplomatura, en 2019 comenzó el contacto con quienes forman parte del Observatorio Social, en ese momento dependiente de la Secretaría de Medios y Comunicaciones de la UNLaM (actualmente de la Escuela de Artes y Medios de Comunicación) que es un “espacio de práctica social interdisciplinario que contribuye al mejor conocimiento del ámbito de referencia en el que se instala la Universidad, su distrito de pertenencia y su zona lindante” [6]. Nuevamente, la cocina fue el objeto y motivo inicial de la vinculación; se solicitó al DIIT poder disponer de otra cocina (fabricada en el taller de la diplomatura del 2018) para ser instalada en un comedor comunitario del barrio San Petersburgo, en San Justo, frecuentado por el observatorio y donde veían su utilidad para el ahorro de gas de garrafa, por su alto costo para el espacio. La cocina se instaló allí, en agosto de 2019, y participó ocasionalmente de esa instalación un referente de otro espacio comunitario cercano, también dentro de los que el observatorio conocía. Ese mismo año, dicho referente fue invitado a participar del taller de biomasa de la diplomatura. Esta vinculación derivaría, como se detalla más adelante en este artículo, en la presentación conjunta de un proyecto entre el Observatorio Social y el DIIT, ambos de la UNLaM, y con la participación de ISF-Ar y Hacono, para construir 8 cocinas eficientes, financiado por la Fundación Acindar. Adicionalmente, en la construcción de la cocina en ese mismo taller, participó también, por invitación de Hacono, Pamela Natan, que elaboraría un primer documento detallado con el paso a paso de construcción de la cocina, según el diseño de ese momento. Este documento sería mejorado y ampliado sucesivamente, conforme se avanzaba en nuevos diseños de la cocina. Actualmente, la última revisión disponible puede encontrarse en [7], junto con los planos correspondientes.

2.3. Proyectos piloto de varias cocinas para espacios del AMBA: 2019 a 2024

Para fin de 2019 ya existían varias cocinas eficientes, construidas en distintos momentos, y algunas de las cuales habían sido instaladas en espacios comunitarios; partiendo entonces de este recorrido, considerando una coyuntura crecientemente desafiante en términos de inseguridad alimentaria y de pobreza energética, por no poder acceder fácilmente a los combustibles y métodos tradicionales de utilizarlos, la cocina eficiente comenzó a transitar un camino distinto, con un salto de escala. Así lo representan los dos proyectos que se detallan a continuación, con financiamiento externo y de un mayor alcance, tanto en cantidad de dispositivos construidos, como de su impacto y forma de implementación, para acercarse crecientemente, sobre todo en el último proyecto a una formulación socio comunitaria.

Aparecen, desde aquí, compras y logística más compleja, jornadas de construcción de múltiples cocinas en simultáneo, rediseños que retoman experiencias del proyecto anterior, sistematización creciente de la construcción e instalación de las cocinas, encuentros comunitarios para puesta en común, relevamientos previos y diagnósticos posteriores a las implementaciones en los espacios, nuevos actores participantes y mayor difusión de las actividades.

2.3.1 Proyecto de 8 cocinas para espacios comunitarios en La Matanza (2019-2021) y presentación de relato de experiencia pedagógica (2023)

En septiembre de 2019 se presenta un proyecto conjunto, integrando dos sectores de la UNLaM para su gestión: el Observatorio Social y el DIIT, participando además Hacono e ISF-Ar, a través del nexo de la diplomatura. La presentación se hizo a la Convocatoria Ingeniamos de la Fundación Acindar, que, según se lee en su sitio web, consiste en financiar “Programas y proyectos destinados a la promoción de las ciencias, tecnología, ingenierías y matemática (CTIM) en distintos niveles educativos”.

El financiamiento del proyecto fue otorgado a fines de 2019 y, estando planificada su ejecución para los primeros meses de 2020, resultó interrumpido su comienzo por la pandemia de COVID-19, siendo necesaria una reformulación de los tiempos previstos y los mecanismos de ejecución (el cómo) intentando así no afectar su objetivo principal, que era la construcción e instalación de 8 cocinas en espacios comunitarios del municipio de La Matanza (el qué). Las cocinas estarían distribuidas en comedores y merenderos ubicados en varias localidades del municipio: 2 en La Tablada, 2 en Isidro Casanova y 4 en González Catán, con un impacto en más de 1000 familias. Previo a la presentación del proyecto, se realizó una preselección de 8 espacios comunitarios, un relevamiento cuantitativo y cualitativo, principalmente por parte del Observatorio Social, de esos lugares, para dimensionar el impacto de su implementación. Al mismo tiempo, se realizó una recorrida para ir evaluando lo necesario para las instalaciones en dichos espacios. Técnicamente, se rediseñó de nuevo la cocina, para simplificar su fabricación en los talleres, sin necesidad de realizar complejas actividades para la construcción de la cámara de combustión, considerando que la actividad de fabricación se había planificado para que quienes trabajaban en los comedores pudieran participar, intentando reforzar la apropiación del dispositivo. Ampliando lo ya mencionado, las actividades de compras, logística y construcción de las cocinas se vieron muy afectadas por la pandemia, pudiendo recién realizarse, protocolos complejos mediante, en cuatro talleres, vinculados con las actividades de la diplomatura de 2020, entre abril y junio de 2021. En agosto de 2021 se realizó un encuentro entre todos los actores del proyecto, junto con representantes de cada espacio, para poner en funcionamiento y capacitar en el uso de las cocinas, previo a las instalaciones, entregándose un desplegable impreso con esta información.



Figura 4 Taller para el uso de cocinas institucionales, realizado en 2021 [8]

Las instalaciones finalizaron en octubre de 2021. El aprendizaje respecto a las instalaciones fue significativo, por ser de una complejidad superior a la prevista, al tener que ajustarse a las particularidades de espacio e infraestructura de cada lugar.

Luego de finalizado el proyecto, se difundió lo realizado a través de medios de la UNLaM [9] en página web y redes sociales de ISF-Ar. Posteriormente, en 2023 se presenta, como sistematización de lo realizado en el proyecto, un relato de experiencia pedagógica en las "4tas Jornadas sobre Las Prácticas Docentes en la Universidad Pública" [10].

2.3.2 Proyecto de 10 cocinas para espacios comunitarios en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) (2023 - en curso)

A partir de la difusión lograda en el proyecto anterior, en marzo de 2023 contactan a ISF-Ar desde la organización La Poderosa, interesados en la cocina por su rendimiento y ahorro de gas (de garrafa) por su costo, y dificultad de afrontarlo, para sus espacios comunitarios (potencialmente unos 150 en todo el país).

Se presenta entonces un proyecto inicial, para 10 comedores en el AMBA, con la participación de los mismos actores del proyecto previo (ISF-AR, Hacono, UNLaM) al que se suma La Poderosa y, en esta ocasión, con financiamiento de CREAS.

Los datos clave del último proyecto de esta reseña son:

- Alcance del proyecto: destinatarios directos: 112 personas trabajadoras de comedores y 3500 personas asistidas por los comedores, de las cuales 1005 son niños y niñas.
- Actividad: fabricar e instalar 10 cocinas eficientes a leña.
- Objetivo: contribuir a garantizar la seguridad alimentaria de 3500 personas de 10 barrios de la región del AMBA.

En el proyecto se realizó un diagnóstico detallado previo, como línea de base, respecto del cual, al cierre de las instalaciones y luego de un tiempo, se realizará un nuevo recorrido y evaluación de resultados, con el fin de conocer la apropiación del dispositivo en el territorio; estas actividades también son financiadas por CREAS y resultan de gran valor para evaluar el proyecto como un

proceso integral, que incluye diagnóstico, rediseño, construcción, capacitación, instalación y apropiación / impacto en territorio. Luego de su cierre, se contará con material e información valiosa para pensar y proponer futuras acciones.

Se incluyen, además, y como parte del proyecto materiales audiovisuales y gráficos tales como señalética plastificada, manual de uso impreso y videos explicativos. Un hito importante fue la realización, en abril de 2024, del evento de cocineras, del que participaron todos los actores, incluyendo personas de los comedores que recibirán la cocina e incluso comedores del proyecto anterior, que asistieron a compartir su experiencia y a cocinar para el almuerzo de ese día. También, se bocetó un nuevo documento, incluyendo buenas prácticas y herramientas para las instalaciones, que mostraron ser un paso complejo y arduo del proyecto.



Figura 5 Encuentro de Cocineras. Elaboración propia.

3. ASPECTOS DE DISEÑO Y PRUEBAS DE EFICIENCIA

3.1 Dimensiones de la cocina

La cocina tiene, como cuerpo principal, un tambor metálico de 200 litros, con un diámetro máximo de 58,5 cm, y una salida de humos en caño de $\varnothing 15$ cm (6").

3.2 Circulación de gases de escape dentro del dispositivo

Este dispositivo se enfoca en dos aspectos para fomentar la eficiencia:

- La eficiencia de combustión a través del diseño de la cámara donde sucede esta reacción, dada por sus proporciones y su chimenea interna aislada.
- La eficiencia de transferencia de calor, que surge de la geometría interna alrededor de la olla, que busca maximizar el contacto de los gases de escape con las paredes de la misma. Esto se consigue con el subconjunto pollera, que fuerza a los gases de escape a rozar no sólo el disco de fondo de la olla, sino también las paredes cilíndricas de la misma. En el caso de la olla para este dispositivo, de 40 cm de diámetro y 40 cm de altura (capacidad 50 litros) un 83% de su altura está sumergida en los gases, lo que incrementa la superficie de transferencia en más de 3 veces respecto a una olla apoyada sobre un mechero de gas en un dispositivo común.

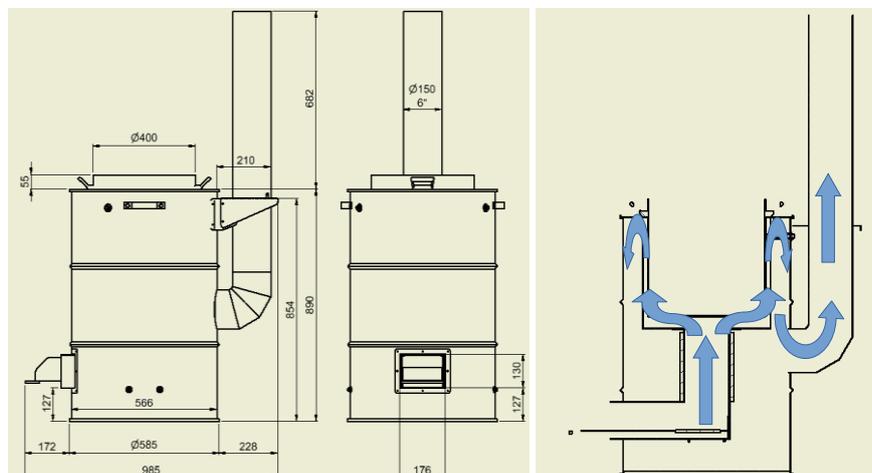


Figura 6 Vista lateral y frontal con dimensiones e ilustración de la circulación de gases. Elaboración Propia.

3.2.1 Oportunidad de mejora

Esta cocina es una tecnología apropiada, por lo que se busca un balance entre eficiencia, costo reducido, replicabilidad y simplicidad. Un punto de mejora disponible y que todavía no se ha practicado, por haber aplicado otros cambios a lo largo de la trayectoria de este dispositivo, es la aislación del tambor, aplicada desde el lado interior. Esta aislación permitiría que los humos no entreguen calor al exterior y, por lo tanto, que este calor sea entregado a la olla.

3.3 Otros condicionamientos respecto a su eficiencia versus ergonomía

La eficiencia general en este dispositivo está condicionada por la geometría y la ergonomía. En este sentido, hay tres parámetros interconectados: posición en altura de la boca de carga, altura del borde de la olla respecto del nivel de piso, y altura de la torreta.

La altura de la torreta determina el tiempo de residencia, que es el tiempo que se da a los componentes orgánicos volátiles (VOCs) para que reaccionen con el oxígeno del aire en una atmósfera de alta temperatura: cuanto mayor sea este tiempo de residencia, mejor es la eficiencia de combustión. Sin embargo, aumentar la altura de la torreta implica subir la altura del borde de la olla o hacer descender la altura de la boca de carga. Cualquiera de estos dos cambios implica una disminución en las condiciones de ergonomía para quien cocine, ya sea porque la olla queda más alta o porque hay que agacharse más para poder cargar leña y limpiar las cenizas.

3.4 Aspectos del combustible

La boca de carga tiene un área de acceso para cargar de 16 cm de ancho y 9 cm de alto. Y la bandeja de leña tiene una profundidad de 50 cm. Estas medidas marcan un límite amplio en el tamaño de la leña posible para este dispositivo, siendo el diámetro máximo recomendado de 7 cm, para poder permitir al menos dos piezas ardiendo a la vez.

La fuente de leña, en caso de ser urbana, puede ser cajones de verdura o de pollo, y en caso de ser de leña natural, admite cualquier especie mientras no sea resinosa (ciprés, pino, etc.). Maderas de poca densidad proporcionarán llamas más vigorosas, y en cambio, maderas más densas, poseerán una llama más prolongada y calor más parejo. Así, los residuos de poda urbanos son aptos para este dispositivo, incluyendo piezas grandes de chipeado.

Una variable más a tener presente es la humedad de la madera, que idealmente deberá rondar el 20%, lo que equivale a aproximadamente un verano de secado. Usualmente este requerimiento no se cumple en el mercado local, ni para secado pasivo ni forzado, salvo que el usuario observe la regla.

3.5 Aspectos de uso y seguridad

Como parte del proyecto mencionado en 2.3.2, se desarrollaron piezas gráficas a ser instaladas en cada uno de los establecimientos que se equipó con estas cocinas. Los requerimientos más relevantes mencionados:

- Ambiente ventilado.
- Cocina bien apoyada y amurada.
- Caño de gases bien sellado, con salida al exterior a los 4 vientos y con sombrero instalado.
- Radio de seguridad alrededor de la cocina de:
 - 1,5 m con ausencia de material combustible sólido (papel, leña y cartón).
 - 5 m con ausencia de material combustible inflamable líquido (nafta, alcohol, similares).

3.6 Pruebas de eficiencia

Para evaluar el funcionamiento de la cocina eficiente, en términos de consumo de combustible y tiempo requerido, se realizaron pruebas comparativas versus otros métodos de cocción, como el de un anafe a gas de garrafa típico, como el que podría utilizarse en uno de los comedores actualmente, y también la cocción en un fuego de leña abierto (olla apoyada sobre una parrilla). Para una primera prueba de ebullición de agua se tomaron lineamientos generales de un protocolo de pruebas de referencia en la temática [11], registrando el tiempo y la cantidad de combustible requeridos para alcanzarla, y luego registrando los mismos parámetros para sostener esta ebullición por 45 minutos, simulando la cocción de alimentos, como por ejemplo legumbres.

Se fraccionaron lotes de leña de 2 kg de peso, en general restos de poda seca, cajones de verdura y/o restos de pallets en desuso, y se prepararon 3 ollas iguales, todas de 50 litros de capacidad y mismas dimensiones, con 35 litros de agua a 16 °C.

Se realizaron las pruebas durante el mismo día y en las mismas condiciones meteorológicas, registrándose los tiempos a intervalos regulares, anotando la temperatura del agua, el agregado de

lotes de leña, y el peso del gas utilizado en el caso de la garrafa. El anafe fue muy bien calibrado, logrando una llama azul y pareja, a diferencia de lo que suele ocurrir en los comedores, por lo observado.

En el caso de las pruebas realizadas sobre la cocina eficiente, adicionalmente, se midieron temperatura y emisiones de gases de salida (O₂ y CO) utilizando un analizador de gases Testo 300.

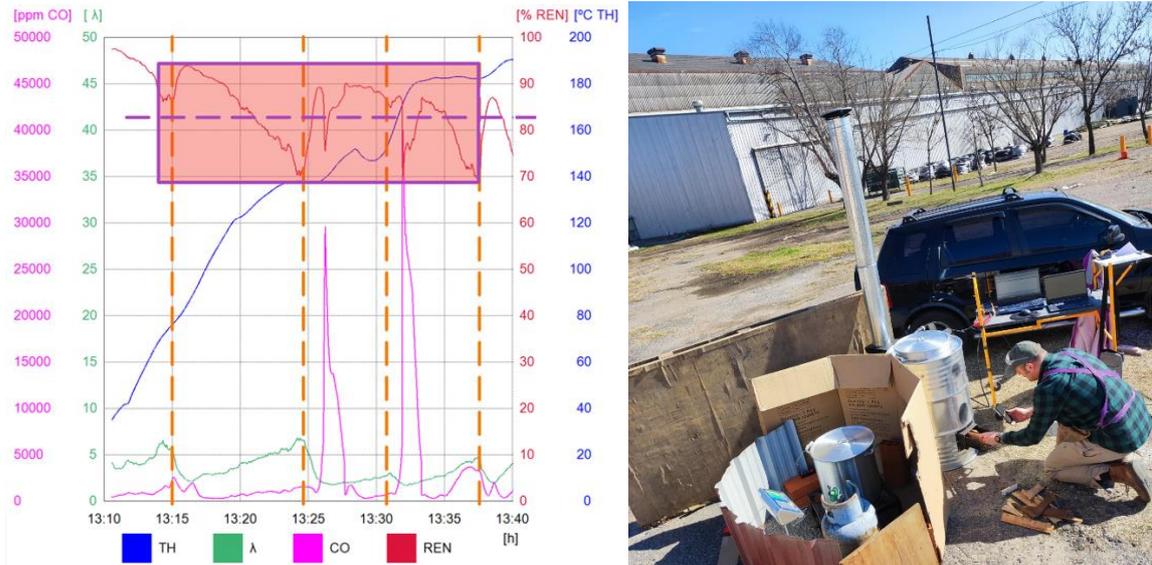


Figura 7 Registros de la jornada de pruebas de eficiencia: gráfico generado por el instrumento TESTO 300 (analizador de gases) e imagen del anafe a gas y la cocina eficiente (agosto 2024). Elaboración propia.

Para evaluar los resultados, primero se calculó la energía térmica teórica necesaria para llevar a hervor 35 litros de agua, partiendo desde los 16°C y luego, se calculó la energía térmica realmente utilizada en la combustión, tomando el poder calorífico superior (de la leña en la cocina eficiente y en el fuego abierto, y del gas de garrafa en el anafe) y considerando los kg de combustible utilizado. Luego, se estableció la eficiencia observada de cada método, como la relación entre la energía térmica realmente utilizada y la energía térmica teórica necesaria.

Tabla 1 Resumen de los resultados obtenidos durante la jornada de pruebas de eficiencia (agosto 2024).
Elaboración propia.

Dispositivo	Tipo de leña	Tiempo para llegar a hervor [minutos]	Cantidad de combustible para llegar a hervor [kg]	Poder calorífico superior del combustible [Kcal/kg]	Cantidad de energía teórica requerida para el hervor [ti 16°C; tf 100°C]	Cantidad de energía usada para llegar al hervor [Kcal]	Eficiencia observada para llegar al hervor
Olla en cocina eficiente	Cajones de verdura (álamo) - 1x4 cm	31	2	3.600	2.940	7.200	41 %
Olla con mechero de gas	Gas de garrafa	105	0,9	11.000	2.940	9.900	30 %
Olla con fuego abierto	Leña mixta	90	10	3.600	2.940	36.000	8 %

En el caso de la energía requerida para mantener el hervido por 45 minutos, fue similar entre la cocina eficiente (5.521 Kcal = 1,5 kg leña) y el mechero a gas (5.500 Kcal = 0,5 kg gas). No se midió en el caso del fuego abierto.

En los resultados de Tabla 1 se puede apreciar que la cocina eficiente resultó prácticamente un 30% más eficiente para llegar a hervor en términos del uso de combustible respecto al uso de anafe a gas (41% versus 30% en la eficiencia general observada) y cinco veces más eficiente respecto al fuego abierto (41% versus 8% en la eficiencia general observada).

En términos del tiempo para llegar a hervor, la eficiencia es muy superior, resultando menos de un tercio del tiempo requerido entre la cocina eficiente y el anafe a gas (31' versus 105') y de un tercio del tiempo entre la cocina eficiente y el fuego abierto (31' versus 90').

Si bien el resultado de esta primera prueba muestra que la cocina es más eficiente, tanto en términos energéticos como de tiempo requerido, es importante continuar las pruebas para lograr resultados estadísticamente representativos.

4. CONCLUSIONES

En los 9 años que abarca esta reseña se ha desarrollado un dispositivo y un proceso, como un todo indivisible, que ha ido de menor a mayor, entendiendo la innovación en este caso como la

conjugación del impacto social, la experiencia práctica y la ingeniería, sostenido y acompañado por actores diversos, en los que encontramos universidades, asociaciones civiles, organizaciones sociales y emprendimientos vinculados al ámbito energético y la sostenibilidad.

Es de remarcar que, la complejidad técnica (diseño y fabricación del dispositivo, principalmente a cargo de Hacono), se fue abordando progresivamente, a partir de la sistematización de los conocimientos adquiridos en instancias previas, en un esquema de realimentación que se asemeja mucho al conocido ciclo PDCA, abreviatura del inglés “*plan do check act*”, de la gestión de la calidad. Desde lo socio comunitario también fue evolucionando, articulando la gestión de proyectos sociales con base tecnológica (ISF-Ar) con otros organismos con llegada y trabajo en el territorio (UNLaM, La Poderosa). Esta gesta se cristalizó en proyectos confeccionados y con financiamiento acorde a esos fines (Fundación Acindar, CREAS).

Como resultado preliminar del último proyecto (ver 2.3.2) y a modo de resumen del impacto de las cocinas en los espacios comunitarios, constatado en las pruebas de eficiencia realizadas (ver 3.6), podemos referir que, en los lugares mencionados en este artículo, todos indican que ha disminuido el uso de gas de garrafa a la mitad o más, y también se ha reducido significativamente el tiempo de cocción de los alimentos. Además, en general, no han tenido contratiempos para utilizar la cocina, citando su simpleza y fiabilidad, reemplazando y/o complementando métodos de cocción anteriores, a la vez que se ha disminuido el costo en combustibles como el gas, por utilizar ahora madera que consiguen sin costo.

Por todo lo comentado, es que se cambió el nombre de “cocina institucional” a “cocina eficiente”, no solo por su resultado en valor monetario para los espacios comunitarios, sino también por el menor tiempo insumido por quienes trabajan allí, que usualmente no poseen un reconocimiento e ingreso formal de su trabajo.

Como próximos pasos, se podría mencionar la importancia de continuar la evaluación de apropiación de la cocina, en el proyecto en curso; y, a partir de allí, definir cómo escalar el alcance. También, se deben continuar realizando pruebas adicionales de eficiencia y seguir perfeccionando tanto el proceso como el dispositivo.

5. AGRADECIMIENTOS

A quienes han participado de todo este proceso a lo largo de estos años y que por omisión o cuestiones de redacción no se les haya mencionado en este artículo.

6. REFERENCIAS

- [1] Organización Naciones Unidas, “*Objetivos del Desarrollo Sostenible - Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*”. Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>.
- [2] Aprovecho Research Center, “*How to build an institutional rocket stove - Part 1 to 8*”, 2009. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=VdhLWMW7IXA&list=PLD0A9FBFB5D7577DC>.
- [3] Asociación Civil Ingeniería Sin Fronteras Argentina, “*Proyecto: Agua caliente en escuela agrícola- Sgo. del Estero*”, 2015. Recuperado de: <https://isf-argentina.org/project/sistema-de-calentamiento/>.
- [4] Asociación Civil Ingeniería Sin Fronteras Argentina, “*Proyecto: Taller de cocinas a leña eficientes*”, 2015. Recuperado de: <https://isf-argentina.org/project/taller-de-cocinas-rocket-eficientes/>.
- [5] Ministerio de Ciencia e Innovación Tecnológica, Catamarca, “*Cocina Rocket Institucional - Instructivo para su fabricación*”, 2023. Recuperado de: https://api-portal.catamarca.gob.ar/media/cms/archivos/Manual_Cocina_Rocket_2023.pdf.
- [6] Observatorio Social - Secretaría de Medios y Comunicaciones (UNLaM), “*Quiénes somos*”. Recuperado de: <https://observatoriosocial.unlam.edu.ar/quienes-somos/>.
- [7] Hacono, “*Cocina institucional / festivalera / Eficiente / Colectiva Modelo PODEROSA 2024. Kit de planos y Paso a paso*”, 2024. Recuperado de: https://hacono.com/project/cocina_institucional_modelo_2024/.
- [8] Observatorio Social - Secretaría de Medios y Comunicaciones (UNLaM), “*Quiénes somos - Galería de fotos*”, 2021. Recuperado de: <https://observatoriosocial.unlam.edu.ar/uso-de-cocinas-institucionales/>.
- [9] UNLaM TV, “*La UNLaM desarrolló cocinas eficientes para comedores comunitarios*”, 2021. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=7-oDO3EtiI>.
- [10] L. Battaglia, V. Chiavetta y A. Lohigorry, “*Instalación de cocinas institucionales en barrios vulnerables de La Matanza*” de IV Jornadas sobre las Prácticas Docentes en la Universidad Pública, La Plata, 2022.
- [11] Partnership for Clean Indoor Air (PCIA), “*The Partnership for Clean Indoor Air - Stove Testing*”, 2012. Recuperado de: <https://pciaonline.org/testing/>.

EL USO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ZONAS RURALES DE ARGENTINA.

Castro, Lucía^a, Diaz Cuela, Stephanie^b, Martín, Lucas^c, Reucan, Braian^d

^a Grupo de Estudio de Ingeniería Ambiental UTN FRBB

^b Grupo de Estudio de Ingeniería Ambiental UTN FRBB

^c Grupo de Estudio de Ingeniería Ambiental UTN FRBB

^d Grupo de Estudio de Ingeniería Ambiental UTN FRBB

castrolucia88@gmail.com

RESUMEN.

De acuerdo con el balance de energía nacional, el sector residencial es el segundo consumidor más importante de energía después del sector industrial, siendo responsable del 36% del consumo total. La reducción del consumo energético en este ámbito tiene un impacto significativo en diversos aspectos. Principalmente, contribuye a reducir las emisiones de dióxido de carbono, lo que es esencial para combatir el cambio climático y mitigar sus efectos adversos. Además, la reducción del consumo residencial aborda de manera más efectiva la crisis energética, aliviando la presión sobre los recursos energéticos disponibles. Conjuntamente, esta acción está alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, fomentando el uso responsable de los recursos naturales y promoviendo una mayor resiliencia en el panorama energético del país.

En las zonas rurales, esta situación se ve agravada por el hecho de que en muchos casos no se cuenta con redes eléctricas, por lo que la autosuficiencia energética a nivel individual podría ser una solución a este problema.

En Argentina, desde hace más de 10 años, se han establecido programas a nivel nacional que promueven el uso de la energía solar y que permiten su utilización en viviendas ubicadas en áreas rurales de distintas zonas geográficas.

Este trabajo muestra el estado actual de los proyectos implementados en Argentina, así como el marco legal para la generación de electricidad en términos de energías renovables en general y energía fotovoltaica en particular. Se presenta además un análisis del uso de este sistema de generación de energía, su alcance, beneficios y limitaciones en el marco del estudio de su sostenibilidad.

Palabras Claves: Energía fotovoltaica, Sostenibilidad energética, Zonas rurales, Cambio climático

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad.

Categoría del Trabajo: Trabajos de estudiantes de grado.

1. INTRODUCCIÓN.

La energía fotovoltaica ofrece la posibilidad de abastecer a poblaciones rurales en aquellos sectores donde la red troncal se encuentra lejana y/o de difícil acceso. Además permite el autoabastecimiento y la posibilidad de ser utilizada de modo independiente en cada residencia, a través de una instalación propia de generación de energía.

En Argentina, desde hace más de 10 años, se han establecido programas a nivel nacional que promueven el uso de la energía solar y que permiten su utilización en viviendas ubicadas en áreas rurales de distintas zonas geográficas. Aunque la actual administración del estado, a través del DNU decretado a principios del presente año, ha discontinuado las acciones de promoción de energía renovables, por lo cual han caído las mayorías de las iniciativas estatales destinadas a tal fin.

Este trabajo muestra el estado actual de los proyectos implementados en Argentina, así como el marco legal para la generación de electricidad en términos de energías renovables en general y energía fotovoltaica en particular.

Se presenta además un análisis del uso de este sistema de generación de energía, su alcance, beneficios y limitaciones en el marco del estudio de su sostenibilidad.

2. EL USO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ZONAS RURALES DE ARGENTINA: ALGUNAS DEFINICIONES Y DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL.

2.1. Definición de zona rural.

Se entiende por área o zona rural un espacio definido, de manera general, principalmente por lo "no urbano". Dependiendo de los diferentes sectores, se consideran ciertos aspectos como la cantidad de habitantes, distancia a la zona urbana, dificultad de acceso al espacio físico, actividades productivas desarrolladas y tipos de construcciones, entre otros. Para el presente trabajo se definirá el área como rural teniendo en cuenta la relación entre la cantidad de habitantes en un área y su superficie, es decir, según su densidad poblacional.

De acuerdo a los países, las consideraciones cambian, por ejemplo, el límite poblacional en la definición de rural es de menos de 500 habitantes por unidad administrativa en Cuba, Albania, Dinamarca, Islandia y Noruega, mientras que este umbral es de 2.000 habitantes en países como la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), España, Estonia, Etiopía, Francia, Guatemala, Honduras, Israel, Liberia, los Países Bajos, la República Checa y Vietnam. El umbral sube a 2.500 habitantes en los casos de los Estados Unidos, Lituania, México, Puerto Rico, Venezuela (República Bolivariana de) y a 5.000 habitantes para Austria, Botsuana, Eslovaquia, la India, el Sudán y Zambia. En los extremos se encuentran Grecia, Hungría, Portugal, Senegal y Suiza con un umbral de 10.000, Bulgaria con 30.000 y finalmente Japón con un umbral de 50.000 habitantes (Dirven y otros, 2011).

[1]

Dentro de un marco legal, según el Decreto que reglamenta la Ley 8.912/77 de Ordenamiento Territorial y Uso de Suelo, el área rural queda definida como las áreas destinadas a emplazamientos de usos relacionados con la producción agropecuaria extensiva, forestal, minera y otros. [2]

En dicha ley, el Artículo 32 desarrolla a su vez categorías que clasifican tres tipos de intensidad de asentamiento humano: población dispersa, población agrupada y población semiagrupada; donde dicha intensidad refiere a la densidad poblacional bruta (la relación entre la población de un área o zona y la superficie total de la misma), y neta (la relación entre la población de un área o zona y la superficie de sus espacios edificables, es decir, libre de los espacios circulatorios y verdes públicos). Luego, el Artículo 33, define la población dispersa como área rural con una densidad bruta promedio menor a cinco habitantes por hectárea. El Artículo 34 define la población semiagrupada como colonias rurales, en este caso la densidad poblacional bruta queda contenida en un margen entre cinco y 30 habitantes por hectárea. Así, este trabajo considerará estas zonas como zonas rurales.

En años más recientes, el análisis incluye también la dimensión espacial gracias a la difusión de herramientas con sistemas de información geográfica (SIG). En particular se han generado indicadores que toman en cuenta el tiempo o distancia para acceder a ciertos servicios, oportunidades o ciudades. Mountrakis y AvRuskin (2005) proponen un índice de ruralidad espacial compuesto por dos clústeres, uno de conectividad y otro de acceso a servicios. El Banco Mundial (World Bank, 2016) aproxima la accesibilidad a través de un indicador que considera la población que caminando (en función de la condición del camino) está a menos de 2 Km de la red de caminos transitable todo el año. [3]

En un artículo de Chomitz, Buys y Thomas (2005) se propone identificar las zonas rurales de América Latina y del Caribe a través de un gradiente que refleja dos dimensiones: la densidad poblacional y la distancia a ciudades de 100.000 o más habitantes. Además, los autores usan dos dimensiones adicionales para el análisis: la aptitud agrícola del territorio y la cobertura forestal. Concluyen que los indicadores de densidad poblacional y de distancia a ciudades son pertinentes y al integrar dimensiones adicionales como la de uso de suelo, afirman que existe generalmente una sobreestimación de la población urbana. En efecto, muestran que varios territorios categorizados como urbanos son en realidad de tamaño pequeño y orientado hacia actividades primarias. [4]

Así, para los fines de este artículo se considerará el criterio de cantidad de habitantes, considerando zona rural a aquella que posea menos de 2.000 habitantes, incluyendo la población diseminada. [5]

2.2. Energía fotovoltaica: principios de funcionamiento y situación actual global

La unidad básica fotovoltaica es la celda fotovoltaica solar, y con ella se constituyen los módulos fotovoltaicos, elementos que, conectados entre sí, en serie o en paralelo (para conseguir mayores corrientes), componen el generador eléctrico de la instalación fotovoltaica. Desde un punto de vista cualitativo, el comportamiento eléctrico de un módulo es similar al de las celdas que lo constituyen. La producción está basada en el fenómeno físico denominado "efecto fotoeléctrico", que es el proceso mediante el cual ciertos materiales son capaces de generar electricidad cuando se exponen a la luz. Este fenómeno es la base de las células solares o fotovoltaicas, que se utilizan para convertir la energía de la luz solar en energía eléctrica.

Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la celda fotovoltaica (cambiar la palabra célula por esto)). El resto de la luz solar que incide sobre la superficie de la celda genera una tensión entre el lado superior y el lado inferior de la misma. Si se conectan los dos lados de la celda entre sí, comenzará a circular una corriente eléctrica y la celda entregará energía. Se crea así una corriente proporcional a la radiación incidente.

Las celdas fotovoltaicas convencionales están fabricadas con obleas (finas láminas) de silicio cristalino de unos 100 cm² y unas décimas de milímetro de espesor. Sobre el silicio se deposita una fina capa antirreflectante que mejora el rendimiento de la celda y le da un tono azulado. Sobre esa capa se imprime una malla metálica que constituye el contacto óhmico de la cara expuesta al sol.

La electricidad que genera dicha celda fotovoltaica depende entre otros factores de la intensidad energética de la radiación que llega a las celdas de los módulos fotovoltaicos, de la temperatura ambiente, de la cantidad total de módulos instalados y de la inclinación con respecto a la luz solar incidente. [6]

La utilización de la energía solar fotovoltaica está creciendo exponencialmente a nivel mundial, triplicando la potencia instalada en los últimos 5 años (Figura 1).

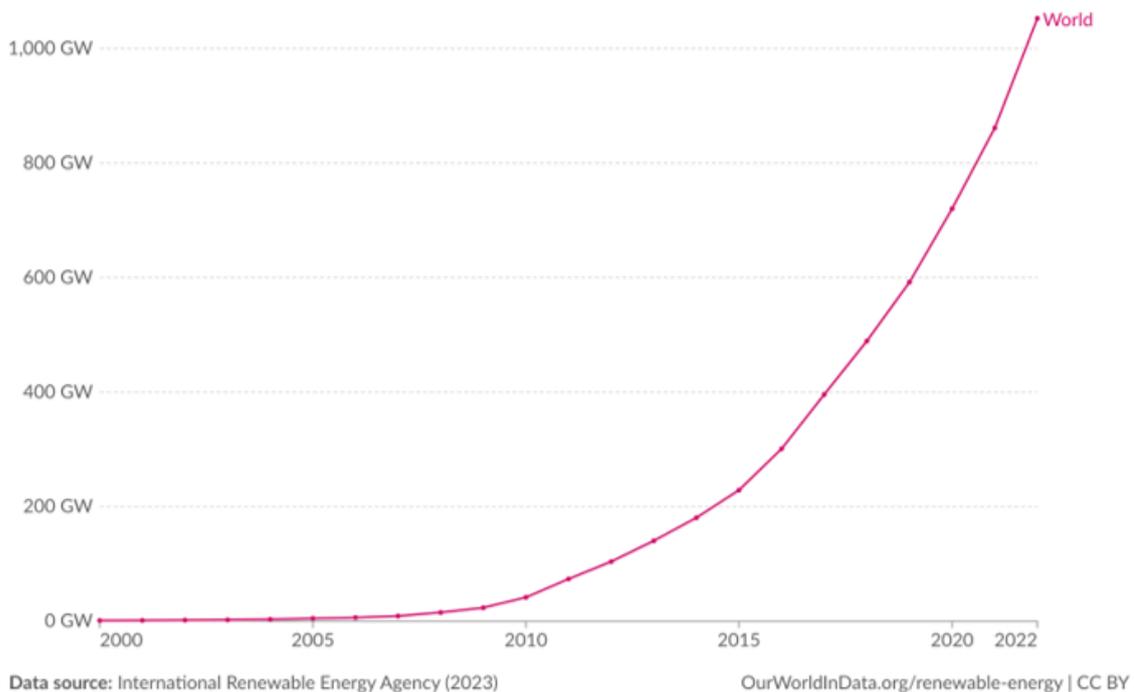


Figura 1 Evolución de la capacidad global instalada en generación solar fotovoltaica expresada en gigawatts (GW) [7]

Esta tecnología es la más utilizada en instalaciones de generación distribuida debido a su escalabilidad y facilidad de montaje. En la Figura 2 se puede visualizar el crecimiento de la capacidad instalada en generación solar fotovoltaica. Se estima que para los próximos años continúe el crecimiento de este segmento, siendo el de mayor evolución dentro de todas las energías renovables y traccionado en gran parte por la incorporación de generación distribuida, con un crecimiento proyectado de unos 300 GW, un valor mayor a cualquiera de las otras tecnologías renovables.

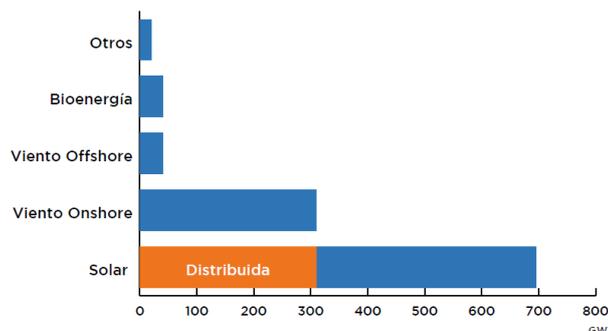


Figura 2 Proyección de crecimiento de la capacidad instalada en energías renovables. [8]

2.3. El uso de la energía fotovoltaica en zonas rurales de Argentina.

Cuando se habla de energías renovables, se hace referencia a los beneficios ambientales de su uso y no se tiene en cuenta cómo contribuyen con el desarrollo rural, particularmente en lugares con infraestructura deficitaria. De hecho, según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el 83% de las personas que no tienen acceso a la electricidad viven en zonas rurales.

2.3.1 Marco normativo.

El uso de energía fotovoltaica en Argentina se encuentra regulado por la Ley Nacional 27.191, y a su vez en cada provincia mediante leyes provinciales, las cuales se detallan a continuación.

Catamarca:

Ley Provincial 5.275. Esta ley establece un marco regulatorio para promover el uso de energía eólica y solar en la provincia de Catamarca, proporcionando incentivos fiscales y financieros para el desarrollo de proyectos en este campo.

Chubut:

Ley Provincial XVII-75. La ley tiene como objetivo principal promover el desarrollo de energías renovables en la provincia de Chubut, estableciendo un marco regulatorio claro y otorgando incentivos para fomentar la inversión en este sector.

Jujuy:

Ley N°27.424. Ley Nacional de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

Ley N°6.023. Ley Provincial de Generación Distribuida de Energía Renovable.

Ley N°6.207. Ley Provincial de Adhesión a la Ley N°27.424 de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

Neuquén:

Ley Provincial N°3.006. Establece políticas y condiciones para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica, especialmente para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de origen renovable, con el objetivo de fomentar el autoconsumo y promover inversiones en investigación y desarrollo en este sector.

Salta:

Ley Provincial N°7.823. Establece un régimen de fomento para las energías renovables.

Santiago del Estero:

Ley Provincial N°7.322. Establece un régimen de fomento para la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica. Además, se establecen beneficios impositivos provinciales para promover esta actividad.

Tucumán:

Ley Provincial N°8.994. Establece las condiciones para la conexión de sistemas de generación distribuida de energía eléctrica, basados en fuentes renovables, a la red de distribución eléctrica.

Río Negro:

Ley Provincial N°5.375. Establece el "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública".

San Juan:

Ley Provincial N°1.705. Promueve la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en la provincia.

2.3.2 Recurso solar en Argentina.

Argentina cuenta con un recurso solar clasificado como uno de los mejores del mundo para el aprovechamiento de esta tecnología. En la Figura 3 se puede observar la irradiación solar media anual por unidad de superficie a lo largo del territorio argentino para un mes de invierno y otro de verano. [8]

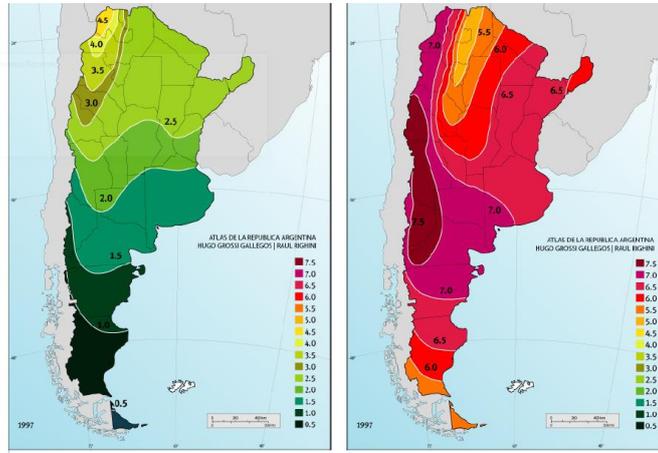


Figura 3 Irradiación solar media en kWh/m². [8]

2.3.3 La matriz energética Argentina.

Actualmente, la energía solar fotovoltaica representa aproximadamente el 1,1% de la generación eléctrica nacional (Figura 4).

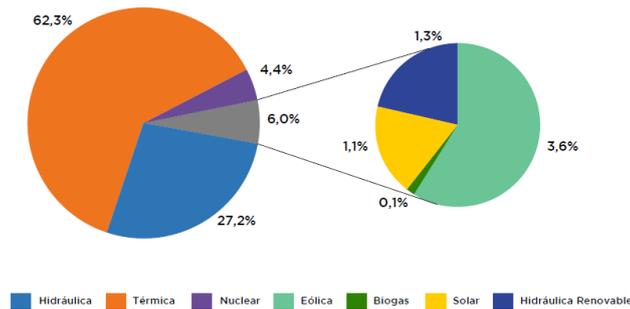


Figura 4 Matriz energética nacional. [8]



Región					Total (MW)	
	Eólica (MW)	Fotovoltaica (MW)	Bioenergías (MW)	Hidro <= 50 (MW)		Hidro > 50 (MW)
NOA	194	778	72	119	101	1.264
NEA	0	0	109	0	2.745	2.854
CUY	0	559	0	185	957	1.701
CEN	240	118	34	117	802	1.311
LIT	0	0	12	2	945	959
COM	253	7	2	32	4.725	5.019
PAT	1.576	0	0	47	560	2.183
BAS + GBA	1.443	0	48	0	0	1.491
Total	3.706	1.462	277	502	10.835	16.782

Figura 5 Generación de energías renovables en Argentina. Potencia instalada. [9]

2.3.4 Programas de abastecimiento de energía fotovoltaica.

En Argentina se han desarrollado algunos programas que permitieron abastecer de energía a los sectores rurales a partir del impulso de la energía fotovoltaica.

En este sentido, desde el año 1999 hasta 2023, se implementó el programa PERMER, destinado a resolver las necesidades de abastecimiento energético de los habitantes de zonas rurales, aisladas

y de difícil acceso que carecen de electricidad por vivir lejos de las redes de distribución convencional.

El programa PERMER (Proyecto de Energías Renovables para Zonas Rurales de Argentina), de alcance nacional, busca brindar acceso a la energía con fuentes renovables a la población rural del país que no está cubierta por el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Entre diversos proyectos, el PERMER diseñó programas de provisión a través de “mini redes” para abastecer de energía a hogares, escuelas rurales y comunidades aglomeradas que se encuentran alejadas de las redes de distribución.

El suministro se hace a partir de fuentes renovables, principalmente energía solar y eólica. De esa manera, se reemplazan las velas, mecheros de kerosén, la leña, los generadores térmicos y las pilas que se utilizan para iluminación, comunicación y calefacción en áreas rurales dispersas, por soluciones tecnológicas limpias, sustentables, que promueven el cuidado del medio ambiente.

Las instalaciones y equipos fotovoltaicos se establecen en las zonas rurales de las provincias de Buenos Aires (centro-este), Catamarca (noroeste), Chaco (norte), Chubut (sur), Córdoba (centro), Corrientes (noreste), Entre Ríos (centro-este), Formosa (norte) y Jujuy (noroeste).

Estarán también dirigidos a La Pampa (centro), Misiones (noreste), Neuquén (suroeste), Río Negro (sur), Salta (noroeste), San Juan (noroeste), Santa Cruz (sur), Santiago del Estero (norte), Tierra del Fuego (sur) y Tucumán (noroeste). [10]

Uno de los objetivos de PERMER es garantizar el acceso a la energía y la conectividad en todas las escuelas rurales del país que se encuentran fuera de la red de distribución eléctrica.

Para eso, se instalan sistemas fotovoltaicos que permiten la provisión de energía ininterrumpida en cada uno de los establecimientos educativos (Figura 6). Esto posibilita iluminación eléctrica, funcionamiento de computadoras, acceso a Internet, uso de televisores, fotocopiadoras y equipos de DVD, entre otros artefactos.



Figura 6 Ubicación de las escuelas abastecidas por energía fotovoltaica a través del Programa PERMER. [11]

PERMER contribuye además a mejorar la calidad de vida y el arraigo de la población rural Argentina, en un marco de respeto a la identidad y cultura de los pueblos originarios.

Para ello, en cada localidad fueron consultadas previamente a la instalación de los proyectos, las necesidades energéticas de la comunidad a través de reuniones informativas en las diferentes lenguas. Se efectuaron evaluaciones de impactos ambientales y sociales previo al inicio de las obras y capacitaciones para el buen uso y cuidado de los equipos una vez que éstos ya se encuentran instalados. [12]

3. SOSTENIBILIDAD DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.

Es importante considerar que la transición energética implica, además de una migración desde las energías convencionales a las renovables, un cambio tecnológico de fuentes de abastecimiento de energía y los impactos asociados a éstos. Los recursos renovables son abundantes y posiblemente suficientes, pero no puede obviarse la necesidad de desarrollo de nuevas tecnologías y junto a ello el requerimiento de materiales necesarios para aprovechar esos recursos. *“La renovabilidad es un atributo de la fuente, pero la sustentabilidad se refiere a la forma en que se usa esa fuente”* [13]. Si bien la transición energética se trata de cambiar las fuentes, el problema central, es la magnitud a lo que se quiere cambiar ya que no se podría hacer un cambio de una fuente de energía convencional (con su magnitud de consumo) a una fuente de energía renovable equivalente a nivel global, porque no habrían suficientes recursos (disponibilidad de materiales y minerales) para desarrollarla. [14]

La duración promedio de los paneles solares y las baterías depende de varios factores, como la calidad de los materiales, las condiciones de operación y el mantenimiento, siendo la duración esperada de estos componentes:

Paneles Solares

1. Duración promedio:
 - La mayoría de los paneles solares tienen una vida útil de entre 25 y 30 años.
 - Los fabricantes suelen ofrecer garantías de rendimiento que aseguran que los paneles producirán al menos el 80-85% de su capacidad original al final del periodo de garantía (generalmente 25 años).
2. Factores que influyen en la duración:
 - Calidad del panel: Paneles de mayor calidad tienden a durar más tiempo.
 - Condiciones ambientales: Factores como la exposición a condiciones climáticas extremas, suciedad y sombra pueden afectar la eficiencia y la vida útil de los paneles.
 - Mantenimiento: La limpieza regular y la inspección de los paneles para detectar daños pueden prolongar su vida útil.

Baterías

1. Duración promedio:
 - Baterías de plomo-ácido: Aproximadamente 3 a 5 años.
 - Baterías de ion-litio: Entre 10 y 15 años.
 - Baterías de flujo redox: Pueden durar entre 10 y 20 años, aunque son menos comunes en aplicaciones residenciales.
2. Factores que influyen en la duración:
 - Ciclos de carga y descarga: La vida útil de una batería se mide en ciclos. Un ciclo equivale a una descarga y una recarga completas. Las baterías de ion-litio suelen tener entre 5.000 y 10.000 ciclos, mientras que las de plomo-ácido tienen entre 500 y 1.500 ciclos.
 - Profundidad de descarga (DoD): Descargar una batería completamente reduce su vida útil. Las baterías de ion-litio tienen una mayor tolerancia a descargas profundas en comparación con las de plomo-ácido.
 - Temperatura de operación: Las temperaturas extremas pueden afectar negativamente la vida útil de las baterías. Mantener las baterías a temperaturas moderadas puede prolongar su duración.
 - Mantenimiento: Algunas baterías, como las de plomo-ácido, requieren mantenimiento regular para asegurar su longevidad. Las baterías de ion-litio, en cambio, requieren menos mantenimiento.

Es así que, asociado a la fabricación de sus componentes y a su duración, la sostenibilidad de los sistemas de energía fotovoltaica, incluyendo los paneles solares y las baterías, se puede evaluar en términos de impacto ambiental, económico y social. Aquí se presenta un análisis de la sostenibilidad de estos sistemas:

Impactos ambientales

Paneles Solares

1. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero: Los paneles solares generan electricidad sin emisiones directas de CO₂, lo que contribuye significativamente a la reducción de la huella de carbono en comparación con las fuentes de energía fósil.
2. Materiales y reciclaje: Los paneles solares están hechos de materiales como el silicio, vidrio, y metales que pueden ser reciclados. Sin embargo, el proceso de reciclaje y la gestión de residuos

al final de la vida útil de los paneles es un área que necesita mejoras continuas para aumentar la sostenibilidad.

3. Uso del suelo: Los grandes parques solares pueden requerir una cantidad significativa de espacio, lo que puede afectar el uso del suelo y la biodiversidad si no se planifican adecuadamente.

Baterías

1. Materiales críticos: Las baterías, especialmente las de ion-litio, utilizan materiales como litio, cobalto y níquel, cuya extracción y procesamiento pueden tener impactos ambientales significativos, incluyendo la contaminación del agua y la degradación del suelo.

2. Reciclaje y desecho: El reciclaje de baterías de ion-litio está en desarrollo, pero aún enfrenta desafíos técnicos y económicos. Mejorar la capacidad de reciclaje y la eficiencia es crucial para reducir el impacto ambiental.

3. Impacto en el ciclo de vida: Las baterías tienen un ciclo de vida que incluye la extracción de materiales, fabricación, uso y desecho. La sostenibilidad puede mejorarse mediante la prolongación de la vida útil de las baterías y el desarrollo de métodos de reciclaje más efectivos.

Impacto Económico

1. Reducción de costos energéticos: La instalación de paneles solares y sistemas de almacenamiento puede reducir significativamente los costos energéticos a largo plazo, especialmente en áreas con altos costos de electricidad.

2. Creación de empleo: El sector de las energías renovables genera empleo en la fabricación, instalación, mantenimiento y reciclaje de paneles solares y baterías.

3. Independencia energética: La energía solar permite a los usuarios, especialmente en áreas remotas, obtener independencia energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y redes eléctricas centralizadas.

Impacto Social

1. Acceso a la energía: Los sistemas fotovoltaicos proporcionan acceso a la electricidad en áreas rurales y remotas, mejorando la calidad de vida y las oportunidades educativas y económicas.

2. Educación y concienciación: La adopción de energías renovables fomenta la educación y concienciación sobre la importancia de la sostenibilidad y la conservación del medio ambiente.

3. Desarrollo comunitario: La energía solar puede impulsar el desarrollo comunitario al proporcionar energía confiable para actividades económicas y servicios esenciales como la atención médica y la educación. [15]

4. OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS DEL USO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ZONAS RURALES DE ARGENTINA.

En el marco del análisis de su sostenibilidad, se evalúan los beneficios y limitaciones en el uso de energía solar fotovoltaica en zonas rurales de Argentina:

Fortalezas:

- Debido a la baja demanda energética en poblaciones pequeñas, se podría facilitar la transición a fuentes de energía fotovoltaicas.
- Mejora la calidad de vida local y la imagen de la comunidad, estableciendo programas de educación y concientización en la comunidad.
- Potencial para crear un modelo replicable y escalable, consiguiendo que el mismo proyecto se lleve a cabo en comunidades similares.
- Fuente de energía gratuita, inagotable y ambientalmente amigable, debido a que al ser una energía limpia, reduce la emisión de gases de efecto invernadero.
- Existencia de un marco legal (Ley Nacional 27.191), promoviendo el uso de energías renovables.

Oportunidades

- Participación activa de la comunidad, facilitando la generación de espacios participativos y conscientes sobre el uso de la energía solar fotovoltaica.
- Potencial para reducir los costos de la energía, amortiguando a largo plazo el costo de la instalación y remarcando la independencia energética.
- Promoción de un ambiente sano y sostenible para las generaciones futuras, generando un impacto positivo en la economía local.
- Para las empresas privadas con capital para invertir, dado que muchas de las provincias adheridas a la Ley Nacional 27.191 dan facilidades a empresas que quieran invertir capital.

Amenazas:

- Funciona en un rango de temperatura de -40°C a 85°C , aunque su mejor funcionamiento se da a los 25°C . Los paneles fotovoltaicos pueden tener un mejor rendimiento cuando hay bajas temperaturas, ya que contienen un material semiconductor como el silicio, cuya eficiencia se ve afectada por el calor. Las altas temperaturas pueden causar una degradación acelerada de los componentes de los paneles, lo que puede reducir su vida útil y afectar su rendimiento a largo plazo.
- Requerimiento de grandes extensiones de tierra. Debido a que, para instalaciones con mucha carga energética, se necesita una gran extensión de tierra, si no se debería cambiar los tipos de paneles aumentando la potencia de los mismos y disminuyendo la cantidad y espacio.
- Necesidad de mantenimiento y reparación. La instalación debe contar con mano de obra local especializada, que pueda mantener los sistemas en óptimas condiciones a lo largo de toda su vida útil.
- Cambios en las políticas sobre energía renovable. Los cambios en las políticas energéticas y los incentivos gubernamentales pueden crear incertidumbre para los inversores y dificultar la planificación a largo plazo en el sector de la energía solar. Podrían dejar de crear programas que incentiven el uso de energía solar fotovoltaica.
- Variaciones en los precios de los equipos. La inestabilidad económica y las fluctuaciones en el tipo de cambio pueden afectar la viabilidad financiera de los proyectos solares.
- Competencia con otras fuentes de energía. La energía solar compite con otras fuentes de energía como el gas natural y la energía hidroeléctrica que son históricamente las que dominan el mercado energético argentino.
- Impacto Ambiental. Aunque la energía solar es una fuente de energía limpia, la producción y disposición de los paneles fotovoltaicos pueden tener impactos ambientales negativos si no se gestionan adecuadamente, planteando preocupaciones de sostenibilidad a largo plazo.

Debilidades:

- Requiere una Inversión Inicial "alta" que luego se compensa en el ahorro económico. Aunque los costos de la tecnología solar han disminuido, la inversión inicial sigue siendo una barrera para muchos consumidores y empresas, especialmente en un contexto económico como el de Argentina.
- Su momento de mayor generación es limitado. Depende el análisis de la HSP (Hora Solar Pico), para nuestro país es de aproximadamente 4 horas, por lo tanto, en esas horas se genera la mayor cantidad de energía, que luego va a ir disminuyendo y trabajando en paralelo con las baterías del sistema.
- Energía intermitente por los días nublados. Los paneles fotovoltaicos no reciben la misma intensidad de energía, porque las nubes hacen que los rayos se dispersen.
- Posible falta de conocimiento y experiencia a la hora de trabajar en energía solar fotovoltaica.
- Inestabilidad económica. La inestabilidad económica y las fluctuaciones en el tipo de cambio pueden afectar la viabilidad financiera de los proyectos solares y desalentar la inversión en el sector.
- Cada provincia regula de forma independiente el uso de energías renovables, por lo que la inyección de energía fotovoltaica a la red, precio de la energía, ente regulador, formas y procedimientos a usar son independientes para cada una de ellas.

5. CONCLUSIONES.

La energía fotovoltaica ofrece la posibilidad de abastecer a poblaciones rurales en aquellos sectores donde la red troncal se encuentra lejana y/o de difícil acceso. Además permite el autoabastecimiento y la posibilidad de ser utilizada de modo independiente en cada residencia, a través de una instalación propia de generación de energía. No obstante, si bien la energía fotovoltaica presenta muchas ventajas en cuanto a su uso, no puede dejar de considerarse su análisis en el contexto de la actual transición energética en la que se requiere de la migración del uso de combustibles fósiles a recursos renovables para la generación de energía. Si bien ya han ocurrido otras transiciones energéticas a lo largo de la historia de la humanidad, en esas anteriores transiciones esto se había desarrollado en un contexto donde los recursos naturales eran abundantes. La generación de nuevas tecnologías para el abastecimiento, distribución y uso de energías renovables en general y fotovoltaica en particular, requiere del empleo de diversos metales que, si bien pueden extraerse de la corteza terrestre pues se cuenta con los medios tecnológicos para este fin, las reservas están ubicadas en zonas de desigualdad económica y además de los impactos ambientales que la extracción propia genera, deben considerarse la finitud de estos recursos. El cambio de matriz

energética, de un paso de modalidad de energía convencional a renovable en sí mismo, no representaría una solución si no es acompañado de un uso más eficiente, e incluso, decreciente de la energía.

6. REFERENCIAS.

- [1] I. Soloaga, T. Plassot, M. Reyes, “Caracterización de los Espacios Rurales en México a partir de Estadísticas Nacionales”, en *Documentos de Proyectos*. 2020. Ciudad de México. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). 2021.
- [2] Decreto – Ley 8912/77, Ley de Ordenamiento Territorial y Uso de Suelo, TÍTULO III: Del uso, ocupación, subdivisión y equipamiento del suelo. CAPÍTULO II: De la intensidad de la ocupación. Artículo 32, Artículo 33 y Artículo 34.
- [3] G. Mountrakis, G. AvRuskin, K. Beard, “Modeling Rurality using Spatial Indicators”, [Online.] Available: <https://www.geog.leeds.ac.uk/groups/geocomp/2005/Mountrakis.pdf>
- [4] K. Chomitz, P. Buys, T. Thomas, “Quantifying the Rural-Urban Gradient in Latin America and the Caribbean”, Policy, Research working paper; no. WPS 3634 Washington, D.C.: World Bank Group. [Online.] Available: <http://documents.worldbank.org/curated/en/417881468226751166/Quantifying-the-rural-urban-gradient-in-Latin-America-and-the-Caribbean>
- [5] Comisión Económica para América Latina y el Caribe. “Definición de Población Urbana y Rural Utilizadas en los Censos de los Países Latinoamericanos”. CEPAL.org. [Online.] Available: https://www.cepal.org/sites/default/files/def_urbana_rural.pdf
- [6] J. Montero Fontán, “La energía solar fotovoltaica”, en *Arquitectura y Energía Fotovoltaica*. Madrid. España: Escuela Técnica Superior de Arquitectura. 2016. pp. 10. [Online]. Available: https://oa.upm.es/39231/1/TFG_Javierde_Montero-Fontan.pdf
- [7] Our World in Data. International Renewable Energy Agency. December 12, 2023, “Installed Solar Capacity”. 2023. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/installed-solar-pv-capacity>
- [8] C. Navntoft, N. Biurrún, M.P. Cristófalo, S. Cuccorese, I.R. Defferrari and D. Raggio, “La energía solar fotovoltaica”, en *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica*. 1a edición revisada. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Argentina, 2019. pp. 7-10. [Online]. Available: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf
- [9] Gráficos Cammesa, “Potencia instalada”. CAMMESAWEB.CAMMESA.com. 2024. [Online]. Available: https://cammesaweb.cammesa.com/potencia-instalada/?doing_wp_cron=1719071444.3325428962707519531250
- [10] Marco de planificación para Pueblos Indígenas (MPPI). ARGENTINA.GOB.ar. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Argentina. 2024. [Online]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/permer/marco-de-planificacion-para-pueblos-indigenas-mppi>
- [11] “Mapa de Escuelas PERMER”, en *Proyecto Energías Renovables en Mercados Rurales*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Argentina. 2023. [Online]. Available: <http://ide.energia.gob.ar/geonetwork/srv/api/records/5df8d587-a1e3-425d-b572-caa78b461bc4>
- [12] PERMER. ARGENTINA.GOB.ar. 2024. [Online]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/permer>
- [13] Canal Oficial del Honorable Senado de la Nación Argentina. CONGRESO 2030: CAPÍTULO 7 ENERGÍA SOSTENIBLE. (Ago. 16, 2023). [Video Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=ZGC7ScPmAAQ>
- [14] Proyecto Regional FES Transformación, México. *Transición energética: ¿corporativa o popular?* - Dr. Pablo Bertinat. (Oct. 11, 2022). [Video Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=swmyLLOmBDI>
- [15] J.A. Bragagnolo, K. Taretto, C. Navntoft “Solar Energy in Argentina”, en Paper publicado en MDPI, Submission received: 18 February 2022 / Revised: 15 March 2022 / Accepted: 23 March 2022 / Published: 29 March 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2673-9941/2/2/8>

EVOLUCIÓN DE LA ESTELA TURBULENTO DEL MODELO DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

Wittwer, Adrián R.^a, Dorado, Rodrigo^b, Loredo-Souza, Acir M.^b, Zuñiga Inestroza, Manuel A.^c

^aFacultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Nordeste

^bUniversidade Federal de Rio Grande do Sul

^cForWind - Center for Wind Energy Research, Institute of Physics, University of Oldenburg
a_wittwer@yahoo.es

RESUMEN

El artículo presenta una evaluación experimental de las características de la estela turbulenta que se genera a sotavento del rotor de un modelo de aerogenerador de eje horizontal. Los resultados fueron obtenidos a partir de mediciones locales de velocidades medias y fluctuantes mediante un anemómetro de hilo caliente de temperatura constante. El análisis experimental se hizo en base a un modelo de aerogenerador diseñado en función de las características del túnel de viento "Joaquim Blessmann" de la Universidade Federal de Rio Grande do Sul y los ensayos se realizaron en dicho túnel considerando dos tipos de viento incidente. La evaluación realizada incluye la determinación del déficit de velocidad y el aumento de la intensidad de turbulencia que se produce en la estela del rotor del modelo. También se introduce el análisis de la turbulencia en el dominio de las frecuencias a través de espectros de potencia de las fluctuaciones de velocidad. El objetivo principal del trabajo es desarrollar una herramienta experimental que permita optimizar la ubicación relativa de aerogeneradores de gran porte en parque eólicos. Complementariamente, este tipo de desarrollo permitirá validar experimentalmente modelos analíticos y simulaciones computacionales.

Palabras Claves: Túnel de viento, Aerodinámica, Anemometría de hilo caliente.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

La evaluación de la interacción fluido-estructura entre el viento incidente y los aerogeneradores debe ser realizada considerando distintos aspectos tales como los parámetros característicos del viento incidente, el déficit de velocidad media provocado por el propio rotor y el aumento de los niveles de turbulencia en la estela. El flujo turbulento que se desarrolla en grandes parques de generación eólica se caracteriza por la superposición de las estelas turbulentas y las pérdidas de potencial eólico que estas generan. Existen estudios que indican que una turbina operando dentro de un gran parque eólico puede generar hasta un 40% menos potencia que la misma turbina operando individualmente [1]. El fenómeno es muy complejo y además de la coexistencia de múltiples estelas, incluye los efectos de la capa límite turbulenta, la topografía local y la estratificación térmica. Por esta razón, es muy importante que el estudio del flujo en parques eólicos utilice todas las herramientas disponibles de forma complementaria para una mejor caracterización de los fenómenos aerodinámicos.

La experimentación en túnel de viento con modelos a escala reducida es una herramienta fundamental ya que permite reproducir los fenómenos interacción fluido-estructura en condiciones controladas. Dentro de este tipo de estudios, existen trabajos previos dirigidos al análisis de la estructura de estela de aerogeneradores [2], así como estudios que permiten la evaluación de la turbulencia efectiva de un parque eólico [3]. También se vienen desarrollando estudios de tipo estructural con modelos aerolásticos para el análisis dinámico de los rotores de los aerogeneradores [4].

Los investigadores del Laboratorio de Aerodinámica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Nordeste (UNNE) de Resistencia, Argentina y del Laboratório de Aerodinâmica das Construções de la Universidade Federal de Rio Grande do Sul (UFRGS) de Porto Alegre, Brasil, realizaron algunos estudios experimentales previos [5], donde se evaluaron las características de la turbulencia a sotavento de modelos a escala muy pequeña (miniatura) con un diámetro de la turbina de 178 mm. Este nuevo trabajo se realizó utilizando un nuevo modelo cuyo rotor tiene 600 mm de diámetro y se usaron dos tipos de viento incidente: viento uniforme suave y viento turbulento. Las mediciones de la componente longitudinal de la velocidad fluctuante se realizaron con un anemómetro de hilo caliente a temperatura constante y se analizan las características de velocidad media y turbulencia a sotavento del rotor. Los ensayos fueron desarrollados en el túnel de viento "Joaquim Blessmann" de la UFRGS y el modelo fue desarrollado en la Faculdade de Engenharia de la Universidade de Caxias do Sul (UCS). Es importante destacar que, para el diseño del modelo, el criterio adoptado estuvo centrado principalmente en aspectos aerodinámicos que apuntan a reproducir las características de la estela turbulenta a través de la relación de velocidad de punta de pala, lo que implica relajar la condición de semejanza completa.

2. DISEÑO EXPERIMENTAL Y METODOLOGÍA

Los ensayos fueron realizados en el túnel de viento "Joaquim Blessmann" de la UFRGS, de tipo retorno cerrado (Figura 1). Este tipo de túnel permite la simulación física de vientos uniformes y vientos de capa límite. La cámara de ensayos principal tiene una sección transversal de dimensiones iguales a 1,2 m × 0,8 m y la velocidad máxima del flujo de aire en esta cámara, con un viento uniforme y suave, es de 42 m/s [6].

El modelo fue diseñado en función de las dimensiones de la cámara de ensayos del túnel para analizar aerodinámicas de un aerogenerador de eje horizontal de 3 palas. El diámetro del rotor $D = 600$ mm y la altura del soporte $H = 400$ mm se establecieron de forma tal que los efectos de bloqueo sean poco significativos y las características de la estela turbulenta se puedan analizar adecuadamente. Las especificaciones del modelo se enumeran en la Tabla 1 y se adoptó una relación de velocidad de punta de pala (TSR, por sus siglas en inglés) de 5 dependiendo de las dimensiones y características del túnel de viento. Las palas se mecanizaron en el centro de mecanizado de prototipos CNC de la UCS [7]. La Figura 1 (derecha) muestra las principales características del modelo. Un dispositivo de frenado para aplicar un par de valor conocido al eje de la turbina fue desarrollado para controlar la velocidad de giro del aerogenerador y mantener el valor de TSR. El dispositivo tiene un brazo articulado que se tensa contra el eje mediante la acción de un resorte tensor.

Las mediciones de velocidades medias y fluctuantes fueron realizadas con un anemómetro de hilo caliente de temperatura constante (CTA, por sus siglas en inglés) en diferentes posiciones x/D a sotavento del rotor, siendo D el diámetro del rotor, obteniendo perfiles verticales y horizontales de velocidad media y del valor de la raíz media cuadrática (RMS, por sus siglas en inglés) de las fluctuaciones de velocidad. Las distancias a sotavento del modelo fueron desde $x/D = 0,25$ hasta 8,6. Las series numéricas adquiridas con el anemómetro que representan la velocidad fluctuante en cada punto de medición se obtuvieron con una frecuencia de muestreo de 2048 Hz durante 60 segundos. El valor del número de Reynolds definido respecto a la velocidad media de los ensayos y al diámetro del rotor es $2,25 \times 10^5$.

Con respecto a las características del viento incidente, durante los ensayos se usaron dos tipos de flujo, uno de tipo turbulento y otro de tipo uniforme-suave. En el caso del viento turbulento, la

velocidad media de referencia fue 4,2 m/s y la intensidad de turbulencia 4,5 %. Para los ensayos con viento uniforme y suave, la velocidad media fue 4,3 m/s y la intensidad de turbulencia 0,8 %.

Tabla 1 Especificaciones del modelo. [Elaboración propia]

Número de palas	3
Diámetro del rotor	600 mm
Altura de columna	400 mm
Perfil aerodinámico de pala	NACA 4412

La velocidad de rotación de la turbina se midió al inicio de las mediciones, fijando convenientemente el tensor de frenado mecánico en función del parámetro adimensional TSR. El valor aproximado de TSR durante las pruebas fue 5.

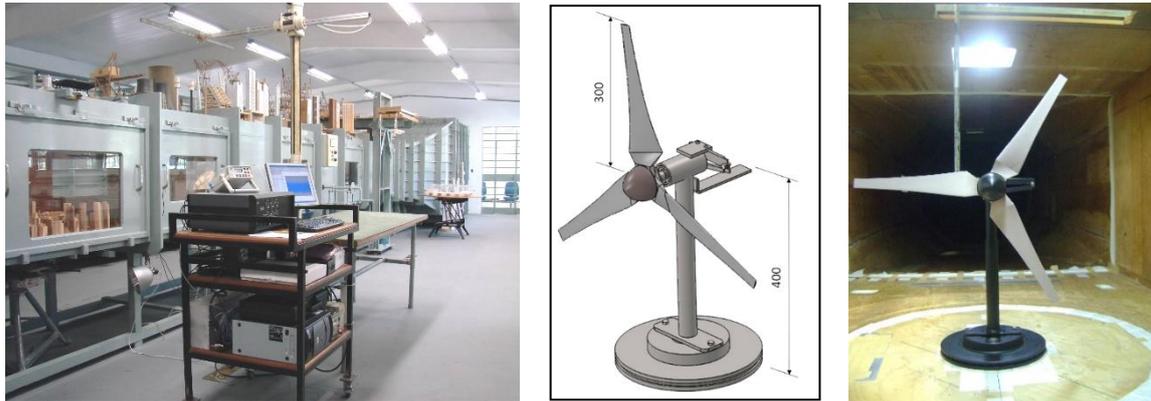


Figura 1 Túnel de viento "J. Blessmann" de la UFRGS (izquierda) – Características del modelo de aerogenerador. [Elaboración propia]

3. RESULTADOS

Los resultados son presentados en forma de perfiles que indican el déficit de velocidad media y que muestran la intensidad de turbulencia "adicional" en la estela. En ambas situaciones de viento incidente, suave y turbulento, fueron obtenidos perfiles correspondientes a cuatro posiciones a sotavento x/D . Los perfiles se obtuvieron a partir de puntos de medición (15 o 17 de acuerdo a la ubicación) desplazados en dirección vertical z y horizontal y . En la dirección vertical, el origen de la coordenada z coincide con el eje longitudinal del rotor y el sentido positivo es hacia arriba. En la dirección horizontal, el origen de y también coincide con el eje del rotor y el sentido positivo se considera hacia la derecha, observando desde la posición frontal al modelo.

3.1. Déficit de velocidad media en la estela

Las Figuras 2 y 3 muestran los perfiles de déficit velocidad media adimensionalizada $\Delta U/U_{ref}$ obtenidos en la estela turbulenta del rotor del modelo. En el caso de la Figura 2, a la izquierda, el déficit de velocidad se calcula como:

$$\Delta U = U(z) - U_{ref} \quad (1)$$

siendo U_{ref} la velocidad de referencia correspondiente a la velocidad media del viento incidente turbulento, y lo que se obtiene son perfiles verticales. A la derecha, se representan los perfiles horizontales, donde:

$$\Delta U = U(y) - U_{ref} \quad (2)$$

Las coordenadas de los desplazamientos verticales y horizontales respecto al eje del rotor se representan en forma adimensional como $\Delta z/D$ y $\Delta y/D$, respectivamente, siendo D el diámetro del rotor. Asimismo, la Figura 3 muestra los perfiles verticales (izquierda) y horizontales (derecha) de déficit de velocidad en la estela obtenidos con viento suave siendo, en este caso, U_{ref} la velocidad media de referencia correspondiente al viento uniforme suave.

En el caso de viento incidente turbulento (Figura 2), el mayor déficit de velocidad se produce en las posiciones más próximas al rotor ($x/D = 0.9$) y, como se podía presuponer, en coincidencia con el eje del rotor ($z/D = 0$, $y/D = 0$), alcanzando disminuciones del orden de 60 %. Asimismo, en la posición más a sotavento ($x/D = 8.6$) se produce una "reconstrucción" parcial que mantiene un déficit del orden del 20 % en la zona central de la estela. En el comportamiento de los perfiles verticales se observan diferencias en la parte inferior de la estela respecto a lo que ocurre en la parte superior,

producto de la presencia de la columna de soporte del aerogenerador, mientras que en los perfiles horizontales se observa una gran simetría hacia ambos lados de la estela. Ya con viento suave (Figura 3), los niveles máximos de reducción de velocidad media y la forma de los perfiles se mantienen aproximadamente igual que en el caso de viento turbulento. No obstante, se observa que el proceso de reconstitución de los valores y la forma del perfil de velocidades es mucho menor, manteniéndose un déficit superior al 40 % en la zona central de la estela. Con respecto a la simetría superior-inferior, en sentido vertical, y lateral, en sentido horizontal, el comportamiento general es bastante similar al que se obtiene con viento turbulento.

3.2. Intensidad de turbulencia adicionada en la estela

Las Figuras 4 y 5 muestran los perfiles de intensidad de turbulencia agregada en la estela expresados en forma normalizada como $\Delta u_{rms}/U_{ref}$.

La diferencia entre el nivel de turbulencia en la estela y en el viento incidente se calcula como:

$$\Delta u_{rms} = u_{rms}(z) - u_{rms}(ref) \quad (3)$$

representando $u_{rms}(z)$ y $u_{rms}(ref)$ el valor RMS de la componente fluctuante de velocidad en los puntos de medición en la estela y el valor RMS de referencia correspondiente al viento uniforme incidente, respectivamente, mientras que U_{ref} es la velocidad de referencia correspondiente al viento incidente. A la izquierda, en las Figuras 4 y 5 se muestran los perfiles verticales, mientras que a la derecha se indican los perfiles horizontales, en cuyo caso, la coordenada vertical "z" debe ser reemplazada por "y" en la ecuación (3).

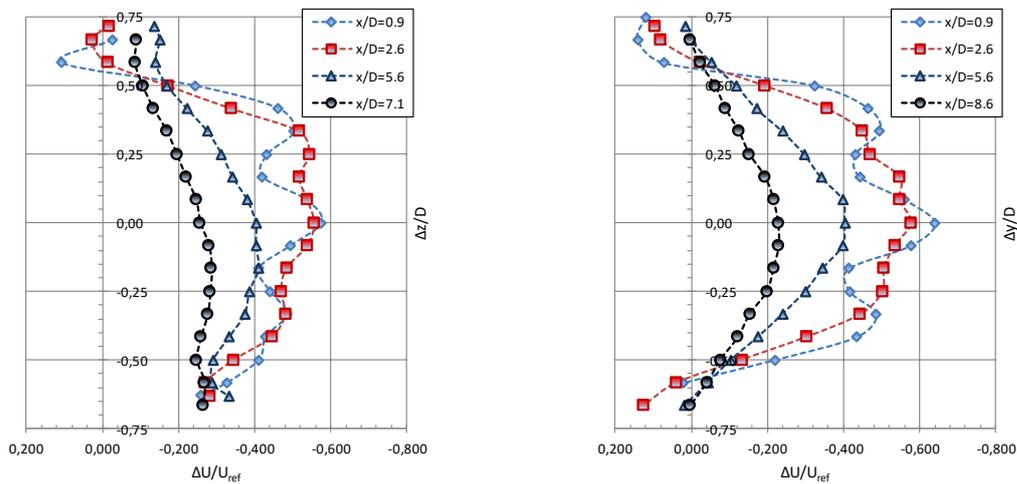


Figura 2 Perfiles de déficit de velocidad media normalizada verticales (izquierda) y horizontales (derecha) obtenidos en la estela con viento incidente turbulento. [Elaboración propia]

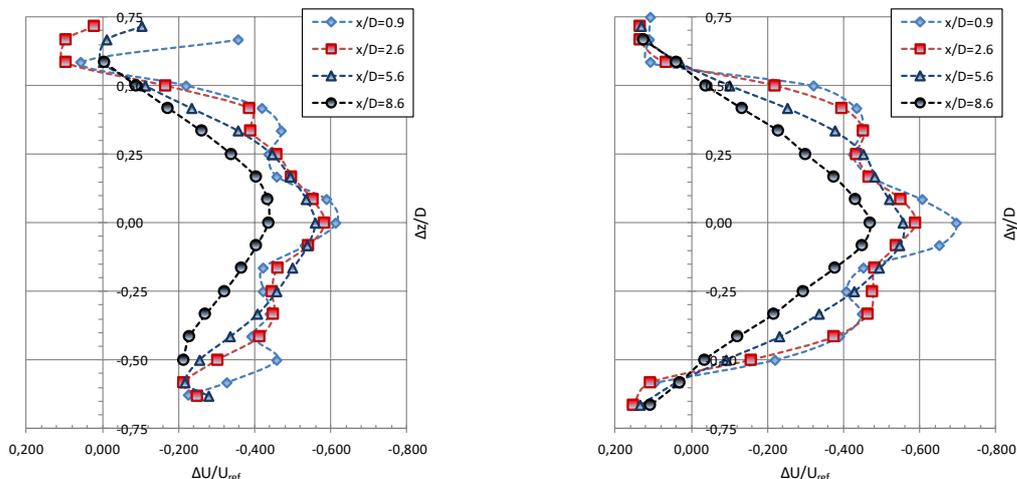


Figura 3 Perfiles de déficit de velocidad media normalizada verticales (izquierda) y horizontales (derecha) obtenidos en la estela con viento incidente uniforme-suave. [Elaboración propia]

Los perfiles de aumento de intensidad de turbulencia en la estela para el caso de viento incidente turbulento (Figura 4), muestran dos zonas que se generan en la parte central y en la zona periférica

de la estela, que coincide con la ubicación de los extremos de las palas, donde el orden de aumento es 10 %. Estas zonas de incremento de la intensidad de turbulencia se evidencian claramente en el perfil más próximo al rotor que corresponde a $x/D = 0.9$. Hay una reconstrucción de valores bastante rápida en la parte central (ver $x/D = 2.6$) mientras que la alta intensidad de turbulencia generada en la zona periférica se va desplazando hacia el centro de la estela, alcanzando una uniformidad relativa que representa un 5 % de aumento (ver $x/D = 7.1$ y 8.6). Con respecto a la simetría, al igual que en los perfiles de déficit de velocidad, existe una leve asimetría en dirección vertical y simetría lateral casi completa.

Con respecto a los perfiles de aumento de intensidad de turbulencia en la estela para el caso de viento incidente suave (Figura 5), si bien el comportamiento general es similar al anterior en cuanto a las zonas de alta intensidad, el orden del aumento alcanza el 15 % en la zona periférica de la estela. Por otro lado, la reconstrucción de valores de intensidad de turbulencia que se generan en la zona periférica es bastante más lenta que con viento turbulento. Es decir, no se alcanza una uniformidad relativa y los valores de máximo aumento de intensidad de turbulencia son del orden del 10 % (ver $x/D = 8.6$).

Es importante mencionar que, además de las simulaciones computacionales que se están desarrollando para evaluar estelas de aerogeneradores, existen modelos analíticos que se utilizan para este tipo de análisis [8, 9]. El próximo paso de esta investigación es aplicar estos modelos y comparar los resultados con los valores experimentales de déficit de velocidad en la estela que se obtuvieron aquí. Por otro lado, dado que estos modelos analíticos no contemplan la evaluación de la intensidad de turbulencia, se analizará la posibilidad de introducir este parámetro.

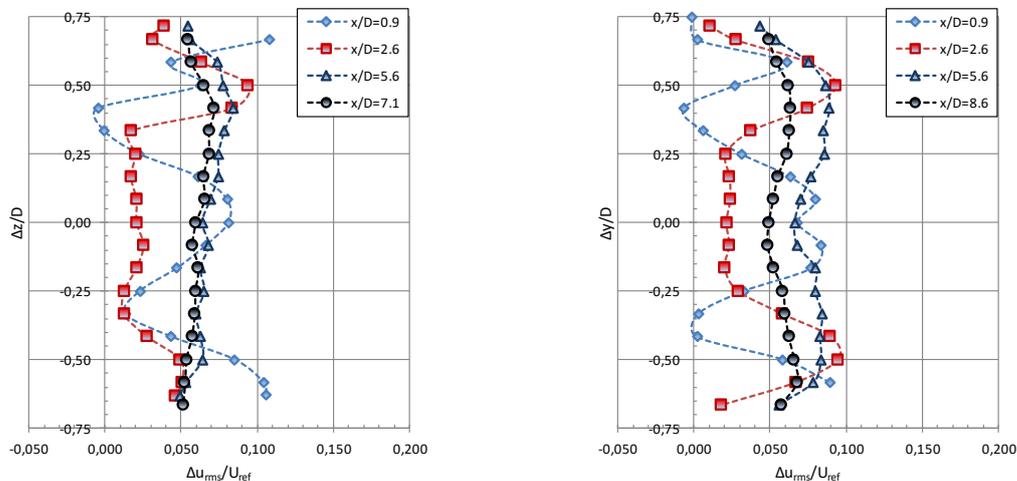


Figura 4 Perfiles de intensidad de turbulencia adicionales verticales (izquierda) y horizontales (derecha) obtenidos en la estela con viento incidente turbulento. [Elaboración propia]

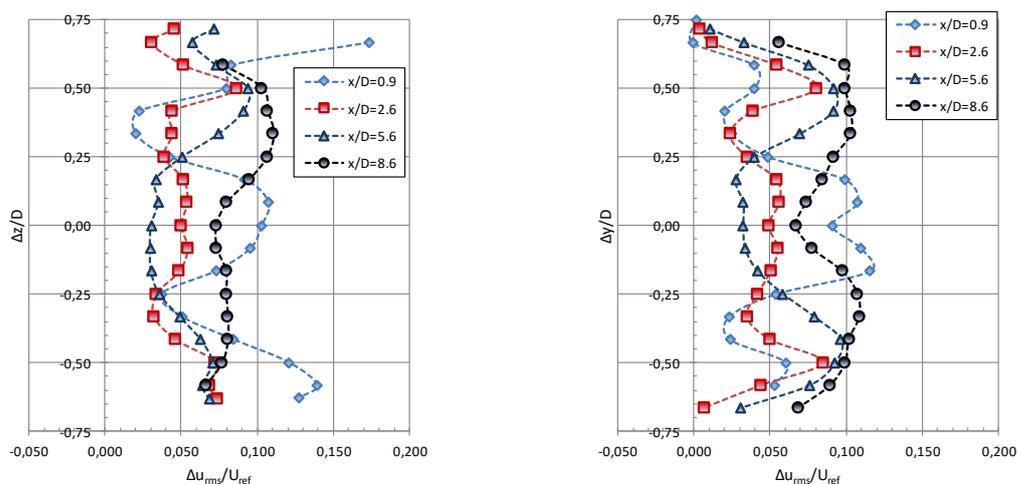


Figura 5 Perfiles de intensidad de turbulencia adicionales verticales (izquierda) y horizontales (derecha) obtenidos en la estela con viento incidente uniforme-suave. [Elaboración propia]

3.3. Introducción al análisis espectral de la turbulencia en la estela

A modo ilustrativo, en la Figura 6 se presentan los espectros de turbulencia representativos del viento incidente y los obtenidos en dos posiciones próximas al rotor dentro de la estela turbulenta, que corresponden a $x/D = 0.25$.

Cuando el viento incidente es turbulento, la función de densidad espectral F muestra una distribución de energía con valores iniciales próximos a 0.005 para la frecuencia de 1 Hz, que disminuyen paulatinamente hasta valores próximos a cero para frecuencias del orden de 300 Hz. Dentro de la estela, en la posición $x/D = 0.25$, $y/D = 0.5$, se define claramente una línea de vórtices caracterizada por una frecuencia 53 Hz cuya potencia es de un orden de magnitud superior a la del inicio de la función de densidad espectral. En la posición central ($y/D = 0.083$), el aumento de energía en relación al viento incidente se verifica desde el inicio del espectro que es un orden de magnitud mayor al valor correspondiente al espectro del viento incidente (Figura 6, izquierda).

En caso de viento suave, es posible verificar que, desde el inicio a 1 Hz, la energía contenida por las fluctuaciones de velocidad del viento incidente es muy baja y prácticamente se anula para frecuencias del orden de 50 Hz. En la posición $x/D = 0.25$, $y/D = 0.5$ de la estela, la definición de una línea de vórtices es más marcada aún que en caso de viento turbulento y la frecuencia es similar (54 Hz). Finalmente, en la posición central ($y/D = 0.083$), el aumento de energía en relación al viento incidente suave que se verifica es un poco menor que en el caso de viento turbulento. (Figura 6, derecha).

El análisis espectral hasta aquí realizado tiene carácter introductorio ya que solamente representa lo que ocurre en la estela muy próxima al rotor. Como próximo paso se va a realizar una evaluación espectral completa de la estela para verificar el grado de atenuación de los fenómenos detectados. Además de lo que se ha señalado en relación a la utilización de resultados experimentales para validar simulaciones computacionales, el análisis espectral es importante para la comparación y validación de otros resultados experimentales con modelos a escala más pequeña (miniatura).

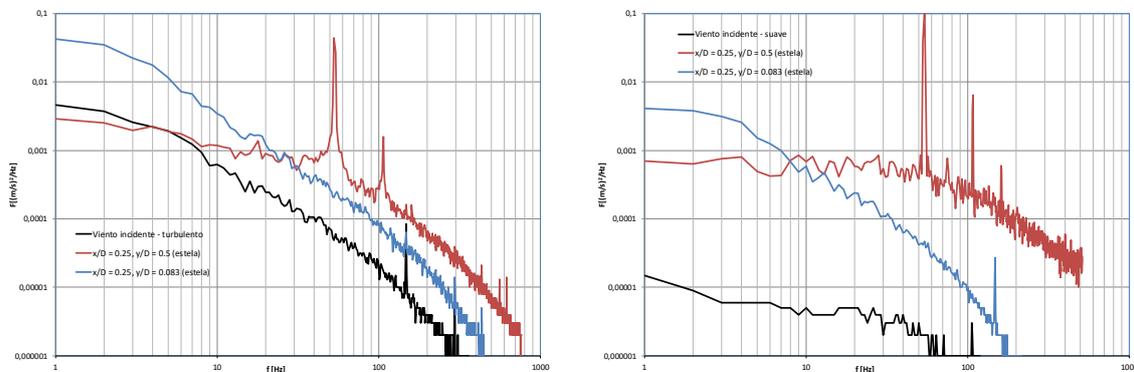


Figura 6 Espectros de potencia del viento incidente y de mediciones obtenidas en dos posiciones ubicadas en la estela próxima al rotor. [Elaboración propia]

4. CONCLUSIONES

Este trabajo está centrado en la evaluación experimental del déficit de velocidad media y el incremento de intensidad de turbulencia en la estela del modelo de un aerogenerador. En esta primera etapa, se puede destacar la coherencia de los resultados obtenidos, lo que posibilita su próxima comparación con resultados anteriores, previo al uso en la validación de modelos y aplicación a aerogeneradores de gran porte. Una conclusión destacable refiere a las diferencias en el proceso de “reconstrucción” del viento incidente que se producen para viento incidente turbulento y suave. Otro aspecto importante es el que brinda la introducción del análisis espectral, que permite determinar características específicas del flujo turbulento en distintas posiciones de la estela y que difieren de acuerdo al tipo de viento incidente. Además de las consideraciones ya expresadas en relación a los siguientes pasos de esta investigación, un próximo aspecto a incluir es un sistema de control que permita regular la velocidad a través del propio sistema de generación conectado al rotor.

5. AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Bruno Capeller y al Prof. MSc. André Carlos Contini de la Facultad de Engenharia de la Universidade de Caxias do Sul (UCS), Brasil.

Al personal del Laboratório de Aerodinâmica das Construções de la UFRGS, Brasil.

Al soporte del Conselho Nacional de Pesquisas, CNPq, Brasil.

6. REFERENCIAS

- [1] S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup, P. Nielsen, M. Thøgersen, “Analytical modeling of wind speed deficit in large offshore wind farms”, 2004 *European Wind Energy Conference - EWEC*, November 22-25, London, UK, 2004.

- [2] J. Bartl. *Wake measurements behind an array of two model wind turbines*. Master of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management Energy Technology, EGI-2011-127 MSC EKV 866, Division of Heat and Power Technology, SE-100 44 Stockholm, 2011.
- [3] L. Chamorro, F. Porté-Agel, "Turbulent Flow Inside and Above a Wind Farm: A Wind-Tunnel Study", *Energies*, 4, pp. 1916-1936, 2011.
- [4] I. Bayatti, M. Belloli, L. Bernini, A. Zasso, "Aerodynamic design methodology for wind tunnel tests of wind turbine rotors". *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 167, pp. 217-227, 2017.
- [5] A. Wittwer, R. Dorado, G. Alvarez y Alvarez, G. Degrazia, A. Loredou-Souza, B. Bodmann, "Flow in the Wake of Wind Turbines: Turbulence Spectral Analysis by Wind Tunnel Tests". *American Journal of Environmental Engineering*. 6, pp. 109-115, 2016.
- [6] J. Blessmann, "The Boundary Layer Wind Tunnel of UFRGS". *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 10, pp. 231-248, 1982.
- [7] B. Capeller. *Comparação experimental entre pás com ângulo de passo fixo e variável para turbinas eólicas*. Trabalho de conclusão de Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade de Caxias do Sul - UNC, 2016.
- [8] M. Bastankhah, F. Porté-Agel, "A new analytical model for wind-turbine wakes". *Renewable Energy*. 70, pp. 116-23, 2014.
- [9] T. Ishihara, G. Qian, "A new Gaussian-based analytical wake model for wind turbines considering ambient turbulence intensities and thrust coefficient effects". *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 177, pp. 275-92, 2018.

GENERACION DISTRIBUIDA: ATRACTIVOS FINANCIEROS. ANALISIS BASADO EN UNA MUESTRA RESIDENCIAL

Petris Diego¹, Zabaloy Mario¹, di Prátula Horacio¹.

¹ GESE FRBB UTN
hrdiprat@gmail.com

RESUMEN.

El presente documento analiza aspectos económicos-financieros de un emprendimiento de generación distribuida en la Provincia de Buenos Aires, respetando los lineamientos de la ley provincial 15325 reglamentado por el decreto 2371/2022.

El trabajo analiza el atractivo de la inversión considerando el rendimiento tecnológico de los dispositivos, perfiles de generación, consumo, tarifas, inversiones, mantenimiento y operación.

Se toma como ejemplo un hogar de clase media, familia tipo, con un consumo medio entre 350 y 700 kWh/mes (usuario N1 -tarifa plena categoría R1 sub-tarifa 5) zona EDES SA, ya que el consumo elevado y el perfil del usuario puede predisponerlo a realizar la inversión.

Se efectúa una estimación inicial de los valores de inversión que contempla todos los aspectos relevantes para completar la instalación y puesta en marcha, desarrollando posteriormente un proceso de cálculo vinculado a la reglamentación vigente, que nos permite determinar el posible atractivo y factibilidad económico – financiera, de la implementación del sistema.

El trabajo desarrolla las actividades mencionadas obteniendo una conclusión orientativa hacia el futuro, de la perspectiva financiera de la inversión analizada.

Palabras Claves: Generación Distribuida, Prosumidor, Normativa Vigente, Inversión, On-Grid

Área Temática: Economía Energética

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El motivo del presente trabajo está relacionado con la actualización necesaria, para los profesionales, empresas y consumidores, dada la reciente normativa y reglamentación que la Provincia de Buenos Aires, a través del OCEBA, ha hecho de la normativa aplicable a la generación distribuida, los cuadros tarifarios pertinentes, y, sobre todo las remuneraciones de los sistemas on-Grid, y la quita de beneficios (subsidios) para las categorías de mayor consumo y/o poder adquisitivo [1].

En este sentido, busca ser un referente para la nueva situación que pueda generar interés en familias y empresas que quieran invertir en sistema on-grid, aprovechando los cambios normativos y cuadros tarifarios aplicables. Responde a una situación nueva del mercado de la energía para consumidores y para empresas proveedoras de servicio en la Provincia de Buenos Aires. Los involucrados en este documento han participado de trabajos de aplicación de generación distribuida que se encuentran en marcha y se han interiorizado de los mecanismos de aplicación del sistema a la luz de la reglamentación provincial.

Como punto de partida se examina el mecanismo de Pass Through (permite estimar en la tarifa de inyección el costo promedio mayorista y el transporte) y el VAD en las tarifas. Esto se considera importante para comprender la estructura tarifaria [2].

De acuerdo a las tarifas vigentes en la Provincia de Buenos Aires, se tomarán valores de energía del anexo 17 para la inyección de energía excedente (resolución MIYSP N° 463/23) y el cuadro tarifario correspondiente a la zona de facturación. La Figura 1 exhibe la estructura tarifaria según OCEBA (Organismo de Control de Energía de la Provincia de Buenos Aires).

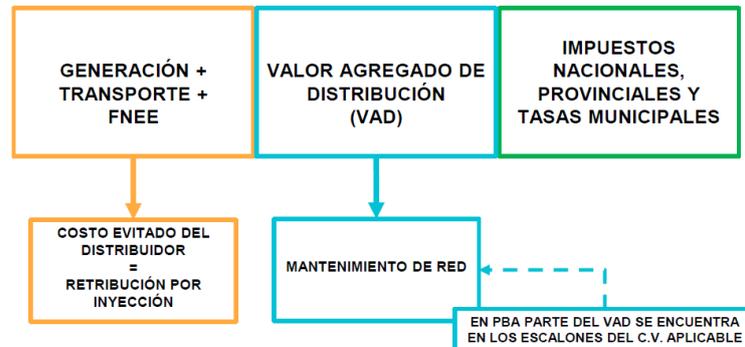


Figura 1 Estructura tarifaria [fuente: OCEBA]

Considerando el esquema de conexión podremos analizar los componentes de facturación de acuerdo a los valores medidos por los diferentes instrumentos de medición (Figura 2) (influye en la aplicación tarifaria la conformación de la conexión).

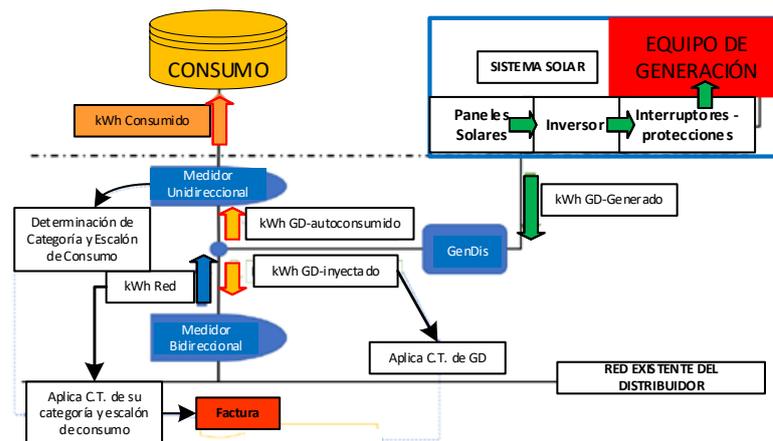


Figura 2 Esquema simplificado del sentido de la energía (kWh) s/protecciones y tableros [fuente: OCEBA [7]]

El monto de la factura surge de la medida de ingreso del medidor bidireccional y la de inyección de energía excedente del egreso del mismo medidor. El consumo que determina el encuadre tarifario surge del medidor mono direccional (solo aporta el encuadre tarifario vigente en la provincia).

Se elabora el trabajo en base a una estimación de energía, considerando la variación estacional de generación solar y el consumo. Se toma en cuenta el valor óptimo de inclinación de los paneles solares para nuestra zona (Bahía Blanca – Provincia de Bs.As.).

Se efectúa una selección concreta para generar energía variando el número de paneles solares y la capacidad del inversor con posibilidad de conectar On-Grid (Panel Solar Fotovoltaico Mono Perc Trina 150 celdas 510 Wp [9] e Inversor ongrid Growatt MIN6000TL-X [10]). Luego, se estima lo que puede generar anualmente y se efectúa el retorno de inversión considerando como indicador los valores actuales de los ahorros futuros en 20 años (tiempo de análisis) a diferentes tasas de actualización (15%, 10% y 5%), y, el tiempo de recupero de la inversión inicial con los valores actuales de los mismos.

En la Figura 2, se observa que el sistema posee un flujo de energía interno y de intercambio con la red, dónde la energía consumida por el hogar proviene tanto de la red como del sistema de energía renovable. Esto requiere una estimación, adoptándose valores típicos (correspondientes a un hogar categoría R1 sub-tarifa 5).

El excedente de energía que se inyecta a la red se estima, ya que su cuantía surge de un análisis que requiere valorar todos los parámetros inherentes a la instalación y las variaciones estacionales y meteorológicas.

El ejemplo mencionado (solo pretende aportar un indicador inicial de cálculo) que permite analizar financieramente uno de los escenarios para ilustrar el estado actual de la generación distribuida con tecnología solar en hogares de la provincia de Buenos Aires, dónde la energía consumida e inyectada surge de la medición de los equipos (ver fig 2) y los beneficios y costos en pesos de la aplicación del cuadro tarifario y la normativa tarifaria vigente (fig 4).

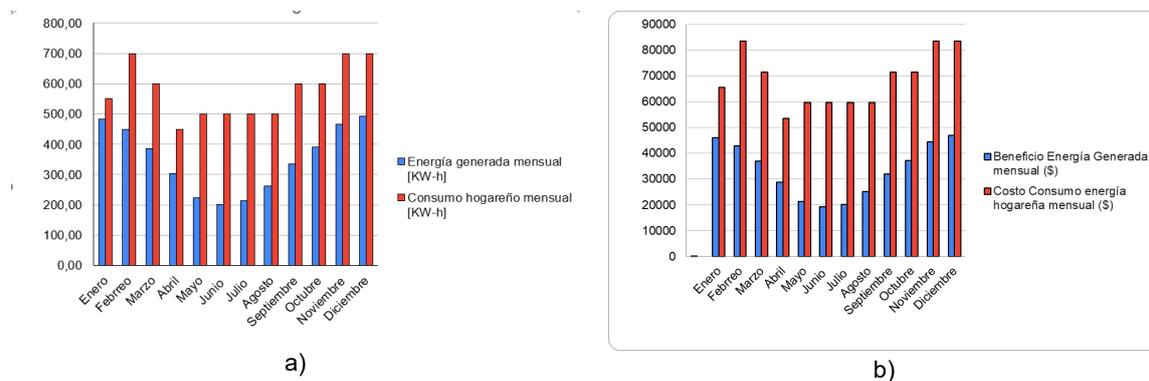


Figura 3 a) Comparativa entre energía generada, consumida mensual y energía inyectada al sistema (kWh), b) Comparativa económica entre costo de la energía consumida y beneficio de la inyectada en (\$)

2. DESARROLLO, METODO Y TABLAS.

2.1. Escenarios propuestos de análisis inicial: (aplicando el actual sistema tarifario):

1. 25% de energía consumida total por el hogar en horario diurno y 75% en horario nocturno
2. 50% de energía consumida total por el hogar en horario diurno y 50% en horario nocturno
3. 75% de energía consumida total por el hogar en horario diurno y 25% en horario nocturno

2.2. Escenarios propuestos de análisis inicial (variando el cuadro tarifario en función de la energía efectivamente tomada de la red):

4. 25% de energía consumida total por el hogar en horario diurno y 75% en horario nocturno
5. 50% de energía consumida total por el hogar en horario diurno y 50% en horario nocturno
6. 75% de energía consumida total por el hogar en horario diurno y 25% en horario nocturno

El método aplicado para desarrollar el estudio se basó en:

- I. Establecer un hogar típico de ejemplo sobre el que se realizó todo el análisis, con un consumo según cuadro tarifario vigente correspondiente a la tarifa T1R residencial tarifa plena tipo N1 (ingreso alto)– encuadrado en la subcategoría R5 (500 a 700 kWh/mes) (anexo 4) y el valor de la energía inyectada se extrae del anexo 17 (ver fig 4)

ANEXO 4 - CUADRO TARIFARIO DE EDES SA		
TARIFA APLICABLE DEMANDA RESIDENCIAL SEGMENTOS "NIVEL 1" DEMANDA HASTA 10 KW		
T1 PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 kW de demanda)		
T1R residencial		
Cargo fijo R5		11,115,98 \$/mes
Cargo variable R5 (500 < consumo en kWh/mes < 700 kWh)		119,27 \$/kWh

ANEXO 17 - CUADRO TARIFARIO DE EDES SA		
CUADRO TARIFARIO DE INYECCION EXCEDENTES S/RESOLUCION MIYSP N° 463/23		
T1 PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 kW de demanda)		EDES S.A. Y
T1R residencial y r3esidencial estacional		AREA SUR
Precio variable por energía N3 mayor a 400 kWh mes		52,6542 \$/kWh

Figura 4 Cuadros tarifarios utilizados en el cálculo (https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/s.php?i=17) (anexo 4 y anexo 17) [1]

- II. Se consideraron como inversiones las siguientes erogaciones (Panel Solar Fotovoltaico Mono Perc Trina 150 celdas 510Wp e Inversor on-grid Growatt MIN6000TL-X):
- Paneles monocristalinos de 550 Wp – 150 celdas - valor de mercado ~ \$ 207.460
 - Inversor on-grid valor de mercado aproximado ~ \$ 1.118.480
 - Costos de instalación y montaje (incluye ensayos y puesta en marcha) ~ 50% de los equipos instalados (Tabla 1)

Tabla 1 Inversión total estimada en función de la cantidad de paneles

Cantidad de paneles instalados	Inversión total
0	0
1	\$ 1.988.910
2	\$ 2.300.100
3	\$ 2.611.290
4	\$ 2.922.480
5	\$ 3.233.670
6	\$ 3.544.860
7	\$ 3.856.050
8	\$ 4.167.240
10	\$ 4.789.620
15	\$ 6.345.570
20	\$ 7.901.520
25	\$ 9.457.470

- Se considera una depreciación total de la inversión de los equipos y materiales a 25 años, dando una pérdida de valor anual de los mismos (**depreciación del 4%**), con valor de recupero nulo después de 25 años. Los costos de mantenimiento se consideran "despreciables"
 - Se hace una evaluación a 20 años.
- III. La carga impositiva se toma en un ~ 40% de acuerdo al detalle de la Figura 5.

Leyes	%
Prov 7290	1
Prov 11769-art 74	0,001
Prov 11769	6
Prov 11769-art 72	6
IVA	27

Figura 5 Encuadre impositivo aplicado

Para mas detalles: Impuestos que gravan la venta de energía eléctrica Provinciales:

- DECRETO-LEY 9038 (modificada por Ley 10431, Decreto N° 1.160 y Decreto 351/18): "FONDO ESPECIAL GRANDES OBRAS ELECTRICAS PROVINCIALES".
- DECRETO-LEY 7290 (modificada por Ley 11801, Decreto N°.1.160 y Decreto 351/18): "FONDO DE DESARROLLO ELECTRICO PROVINCIAL".
- LEY 11769 Art. 74 (modificada por Ley 15026).
- LEY 11769 Art. 75 (conforme Art. 71 LEY 15310).
- LEY 11769 Art. 45 "FONDO PROVINCIAL DE COMPENSACIONES TARIFARIAS".
- LEY 15479 (Art. 140, 141 y 142, modificatorios Decreto Ley 7290/67)

Fuente: https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/s.php?i=19

- IV. Método aplicado:

- i. estimación mensual de la energía generada por los paneles en función de cada mes del año y considerando la instalación óptima de inclinación fija de paneles (en función de la latitud de Bahía Blanca) (Tabla 2).

Tabla 2 *Tabla datos solares en Bahía Blanca (Elaboración propia)*

	Gh (kWh/m ²)	Dh (kWh/m ²)	Bn (kWh/m ²)	Ta (°C)	Td (°C)	FF (m/s)
Enero	225	86	209	23,9	11,8	6,7
Febrero	167	68	154	22,4	12,7	6
marzo	152	57	163	19,6	11,5	5,8
abril	107	39	138	15,3	8,6	5,2
mayo	83	26	139	11,5	6,5	5,1
Junio	63	22	113	8,7	3,2	5,4
Julio	68	24	112	7,9	2,2	5,3
Agosto	97	39	125	9,8	2,9	5,7
Septiembre	125	47	143	12	4,4	5,7
Octubre	171	68	164	15	7,4	5,7
Noviembre	192	87	162	18,7	8,5	6
Diciembre	222	88	197	22	9,5	6,6
Año	1675	650	1821	15,6	7,4	5,8

Dónde: H_{Gh} : Irradiación global horizontal - H_{Dh} : Irradiación difusa horizontal - T_a : Temperatura del aire - FF : Velocidad del viento B_n cantidad de energía solar que incide en un metro cuadrado de superficie en forma de radiación durante un periodo de tiempo determinado, expresada en kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m²) y T_d Temperatura del punto de rocío

- V. Consumos típicos mensuales: Se adoptaron valores estándar considerando un hogar típico que reúne las condiciones establecidas para la tarifa especificada.
- VI. Se estimaron flujos de las erogaciones sin y con diferente número de paneles. Se calcularon los valores de los ahorros anuales al variar la cantidad de paneles, actualizados con tasas del 15%, 10% y 5% para hacerlos comparables con las inversiones necesarias para instalar diferente número de paneles.
- VII. La metodología aplicada se conoce como criterio de Lange y el método del periodo de recupero con valores actualizados de los ahorros.

2.3. Resultados:

Las siguientes tablas muestran, en función de la cantidad de paneles instalados, la inversión total y los valores actuales de los ahorros que se estiman obtener para distintas tasas de actualización y, además, los periodos de recupero de la inversión para estas diferentes tasas de actualización (se aplica el criterio de Lange) [3...6].

Se analizan disímiles escenarios de consumo diurno y nocturno de la energía total consumida:

2.3.1 Escenario item 2.1

Tabla 3 *Tablas correspondiente al primer escenario (según conexasión de la ley Provincial ver fig 5)*

		Consumo 25% diurno y 75% nocturno con actual cuadro tarifario					
		VA de los ahorros descontados en energía en 20 años			Periodo de recupero con ahorros descontados		
Cantidad de paneles instalados	Inversión total	15%	10%	5%	15%	10%	5%
0	0						
1	\$ 1.988.910	\$ 578.357	\$ 819.416	\$ 1.279.118			
2	\$ 2.300.100	\$ 1.327.014	\$ 1.837.694	\$ 2.769.681			17
3	\$ 2.611.290	\$ 1.672.888	\$ 2.308.130	\$ 3.458.308			15
4	\$ 2.922.480	\$ 1.916.534	\$ 2.639.522	\$ 3.943.402			14
5	\$ 3.233.670	\$ 2.157.236	\$ 2.966.911	\$ 4.422.636			14
6	\$ 3.544.860	\$ 2.397.938	\$ 3.294.299	\$ 4.901.869			13
7	\$ 3.856.050	\$ 2.638.640	\$ 3.621.688	\$ 5.381.103			13
8	\$ 4.167.240	\$ 2.879.342	\$ 3.949.077	\$ 5.860.336			13
10	\$ 4.789.620	\$ 3.360.747	\$ 4.603.854	\$ 6.818.803			13
15	\$ 6.345.570	\$ 4.564.258	\$ 6.240.797	\$ 9.214.971			12
20	\$ 7.901.520	\$ 5.767.769	\$ 7.877.740	\$ 11.611.139			12
25	\$ 9.457.470	\$ 6.971.280	\$ 9.514.683	\$ 14.007.307		20	12

3.a)

		Consumo 50% diurno y 50% nocturno con actual cuadro tarifario					
		VA de los ahorros descontados en energía en 20 años			Periodo de recupero con ahorros descontados		
Cantidad de paneles instalados	Inversión total	15%	10%	5%	15%	10%	5%
0	0						
1	\$ 1.988.910	\$ 578.357	\$ 819.416	\$ 1.279.118			
2	\$ 2.300.100	\$ 1.406.202	\$ 1.945.400	\$ 2.927.341			16
3	\$ 2.611.290	\$ 2.223.397	\$ 3.056.899	\$ 4.554.361		15	10
4	\$ 2.922.480	\$ 2.903.516	\$ 3.981.956	\$ 5.908.466		11	8
5	\$ 3.233.670	\$ 3.282.480	\$ 4.497.400	\$ 6.662.975	20	11	8
6	\$ 3.544.860	\$ 3.595.263	\$ 4.922.829	\$ 7.285.721	20	11	8
7	\$ 3.856.050	\$ 3.841.852	\$ 5.258.224	\$ 7.776.675		11	8
8	\$ 4.167.240	\$ 4.082.555	\$ 5.585.613	\$ 8.255.909		11	8
10	\$ 4.789.620	\$ 4.563.959	\$ 6.240.390	\$ 9.214.376		12	9
15	\$ 6.345.570	\$ 5.767.470	\$ 7.877.333	\$ 11.610.544		13	9
20	\$ 7.901.520	\$ 6.970.981	\$ 9.514.276	\$ 14.006.711		14	10
25	\$ 9.457.470	\$ 8.174.492	\$ 11.151.219	\$ 16.402.879		14	10

3.b)

		Consumo 75% diurno y 25% nocturno con actual cuadro tarifario					
		VA de los ahorros descontados en energía en 20 años			Periodo de recupero con ahorros descontados		
Cantidad de paneles instalados	Inversión total	15%	10%	5%	15%	10%	5%
0	0						
1	\$ 1.988.910	\$ 578.357	\$ 819.416	\$ 1.279.118			
2	\$ 2.300.100	\$ 1.406.202	\$ 1.945.400	\$ 2.927.341			16
3	\$ 2.611.290	\$ 2.234.046	\$ 3.071.384	\$ 4.575.564		15	10
4	\$ 2.922.480	\$ 3.061.891	\$ 4.197.368	\$ 6.223.787	17	10	8
5	\$ 3.233.670	\$ 3.840.017	\$ 5.255.728	\$ 7.773.021	12	8	7
6	\$ 3.544.860	\$ 4.480.018	\$ 6.126.219	\$ 9.047.251	10	8	6
7	\$ 3.856.050	\$ 4.879.184	\$ 6.669.140	\$ 9.841.983	10	8	6
8	\$ 4.167.240	\$ 5.213.331	\$ 7.123.627	\$ 10.507.263	11	8	6
10	\$ 4.789.620	\$ 5.767.171	\$ 7.876.926	\$ 11.609.948	11	8	7
15	\$ 6.345.570	\$ 6.970.682	\$ 9.513.869	\$ 14.006.116	14	9	7
20	\$ 7.901.520	\$ 8.174.193	\$ 11.150.812	\$ 16.402.284	18	10	8
25	\$ 9.457.470	\$ 9.377.704	\$ 12.787.755	\$ 18.798.451		11	8

3.c)

2.3.2 Escenario ítem 2.2

Tabla 4 Tablas correspondiente al segundo escenario (según conexionado de la ley Nacional ver fig 5)

				Consumo 25% diurno y 75% nocturno con reducción de categoría en cuadro tarifario					
				VA de los ahorros descontados en energía en 20 años			Periodo de recupero con ahorros descontados		
Cantidad de paneles instalados	Categoría	Consumo mensual promedio al distribuidor [KW-h]	Inversión total	15%	10%	5%	15%	10%	5%
0	R5	575,00	\$ 0,00						
1	R5	504,85	\$ 1.988.910	\$ 578.357	\$ 819.416	\$ 1.279.118			
2	R4	444,17	\$ 2.300.100	\$ 2.071.207	\$ 2.849.900	\$ 4.251.354		13	9
3	R4	431,60	\$ 2.611.290	\$ 2.408.492	\$ 3.308.655	\$ 4.922.882		13	9
4	R4	431,25	\$ 2.922.480	\$ 2.651.897	\$ 3.639.720	\$ 7.758.885		13	9
5	R4	431,25	\$ 3.233.670	\$ 2.892.600	\$ 3.967.108	\$ 5.886.731		13	9
6	R4	431,25	\$ 3.544.860	\$ 3.133.302	\$ 4.294.497	\$ 6.365.965		14	10
7	R4	431,25	\$ 3.856.050	\$ 3.374.004	\$ 4.621.886	\$ 6.845.198		14	10
8	R4	431,25	\$ 4.167.240	\$ 3.614.706	\$ 4.949.274	\$ 7.324.432		14	10
10	R4	431,25	\$ 4.789.620	\$ 4.096.111	\$ 5.604.051	\$ 8.282.899		15	10
15	R4	431,25	\$ 6.345.570	\$ 5.299.622	\$ 7.240.994	\$ 10.679.067		15	10
20	R4	431,25	\$ 7.901.520	\$ 6.503.133	\$ 8.877.937	\$ 13.075.235		16	10
25	R4	431,25	\$ 9.457.470	\$ 7.706.644	\$ 10.514.880	\$ 15.471.402		16	10

4a)

Consumo 50% diurno y 50% nocturno con reducción de categoría en cuadro tarifario									
Cantidad de paneles instalados	Categoría	Consumo mensual promedio al distribuidor [KW-h]	Inversión total	VA de los ahorros descontados en energía en 20 años			Período de recupo con ahorros descontados		
				15%	10%	5%	15%	10%	5%
0	R5	575	\$ 0						
1	R5	505	\$ 1.988.910	\$ 578.357	\$ 819.416	\$ 1.279.118			
2	R4	435	\$ 2.300.100	\$ 2.143.928	\$ 2.948.810	\$ 4.396.140		12	9
3	R3	366	\$ 2.611.290	\$ 3.210.929	\$ 4.400.080	\$ 6.520.518	11	8	7
4	R3	313	\$ 2.922.480	\$ 3.832.917	\$ 5.246.071	\$ 7.758.885	10	7	6
5	R3	297	\$ 3.233.670	\$ 4.193.590	\$ 5.736.636	\$ 8.476.978	10	7	6
6	R3	288	\$ 3.544.860	\$ 4.496.837	\$ 6.149.095	\$ 9.080.738	10	8	6
7	R3	288	\$ 3.856.050	\$ 4.742.648	\$ 6.483.432	\$ 9.570.142	11	8	7
8	R3	288	\$ 4.167.240	\$ 4.983.350	\$ 6.810.820	\$ 10.049.375	12	8	7
10	R3	288	\$ 4.789.620	\$ 5.464.754	\$ 7.465.598	\$ 11.007.843	13	9	7
15	R3	288	\$ 6.345.570	\$ 6.668.266	\$ 9.102.540	\$ 13.404.010	17	10	8
20	R3	288	\$ 7.901.520	\$ 7.871.777	\$ 10.739.483	\$ 15.800.178		11	8
25	R3	288	\$ 9.457.470	\$ 9.075.288	\$ 12.376.426	\$ 18.196.346		12	9

4b)

Consumo 75% diurno y 25% nocturno con reducción de categoría en cuadro tarifario									
Cantidad de paneles instalados	Categoría	Consumo mensual promedio al distribuidor [KW-h]	Inversión total	VA de los ahorros descontados en energía en 20 años			Período de recupo con ahorros descontados		
				15%	10%	5%	15%	10%	5%
0	R5	575,00	\$ 0						
1	R5	504,85	\$ 1.988.910	\$ 578.357	\$ 819.416	\$ 1.279.118			
2	R4	434,71	\$ 2.300.100	\$ 2.143.928	\$ 2.948.810	\$ 4.396.140		12	9
3	R3	364,56	\$ 2.611.290	\$ 3.220.169	\$ 4.412.649	\$ 6.538.916	11	8	7
4	R3	294,41	\$ 2.922.480	\$ 3.970.340	\$ 5.432.986	\$ 8.032.492	9	7	6
5	R3	230,21	\$ 3.233.670	\$ 4.677.369	\$ 6.394.644	\$ 9.440.174	8	7	6
6	R2	182,50	\$ 3.544.860	\$ 5.534.986	\$ 7.561.122	\$ 11.147.672	7	6	5
7	R2	163,57	\$ 3.856.050	\$ 5.901.403	\$ 8.059.501	\$ 11.877.202	7	6	5
8	R2	152,40	\$ 4.167.240	\$ 6.216.238	\$ 8.487.720	\$ 12.504.032	8	6	5
10	R2	143,75	\$ 4.789.620	\$ 6.755.108	\$ 9.220.658	\$ 13.576.912	8	7	6
15	R2	143,75	\$ 6.345.570	\$ 7.958.619	\$ 10.857.601	\$ 15.973.080	10	8	6
20	R2	143,75	\$ 7.901.520	\$ 9.162.130	\$ 12.494.544	\$ 18.369.248	12	9	7
25	R2	143,75	\$ 9.457.470	\$ 10.365.641	\$ 14.131.487	\$ 20.765.415	15	9	7

4c)

3. SINTESIS DE LOS RESULTADOS

Primer escenario: La cantidad de paneles que exhiben un menor periodo de recupo se indicarían entre 4-6 paneles. Pudiendo ser 7 en algunos casos. Varían con el consumo diurno y nocturno (dependiendo de la distribución del consumo del hogar). También debe llamarse la atención sobre la influencia notable de la tasa de descuento (costo de oportunidad) que el usuario tenga como valoración. Consideramos un escenario de estabilidad económica.

La opción más atractiva surge cuando el consumo diurno es mayor respecto al nocturno (tabla 3.c), mientras que la opción opuesta corresponde al caso de un consumo diurno muy bajo respecto al nocturno (tabla 3a).

Segundo escenario: Se considera en este escenario una modificación de la normativa vigente (orientada a la estructura tarifaria aplicada) por la cual la categoría aplicada al usuario generador (prosumidor) dependería del valor de energía (surge del medidor bidireccional) que efectivamente el usuario toma de la red eléctrica y no la energía total consumida (surge del medidor unidireccional) que obliga a encuadrar la categoría incluyendo la autogeneración.

De este análisis surge que hay una disminución importante en el periodo de recupo de la inversión (tabla 4). Siendo el más atractivo cuando el usuario presenta el mayor consumo en horario diurno (tabla 4c).

Se agregan los siguientes cuadros comparativos considerando colocar 3 y/o 4 paneles (fig 4).

Tarifa actual	Paneles	Años c/tasa 5%
25/75	3	15
50/50	3	10
75/25	3	10

Encuadre tarifario propuesto	Paneles	Años c/tasa 5%	Reducción
25/75	3	9	40%
50/50	3	7	30%
75/25	3	7	30%

Tarifa actual	Paneles	Años c/tasa 5%
25/75	4	14
50/50	4	8
75/25	4	8

Encuadre tarifario propuesto	Paneles	Años c/tasa 5%	Reducción
25/75	4	9	36%
50/50	4	6	25%
75/25	4	6	25%

Figura 4 Cuadros comparativos del análisis efectuado

En ambos casos se concluye que la incidencia del comportamiento del usuario en el recupero de la inversión, debe orientarse de modo que el mayor consumo energético provenga de la autogeneración y supere a la inyección a la red. En el segundo caso se verifica que la sub-categoría debe surgir del medidor bidireccional y no del unidireccional tomando la real energía consumida de la red. Esto beneficia al prosumidor en el periodo de recupero de la inversión (esto involucra un cambio en la reglamentación técnica y de la estructura tarifaria aplicada) (ver fig 5).

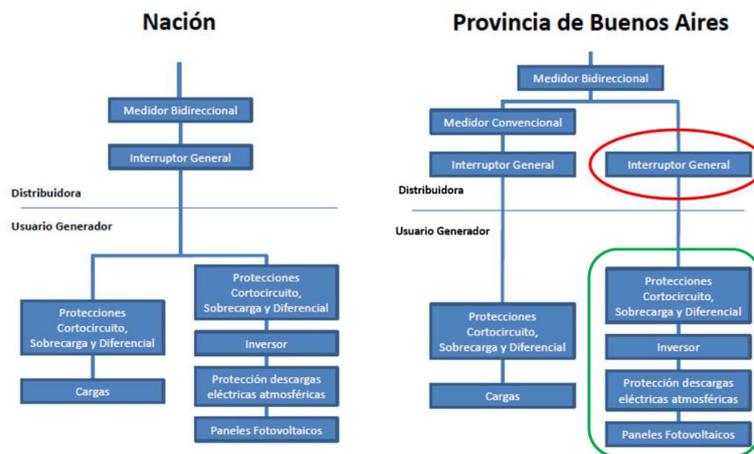


Figura 5 Comparativa conexión y equipamientos ley Nacional[8] y Provincial [7]

4. CONCLUSIÓN

Tomando en cuenta los resultados y la síntesis de los mismos afirmamos que el escenario de mayor atractivo resulta de:

1. Adecuar la cantidad de paneles a instalar (entre 4 y 7 para el caso analizado).
2. El mejor retorno de la inversión (periodo de recupero) se produce cuando el consumo diurno supera al nocturno (depende del usuario) y el consumo de la energía autogenerada es mayor que la inyectada a la red (inyectar no mejora la rentabilidad)
3. El uso de un medidor unidireccional para determinar la categoría del usuario le quita rentabilidad por el aumento relativo de los costos impositivos y porque los mismos se aplican sobre la autogeneración (surge de la estructura tarifaria). En conclusión, se verifica que la conexión propuesta en la ley nacional le es más favorable al prosumidor que la reglamentación provincial.

Consideramos cumplido el objetivo del trabajo, al poder señalar aspectos del consumo energético de la vivienda y de la reglamentación vigente que permitirían que el atractivo aumentara y con ello la inversión en energía distribuida aplicada a usuarios residenciales.

5. REFERENCIAS.

- [1] Ordenanzas y Tarifa del OCEBA (Organismo de Control de la Energía Provincia de Buenos Aires) - https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/
- [2] RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA” Y LO DECLARA DE INTERÉS PROVINCIAL. <https://normas.gba.gob.ar/ar-b/ley/2022/15325/293039>

- [3] Grant -Ireson - Leavenport "*Principles of Engineering Economy*" John Wiley & Sons Inc. 1990
- [4] Sapag Chain N "*Criterios de evaluación de proyectos*" Mc Graw Hill 1993
- [5] Sapag Chain N "*Preparación y evaluación de proyectos (5ta Ed.)*" Mc Graw Hill 2008
- [6] Semyraz Redalyc "*Preparación y Valuación de proyectos de Inversión*" Osmar Buyatti 2006
- [7] OCEBA (Organismo de Control Eléctrico de la Prov de Bs.As. *Normativas de la provincia de Bs.As resolución 52/24 "REGLAMENTO DE CONEXIÓN PARA USUARIOS-GENERADORES DOMICILIARIOS ANEXO I."*. 11/03/24
- [8] REGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACION DISTRIBUIDA DE ENERGIA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELECTRICA <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27424-305179>
- [9] <https://eneica.com.ar/producto/panel-solar-fotovoltaico-mono-perc-trina-150-celdas-510wp/>
- [10] https://www.made-in-china.com/video-channel/ahguangya_KxVpeGCBfbhM_Hot-VIP-Price-Growatt-Min6000tl-X-on-Grid-Solar-Inverter-Single-Phase-5kw-6kw-in-Stock.html?acc=8642081837-lxy&cpn=17931444919-137564261457&tgt=dsa-1720529234528&net=g&dev=c-&gid=CjwKCAjwxY-3BhAuEiwAu7Y6s7E8q7ks55GdT-eU8bcDbqGTEcYyvJtxg4YYzJ65yKVFleXadRFg1RoCFwIQAvD_BwE&kwd=&mtp=&loc=1000024-&gad_source=1&gclid=CjwKCAjwxY-3BhAuEiwAu7Y6s7E8q7ks55GdT-eU8bcDbqGTEcYyvJtxg4YYzJ65yKVFleXadRFg1RoCFwIQAvD_BwE

ESTUDIO DE OLEAJE Y VIENTO EN EL KM 28 DEL CANAL PRINCIPAL DEL ESTUARIO DE BAHÍA BLANCA CON MIRAS A APLICACIONES UNDIMOTRICES

Dotti, Franco Ezequiel^{a,b}, Rojas, Lisandro Miguel^{a,b}, Virla, Juan Nicolás^{a,b}, Oxarango, Lucas^{a,b}, Vera, Carlos Alberto^a

a Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca.
b Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas.
fdotti@frbb.utn.edu.ar

RESUMEN.

En este artículo se presenta el procesamiento y análisis de los datos de altura de olas, período de olas y magnitud y dirección de viento medidos en la zona del Km 28 del canal de acceso de buques al Puerto de Bahía Blanca. Las mediciones analizadas son tomadas por una Estación de Monitoreo Ambiental Costero a intervalos regulares de diez minutos y durante un período total levemente inferior a un año. Se analiza el comportamiento del oleaje y el viento con el objetivo de establecer el orden de magnitud y las características del movimiento al que se ve sometida una boya en dicha ubicación. Se pretende que los resultados emanados de este informe contribuyan al conjunto de conocimiento requerido para el diseño optimizado de un convertidor pendular undimotriz a pequeña escala a instalarse en un futuro próximo en una zona cercana.

Palabras Claves: Altura significativa, Energía undimotriz, Oleaje, Viento.

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN.

De entre las distintas posibilidades de aprovechar la energía del mar, el recurso que vislumbra uno de los futuros más prometedores es el undimotriz. Este tipo de generación constituye la captura de energía a partir del movimiento de las olas, las cuales son producidas generalmente por la acción del viento o, en menor medida, por la interacción entre marea y viento. El undimotriz es un recurso energético vasto e inagotable: se estima que el potencial disponible sólo en las costas del planeta es de 2.11 ± 0.05 TW. Sudamérica, por su parte, estaría en condiciones de aprovechar 374 ± 16 GW [1]. Desde comienzos de siglo, la energía undimotriz se halla en proceso de migración desde la fase de laboratorio a la de generación. Muchos países, en su mayoría europeos, han invertido en el desarrollo e implementación de prototipos undimotrices. Cabe mencionar algunos ejemplos, como la planta de Pico (Portugal) [2], el Islay LIMPET (Reino Unido) [3], el Penguin de la empresa finesa Wello [4], el Wave Star (Dinamarca) [5] y el famoso Pelamis (Portugal) [6], entre muchos otros. No obstante estas intenciones, la generación undimotriz no escapa del camino actual de las restantes energías del mar, representando una ínfima contribución a la matriz energética mundial [7]. De hecho, la mayoría de estos desarrollos no ha tenido éxito a escala comercial o y sólo algunos han logrado escasos beneficios duraderos [8-10]. Las principales razones corresponden a la baja eficiencia de los dispositivos causada por su operatividad en rangos estrechos de forzamiento del oleaje, la incapacidad para soportar condiciones de tormenta, la necesidad de un alto financiamiento continuo y los posibles problemas ambientales a largo plazo [10].

Aunque represente la intención invariable detrás de todos los proyectos mencionados, la generación undimotriz a gran escala parece estar algo lejos. Sin embargo, existe una demanda de aplicaciones undimotrices cercanas a la costa, menos ambiciosas en términos de magnitud, más versátiles y de bajo costo. Además de tener utilidad por sí mismas, estas aplicaciones pueden representar el punto de partida para el necesario desarrollo de nuevas tecnologías. En este marco, se desarrolla en el Grupo de Investigación en Multifísica Aplicada (GIMAP) de la UTN-FRBB una tecnología de conversión de energía undimotriz basada en la dinámica del péndulo paramétrico [11-13], fruto de la cual se proyecta en un futuro cercano la instalación de un prototipo de convertidor a pequeña escala en el estuario de Bahía Blanca. Esta aplicación en ambiente real resulta de una iniciativa en común entre el GIMAP, el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca (CGPBB) y el Centro de Investigación de Métodos Computacionales (CIMEC-CONICET). En esencia, el dispositivo es una rueda pendular montada sobre la parte superior de una boya de balizamiento. El movimiento impuesto por el oleaje a la boya es transmitido a esta rueda pendular y transformado a su vez en energía cinética de rotación u oscilación. Luego, un generador adosado al eje del sistema pendular puede extraer parte de la energía cinética y convertirla en eléctrica para su utilización posterior. La ingeniería necesaria para el correcto funcionamiento de estos convertidores pendulares se basa en el dominio de la compleja dinámica no lineal correspondiente a un sistema mecánico, eléctrico y electrónico acoplado. Para alcanzar este dominio, resulta mandatorio conocer las condiciones de oleaje y viento en el sitio de instalación del convertidor.

En este trabajo se presenta el análisis de datos de mediciones de altura y período de olas, y de magnitud y dirección de viento tomados por una Estación de Monitoreo Ambiental Costero (EMAC) [14-16] ubicada en el Km 28.55 del Canal de Acceso de buques del Puerto de Bahía Blanca. A partir de los resultados obtenidos, se pretende contribuir al bagaje de conocimiento requerido para el diseño optimizado del convertidor pendular undimotriz que se instalará en una zona cercana.

2. ESTACIONES DE MONITOREO AMBIENTAL COSTERO (EMAC).

Las EMAC son sistemas modulares de instrumentos, interfaces, unidades de procesamiento y transmisión, diseñados para medir y registrar diversas variables meteorológicas y oceanográficas de modo autónomo [14]. El desarrollo de las EMAC corresponde al Instituto Argentino de Oceanografía (IADO-CONICET), contando el CGPBB con tres EMAC de mar ubicadas en el Canal de Acceso, como se muestra en la Figura 1. La iniciativa de la instalación de boyas EMAC en la zona del estuario surgió en el marco del monitoreo ambiental de dicha zona que lleva adelante el CGPBB.

Los datos registrados por los sensores de las EMAC se guardan en archivos de texto convencionales (extensión txt) a razón de uno por día. Esta información es almacenada por una unidad central de adquisición de datos y enviada en tiempo real a un servidor remoto por medio de la red telefónica (3G/4G). El intervalo de medición es de diez minutos. Los datos pueden consultarse a través de la página <http://emac.criba.edu.ar> y ser utilizados para cualquier tipo de estudio sobre la zona, como pueden ser predicciones meteorológicas, oceanográficas y/o climáticas a partir de modelos numéricos [16].

promedio de las mediciones, en conjunto con su dirección, presentadas en gráficos de tipo rosa de los vientos.

4. RESULTADOS.

4.1. Análisis preliminar de los datos.

A partir de un análisis preliminar de los datos en términos de gráficas mensuales, se detectaron tres intervalos de relevancia con días completos de mediciones continuadas, los cuales corresponden a:

- I1: del 24 de diciembre al 14 de febrero,
- I2: del 18 de febrero al 15 de marzo,
- I3: del 18 de abril y 27 de mayo.

En tramo I1, correspondiente a la primera parte del verano, se encuentran los mayores valores de altura, llegando en casos excepcionales a picos de 2 m. En el tramo I2, también de verano, se miden oleajes de menor altura, con máximos de 1 m. Por último, el tramo I3, correspondiente a otoño, presenta mayor regularidad en cuanto a alturas de ola, con máximos del orden de los 0.9 m.

Por otra parte, en varios de los meses existen tramos de días consecutivos en los que las mediciones no se han realizado, contando con valores nulos. Esta situación se presenta en los meses de octubre, noviembre, febrero y abril. Siendo que la altura máxima de olas esperable es del orden de 1.5 m [19], se infiere que en los casos de octubre, febrero y abril, podría tratarse de una salida de servicio de la EMAC luego de una condición de oleaje excepcionalmente hostil, con registro de olas de más de 2 m de altura. Consecuentemente, el caso de las mediciones nulas de noviembre se debería a una continuidad de la salida de servicio de octubre, reanudándose las mediciones el día 19. Las gráficas mensuales mencionadas no se presentan en este trabajo por cuestiones de espacio.

4.2. Análisis global del oleaje.

Con el objetivo de capturar información general acerca del comportamiento del oleaje en el período bajo estudio, se elimina el aspecto temporal de las mediciones, considerándose sólo las magnitudes principales. De esta manera, en vez de considerarse el tiempo, se toma en cuenta el número de medición, n . Se cuenta entonces con un total de 26496 mediciones. Así, las Figuras 2 y 3 muestran la totalidad de valores medidos de altura y período de olas, respectivamente.

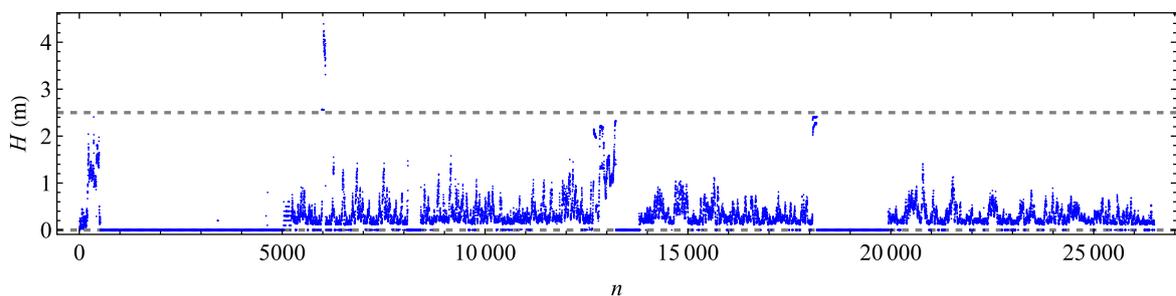


Figura 2 Totalidad de mediciones de altura de olas para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con líneas punteadas los límites entre los cuáles se consideran válidas las mediciones ($0 < H < 2.5$ m).

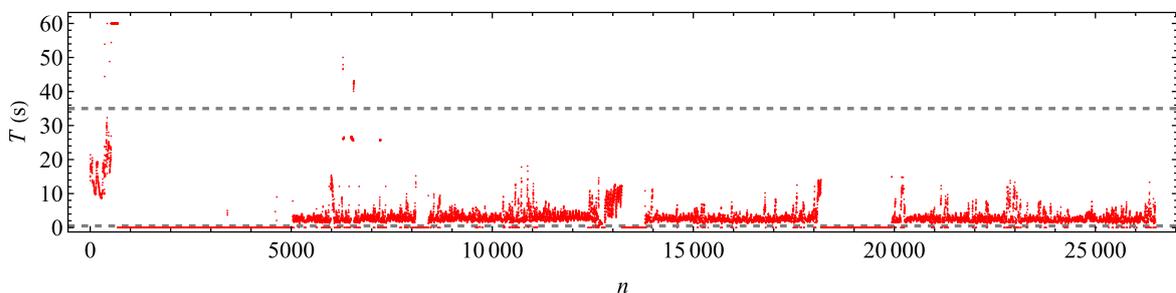


Figura 3 Totalidad de mediciones de período de olas para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con líneas punteadas los límites entre los cuáles se consideran válidas las mediciones (0.5 s $< T < 35$ s).

Del análisis de las mediciones presentadas en las Figuras 2 y 3 se llega a la conclusión de que los valores de altura de olas mayores a 2.5 m resultan anómalos. Esto también puede deducirse de las mediciones diarias, no presentadas aquí por cuestiones de espacio, pero disponible para su visualización en la rutina de *Mathematica*. De esta manera, se considera 2.41 m como el valor máximo de altura de olas registrada en las mediciones con las que se cuenta.

De la misma forma, se consideran espurias las mediciones con valores de período fuera del rango 0.5 s $< T < 35$ s. En ambos casos, el seteo de anómalos se asocia a mediciones erróneas de los

sensores. La cantidad de datos de mediciones sin anomalías corresponde a 18221 (un 68.77%) y se presentan en las Figuras 4 y 5. Para este conjunto de datos, se obtiene una altura significativa de olas de $H_s = 0.697$ m, y un período medio $T_m = 3.578$ s.

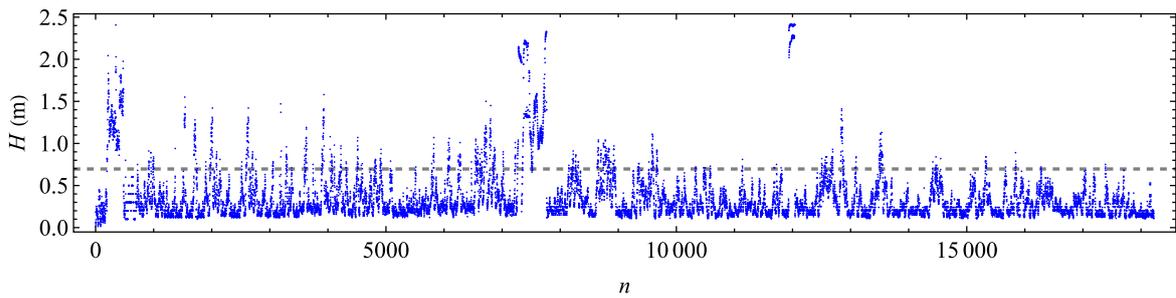


Figura 4 Mediciones de altura de olas eliminando datos anómalos para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con línea punteada la altura significativa para estos datos, correspondiente a $H_s = 0.697$ m.

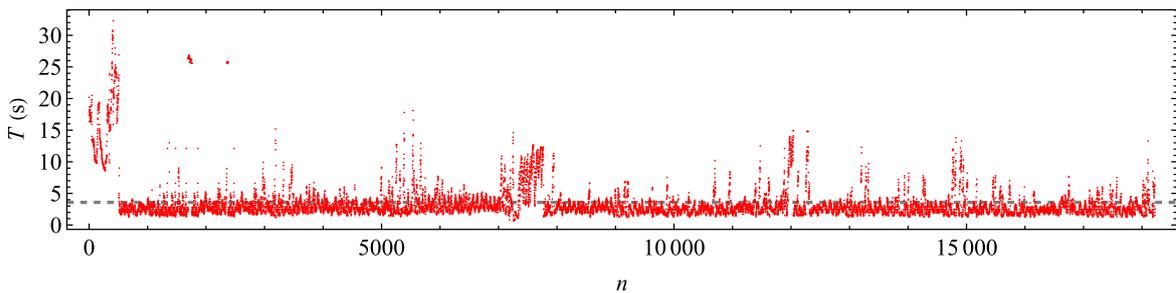


Figura 5 Mediciones de período de olas eliminando datos anómalos para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con línea punteada el período promedio de estos datos, correspondiente a $T_m = 3.578$ s.

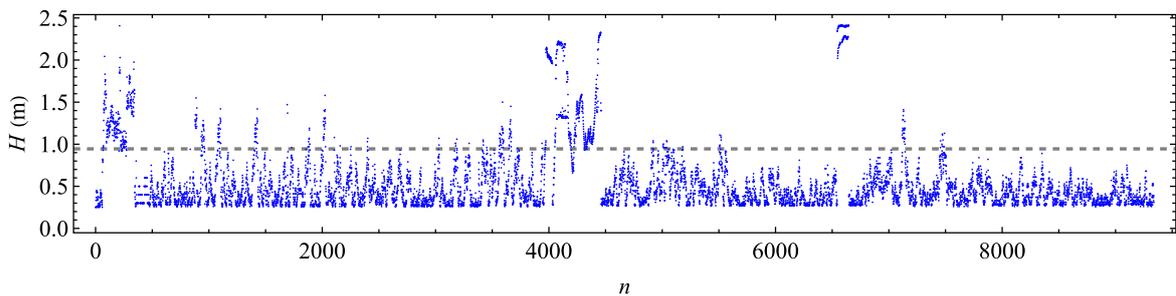


Figura 6 Mediciones de altura de olas eliminando datos anómalos y descartando valores de $H < 0.25$ m, para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con línea punteada la altura significativa para estos datos, correspondiente a $H_s = 0.945$ m.

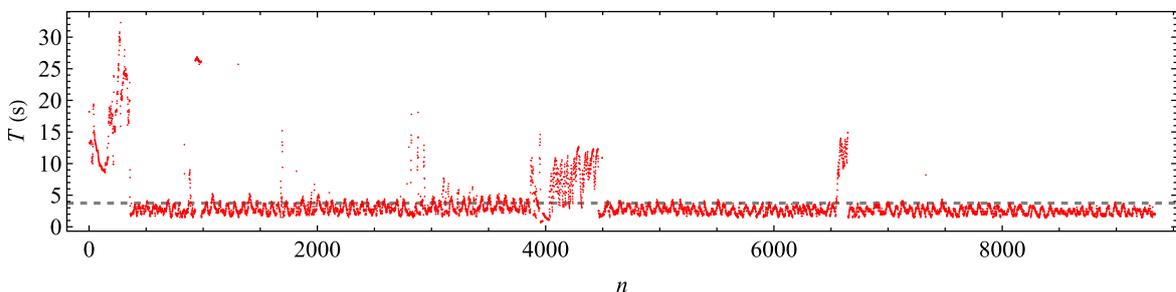


Figura 7 Mediciones de período de olas eliminando datos anómalos y mediciones correspondientes a valores de $H < 0.25$ m, para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con línea punteada el período promedio de estos datos, correspondiente a $T_m = 3.753$ s.

Por otra parte, se establece como criterio práctico la observación de olas de alturas mayores a 0.25 m, valor mínimo requerido en términos prácticos para la obtención de potencias por encima de 5 W en convertidores basados en la dinámica del péndulo paramétrico [11].

Por su parte, si además de descartar los datos considerados anómalos se tiene en cuenta que olas de alturas menores a 0.25 m resultan demasiado pequeñas para propósitos de extracción undimotriz, la cantidad de datos se reduce a 9338. Para este conjunto de datos, el cual se presenta en las Figuras 6 a 8, se obtiene una altura significativa de olas $H_s = 0.945$ m, y un período medio $T_m = 3.753$ s. Debe notarse que, del total de 18221 mediciones válidas (esto es, sin anómalos), 9338

se corresponden con alturas de olas mayores o iguales a 0.25 m. En porcentaje, corresponde a 51.23 %. Tal porcentaje puede tomarse como una medida aproximada del tiempo durante el cual se cuenta con un oleaje apto para la extracción undimotriz. Además de la altura y el período mostrados en las Figuras 6 y 7, se incluye además la frecuencia, Figura 8. Esta inclusión se debe a que la frecuencia es una magnitud más directa en lo que respecta a la formulación de modelos matemáticos de forzamiento del oleaje.

La Figura 9 combina los resultados anteriores, en un gráfico de moda, esto es, repetitividad de combinaciones $H-T$ y $H-\Omega$. Los puntos marcados en rojo corresponden a combinaciones que se repiten 10 o más veces en las mediciones tomadas. Esta gráfica permite establecer y acotar los climas de olas más probables.

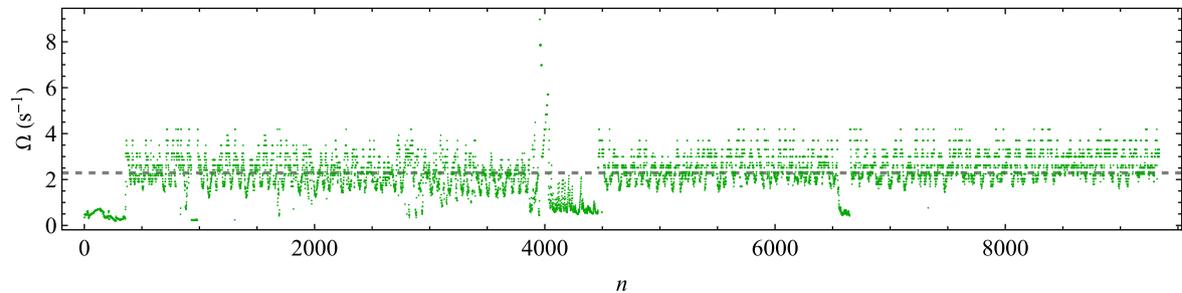


Figura 8 Mediciones de período de olas eliminando datos anómalos y mediciones correspondientes a valores de $H < 0.25$ m, para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con línea punteada el período promedio de estos datos, correspondiente a $T_m = 3.753$ s.

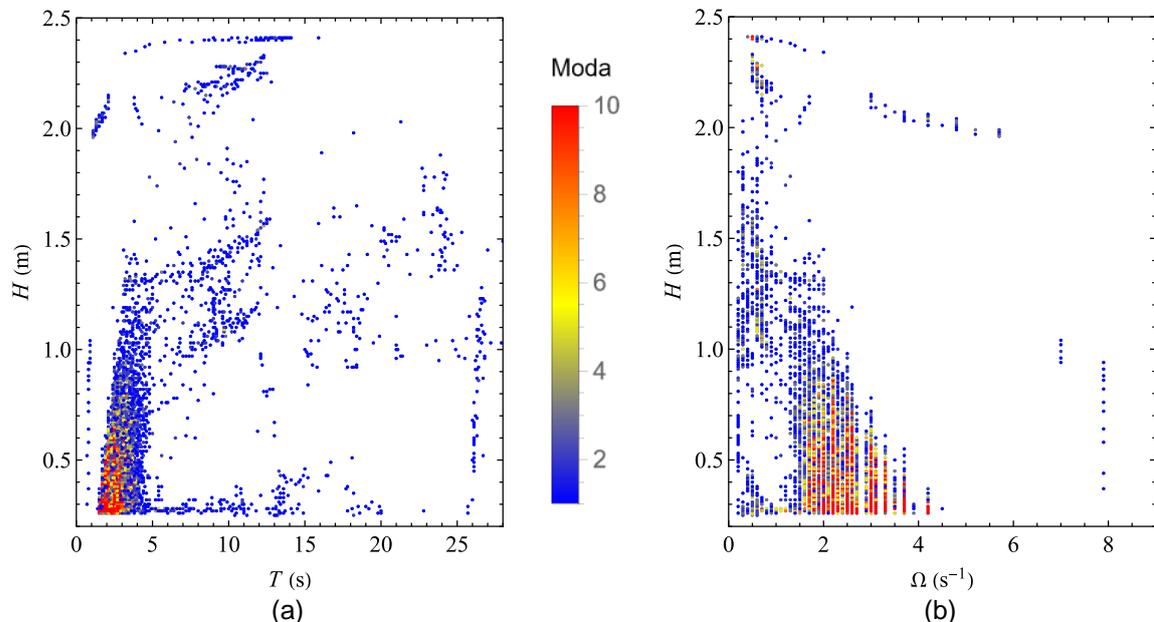


Figura 9 Gráficas de moda obtenidas luego de eliminar datos anómalos y mediciones correspondientes a valores de $H < 0.25$ m, para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se consideran combinaciones (a) $H-T$ y (b) $H-\Omega$. Los valores en rojo corresponden a combinaciones que se repiten 10 o más veces.

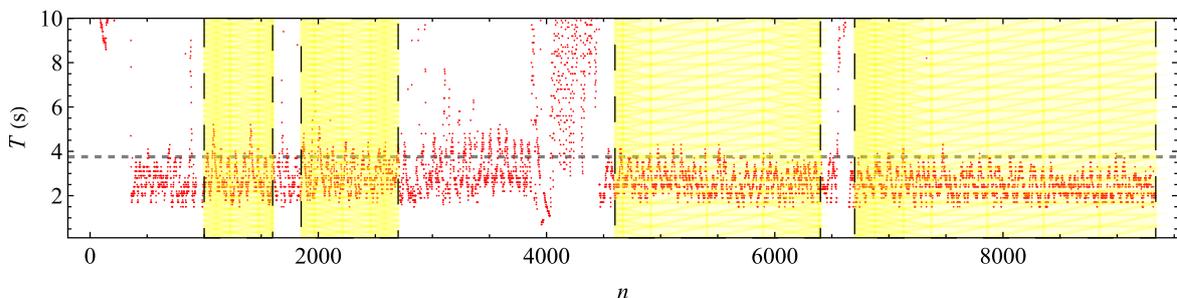


Figura 10 Mediciones de período de olas eliminando datos anómalos y mediciones correspondientes a valores de $H < 0.25$ m, para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. Se marca con línea punteada horizontal el período promedio de estos datos, correspondiente a $T_m = 3.753$ s. Las regiones en amarillo corresponden a mediciones con oleaje regular.

Por último, dada la regularidad observada en algunos tramos de mediciones (especialmente en términos del período), se busca establecer una zona de oleaje que pueda considerarse como regular. La selección de estos tramos se hace manualmente, observando las mediciones de período sin anomalías y considerando $H > 0.25$. Así, la Figura 10 replica la Figura 7, pero marcando dichas zonas que cuenta con la regularidad mencionada. Así, de los resultados de la Figura 10, se conserva para el análisis un total de 6243 mediciones, las cuales corresponden a: $1000 \leq n \leq 1600$, $1850 \leq n \leq 2700$, $3450 \leq n \leq 3800$, $4600 \leq n \leq 6400$ y $6700 \leq n \leq 9338$. Empleando estas mediciones conservadas, se construyen las gráficas de moda de la Figura 11.

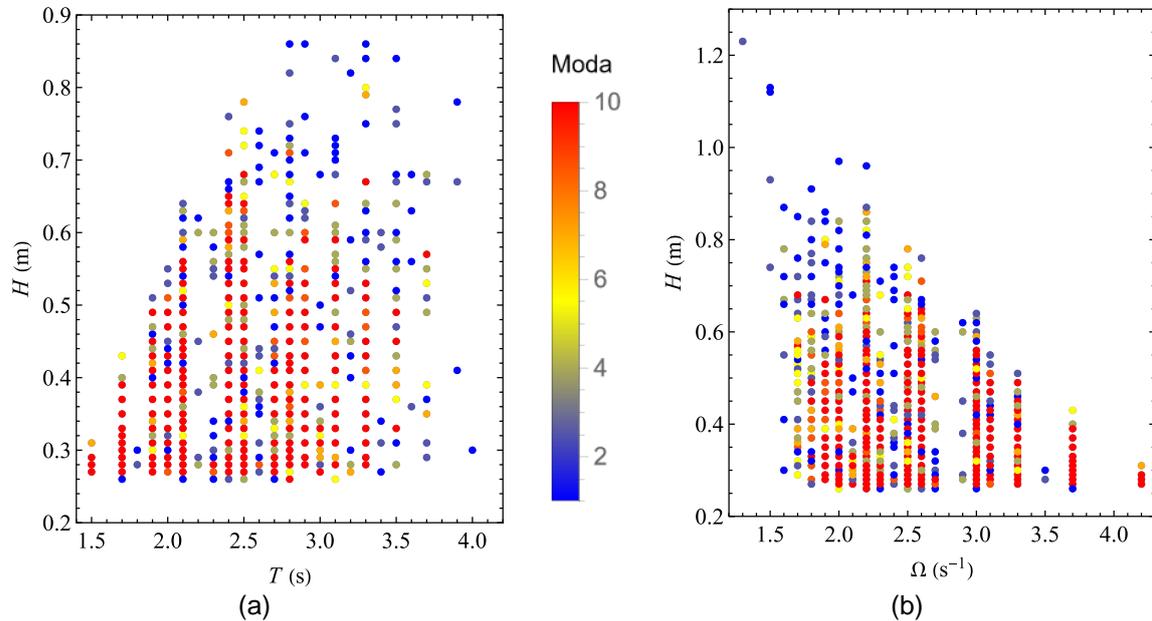


Figura 11 Gráficas de moda obtenidas luego de eliminar datos anómalos y mediciones correspondientes a valores de $H < 0.25$ m, para el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022, considerando los intervalos regulares definidos en la Figura 53. Se consideran combinaciones (a) H - T y (b) H - Ω . Los valores en rojo corresponden a combinaciones que se repiten 10 o más veces.

La Figura 11 claramente permite afirmar que los climas de oleaje que se repiten 10 veces o más en las mediciones pueden considerarse en el rango $1.6 \text{ s}^{-1} < \Omega < 4.3 \text{ s}^{-1}$ y $0.25 \text{ m} < H < 0.75 \text{ m}$.

4.3. Análisis global del viento.

Los datos de velocidad de viento se estudian en términos de promedios mensuales, promedios por dirección y valores máximos (ráfagas). Por su parte, los datos de dirección de viento se abordan en lo que respecta a la repetitividad de ocurrencia de una dirección determinada.

Si se toman todas las mediciones válidas de viento, se concluye que la magnitud promedio de velocidad de viento es similar en todas las direcciones, no superando en ningún caso los 25 Km/h. Esto puede deducirse de la Figura 12a.

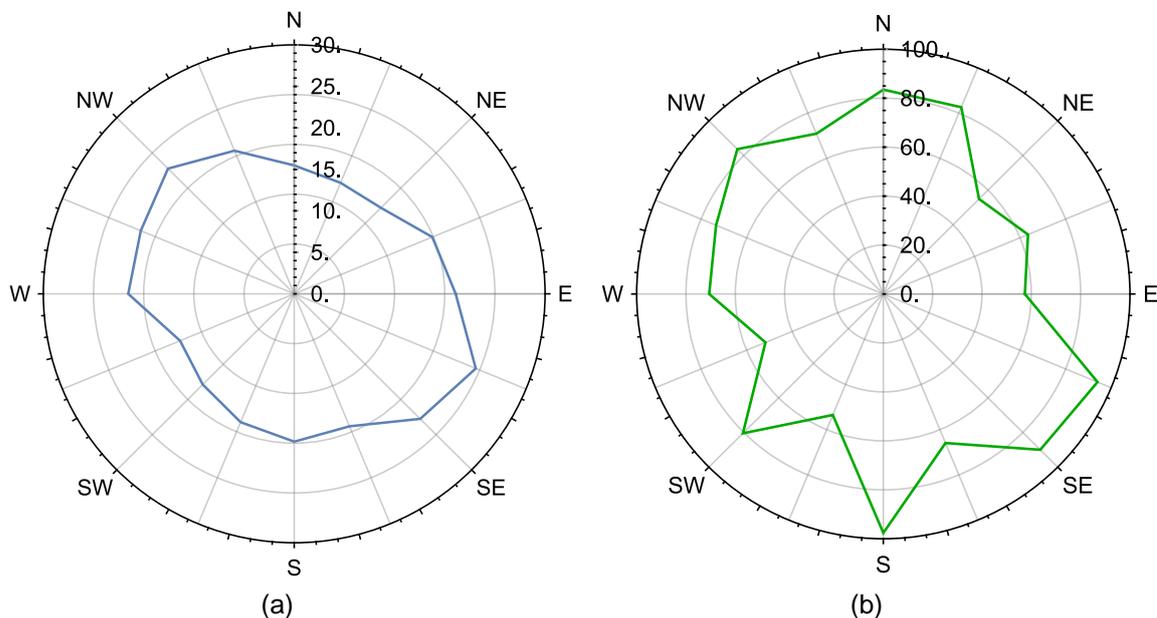


Figura 12 Rosas de los vientos para la totalidad de las mediciones realizadas, durante el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022. (a) Magnitudes promedio para cada dirección de viento. (b) Magnitudes máximas registradas para cada dirección de viento.

No obstante esta paridad, pueden observarse velocidades promedio levemente mayores en las direcciones este-sudeste (ESE) y noroeste (NW). La Figura 12b indica las máximas velocidades de viento medidas en cada dirección. El máximo valor registrado fue de 94.49 Km/h, en dirección sur (S), en el mes de febrero, probablemente en un clima de tormenta.

La rosa de los vientos de Figura 13 indica la repetitividad de ocurrencia de viento en una dirección determinada. Esta gráfica muestra una clara preponderancia en la dirección noroeste. Cabe mencionar que Perillo y Piccolo [19] indicaron que la generación de olas escarpadas de alturas en el orden de 1.5 m son formadas por la interacción entre la marea entrante y el viento soplando en la dirección noroeste. Esto es auspicioso con miras a aplicaciones undimotrices, dada la mencionada preponderancia del viento soplando en dirección noroeste que implicaría buen clima de oleaje.

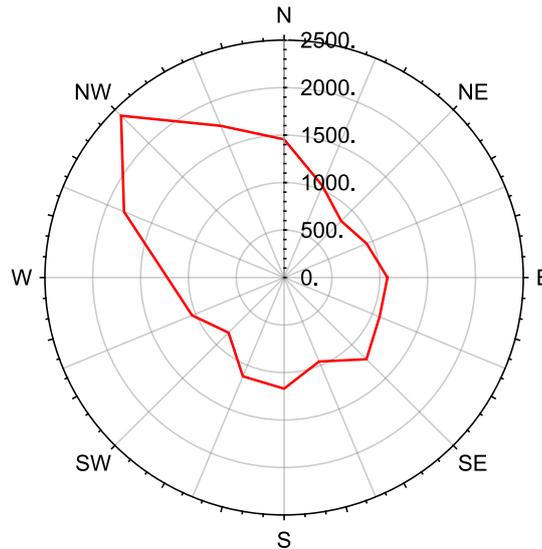


Figura 13 Rosa de los vientos para la totalidad de las mediciones realizadas, correspondiente a la moda de las mediciones de dirección de viento durante el período que va de octubre de 2021 a mayo de 2022.

Tabla 1 Información mensual de dirección y magnitud de viento. *Sw prom*: velocidad promedio de viento; *Dir prep*: dirección preponderante; *Sw máx*: velocidad máxima de viento medida; *Dir máx*: dirección correspondiente a la velocidad máxima medida; *m*: cantidad de mediciones realizadas.

Mes	S_w prom (Km/h)	Dir prep	S_w máx (Km/h)	Dir máx	<i>m</i>
Octubre 2021	13.74	S	58.59	SSE	1884
Noviembre 2021	20.19	S	57.64	SW	3336
Diciembre 2021	30.61	E	98.69	ESE	1360
Enero 2022	30.83	WNW	70.66	NW	3033
Febrero 2022	45.46	WSW	94.49	S	247
Marzo 2022	29.67	SW	84.53	SW	1855
Abril 2022	32.25	NW	87.88	NW	2112
Mayo 2022	25.94	NW	57.86	SW	4436
Promedio	28.59	-	76.29	-	-

Por último, la Tabla 1 reúne información mensual de dirección y magnitud de viento. Se observa que el mayor valor promedio de velocidad de viento se dio en el mes de febrero, correspondiendo a alrededor de 46 Km/h. También se cuenta en este mes con la mayor medición de velocidad de ráfaga. No obstante, se cuentan con muy pocas mediciones para febrero, habiendo salido aparentemente de servicio los sensores y contándose por tanto con mayor probabilidad de descalibraciones. Del resto de los meses, en diciembre, enero y abril se superó una velocidad promedio de 30 Km/h. Dos de los meses con más mediciones, abril y mayo, presentan una muy

marcada predominancia de viento desde el noroeste (NW), lo cual influye fuertemente en los resultados globales mostrados en la Figura 13.

Es interesante observar que aunque el promedio total de las mediciones tomadas sea menor que 25 Km/h, según se infiere de la Figura 12a, el promedio de las medias mensuales es de 28.59 Km/h tal como se indica en la Tabla 1.

5. CONSIDERACIONES FINALES.

Se realizó el análisis de un conjunto de mediciones tomadas en el estuario de Bahía Blanca, en el período comprendido entre octubre de 2021 y mayo de 2022. Mediante este análisis se buscó obtener precisiones sobre la climatología de oleaje y viento en un sector en cuya cercanía se pretende instalar un dispositivo convertidor undimotriz de pequeña escala.

De un total de 26496 mediciones tomadas, 18221 (un 68.77%) resultan ser mediciones válidas, luego de eliminar información considerada anómala. Para este conjunto de datos, se obtiene una altura significativa de olas de 0.697 m, y un período medio de 3.578 s.

Por su parte, del total de mediciones válidas (esto es, de las 18221 mediciones ya sin anómalos), un 51.23 % se corresponde con alturas de olas mayores o iguales a 0.25 m, valor asumido como cota inferior para la generación undimotriz de al menos unos 5 W en convertidores de péndulo paramétrico. Tal porcentaje puede tomarse como una medida aproximada del tiempo durante el cual se cuenta con un oleaje que podría ser apto para la extracción undimotriz. Para este conjunto de datos, se obtiene una altura significativa de olas de 0.945 m, y un período medio de 3.753 s, que además corresponde a una frecuencia de oleaje media de 2.289 s^{-1} .

Por otra parte, mediante una gráfica de moda que indica la repetitividad de ocurrencia de los estados de oleaje, se identificó que prácticamente la totalidad de las combinaciones de altura y período que se repiten 10 o más veces se encuentra en el rango constituido por $1.5 \text{ s}^{-1} < \Omega < 4.5 \text{ s}^{-1}$ y $0.25 \text{ m} < H < 1 \text{ m}$. Este resultado es clave en el diseño de un convertidor undimotriz, ya que permite establecer y acotar los climas de olas más probables.

Dada la regularidad observada en algunos tramos de las mediciones (especialmente en términos del período), se estableció una zona de oleaje considerada como 'regular'. La selección del conjunto de mediciones componentes de esta zona se realizó manualmente, observando las mediciones de período sin anómalos, eliminando las ocurrencias extraordinarias como posibles climas de tormenta y considerando $H > 0.25 \text{ m}$. Se conservaron entonces para este análisis un total de 6234 mediciones, correspondiente a un 34.26 % de las mediciones válidas. Para este conjunto de datos, se obtiene una altura significativa de olas de 0.690 m, y un período medio 2.679 s, que además corresponde a una frecuencia media de 2.486 s^{-1} . En este caso, la gráfica de moda permitió concluir que los climas de oleaje que se repiten 10 veces o más pueden considerarse en su totalidad en el rango comprendido por $1.6 \text{ s}^{-1} < \Omega < 4.3 \text{ s}^{-1}$ y $0.25 \text{ m} < H < 0.75 \text{ m}$.

En lo que respecta al viento, considerando todas las mediciones con las que se contó, se concluyó que la magnitud promedio velocidad es similar en todas las direcciones, no superando en ningún caso los 25 Km/h. No obstante, dada la variabilidad de los vientos mes a mes, el promedio de las medias mensuales ronda los 29 Km/h. En cuanto a la moda de ocurrencia, existe una marcada tendencia en la dirección noroeste. El máximo valor registrado de velocidad de viento fue de 94.49 Km/h, en dirección sur (S), en el mes de febrero, probablemente en un clima de tormenta.

Debe mencionarse que los resultados obtenidos del presente trabajo constituirán información aproximada sobre el forzamiento del oleaje y la influencia de viento en el lugar de instalación del convertidor, específicamente por dos motivos. El primero radica en una diferencia en términos de ubicación física de la EMAC en cuestión y la Boya 9 del CGPBB que es sobre la cual planea instalarse el convertidor, y que se ubica en el Km 58.65 del Canal. El segundo motivo corresponde al intervalo de toma de datos de la EMAC, el cual es demasiado extenso para la estimación de la variación de los parámetros en tiempo real. De esta forma, se espera que los resultados aquí presentados sean útiles para un prediseño del dispositivo convertidor, basado en magnitudes reales aunque promediadas. Para la obtención de un diseño óptimo, se requiere complementar este trabajo con información de las variables tomadas a un intervalo mucho menor de tiempo. Esta información complementaria se obtendrá luego de la conclusión de una campaña de mediciones que se encuentra actualmente en desarrollo.

6. AGRADECIMIENTOS.

Los autores agradecen el apoyo de la Secretaría de Ciencia y Tecnología de la Universidad Tecnológica Nacional (SCyT-UTN), el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (Agencia I+D+i), la Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (CIC-PBA) y el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca (CGPBB).

Además, los autores agradecen especialmente la colaboración del Dr. Alejandro Vitale por brindar el acceso a los datos medidos por la EMAC "Puerto Bahía Blanca Exterior".

7. REFERENCIAS.

- [1] K. Gunn y C. Stock-Williams, "Quantifying the global wave power resource", *Renew. Energy*, vol. 44, pp. 296-304, Ago. 2012.
- [2] A. Falcão, A. Sarmento, L. Gato y A. Brito-Melo A. "The Pico OWC wave power plant: Its lifetime from conception to closure 1986-2018", *Appl. Ocean Res.*, vol. 98, pp. 102104, May. 2020.
- [3] T. Heath, T. Whittaker y C. Boake, "The design, construction and operation of the LIMPET wave energy converter (Islay, Scotland)" en *4th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC)*, Aalborg, Dinamarca, 2001, pp. 49-55.
- [4] M. Gascón. "Penguin, la tecnología que aprovecha las olas para producir electricidad, se probará en las aguas del País Vasco". 20minutos.es. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://www.20minutos.es/noticia/4410111/0/penguin-la-tecnologia-que-aprovecha-las-olas-para-producir-electricidad-se-probara-en-las-aguas-del-pais-vasco/>
- [5] L. Marquis, M. Kramer1 y P. Frigaard, "First power production figures from the Wave Star Roshage wave energy converter" en *3rd International Conference on Ocean Energy (ICOE)*, Bilbao, España, 2010, pp. 49-55.
- [6] L. Kessler. "Pelamis: Una serpiente marina robótica que genera energía eléctrica". afinidadelectrica.com. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://afinidadelectrica.com/2020/05/22/pelamis-una-serpiente-marina-robotica-que-genera-energia-electrica/>
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable energy statistics 2023. Abu Dhabi, Qatar, 2023. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>
- [8] A. Le Coz. "Portuguese wave-power snake dead in the water". phys.org. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://phys.org/news/2009-03-portuguese-wave-power-snake-dead.html>
- [9] A. Garanovic. "Wello files for bankruptcy and ceases wave energy operations". offshore-energy.biz. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://www.offshore-energy.biz/wello-files-for-bankruptcy-and-ceases-wave-energy-operations/>
- [10] M. Kamidelivand. "Wave energy converters - What fails and why?". impact-h2020.eu. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://www.impact-h2020.eu/2022/03/28/wave-energy-converters-what-fails-and-why/>
- [11] F. Dotti y J. Virla, "Nonlinear dynamics of the parametric pendulum with a view on wave energy harvesting applications", *J. Comput. Nonlinear Dyn.*, vol. 16, no. 6, pp. 061007, May. 2021.
- [12] L. Rojas y F. Dotti, "Prediseño de un convertidor de energía undimotriz basado en la dinámica del péndulo paramétrico para una aplicación a pequeña escala en ambiente real", *Mecánica Computacional*, vol. 39, pp. 87-96, Nov. 2022.
- [13] F. Dotti, S. Luna, L. Oxarango, J. Virla y L. Rojas, "Experimental rotation control of the parametric pendulum using a velocity approach", *Mech. Res. Commun.*, vol. 129, pp. 104085, May. 2023.
- [14] A. Vitale, G. Perillo y C. Piccolo. "Boyas de monitoreo ambiental costero". puertobahia blanca.com. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://ambiental.puertobahia blanca.com/wp-content/uploads/2022/07/PPS-EMAC-CGPBB-2022.pdf>
- [15] A. Vitale, G. Perillo, S. Genchi, A. Arias y C. Piccolo, "Low-cost monitoring buoys network tracking biogeochemical changes in lakes and marine environments – a regional case study", *Pure Appl. Chem.*, vol. 90, no. 10, pp. 1631-1646, Oct. 2018.
- [16] J. Miller, M. Castro y A. Vitale, "Estación de monitoreo Ambiental costero", *La Lupa*, vol. 21, pp. 1631-1646, Dic. 2022. Acceso: 20 Jun. 2024. [Online.] Disponible: <https://www.coleccionlalupa.com.ar/index.php/lalupa/article/view/402>
- [17] T. Garrison y R. Ellis, *Oceanography, an invitation to marine science*. Novena edición. Reino Unido: Cengage Learning, 2015.
- [18] W. Pierson, "Wind generated gravity waves", *Adv. Geophys.*, vol. 2, pp. 93-178, Ene. 1955.
- [19] G. Perillo y C. Piccolo, "Geomorphological and physical characteristics of the Bahía Blanca estuary, Argentina", en: *Estuaries of South America*, Londres, Reino Unido: Elsevier, 1995, cap. 9.

COMBINACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL COSTO Y GASTO ENERGÉTICO EN VIVIENDAS TIPO DEPARTAMENTO EN LA REGIÓN DE LA PLATA

Cosentino Agustín; Sale Francisco

Cátedra de Proyecto Final, Laboratorio LEEA del grupo TSSE perteneciente al Centro de Investigación y Desarrollo CODAPLI de la UTN La Plata
josmacca@gmail.com

RESUMEN.

En la actualidad, en la Región de La Plata, los desarrollos de edificios para viviendas contemplan en los proyectos para los equipos que antes utilizaban energía a través del gas de red y gas envasado, la energía eléctrica como fuente principal, pero en la mayoría de los casos la decisión no es función del costo y gasto energético sino de la conveniencia en la inversión inicial y practicidad de la instalación de la red interna. Por ese motivo este trabajo desarrollado como Proyecto Final de la Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional de La Plata concluido en abril del 2024, toma como base el diseño de un edificio de 8 departamentos para viviendas y propone un análisis del consumo energético en dos escenarios, un escenario en el que se utiliza 100% energía eléctrica y otro en el que se maximiza el uso de gas natural. Estos mismos escenarios se evalúan en 3 épocas, las cuales representan diferentes temperaturas exteriores dando lugar a 6 combinaciones distintas denominadas estadios. En cada estadio se calculan los consumos de energía totales para luego comparar los escenarios con los cuales se llega a la conclusión que con los cuadros tarifarios correspondientes a febrero 2024 la opción más viable económicamente resulta la utilización de todos los equipos posibles a gas natural (Gas Maximizado) por sobre la de consumo exclusivo eléctrico (Full Eléctrico), pero si se toma el gasto energético lo más conveniente es migrar todos los consumos a equipos con alimentación eléctrica. Los resultados de este trabajo pueden ser utilizados como base a la hora de determinar la combinación de fuentes de alimentación en el diseño de conjuntos habitacionales para la región de La Plata. Y realizando adaptaciones de zonas climáticas y actualizaciones tarifarias, puede ser de utilidad para otras Regiones

Palabras clave: Comparación, Energía Gas, Energía Eléctrica, Residencial

Área Temática: Energía y Medio Ambiente – Educación

Categoría del Trabajo: Trabajos de estudiantes de grado.

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural tendrá un rol determinante en las próximas décadas pese al inicio del proceso de transición energética, y constituye una fuente de energía primaria fundamental para la humanidad, en cuanto al desarrollo de la industria y el mejoramiento de la calidad de vida de la población mundial (Ortiz & Zabaloy, 2022)[1]. En este sentido, hasta que se terminen de desarrollar y expandir lo suficiente las fuentes de energía renovables como para reemplazar masivamente los combustibles de origen fósil, es esperable una mayor utilización de gas natural. De allí su papel como combustible de transición (Arceo et al., 2022)[2]. Este crecimiento del consumo del gas lleva a que algunos autores denominen al siglo XXI como "la era dorada del gas" (Guerrero, 2021)[3]. Es por esto que el Plan de Transición Energética Argentina 2030 dentro de los seis lineamientos estratégicos que propone aparece el objetivo concreto de la gasificación de la matriz energética.

Sin embargo, esta temática no es nueva para la política energética Argentina. De hecho, fue pionera global en la transición energética al gas natural durante la segunda mitad del siglo XX, producto de políticas de Estado sostenidas a lo largo de décadas. El gas natural fue sustituyendo a los derivados del petróleo en los usos calóricos en los hogares y en las industrias, en la generación de electricidad e incluso en el transporte por medio del gas natural comprimido (GNC). En la actualidad los principales consumidores de gas en Argentina son las centrales eléctricas, el sector residencial y las industrias. (María Florencia Zabaloy, Carina Guzowski, Marina Yesica Recalde, 2023)[4].

Nos enfrentamos a un fenómeno de calentamiento global y altos niveles de emisiones. Los gobiernos están tomando iniciativas y desarrollando planes futuros para fortalecer la sostenibilidad y mitigar los impactos. A nivel mundial, una de las estrategias es la de generar energía desplazando el carbón por el gas natural como así también utilizando otras fuentes de energía tales como las renovables, lo que ayudaría a la transición energética y sería menos perjudicial para el medio ambiente. A nivel local, en Argentina, casi no existe la posibilidad de reemplazar las centrales a carbón ya que en la actualidad solamente existe un complejo y a 3500 km del mayor consumo de energía, pero si existe la posibilidad de incrementar la oferta de gas natural como consecuencia de la mayor producción en la amplia región de Vaca Muerta e incrementar su transporte hacia las regiones de mayor demanda a través del nuevo gasoducto en construcción. En este contexto local se puede considerar la posibilidad de comenzar a reemplazar el uso de gas natural a nivel residencial por energía eléctrica, para redirigir este gas hacia turbinas generadoras de electricidad, como así también redirigir para el consumo de gas en el sector de transporte, muy utilizado en la Argentina. En ese escenario en la Región de La Plata, provincia de Buenos Aires, surgen las siguientes preguntas: **¿Para los usuarios, en términos de costo, puede ser viable optar por consumo totalmente eléctrico?** Y la segunda pregunta: **¿Para el país, en términos de cantidad de energía, puede ser más conveniente que los usuarios consuman solamente energía eléctrica?** Para poder dar respuesta a estas preguntas, se plantean varios objetivos específicos para poder llegar al objetivo general de este trabajo.

2. OBJETIVO

2.1 Objetivo general

Poner a disposición de los usuarios de energía residenciales, empresas constructoras y autoridades del sector de energía, un modelo de análisis de diferentes combinaciones entre la utilización de equipamiento eléctrico y a gas que permita establecer la configuración más viable respecto a los costos energéticos y al consumo energético.

2.2 Objetivos específicos

- Planificar espacios de un grupo de viviendas tipo departamento en configuración de PH.
- Definir equipamiento eléctrico y a gas natural con el que va a contar el edificio.
- Establecer diferentes escenarios en los que se use energía eléctrica (llamado Full Eléctrico) o una combinación de electricidad y gas (llamado Gas Maximizado), adaptándose a las condiciones térmicas de tres distintas temporadas del año (Cálida, Templada y Fría).
- Desarrollar el cuadro de potencia y energía para las diferentes combinaciones
- Calcular el costo de energía eléctrica y gas natural para los escenarios en función de los cuadros tarifarios vigentes.
- Calcular el gasto en unidades de energía para los consumos de electricidad y gas natural para los escenarios.

3. DESARROLLO

3.1 Definición del edificio y de las características climáticas de la ciudad de La Plata

El edificio está ubicado en La Plata, ciudad capital de la provincia de Buenos Aires, Argentina, en zona del casco urbano en la cual el terreno en el que está circunscripto ocupara un lote de 10 x 60 metros, la cual es la disposición de superficie más frecuente en dicha ciudad.

El edificio residencial cuenta con 8 departamentos distribuidos equitativamente en 4 pisos. Está ubicado en un lote de 600m², de los cuales 113 m² son cubiertos y 239 m² semicubiertos, 248 m² descubiertos en planta baja; dando como resultado un coeficiente de ocupación de suelo de 0.59, cuando el exigido por las ordenanzas vigentes de la municipalidad de La Plata es de 0.6, por lo que el edificio cumple con esta disposición. Los espacios cubiertos en planta baja se distribuyen en 72 m² de hall principal y 21,7 m² de sala de bombas, el resto ascensor y escaleras. En cada piso se ubican dos departamentos por piso, de características iguales dando como resultado un total de 8 departamentos de 100m² cubiertos cada uno. El techo de cada departamento se encuentra a 2,5 m de altura. La distribución de m² por departamento es la siguiente:

- Dormitorio de 12 m² con vestidor de 6 m² y baño privado de 5m². Todos estos ambientes calefaccionados por losa radiante.
- Dormitorio de 11 m² calefaccionado por losa radiante.
- Estudio 11 m².
- Comedor-hall de 27 m².
- Cocina de 10 m².
- Baño general de 5m².
- Balcón de 20 m².

El clima de la región es templado. Las temperaturas moderadas disminuyen progresivamente de norte a sur, y varían asimismo de este a oeste. En cuanto a las precipitaciones, no existe una barrera orográfica que actúe como barrera de los vientos húmedos. Por lo tanto, las lluvias se distribuyen regularmente. El promedio de precipitaciones es de 800 mm anuales. Es muy conocido el viento pampero que sopla desde el Suroeste es frío y seco, fuerte y hasta violento.

En La Plata, los veranos son calurosos, húmedos y mojados; los inviernos son fríos y ventosos y está parcialmente nublado durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 6 °C a 28 °C y rara vez baja a menos de 0 °C o sube a más de 33 °C. Las temperaturas medias de verano alcanzan los 20° y 25°, en invierno son de 7° y 11°.



Fig. 1: Distribución de temperaturas a lo largo del año.

La figura 1 muestra que la época Cálida dura aproximadamente 4 meses (desde fin de noviembre hasta fin de marzo), la Fría dura casi 5 meses (desde principio de mayo hasta fines de septiembre) y la época Templada dura unos 3 meses en 2 periodos separados.

3.2 Determinación del uso y fuente de energía en función de la tipología full eléctrico o gas maximizado

Cuando el clima es frío, es cuando el uso del gas natural adquiere mayor relevancia. Cuando el clima es templado no se climatiza. Cuando las condiciones son cálidas no se puede utilizar el gas para climatizar, por lo que la refrigeración utiliza energía eléctrica.

Para la tipología de Full Eléctrico

Para época cálida se climatizan los dormitorios y el hall-comedor a través de equipos de aire acondicionado de tecnología invertir, mientras que en época templada y fría no es necesario climatizar con frío. El tiempo de uso estimado es de 8 hs diarias por cada una de esas áreas.

Para época fría se climatizan los dormitorios y baños con losa radiante eléctrica, con un tiempo de uso de 4 horas. Mientras que el hall-comedor se utiliza el aire acondicionado en modo calor en un tiempo estimado de 2 horas diarias promedio y para el estudio una estufa eléctrica con un uso de 4 horas diarias. Tanto, para la época templada como calor no es necesario la climatización con calor. El agua caliente sanitaria se provee a través de un termotanque eléctrico cuyo funcionamiento promedio diario es de 4 hs. La cocción se realiza por medio de un anafe y horno eléctrico.

En cuanto a la refrigeración de alimentos y los electrodomésticos, utilizarán energía eléctrica para ambos escenarios, el de full eléctrico y el de gas maximizado.

Tipo de Uso	Fuente de Energía
Climatización fría	Energía Eléctrica
Climatización calor	Energía Eléctrica
Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Energía Eléctrica
Cocción	Energía Eléctrica
Refrigeración Alimentos	Energía Eléctrica
Electrodomésticos	Energía Eléctrica

Cuadro 1: Fuente de Energía por tipo de uso para escenario Full Eléctrico

Para la tipología de gas maximizado

Para época cálida se climatizan los dormitorios y el hall-comedor a través de equipos de aire acondicionado de tecnología invertir, mientras que en época templada y fría no es necesario climatizar con frío. El tiempo de uso estimado es de 8 hs diarias por cada una de esas áreas.

Para época fría se climatizan los dormitorios y baños con loza radiante a agua caliente por caldera acu tubular, con un tiempo de uso de 4 horas. Mientras que el hall-comedor se utiliza el aire acondicionado en modo calor en un tiempo estimado de 2 horas diarias promedio. y para el estudio una estufa del tipo tiro balanceado con un uso de 4 horas diarias Tanto para la época templada como fría con es necesario la climatización con calor.

El agua caliente sanitaria se provee a través de un termotanque a gas cuyo funcionamiento promedio diario es de 4 hs. La cocción se realiza por medio de un anafe y horno a gas.

En cuanto a la refrigeración de alimentos y los electrodomésticos, utilizarán energía eléctrica para ambos escenarios, el de full eléctrico y el de gas maximizado.

Tipo de Uso	Fuente de Energía
Climatización fría	Energía Eléctrica
Climatización calor	Gas
Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Gas
Cocción	Gas
Refrigeración Alimentos	Energía Eléctrica
Electrodomésticos	Energía Eléctrica

Cuadro 2: Fuente de Energía por tipo de uso para escenario Gas Maximizado

3.3 Determinación de los tipos de equipos y sus consumos o tamaños unitarios en función del tipo de fuente de energía

La selección del equipamiento se realiza en función de la tecnología actual disponible en el mercado y sus características de eficiencia energética. Para los tipos de climatización se lo selecciona en base a estimaciones sobre el lugar a refrigerar o calefaccionar, mientras que los otros equipos se estiman en base al uso de una familia tipo.

En el siguiente cuadro se detallan los datos técnicos de los equipos eléctricos seleccionados

Tabla 1: Detalle equipamiento eléctrico

	Cantidad	Capacidad o Potencia	Tipo de tecnología
Climatización:			
Losa radiante	39 m ²	0.14 kVA por m ²	Resistiva
A/A Chico	2	De 1800 a 2400 frig.	Inverter
A/A Grande	1	De 3925 a 5255 frig.	Inverter
Estufa	1	2200 W	Radiacion infrarroja
Agua caliente sanitaria:			
Termotanque	1	De 100L a 110L	Aislacion de poliuretano
Cocina:			
Anafe	2 Focos	2000 W	Inductivo
	2 Focos	1500 W	
Horno Grill	1	60 - 70 L	-
Horno Microondas	1	25 - 30 L	-
Pava electrica	1	2000 W	-
Refrigeración:			
Heladera	1	300 - 350 L	Inverter
Freezer	1	200 -300 L	Inverter
Electrónica:			
TV	3	55"	OLED
Notebook	3	-	-
Cargador de celular	3	-	-
Iluminación:			
Lampara	26	9 - 14 W	LED
Línea blanca:			
Lavarropas	1	10 kg	Inverter
Secarropas	1	6,5 kg	-

En el siguiente cuadro se detallan los datos técnicos de los equipos a gas

Tabla 2: Detalle equipamiento a gas.

	Cantidad	Capacidad o Potencia	Tipo de tecnología
Climatización:			
Losa radiante	39 m ²	32.000 Kcal/h	Caldera acutubular - GN
Estufa	1	2000 Kcal/h	Tiro balanceado - GN
Agua caliente sanitaria:			
Termotanque	1	De 100L a 110L	Aislacion de poliuretano - GN
Cocina:			
Anafe	1 Quemador	800 Kcal/h	Gas natural
	2 Quemadores	1.450 Kcal/h	
	1 Quemador	2.200 Kcal/h	
Horno	1	2.900 Kcal/h	Gas natural

3.4 Determinación de la demanda en 2 escenarios

El análisis comparativo entre los costos económicos y energéticos de la electricidad y el gas natural se realizan para dos escenarios y en 3 épocas del año: fría, templada y cálida; dando como resultado 6 estadios de análisis. Como se describe en Tabla 3.

Tabla 3: Clasificación de escenarios, épocas y estadios.

		Escenario	
		Full eléctrico	Gas maximizado
Época	Frio	Estadio "Full eléctrico frío"	Estadio "Gas frío"
	Templado	Estadio "Full eléctrico templado"	Estadio "Gas templado"
	Cálido	Estadio "Full eléctrico calor"	Estadio "Gas calor"

La energía utilizada en cada uno de los estadios se determina realizando la sumatoria del consumo de equipos, el cual es función de la demanda (potencia), de su uso diario, cantidad de equipos y el tipo de uso. A continuación, se da el resultado de 2 de los 6 estadios.

3.4.1 Estadio Full eléctrico frío

En la tabla 4 se muestran los consumos de energía eléctrica de cada equipamiento, durante la época fría, abarca desde principio de mayo hasta fines de septiembre, para el escenario Full Eléctrico, estadio full eléctrico frío.

Tabla 4: Cuadro de detalle de consumos de equipamiento eléctrico.

Fuentes de energía		Transformaciones					Grupos de equipamiento	
		Cantidad	Tiempo de uso diario [Hs]	Potencia [kW]	Energía mensual [kWh]	Descripción	Porcentaje del consumo	
Electricidad 1527,69 kWh	A/A 4500 frigorías inverter Carrier	1	2	1,55	93	Climatización	66,26%	
	A/A 2270 frigorías inverter Carrier	2	0	0,59	0			
	Calefactor eléctrico Liliana	1	4	2,2	264			
	Losa radiante [m2] Floorheating	39	4	0,14	655,2			
	Termotanque eléctrico 106 Lts Ecotermo	1	4	2	240	Agua Caliente Sanitaria (ACS)	15,71%	
	Anafe eléctrico Florencia - Foco chico	2	0,5	1,5	45	Cocina	11,39%	
	Anafe eléctrico Florencia - Foco grande	2	0,5	2	60			
	Horno eléctrico Whirpool	1	0,25	2,4	18			
	Microondas 28l BGH	1	0,5	1,4	21			
	Pava eléctrica Liliana	1	0,5	2	30			
	Heladera con freezer Samsung	1	2	0,38	22,8	Refrigeración	2,47%	
	Freezer pozo Gafa	1	2	0,25	15			
	TV OLED 55" Phillips	3	2	0,122	21,96	Electrónica	1,76%	
	Notebook Genérico	3	2	0,022	3,96			
	Cargador celular Generico	3	2	0,005	0,9			
	Lámparas LED Osram	26	3	0,009	21,06	Iluminación	1,38%	
	Lavarropas Drean	1	0,5	0,35	5,25	Línea blanca	0,66%	
	Secarropas centrifugo Drean	1	0,5	0,32	4,8			
	Secador de pelo Taiff Vulcan	1	0,08	2,4	5,76	Cuidado personal	0,38%	

Con los datos obtenidos del cuadro de consumo y el cuadro tarifario a febrero de 2024 de la empresa distribuidora de energía eléctrica en la región de La Plata (EDELAP), se determina el costo de la energía eléctrica consumida en el departamento.

Tabla 5: Cuadro tarifario. Estadio: Full eléctrico frío.

	Duración del período [meses]	Consumo mensual eléctrico [kWh]	Consumo eléctrico [kWh] del período	Encuadre tarifario	Electricidad cargo fijo	Electricidad cargo variable	Costo mensual	Costo del período
Full Eléctrico Frio	5	1527,69	7638,45	T1-R2 8	\$ 8.607,50	\$ 12,2546	\$ 27.328,73	\$ 136.643,65

3.4.2 Estadio Gas frío

En la tabla 6 se muestran los consumos de energía eléctrica y de gas de cada equipamiento, durante la época fría, abarca desde principio de mayo hasta fines de septiembre, para el escenario Gas Maximizado, estadio gas frío.

Tabla 6: Cuadro de detalle de consumos de equipamiento eléctrico y a gas. Estadio: Gas frío.

Fuentes de energía	Transformaciones						Grupos de equipamiento		
	Cantidad	Tiempo de uso diario [Hs]	Potencia [kW]	Energía mensual [kWh]		Descripción	Porcentaje del consumo		
Electricidad 215,49 kWh	A/A 4500 frigorías inverter Carrier	1	2	1,55	93		Climatización	43,16%	
	A/A 2270 frigorías inverter Carrier	2	0	0,59	0				
	Heladera con freezer Samsung	1	2	0,38	22,8		Refrigeración	17,54%	
	Freezer pozo Gafa	1	2	0,25	15				
	TV OLED 55" Phillips	3	2	0,122	21,96		Electrónica	12,45%	
	Notebook Generico	3	2	0,022	3,96				
	Cargador celular Generico	3	2	0,005	0,9				
	Lámparas LED Osram	26	3	0,009	21,06				
	Microondas 28l BGH	1	0,5	1,4	21		Cocina	9,75%	
	Lavarropas Drean	1	0,5	0,35	5,25		Línea blanca	4,66%	
	Secarropas centrifugo Drean	1	0,5	0,32	4,8				
	Secador de pelo Taiff Vulcan	1	0,08	2,4	5,76		Cuidado personal	2,67%	
		Cantidad	Tiempo de uso diario [Hs]	Potencia [Kcal/h]	Energía m3/h	Energía mensual kWh			
Gas 501,05 m3	Caldera Diva Unica - Losa radiante (39m2)	1	4	32000	3,44	412,90	4465,92	Climatización	87,56%
	Estufa Eskabe tiro balanceado	1	4	2000	0,22	25,81	279,12		
	Termotanque Longvie 110 Lts	1	2	8200	0,88	52,90	572,20	Agua Caliente Sanitaria (ACS)	10,56%
	Horno Orbis	1	0,5	2900	0,31	4,68	50,59	Cocina	1,88%
	Anafe Longvie - Quemador chico	1	0,25	800	0,09	0,65	6,98		
	Anafe Longvie - Quemador mediano	2	0,25	1450	0,16	2,34	25,30		
	Anafe Longvie - Quemador grande	1	0,25	2200	0,24	1,77	19,19		

Con los datos obtenidos del cuadro de consumo y el cuadro tarifario a febrero de 2024 de la empresa distribuidora de energía eléctrica en la región de La Plata (EDELAP), se determina el costo de la energía eléctrica consumida en el departamento.

Tabla 7: Cuadro tarifario. Estadio: Gas frío.

	Duración del período [meses]	Consumo mensual eléctrico [kWh]	Consumo eléctrico [kWh] del período	Encuadre tarifario	Electricidad cargo fijo	Electricidad cargo variable	Costo mensual eléctrico	Consumo mensual de gas [m3]	Consumo de gas [m3] del período	Encuadre tarifario	Gas cargo fijo	Gas cargo variable	Costo mensual de gas	Costo total del período
Gas Frío	5	215.49	1077.45	T1-R2 1	\$ 992.97	\$ 8.2985	\$ 2.781.21	501.05	501.05	R3-4	\$ 2.538.24	\$ 22.565865	\$ 13.844.83	\$ 83.130.22

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el análisis de resultados primero se presentan dos cuadros resumen, uno para el segmento de consumidores del segmento medio, nivel 3 y otro para el segmento de consumidores de mayores recursos, nivel 1.

4.1. Resumen de gasto anual para segmento nivel 3

En el siguiente cuadro se aprecia un resumen de cada escenario y época, en cuanto al gasto energético y el costo económico.

Los costos se determinan con una segmentación de tarifa de nivel 3, la cual corresponde a una vivienda de ingresos medios, ya que es al sector de la población a la cual apunta principalmente este trabajo.

Tabla 8: Resumen de gasto anual (Nivel 3). Comparación de los resultados de los diferentes escenarios.

Estadio		Consumo mensual eléctrico [kWh]	Consumo mensual de gas [m3]	Duración del período [meses]	Consumo eléctrico [kWh] del período	Consumo de gas [m3] del período	Consumo eléctrico [\$] del período	Consumo de gas [\$] del período
Escenario	Época							
Full electricidad	Frío	1527.69		5	7638.45		\$ 136,643.65	
	Templado	515.49		3	1546.47		\$ 27,122.67	
	Cálido	1170.69		4	4682.76		\$ 85,461.70	
Total anual	Año			12	13867.68		\$ 249,228.02	
Gas maximizado	Frío	215.49	501.05	5	1077.45	2505.24	\$ 13,906.07	\$ 69,224.15
	Templado	122.49	62.34	3	367.47	187.02	\$ 4,657.57	\$ 11,834.90
	Cálido	777.69	62.34	4	3110.76	249.35	\$ 66,392.55	\$ 15,779.87
Total anual	Año			12	4555.68	2941.61	\$ 84,956.19	\$ 96,838.92
							\$ 181,795.11	

4.2. Resumen de gasto anual para segmento nivel 1

Los costos se determinan con una segmentación de tarifa de nivel 1, la cual corresponde a una vivienda de ingresos altos, con el fin de comparar y conocer cuánto costaría la energía sin el subsidio estatal.

Tabla 9: Resumen de gasto anual sin subsidio (Nivel 1). Comparación de los resultados de los diferentes escenarios.

Estadio		Consumo mensual eléctrico [kWh]	Consumo mensual de gas [m3]	Duración del período [meses]	Consumo eléctrico [kWh] del período	Consumo de gas [m3] del período	Consumo eléctrico [\$] del período	Consumo de gas [\$] del período
Escenario	Época							
Full electricidad	Frío	1527.69		5	7638.45		\$ 292,748.36	
	Templado	515.49		3	1546.47		\$ 58,727.57	
	Cálido	1170.69		4	4682.76		\$ 181,161.86	
Total anual	Año			12	13867.68		\$ 532,637.79	
Gas maximizado	Frío	215.49	501.05	5	1077.45	2505.24	\$ 35,925.59	\$ 131,090.33
	Templado	122.49	62.34	3	367.47	187.02	\$ 12,165.06	\$ 18,158.07
	Cálido	777.69	62.34	4	3110.76	249.35	\$ 129,966.22	\$ 24,210.76
Total anual	Año			12	4555.68	2941.61	\$ 178,056.87	\$ 173,459.16
							\$ 351,516.03	

El análisis se centra en dos escenarios: uno denominado “Full Eléctrico” y otro llamado “Gas Maximizado”. Ambos escenarios se aplican a un edificio con características previamente descritas. Se evalúan los consumos eléctricos y los consumos de gas natural en ambos escenarios, para luego traducirlos a costos monetarios utilizando las tarifas vigentes. De este modo, se presenta la cantidad total de energía utilizada para habitar los departamentos en el escenario “Full Eléctrico” en kilovatios-hora (kWh), así como la energía correspondiente al caso “Gas Maximizado”. En este último caso, es importante mencionar que se realiza la conversión de metros cúbicos de gas a su equivalente en kWh anual, para poder mostrar la comparación en la tabla 10 Matriz de decisión. Como también se muestra los gastos económicos anual asociados a ambos tipos de consumo.

4.3 Matriz de decisión

En la tabla 10 se observan los gastos energéticos y los costos económicos anuales para los diferentes escenarios. Resaltando en color verde las combinaciones más favorables desde el punto de vista energético y/o económico y en color naranja los más desfavorables.

Tabla 10: Matriz de decisión.

Opciones	Criterios de selección	
	Gasto energético anual (kWh)	Gasto económico anual (\$)
Full Eléctrico	13,867,68	249,228,02
Gas Maximizado	36,679,80	181,795,11

5. CONCLUSIONES

En Argentina y específicamente en la ciudad de La Plata, provincia de Buenos Aires, en los últimos años la mayoría de los edificios de viviendas se construyen enfocando a la menor cantidad de fuentes de energía y la tendencia es utilizar la mayor cantidad de equipos con energía eléctrica. Este trabajo trata de aportar datos e información que permita ayudar a elegir la fuente de energía más adecuada. La información disponible permite tomar decisiones de impacto económico, en este sentido el gas natural se presenta como la opción más favorable para los usuarios en función de los cuadros tarifarios de febrero de 2024, es decir que el gasto económico anual es menor cuando se utiliza la opción de “Gas Maximizado” en comparación con la “Full Eléctrico”. Este criterio es especialmente relevante para las familias, que buscan optimizar sus recursos sin sacrificar el confort. Pero la configuración “Full Eléctrico” es la que menos energía consume, por lo tanto, desde la visión de la matriz de fuentes de energía, esta última configuración es más favorable para el sistema y a medida que las tecnologías avanzan y las energías renovables se vuelven más accesibles, esta opción podría favorecer la reducción de costos de la energía eléctrica, por lo tanto

debería ser un factor de motivación para pensar en políticas que aceleren la incorporación de energías renovables en la red. En cuanto a la metodología para determinar la conveniencia de la alternativa más adecuada, ésta se adapta a otras regiones y tarifas con el simple reemplazo de los valores de cuadro tarifarios al momento de la determinación. Pero se debe tener en cuenta que no se agregó el análisis del costo de capital de cada una de las opciones, el cual puede cambiar en el tiempo. Por lo tanto, queda abierta la posibilidad de agregar la variable de costo de capital de cada opción para mejorar la calidad de la decisión.

6. AGRADECIMIENTOS

Nuestro agradecimiento a los Profesores e Investigadores Maccarone, José Luis; Abraham, Abel; Pascual, Osvaldo; a la Cátedra de Proyecto Final, al Laboratorio LEEA del grupo TSSE perteneciente al Centro de Investigación y Desarrollo CODAPLI de la UTN La Plata

7. REFERENCIAS.

- [1] Ortiz, C. M., & Zabaloy, M. F. (2022). El Gas No Convencional de Vaca Muerta como recurso estratégico para la Argentina: evolución y tendencias. *Ejes De Economía Y Sociedad*, 6(11), 530–560. <https://doi.org/10.33255/25914669/61035>
- [2] Arceo, N., Zack, G., Gonzalez, D., (2022). Exportar GNL: Un marco regulatorio para el futuro: FUNDAR Recuperado de https://fund.ar/wpcontent/uploads/2022/09/Fundar_Exportar_GNL.pdf
- [3] Guerrero, A., (2021). Dinámicas Complejas de la geopolítica del gas en Sudamérica. En *Energía y Desarrollo Sustentable: Geopolítica de los hidrocarburos y Seguridad Energética*, CLACSO . Recuperado de https://www.clacso.org/wp-content/uploads/2021/02/V3_Energia-y-Desarrollo-Sustentable_N3.pdf
- [4] Zabaloy, M.F., Guzowski, C. and Recalde, M.Y. (2023) Políticas Públicas para la Transición Energética Argentina: Pasado, presente y futuro, *Revista estudios de políticas públicas*. Recuperado de at: https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0719-62962023000100095&script=sci_arttext (Accessed: 20 January 2024).
- [5] Bonilla, D., García, A.L. and Castrillo, A.C. (2023) El Efecto Rebote del Consumo de Gas Natural: El Caso de Generación Eléctrica en la Reforma Energética, *Investigación Económica*. Available at: <https://www.revistas.unam.mx/index.php/rie/article/view/81564> (Accessed: 29 January 2024).
- [6] El clima en La Plata, el tiempo por mes, temperatura promedio (Argentina) (no date) Weatherspark.com. Recuperado at: <https://es.weatherspark.com/y/29088/Clima-promedio-en-La-Plata-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-Temperature> (Accessed: 29 January 2024).
- [7] Re, M.G., Filippín, C. and Blasco Lucas, I. (2018) Consumos Energéticos de gas natural y electricidad en edificios Escolares del área Metropolitana de San Juan, Argentina. *Análisis Estadístico en función de variables ARQUITECTÓNICAS*, *Revista hábitat sustentable*. Available at: https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0719-07002018000200104&script=sci_arttext&lng=en (Accessed: 29 January 2024).

Estudio preliminar sobre la producción de biohidrógeno a partir del mucílago de café en un biorreactor semicontinuo: efecto del ácido láctico.

Correa-Villa, Cindy^{1,3}, Moreno-Cardenas, Edilson², de Bruijn, Johannes^{1,4}

¹ Facultad de Ingeniería Agrícola, Universidad de Concepción, Chillán, Chile

² Facultad de Ingeniería Agrícola, Universidad Nacional de Colombia

³ cicorrea@udec.cl; ² elmorenoc@unal.edu.co; ⁴ jdebruij@udec.cl

RESUMEN.

El hidrógeno producido por fermentación oscura es una alternativa sostenible para la generación de energía, utilizando residuos orgánicos como sustrato. En este estudio, se evaluó la influencia del ácido láctico en la producción de biohidrógeno en un biorreactor semicontinuo alimentado con mucílago de café fermentado. A lo largo de 32 días de operación, se observó que el ácido láctico, aunque presente en menor concentración que los ácidos acético y butírico, fue consumido consistentemente, lo que sugiere su importancia en el proceso de fermentación. Los resultados muestran que una alta concentración de ácido láctico, junto con una baja concentración de carbohidratos, puede mejorar la producción de hidrógeno, replicando efectos similares reportados en la literatura. Además, el modo de operación semicontinuo permitió un control eficiente de la concentración de sustrato, favoreciendo la estabilidad y eficiencia del proceso. La investigación concluye que el ácido láctico puede desempeñar un papel crucial como sustrato en la fermentación oscura, y que la selección de condiciones operativas adecuadas es fundamental para maximizar la producción de biohidrógeno. Este trabajo aporta nuevas perspectivas sobre la valorización de residuos agrícolas como el mucílago de café, contribuyendo al desarrollo de tecnologías sostenibles para la producción de energía limpia.

Palabras Claves: Ácido láctico, Biohidrógeno, Biorreactor semicontinuo, Fermentación oscura, Mucílago de café

Área Temática: Energías alternativas y sustentabilidad- Energía y Medio Ambiente.

Categoría del Trabajo: Trabajo de docentes y/o investigadores

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es reconocido como un componente clave para la transición hacia una economía más sostenible y libre de carbono. Sin embargo, la producción masiva de hidrógeno sin impacto ambiental sigue siendo un desafío significativo, ya que la mayor parte del hidrógeno actual proviene de fuentes fósiles [1]. La producción de biohidrógeno (bioH_2) mediante fermentación oscura es una tecnología prometedora que utiliza residuos orgánicos como sustrato, contribuyendo así a la economía circular y a la gestión sostenible de la biomasa [2]. No obstante, a pesar de su potencial, la estabilidad y eficiencia del proceso a escala industrial continúa siendo un reto, principalmente debido a la dinámica compleja de las poblaciones microbianas involucradas [3]

Un desafío clave en la fermentación oscura es la influencia del ácido láctico, un producto del metabolismo de bacterias ácido-lácticas (BAL) que puede inhibir la producción de hidrógeno [4]. Sin embargo, investigaciones recientes sugieren que, bajo ciertas condiciones, el ácido láctico puede ser metabolizado por bacterias productoras de hidrógeno, mejorando así la estabilidad del proceso [4], [5]. Esta ambigüedad en el rol del ácido láctico y las BAL en la fermentación oscura subraya la necesidad de desarrollar estrategias operacionales que optimicen el uso del ácido láctico como sustrato, especialmente en sistemas semicontinuos utilizando residuos agrícolas y agroindustriales como el mucílago de café [6], [7]

El modo de operación semicontinuo en biorreactores presenta ventajas en el control de la concentración del sustrato dentro del reactor, lo que puede incrementar la productividad y los rendimientos del producto [7]. Sin embargo, la efectividad de esta operación depende del tipo de sustrato y las estrategias de alimentación implementadas. Por tanto, esta investigación se centra en estudiar el efecto del ácido láctico sobre la producción de hidrógeno en la fermentación oscura en un biorreactor semicontinuo, utilizando mucílago de café fermentado como sustrato.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Procesamiento del mucílago de café

El mucílago de café fresco fue obtenido mediante un desmucilagador mecánico en la finca "La Esmeralda" (Santa Bárbara, Antioquia, Colombia). El mucílago fue recolectado y transportado al Laboratorio de Energías Alternativas de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, donde se llevó a cabo su fermentación durante 48 horas bajo condiciones ambientales locales (temperatura mínima de 16°C y máxima de 28°C). Posteriormente, el mucílago fermentado fue almacenado a 4°C hasta su uso en los experimentos. La composición química media del mucílago de café fresco, en base humedad, incluye un 8.55% de carbohidratos, 0.93% de proteína, 0.12% de lípidos, 0.17% de ácido láctico, 0.12% alcohol y 0.43% cenizas [8].

2.2. Inóculo

El inóculo utilizado en los experimentos provino del microbioma endógeno presente en el mucílago de café, que fue enriquecido con un consorcio bacteriano aislado y caracterizado en [9] como productor de hidrógeno. Este consorcio incluye las cepas *Micrococcus luteus*, *Kocuria cristinae*, *Brevibacillus laterosporus*, *Bacillus farraginis/smithii/fordii* y *Streptococcus uberis*. Las cepas fueron cultivadas en placas de agar nutritivo solidificado bajo condiciones estériles en una cámara de flujo laminar. Cada cepa fue incubada a 33°C durante 72 horas. Posteriormente, colonias seleccionadas fueron transferidas a tubos de ensayo estériles que contenían 10 mL de caldo de tripticasa de soya (TSB, siglas en inglés) y fueron incubadas a 33°C durante 72 horas.

2.3. Funcionamiento del biorreactor semicontinuo

Se utilizó un biorreactor semicontinuo de 20 L de acero inoxidable, equipado con control de temperatura y agitación mecánica. El biorreactor fue llenado hasta el 60% de su capacidad con mucílago de café fresco y operado en modo batch durante 24 horas para permitir la adaptación del inóculo, siguiendo las condiciones operativas propuestas en [9]. Tras el periodo de adaptación, el biorreactor se operó en modo semicontinuo con un tiempo de retención hidráulica (TRH) de 2 días, a una temperatura de $33 \pm 5^\circ\text{C}$ y un pH mantenido entre 6.0 y 6.5 mediante la adición de Na_2CO_3 . Cada 16 horas, se extrajo el 33% del volumen del fermentado, reemplazándolo con una cantidad equivalente de sustrato.

2.4. Análisis fisicoquímicos

El volumen de bioH₂ producido se midió utilizando un gasómetro (marca Metrex G2,5 con presión de 0,040 m³/h presión máxima de 40 kpa) conectado a la salida del gas en el biorreactor. Las muestras líquidas recolectadas a lo largo a la operación del biorreactor semicontinuo se analizaron para determinar la concentración de ácido orgánicos, incluidos el ácido láctico, acético, butírico y propiónico mediante cromatografía líquida de alto desempeño (HPLC). Se utilizó HPLC Modular De Alto Desempeño Shidmazu Prominence, equipado con un detector de índice de refracción RID-20A con sensor LC y un detector UV con sensor PDA. La separación de los analitos se realizó en una columna Aminex HPX-87H bajo condiciones específicas: temperatura de 55°C, flujo de 0,6 mL/min con H₂SO₄ 0.005 M como fase móvil, y un volumen de inyección de 20 µL. El pH de las muestras fue medido utilizando un equipo portátil digital (LTLutron) con un electrodo Sensorex S450CD, adecuado para muestras viscosas.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El mucílago de café, debido a su composición microbiana y química, es fácilmente fermentado de manera natural a condiciones ambientales del área de estudio, lo que resulta en una disminución del pH inicial de 4,5 a 3,5 al final de la fermentación. Este descenso en el pH es atribuible a la rápida degradación de carbohidratos, que son los principales componentes del mucílago, por el microbioma endógeno. Este microbioma está compuesto principalmente por BAL como *Lactobacillus acidophilus*, *Lactobacillus fermentum*, *Lactobacillus plantarum* y *Streptococcus faecalis*, las cuales producen ácidos orgánicos como el ácido láctico, acético y fórmico, que son responsables de la acidificación del mucílago de café [10].

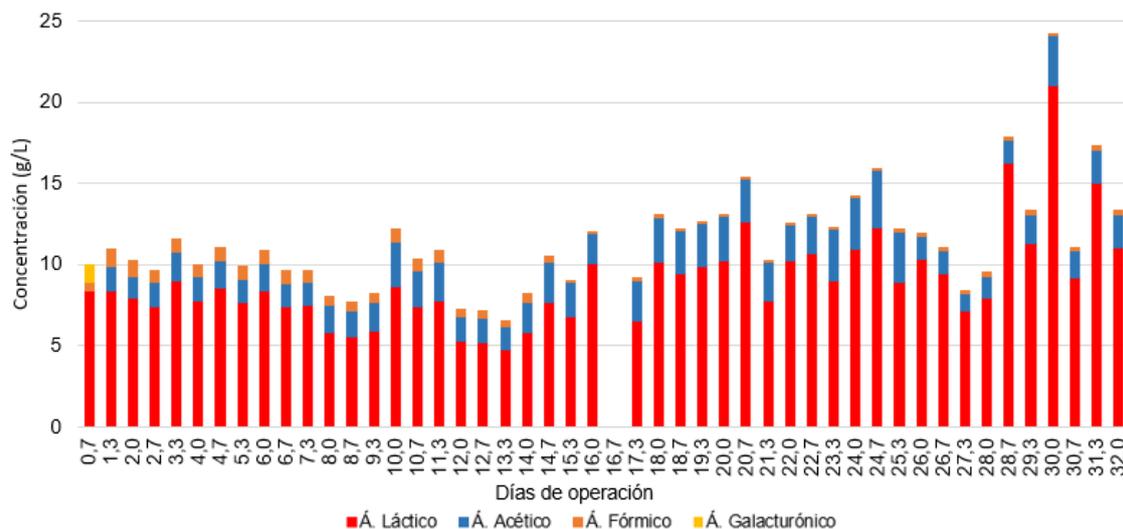


Figura 1. Composición de ácidos orgánicos en mucílago de café fermentado utilizado como sustrato en la alimentación del biorreactor semicontinuo operado a un TRH de 2 días

El mucílago de café fermentado fue utilizado como sustrato en la alimentación del biorreactor semicontinuo, operado a un TRH de 2 días, manteniendo la concentración de ácido láctico en la alimentación alrededor de 10 g/L durante todo el período de operación del biorreactor, que se extendió por 32 días (Figura 1). Durante el proceso de fermentación oscura, la producción de bioH₂ estuvo acompañada por la generación de ácidos orgánicos. En la Figura 2, se observa el perfil de los ácidos orgánicos junto con el volumen de bioH₂ producido en la salida del biorreactor a lo largo de la operación. El comportamiento de los ácidos orgánicos durante la operación del biorreactor reveló tendencias clave que sugieren la importancia del ácido láctico en la producción de bioH₂, debido a su menor concentración en comparación con los ácidos acético, butírico y propiónico, y dado que la concentración del ácido láctico que ingresa es considerablemente mayor que la que sale del biorreactor. Según el estudio presentado en [11], una alta concentración de ácido láctico combinada con una baja concentración de carbohidratos en la alimentación favorece significativamente la producción de H₂. En esta investigación, el uso de mucílago de café fermentado, un sustrato con baja disponibilidad de carbohidratos y alta concentración de ácido láctico podría estar replicando este efecto.

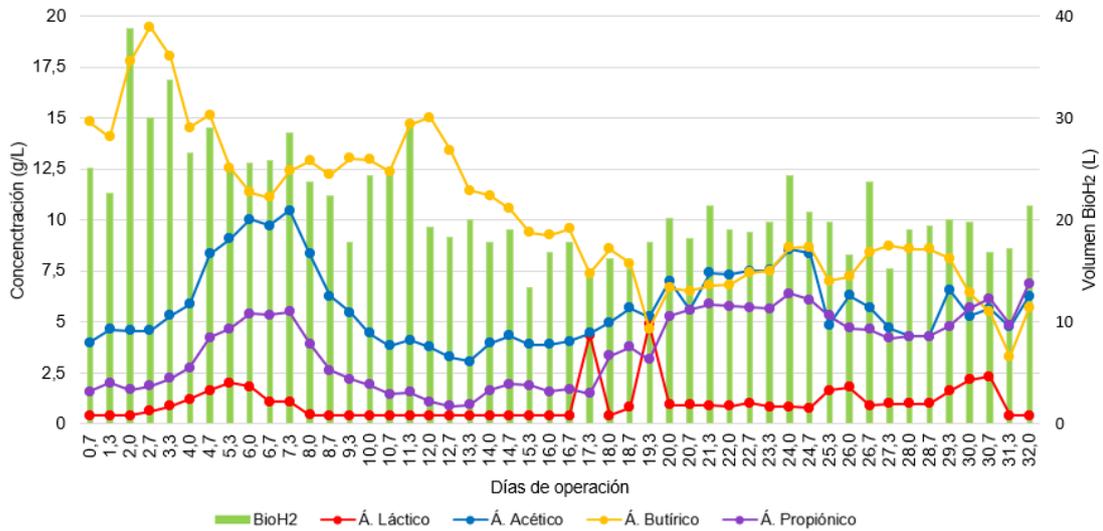


Figura 2. Producción de bioH_2 y concentraciones de los ácidos láctico, acético, butírico y propiónico en la salida del biorreactor semicontinuo operado a un TRH de 2 días.

Para comprender mejor la influencia de estos ácidos en el proceso de producción de bioH_2 , se analizó la tendencia del consumo y generación de los ácidos láctico, acético, butírico y propiónico a lo largo de los días de operación del biorreactor. El ácido láctico mostró una tendencia de consumo consistente de 3 g/L en promedio a lo largo de los días de operación, como se observa en la Figura 3(a). Esta tendencia sugiere que el ácido láctico es activamente utilizado durante el proceso de fermentación. A pesar de ser el ácido menos abundante en la salida del sistema, su consumo parece estar correlacionado con la producción de bioH_2 . Estos hallazgos son coherentes con la hipótesis de que el ácido láctico puede mejorar la producción de hidrógeno al actuar como un sustrato adicional para las bacterias productoras de hidrógeno. Este resultado refuerza estudios previos que han reportado un efecto positivo del ácido láctico, aunque su papel exacto en la producción de bioH_2 aún no ha sido completamente esclarecido, ya que otros estudios han encontrado resultados contradictorios [4], [12].

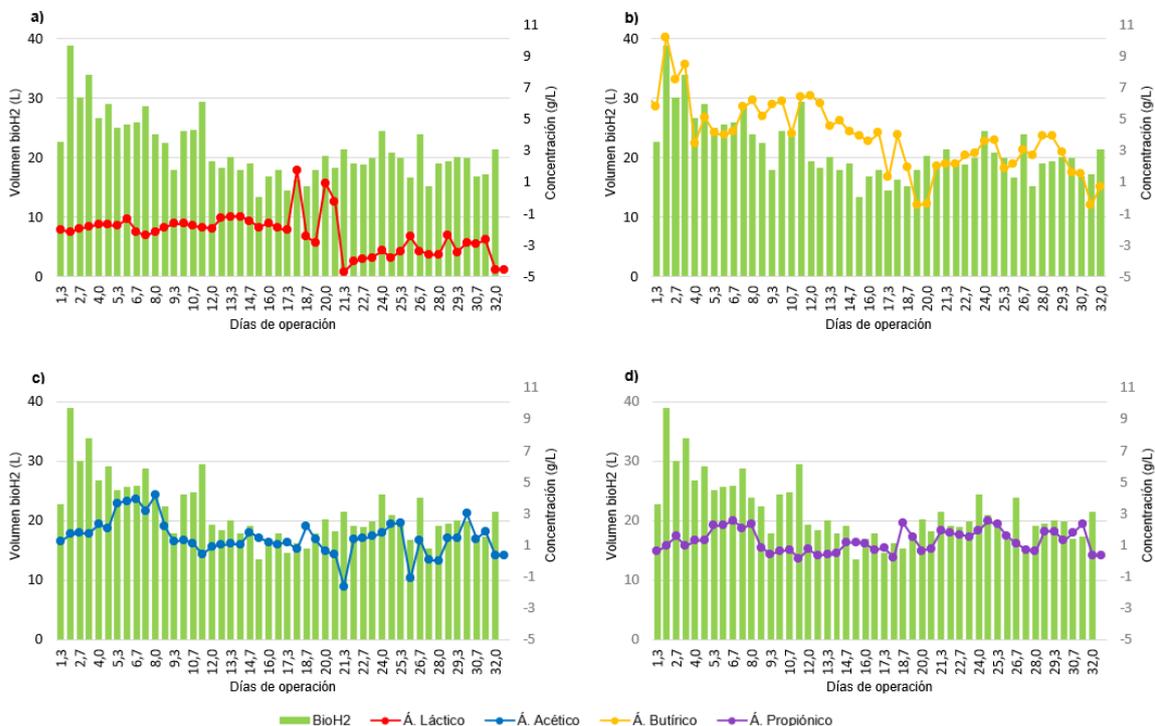


Figura 3. Variación en la concentración de ácidos orgánicos durante la producción de bioH_2 en el biorreactor semicontinuo: (a) consumo de ácido láctico; (b) generación de ácido acético; (c) generación de ácido butírico; (d) generación de ácido propiónico.

En contraste, los ácidos acético, propiónico y butírico fueron generados de manera constante durante todo el período de operación (Figura 3(b-d)), con una mayor prevalencia del ácido butírico. La acumulación de ácido butírico destaca su papel como el ácido orgánico más prevalente en el

proceso, lo que sugiere que su generación estuvo vinculada con vías metabólicas específicas que favorecieron la producción de bioH₂. Según en [13], la evolución de la comunidad microbiana está estrechamente vinculada con la producción de hidrógeno, particularmente a través de la conversión de lactato en butirato, CO₂ e hidrógeno. En el contexto de nuestro estudio, es probable que la dinámica microbiana haya evolucionado de manera similar, ajustándose para maximizar la producción de hidrógeno a lo largo del tiempo. Esto refuerza la importancia de comprender y controlar las interacciones microbianas para optimizar las condiciones de operación del biorreactor y mejorar la eficiencia del proceso.

Por otro lado, algunos autores han resaltado el consumo simultáneo del ácido láctico y acético para la generación de H₂ y ácido butírico, como se menciona en [14]. Sin embargo, es posible que esta ruta metabólica haya sido poco frecuente en nuestro experimento, dado que el mayor volumen de bioH₂ se presentó en los días en que hubo una mayor generación de ácido acético y ácido butírico. En [15] se resaltó que la conversión del ácido láctico alcanzó la mayor producción de hidrógeno cuando la concentración del ácido acético fue mucho mayor que la del ácido butírico durante la fermentación oscura del mucílago de café combinado con residuos de frutas y verduras en un biorreactor discontinuo.

Finalmente, aunque el ácido propiónico fue menos prevalente que los ácidos butírico y acético, mostró una tendencia de generación constante. En todo proceso de fermentación oscura para la producción de bioH₂, sería ideal mantener una concentración nula de ácido propiónico, dado que su formación se asocia con rutas metabólicas que consumen H₂ y ácido láctico, reduciendo la eficiencia del proceso. Estos resultados subrayan la importancia de monitorear la generación de estos ácidos como indicadores clave para el rendimiento del biorreactor, donde la relación entre la concentración de estos ácidos y la producción de bioH₂ sugiere que el control de estas vías metabólicas es clave para optimizar la eficiencia del proceso. Además, la acumulación de butirato puede ser un indicador de rutas metabólicas favorables que también producen hidrógeno, lo que subraya la importancia de ajustar la concentración del ácido láctico que ingresa al biorreactor.

De manera similar, en [16] se realizó una fermentación previa para producir ácido láctico a partir de los carbohidratos presentes en vinaza de tequila. Luego, el ácido láctico fue utilizado como sustrato para una fermentación oscura en modo continuo. A partir de sus resultados, en [16] se sugirió que los procesos de fermentación oscura basados en ácido láctico podrían lograr una producción de hidrógeno alta y estable a través del enriquecimiento de bacterias consumidoras de ácido láctico y productoras de hidrógeno, mediante la selección de condiciones y estrategias de operación, tales como la operación de los biorreactores en condiciones de limitación en carbohidratos y TRH bajos, lo que permite reducir la presencia de poblaciones microbianas perjudiciales que comprometen la productividad y la estabilidad del bioproceso.

En los ensayos realizados, aunque no se midió la proporción de hidrógeno en el gas producido (bioH₂), el volumen total de bioH₂ generado fue comparable con otros estudios reportados en la literatura. Durante los días de operación 3 y 22, se midió la demanda química de oxígeno (DQO) en la entrada y salida del biorreactor, lo que permitió determinar el rendimiento en términos de la carga orgánica utilizada. Los rendimientos obtenidos fueron de 12,24 LbioH₂/gDQO_{removida} y 9,85 LbioH₂/gDQO_{removida}, respectivamente. Estos valores superaron el rendimiento reportado por [16], donde se alcanzó un rendimiento de 0,52 LbioH₂/gDQO_{removida} empleando vinaza de tequila en un sistema continuo operado a un TRH de 6 horas, a 35°C y pH 5,8. Sin embargo, nuestros resultados fueron inferiores a los valores reportados en [15], que obtuvo un rendimiento de 15,35 LbioH₂/gDQO_{removida} utilizando una mezcla de mucílago de café y residuos de frutas y verduras en un biorreactor discontinuo operado bajo condiciones de temperatura de 30°C y pH de 6,0. Esto sugiere que el sistema semicontinuo implementado en este estudio es capaz de mantener un rendimiento prolongado de biohidrógeno, aunque aún existen oportunidades de optimización.

Estos hallazgos destacan la necesidad de continuar investigando las condiciones que potencialicen el uso del ácido láctico como sustrato para producir hidrógeno por fermentación oscura de residuos orgánicos en un sistema semicontinuo. Este sistema, que combina las ventajas de la operación continua y discontinua, permite un control de la concentración y consumo del sustrato, así como la inhibición de productos solubles dentro del biorreactor, mejorando así la productividad y estabilidad del bioproceso. La selección de un consorcio microbiano uniforme, consumidor de ácido láctico y productor de hidrógeno, abre el camino para que sustratos abundantes y de bajo costo, como los residuos orgánicos, puedan ser empleados en la generación de hidrógeno por fermentación oscura sin requerir esterilización previa.

4. CONCLUSIONES.

Los resultados de esta investigación subrayan el papel crucial del ácido láctico en la producción de bioH₂ mediante fermentación oscura, especialmente en un sistema semicontinuo utilizando mucílago de café como sustrato. A pesar de ser el ácido menos abundante en el sistema en comparación con otros ácidos orgánicos como el acético y el butírico, el ácido láctico mostró una tendencia de consumo consistente que parece estar correlacionada con la producción de bioH₂. Este comportamiento sugiere que el ácido láctico podría actuar como un sustrato adicional clave para las bacterias productoras de hidrógeno.

Además, la investigación demuestra que la operación semicontinua, aunque menos estudiada que las operaciones en batch o continuo, tiene un potencial significativo para mejorar la productividad y estabilidad del proceso de fermentación oscura, especialmente cuando se utilizan sustratos como el mucílago de café. Los hallazgos indican que un manejo adecuado de la concentración de sustrato y la selección de un consorcio microbiano optimizado pueden maximizar la producción de bioH₂ y minimizar la formación de subproductos indeseados como el ácido propiónico.

Estos resultados abren nuevas oportunidades para optimizar la producción de hidrógeno a partir de residuos orgánicos, contribuyendo así al desarrollo de tecnologías más sostenibles y eficientes en la gestión de biomasa y producción de energía. Futuros estudios deberán enfocarse en perfeccionar las condiciones operacionales que potencialicen el uso de ácido láctico como sustrato en sistemas semicontinuos, así como en la integración de estos procesos en cadenas de valor más amplias dentro de una economía circular.

5. AGRADECIMIENTOS.

Este proyecto de investigación fue financiado por la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (ANID), Programa de Formación de Capital Humano Avanzado, Chile, Folio No. 21221726. Agradecemos profundamente a la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Colombia, por proporcionar las instalaciones, la asistencia técnica y el instrumental necesarios para el desarrollo de esta investigación. Su apoyo ha sido fundamental para el éxito de este trabajo.

5. REFERENCIAS.

- [1] IRENA, "Green hydrogen supply: A guide to policy making," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021. [Online]. Available: [/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf?rev=f24d7919eee5433e86ae9dbc4cf10218](#)
- [2] D. Cheng *et al.*, "Advanced strategies for enhancing dark fermentative biohydrogen production from biowaste towards sustainable environment," *Bioresour. Technol.*, vol. 351, no. January, p. 127045, 2022, doi: 10.1016/j.biortech.2022.127045.
- [3] M. Navarro-Díaz, M. E. Martínez-Sánchez, I. Valdez-Vázquez, and A. E. Escalante, "A framework for integrating functional and microbial data: The case of dark fermentation H₂ production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 56, pp. 31706–31718, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.189.
- [4] E. Villanueva-Galindo, M. Vital-Jácome, and I. Moreno-Andrade, "Dark fermentation for H₂ production from food waste and novel strategies for its enhancement," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 27, pp. 9957–9970, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.339.
- [5] O. García-Depraect *et al.*, "A review on the factors influencing biohydrogen production from lactate: The key to unlocking enhanced dark fermentative processes," *Bioresour. Technol.*, vol. 324, p. 124595, 2021, doi: 10.1016/j.biortech.2020.124595.
- [6] O. García-Depraect, R. Muñoz, E. Rodríguez, E. R. Rene, and E. León-Becerril, "Microbial ecology of a lactate-driven dark fermentation process producing hydrogen under carbohydrate-limiting conditions," vol. 46, pp. 11284–11296, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.209.
- [7] M. C. de Almeida Silva, L. O. Monteggia, J. C. Alves Barroso Júnior, C. E. Granada, and A. Giongo, "Evaluation of semi-continuous operation to hydrogen and volatile fatty acids production using raw glycerol as substrate," *Renew. Energy*, vol. 153, pp. 701–710, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.01.152.
- [8] G. I. Puerta-Quintero and S. Rios-Arias, "Composición Química del Mucílago de Café, según el Tiempo de Fermentación y Refrigeración," *Cenicafé*, vol. 62, no. 2, pp. 23–40, 2011.
- [9] E. L. Moreno-Cárdenas, A. D. Zapata-Zapata, and D. Kim, "Hydrogen production from coffee mucilage in dark fermentation with organic wastes," *Energies*, vol. 12, no. 1, pp. 1–12, Jan. 2018, doi: 10.3390/en12010071.
- [10] G. I. Puerta Quintero, "Factores, Procesos Y Controles En La Fermentación Del Café," *Av.*

- Técnicos Cenicalfé*, vol. 1, no. 422, pp. 1–12, 2012, doi:
<https://doi.org/10.38141/10779/0422>.
- [11] V. Fuentes-Santiago, I. Valdez-Vazquez, M. Vital-Jácome, M. Zavala-Méndez, E. Razo-Flores, and J. Carrillo-Reyes, "Carbohydrates/acid ratios drives microbial communities and metabolic pathways during biohydrogen production from fermented agro-industrial wastewater," *J. Environ. Chem. Eng.*, vol. 11, no. 3, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.jece.2023.110302.
- [12] E. Castelló *et al.*, "Stability problems in the hydrogen production by dark fermentation: Possible causes and solutions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119. Elsevier Ltd, Mar. 01, 2020. doi: 10.1016/j.rser.2019.109602.
- [13] L. T. Fuess, A. D. N. Ferraz, C. B. Machado, and M. Zaiat, "Temporal dynamics and metabolic correlation between lactate-producing and hydrogen-producing bacteria in sugarcane vinasse dark fermentation: The key role of lactate," *Bioresour. Technol.*, vol. 247, pp. 426–433, 2018, doi: 10.1016/j.biortech.2017.09.121.
- [14] O. García-Depraect and E. León-Becerril, "Fermentative biohydrogen production from tequila vinasse via the lactate-acetate pathway: Operational performance, kinetic analysis and microbial ecology," *Fuel*, vol. 234, pp. 151–160, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2018.06.126.
- [15] E. Moreno, "Estudio del proceso de generación de biohidrógeno mediante fermentación anaerobia de residuos orgánicos agrícolas," Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 2016.
- [16] O. García-Depraect, R. Muñoz, J. B. van Lier, E. R. Rene, V. F. Diaz-Cruces, and E. León-Becerril, "Three-stage process for tequila vinasse valorization through sequential lactate, biohydrogen and methane production," *Bioresour. Technol.*, vol. 307, p. 123160, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2020.123160.



Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca
Universidad Nacional del Sur
Universidad Provincial del Sudoeste
Colegio de Ingenieros de la Provincia de Buenos Aires