CYTTIE 2026

V Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica

7 y 8 de mayo de 2026
Facultad Regional Santa Fe

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

AJEA
Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN

UTN SANTA FE

Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional
V Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica : CITTIE 2026 ; Compilación de Jorge Ruben Vega ... [et al.]. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Universidad Tecnológica Nacional, 2026.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-950-42-0271-4

1. Ingeniería Eléctrica. I. Vega, Jorge Ruben, comp.
CDD 600

Libro de Actas
V Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica : CITTIE 2026
Fecha del Congreso: 7 y 8 de mayo de 2026
Lugar de las Jornadas: Facultad Regional Córdoba, Córdoba, Argentina.

Compiladores:
Jorge Rubén Vega
José Luis Torres
Ariel Sebastián Loyarte
Carlos Ignacio Sanseverinatti
Pablo Marelli

DOI: https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
ISBN: 978-950-42-0271-4
Fecha de Publicación: 10/2026



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento–NoComercial 4.0 Internacional.



V Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica

cittie2026.frsf.utn.edu.ar

7 y 8 de Mayo de 2026

Facultad Regional Santa Fe

frsf.utn.edu.ar

Libro de Actas

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

PRÓLOGO

El **V Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (CITTIE 2026)** se desarrolló los días 7 y 8 de mayo de 2026 en la **Facultad Regional Santa Fe de la Universidad Tecnológica Nacional**. Esta quinta edición constituyó una nueva instancia de consolidación de un espacio orientado a reunir investigadores, docentes, estudiantes, profesionales, empresas e instituciones vinculadas con la Ingeniería en Energía Eléctrica, promoviendo el intercambio de conocimientos, experiencias y perspectivas sobre los desafíos actuales y futuros del sector energético.

El presente libro de Actas reúne una parte significativa de las actividades desarrolladas durante el Congreso y procura preservar para su consulta futura las contribuciones científicas y tecnológicas presentadas, así como los vínculos académicos e institucionales generados durante las jornadas. El volumen incluye información sobre los comités organizador y científico, las instituciones y empresas que acompañaron el evento, las conferencias plenarias y semiplenarias, y los trabajos presentados por investigadores, docentes y estudiantes.

Los indicadores de participación reflejan el crecimiento alcanzado por el encuentro. Se recibieron 55 trabajos, de los cuales 52 fueron aceptados y 51 expuestos durante el Congreso. Las contribuciones se distribuyeron en seis áreas temáticas vinculadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; las energías renovables, la generación distribuida y el almacenamiento; la gestión y calidad de la energía; la regulación e impacto ambiental; la transformación digital aplicada al sector energético; y la enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica. La convocatoria reunió trabajos provenientes de 14 Facultades Regionales de la UTN y de otras universidades e instituciones nacionales, además de una contribución internacional. En total participaron 158 autores, entre ellos 30 estudiantes de grado. Esta diversidad institucional constituye una de las principales fortalezas del CITTIE, al favorecer la interacción entre grupos de investigación, docentes, profesionales y estudiantes de distintas regiones y ámbitos de actuación.

Una de las novedades más importantes de esta edición fue la incorporación de la categoría de **Trabajos Estudiantiles**. Esta iniciativa permitió generar un espacio específico para que estudiantes de grado presentaran avances de investigación y compartieran sus experiencias con la comunidad académica y profesional. La participación estudiantil constituye una dimensión estratégica para el desarrollo de la investigación universitaria, ya que fomenta la formación de futuros profesionales capaces de producir conocimiento, comunicar resultados y participar activamente en proyectos de innovación y desarrollo tecnológico. Como reconocimiento a ese compromiso, se otorgaron distinciones a los trabajos presentados y se destacaron aquellos seleccionados por el jurado evaluador.

La actividad científica se complementó con una conferencia plenaria de apertura y seis conferencias semiplenarias orientadas a abordar temas de especial relevancia para la Ingeniería Eléctrica. Estas instancias permitieron analizar tendencias y desafíos asociados a la transición energética, la incorporación de fuentes renovables, el almacenamiento de energía, la digitalización de los sistemas eléctricos, la evolución de los marcos regulatorios, la calidad y eficiencia energética y la formación de los profesionales que deberán afrontar las transformaciones del sector en los próximos años.

Además de sus aspectos académicos, el Congreso constituyó un espacio de encuentro y construcción de vínculos entre los participantes. Las actividades de intercambio desarrolladas durante las sesiones, los espacios informales de conversación y las actividades complementarias favorecieron el surgimiento de nuevas ideas, colaboraciones y proyectos. En este marco, resultaron especialmente valiosas la visita al **Laboratorio de Mediciones y Ensayos (LAMyEN)** del **Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE),** que permitió difundir capacidades de investigación y transferencia tecnológica de la Facultad Regional Santa Fe, así como las actividades de integración realizadas durante las jornadas.

Otro aspecto relevante fue la reunión de Directores de las Carreras de Ingeniería en Energía Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, realizada en el marco del Congreso. Este espacio posibilitó el intercambio de experiencias y la reflexión conjunta sobre la formación de ingenieros, los desafíos de la profesión y la articulación entre enseñanza, investigación, transferencia tecnológica y necesidades del sector energético. En dicha reunión se labró el Acta de creación de la **Red de Ingeniería en Energía Eléctrica de la UTN (RIEE UTN)**, a la que luego adhirieron los Consejos Departamentales de las Facultades Regionales, y donde se declaró al CITTIE como un evento de interés y relevancia actual y futura.

La realización del CITTIE 2026 fue posible gracias al esfuerzo y compromiso de numerosas personas e

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

instituciones. Corresponde expresar un especial agradecimiento a las autoridades de la Universidad Tecnológica Nacional y de la Facultad Regional Santa Fe por el permanente apoyo institucional brindado para la organización y desarrollo del Congreso. Asimismo, corresponde reconocer la labor del Comité Científico y de los aproximadamente cien revisores que participaron en el proceso de evaluación de los trabajos, así como la disposición de los autores para incorporar observaciones y sugerencias. Merece también un particular agradecimiento el personal administrativo del Departamento de Ingeniería Eléctrica por su dedicación y compromiso en las múltiples tareas organizativas y administrativas requeridas. De igual modo, se destaca la valiosa participación de los estudiantes de Ingeniería en Energía Eléctrica de la Facultad Regional Santa Fe, cuya colaboración contribuyó significativamente al desarrollo de las actividades y a la calidad humana que caracterizó al encuentro.

Resulta igualmente relevante agradecer a las empresas, organizaciones e instituciones que acompañaron el Congreso como patrocinadores y auspiciantes. Su participación pone de manifiesto la importancia de fortalecer los vínculos entre la Universidad, el sistema científico-tecnológico, el sector productivo y los organismos públicos, contribuyendo a ampliar las oportunidades de interacción y cooperación entre los distintos actores involucrados en el desarrollo energético.

Este libro de Actas constituye el testimonio de una experiencia académica y profesional que continúa creciendo y fortaleciendo una comunidad comprometida con el futuro de la energía eléctrica. La diversidad de participantes, la amplitud temática de los trabajos presentados, la incorporación de estudiantes y la participación de instituciones externas a la UTN reflejan la madurez alcanzada por el Congreso y la relevancia de los temas abordados.

Que este volumen sirva no solo como memoria de lo realizado, sino también como punto de partida para nuevos proyectos, investigaciones, colaboraciones e intercambios. Con ese espíritu, la comunidad del CITTIE expresa su satisfacción y gratitud por el camino recorrido y renueva su compromiso con la construcción de un espacio federal, abierto y plural dedicado a la investigación, la transferencia, la enseñanza y el desarrollo de la Ingeniería en Energía Eléctrica en la Argentina.

Mg. Pablo Marelli
Presidente del Comité Organizador

Dr. Jorge R. Vega
Vicepresidente del Comité Organizador
Presidente del Comité Científico

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Resumen

El **V Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (CITTIE 2026)** se desarrolló entre los días 7 y 8 de mayo de 2026 en la Facultad Regional Santa Fe (FRSF) de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), y fue organizado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica y el Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE). Esta quinta edición consolidó al CITTIE como un espacio de encuentro e intercambio entre investigadores, docentes, estudiantes, profesionales, empresas e instituciones vinculadas con la Ingeniería en Energía Eléctrica.

El presente Libro de Actas documenta una parte significativa de las actividades del Congreso e incluye información sobre su organización, las instituciones participantes, las empresas representantes del sector productivo, las conferencias plenarias y semiplenarias y los trabajos de investigación presentados. Hubo participación de 14 Facultades Regionales de la UTN, además de otras instituciones universitarias. Las contribuciones abordaron seis áreas temáticas relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las energías renovables, la generación distribuida y el almacenamiento de energía, la gestión y la calidad de la energía, la regulación y el impacto ambiental, la transformación digital y la enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica.

La edición 2026 incorporó por primera vez una categoría específica de Trabajos Estudiantiles, fortaleciendo la participación de estudiantes de grado en actividades de investigación y comunicación científica. El programa se complementó con conferencias sobre los principales desafíos y transformaciones del sector energético, exposiciones del sector productivo, actividades de integración y una visita a laboratorios de investigación y transferencia tecnológica. El Congreso también favoreció la articulación institucional, destacándose la creación de la Red de Ingeniería en *Energía Eléctrica de la UTN* (RIEE UTN). En este sentido, este documento constituye no solo un registro de las contribuciones presentadas en CITTIE 2026, sino también un testimonio del crecimiento de una comunidad federal orientada a la investigación, la transferencia, la enseñanza y el desarrollo de la Ingeniería en Energía Eléctrica en Argentina.

Abstract

The **V Congress on Research and Technology Transfer in Electrical Engineering (CITTIE 2026)** was held on May 7–8, 2026, at the Santa Fe Regional Faculty (FRSF) of the National Technological University (UTN). It was organized by the Department of Electrical Engineering and the Center for Research and Development in Electrical Engineering and Energy Systems (CIESE). This fifth edition consolidated CITTIE as a forum for interaction and exchange among researchers, faculty members, students, professionals, companies, and institutions involved in Electrical Energy Engineering.

This Book of Proceedings documents a significant part of the Congress activities and includes information on its organization, participating institutions, companies representing the productive sector, plenary and semi-plenary lectures, and the research contributions presented. Fourteen UTN Regional Faculties participated, along with other university institutions. The contributions addressed six thematic areas related to electric power generation, transmission, and distribution, renewable energies, distributed generation and energy storage, energy management and power quality, regulation and environmental impact, digital transformation, and Electrical Energy Engineering education.

The 2026 edition introduced, for the first time, a specific Student Papers category, strengthening the participation of undergraduate students in research and scientific communication activities. The program was complemented by lectures on the main challenges and transformations facing the energy sector, presentations by representatives of the productive sector, networking activities, and a visit to research and technology-transfer laboratories. The Congress also promoted institutional collaboration, highlighted by the establishment of the *UTN Electrical Energy Engineering Network* (RIEE UTN). In this regard, this document constitutes not only a record of the contributions presented at CITTIE 2026, but also a testimony to the growth of a nationwide community focused on research, technology transfer, education, and the development of Electrical Energy Engineering in Argentina.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Comité Organizador

Presidente:

Mg. Ing. Pablo Marelli
Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Vicepresidente:

Dr. Jorge Ruben Vega
Universidad Tecnológica Nacional, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE).

Integrantes:

Mg. Ing. José Luis Torres
CIESE UTN

Dr. Ariel Loyarte
CIESE UTN

Ing. Carlos Ignacio Sanseverinatti
CIESE UTN

Dr. Pablo Kler
CIMEC-CONICET-UTN FRSF

Esp. Ing. Juan Marcos Banegas
CIESE UTN

Comité Científico

Presidente

Dr. Jorge Ruben Vega
Universidad Tecnológica Nacional, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE).

Integrantes:

Mg. Ing. José Luis Torres
CIESE UTN

Dr. Ariel Loyarte
CIESE UTN

Dr. Pablo Kler
CIMEC-CONICET-UTN FRSF

Ing. Ulises Manassero
CIESE UTN

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Ing. Carlos Ignacio Sanseverinatti
CIESE UTN

Esp. Ing. Javier Acosta
CIESE UTN

Dr. Walter Giménez
UTN FRSF

Mg. Ing. José Stella
UTN FRSF

Ing. Irene Steinmann
CIESE UTN

Ing. José Luis Maccarone
UTN La Plata

Dr. Diego Martín Ferreyra
UTN San Francisco

Ing. Pablo D'Angona
UTN Buenos Aires

Ing. Marcelo Rafael Gil
UTN La Plata

Ing. Carlos Alberto Di Palma
UTN Pacheco

Dr. Gonzalo Exequiel Álvarez
INGAR (CONICET-UTN – FRSF)

Dr. Dan Ezequiel Kröhling
INGAR (CONICET-UTN – FRSF)

Dr. Martín Alejandro Alarcón
UTN Reconquista

Dr. Rodrigo Schierloh
UTN Paraná

Dr. Sergio Bragagnolo
CIDTIEE - UTN Córdoba

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Organizan, Patrocinan y Acompañan

Organizan

UTN SANTA FE

Departamento de INGENIERÍA ELÉCTRICA

CIESE

Patrocinan

3i 3AUZA INGENIERÍA

NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S.A.

benergy

EPE

GRUPO SIE

ABEI

COEMYC

COCYAR
SU PROYECTO, NUESTRO COMPROMISO

FUNDACIÓN SINDICATO LUZ Y FUERZA SANTA FE · FUNDALUF ·

SINDICATO DE LUZ Y FUERZA SANTA FE

INGENIERÍA Y SERVICIOS

Caja de Ingeniería
SANTA FE · 1ª CIRCUNSCRIPCIÓN

LAMYEN
LABORATORIO DE MEDICIONES Y ENSAYOS

labmet
LABORATORIO DE METROLOGIA

Santa Fe PROVINCIA | Ministerio de Desarrollo Productivo

SI SOLAR ingeniería

cie Colegio de Ingenieros Especialistas de la Provincia de Santa Fe
Distrito I - Ley 11.291

SPI INGENIERÍA

ESINEL
OBRAS ELÉCTRICAS · INGENIERÍA · TABLEROS
EMPRESA CERTIFICADA EN NORMAS ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001

newgrid

bildtec INGENIERÍA S.A.

over MEDICINA VETERINARIA

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Acompañan

Santa Fe Capital

SafeTur Santa Fe

CONCEJO SANTA FE

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
UTN | Rectorado

UTN UNIVERSIDAD TECNOLOGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL SAN FRANCISCO

FAGDUT
ASOCIACIÓN GREMIAL DE DOCENTES DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

CONICET
SANTA FE

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Índice

Conferencia Plenaria

Ingeniería de Sistemas Energéticos Avanzados en Aplicaciones Reales: Hibridación, Celdas de Combustible, Sistemas Complejos y Tecnologías Emergentes ..... **Pág. 17**
Dr. Ing. Esteban Darío Marks.

Conferencias Semiplenarias

Movilidad eléctrica y recarga ..... **Pág. 20**
Ing. Roberto Stazzoni.

Proyecto 2035: El futuro de la energía ..... **Pág. 21**
Lic. Cristian Guccione, Javier Salvatierra.

Calidad de Energía en Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión ..... **Pág. 22**
Ing. Esteban Carrizo.

Análisis de colapsos de tensión en el SADI y evaluación de esquemas de protección en la red de EPE Santa Fe para limitar su propagación ..... **Pág. 23**
Ing. Estanislao M. Vallet; Ing. Roberto Bosio; Ing. Gonzalo Barichello.

Gemelo digital y estudios eléctricos de la Central Nuclear Embalse mediante ETAP ..... **Pág. 24**
Ing. Alicia Agustina Luz Gonzalez; Ing. Axel Charchir.

Confiabilidad en activos eléctricos ..... **Pág. 25**
Carlos Steiner.

Trabajos de Investigación y Transferencia

Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

Detección de Falla en Aislador de Porcelana 30 kV ..... **Pág. 28**
Atilio Maria Montichelli.

Impacto del reactor de neutro sobre el arco secundario frente a fallas monofásicas en líneas de transmisión de extra alta tensión ..... **Pág. 40**
Ariel A. Albanese; Héctor O. Pascual; José L. Maccarone; Carlos D. Di Clemente.

Caracterización automatizada de la demanda eléctrica industrial mediante técnicas de inteligencia artificial ..... **Pág. 52**
Ulises Manassero; Axel Timoteo Smith; José Luis Torres; Javier Acosta; Diego López; Nicolás Pochettino

FMEA como herramienta para la planificación y mejora de la confiabilidad en redes de distribución .... **Pág. 63**
Carlos Ignacio Sanseverinatti; Ulises Manassero; Ariel Loyarte; Luis Andreotti.

Protecciones de Sobrecorriente Coordinadas Mediante Energía Especifica ..... **Pág. 75**
Sebastián M. Nesci; Germán Zamanillo; Hernán Rovere.

Experiencia operativa en la vigilancia de transformadores de potencia utilizando monitores en línea de hidrógeno ..... Pág. 86
Gianfranco Lippi; Lucas Vandoni; Mauro Scavuzzo.

Envejecimiento de las aislaciones de un transformador de distribución según su material y la temperatura ambiente..... Pág. 96
Gerardo D. Szwarc; Jorge R. Vega; Diego M. Ferreyra.

Procedimientos y ensayos de laboratorio para trajes conductores utilizados en trabajos con tensión TCT – normativa IEC 60895:2020 ..... Pág. 107
Luis Lorenzo Neira; Rodrigo Franchini; Francisco Avelino Pérez; Andrada Reynoso Facundo Ariel; Ava Federico Martin; Luna Ayelén Nélida Micaela.

Estudio comparativo vínculos HVDC en el Sistema Argentino de Interconexión ..... Pág. 118
Leonardo Casteras; Federico Muiño; Esteban Baldassini; Lucas D'ovidio.

Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Análisis de Viabilidad para el Fortalecimiento de Redes de Subtransmisión: Integración de Generación Hidrocinética frente a Refuerzos Tradicionales ..... Pág. 129
Ulises Manassero; Pablo Marelli; Rodrigo Furlani; Carlos I. Sanseverinatti; Juan P. Fernández; Lautaro Rossi.

Sistema de Protección para Microrredes DC ..... Pág. 141
Rodrigo M. Schierloh; Jorge R. Vega; José L. Godoy; Fabio M. Vincitorio.

Modelado y Análisis de un Sistema Híbrido Residencial con Producción y Uso de Hidrógeno ..... Pág. 153
Adrián Gonnet; Carlos Mainetti.

Dispositivo para Cálculo de Indicador de Desempeño de una Planta Fotovoltaica ..... Pág. 160
Edgardo Marino; Marcelo Castello; Ignacio Arraña; Juan Salerno.

Determinación de la potencia instalada por zona para infraestructura de carga de vehículos eléctricos en Córdoba..... Pág. 173
Martín Sombeck; Tomás L. Suppo; Sergio N. Bragagnolo; Juan I. Amaya.

Automatización del cálculo de curvas P–Q para parques fotovoltaicos según los requisitos de CAMMESA mediante integración PSSE–Python. ..... Pág. 185
Facundo Scribano Vera; Carlos Ezequiel Biteznik; Victor Fabián Corasaniti; María Beatriz Barbieri; Patricia Liliana Arnera.

Herramienta de análisis y modelado para electrificación en zonas aisladas de la provincia de Córdoba ..... Pág. 196
Rocio Massó; Marcelo Bertossi.

Comparativa estratégica para la producción sostenible de hidrógeno verde en Argentina..... Pág. 208
German Cespedes; Mariano Asteazaran.

Metodologías y aplicaciones de pronóstico de la demanda en redes eléctricas de distribución..... Pág. 220
Mariano Mujica; Pablo Rullo.

Optimización de microrredes mediante control predictivo basado en modelo ..... Pág. 232
Rodrigo Germán Alarcón; Martín Alejandro Alarcón.

Análisis de la rentabilidad económica en la facturación eléctrica residencial con un sistema solar fotovoltaico on-grid híbrido con y sin banco de baterías ..... Pág. 244
Mario Ros; Walter Capeletti.

Evaluación energética de un colector solar híbrido térmico-fotovoltaico ..... Pág. 256
Hugo Daniel Zurlo; María Florencia Zampar; Gustavo Raúl Figueredo; Diego Martín Ferreyra.

Método de cálculo de autoconsumo con generación solar fotovoltaica aplicada. Caso: Industria Maderera en la provincia de Entre Ríos ..... Pág. 265
Facundo Cuestas; Marcos Benito; Esteban Sian; Sergio Burgos.

Banco de emulación de turbina eólica de baja potencia aplicado a generación distribuida ..... Pág. 275
Norberto Scarone; Nicolas Zúñiga; Ruben Bufanio; Gustavo Monte; Damián Marasco; Ariel Agnello; Ricardo Thomas; Matías Burgos.

Control Óptimo Singular aplicado a CFP en Conversores Boost ..... Pág. 288
Carlos Benavidez; Andrés García.

Adaptación de un Sistema de Gestión y Eficiencia Energética para la Conversión Eléctrica de un Vehículo Estándar ..... Pág. 295
Mirta Doque; Walter Aguilera; Jose Baldini; Christian Liberatore.

Gestión y Calidad de la Energía

Diseño y Validación Inicial de un Sistema Abierto de Iluminación Pública para Ciudades Inteligentes ..... Pág. 306
Lautaro Bifano; Hugo Mazzeo; Nicolas Zaniratto; Fidel Aguirre.

Análisis de curvas de carga a nivel doméstico para la gestión de la carga, con técnicas de clasificación (Clustering) ..... Pág. 317
Leonardo Sanchez; Ezequiel Silva; Juan Carlos Amatti; Daniel Nieto.

Metodología para estimar la potencia máxima de lámparas LED a instalar según el contenido armónico ..... Pág. 330
Adrian Fabio D'Andrea; Carlos Gustavo Pacheco; Ciro Toscano Rufinatto.

Análisis de radiación infrarroja emitida por una estufa a leña Rocket L8 con campana de ladrillo ..... Pág. 340
Nicolás J. Di Ruscio; Pablo Kulbaba.

Regulación y Normativa. Impacto Ambiental

Evaluación del Impacto Eléctrico, Económico y Ambiental de la Incorporación de 1000 Vehículos Eléctricos en la Provincia de Entre Ríos ..... Pág. 351
Facundo N. Romero; José L. Godoy; Rodrigo M. Schierloh.

Importancia de la Evaluación Ambiental en la toma de decisiones de obras eléctricas ..... Pág. 361
Irene Steinmann; Juan Pedro Fernández; Lautaro Rossi.

Síntesis actualizada de Regulación Ambiental en Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica ..... Pág. 370
Irene Steinmann; Juan Pedro Fernández; Lautaro Rossi.

Transformación digital aplicada a la Industria Energética

Análisis de perfiles de consumo eléctrico en actividades productivas ..... Pág. 383
Esteban F. Sian; Facundo Cuestas; Marcos Benito; Sergio Burgos.

Metodología integrada de simulación, modelado subrogado y optimización para la planificación de la generación eólica a mediano plazo ..... Pág. 395
Sebastian Pralong; Samuel Martínez-Gutiérrez; Dan Kröhling; Alejandro Merino; Gonzalo Alvarez; Daniel Sarabia; Ernesto Martínez.

Coexistencia de un sistema digital en IEC 61850 con otro cableado en una protección de subfrecuencia para alivio de carga en un centro de distribución ..... Pág. 407
Andres Zottico; Ignacio Dopazo.

Contratos Inteligentes para Subastas de Energía a Través de Blockchain ..... Pág. 414
Ariel Loyarte; Nicolás Courtalón; Ulises Manassero.

Copiloto multiagente basado en grandes modelos de lenguaje para la gestión de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables ..... Pág. 426
Matias Gerard; Guillermo A. Magallán; Iván Peralta; Hugo Leonardo Rufiner.

Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica

Propuesta de Trayecto Electivo Colaborativo para bajar el desgranamiento desde 3° a 5° año para la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica de la UTN La Plata ..... Pág. 440
José Luis Maccarone; Abel Abraham; Osvaldo Pascual; Ariel Albanese.

Formación profesional: recursos didácticos transversales para una mejora del aprendizaje e integración de conocimientos en Ingeniería. ..... Pág. 446
Leonardo Sanchez; Santiago Lovera; Eugenia Yorye; Edgardo Florena; Rita Amieva.

Experiencias didácticas de Aprendizaje Basado en Problemas bajo el Enfoque por Competencias en Física II ..... Pág. 455
Claudio Enrique.

Aplicación del método de mínimos cuadrados en Ingeniería Eléctrica mediante Python e Inteligencia Artificial: experiencia didáctica con mini-congreso ..... Pág. 467
Amiconi, Diego; Arce Genta, Paulina; Bogado, Demian; Cea, Ángel; De la Canal, Zoe; Peters, Johanna; Sioma, Benjamín.

Aprendizaje Basado en Proyectos en la Enseñanza de Programación para Ingeniería en Energía Eléctrica ..... Pág. 479
Ariel Loyarte; Justina Chaves Galizzi.

Trabajos Estudiantiles

Relevamiento y diagnóstico energético en escuelas de islas del delta: plan de eficiencia y generación renovable ..... Pág. 492
Antonio Rodrigues de Castro; Francisco Cairó; Francisco Gutierrez; Gianfranco Lippi; Guillermo Duarte Lopez; Leandro Sciarretta; Lucas Capel; Lucas Vandoni; Martina D´hipolito.

Estudio y aprovechamiento del frenado regenerativo en accionamientos eléctricos. ..... Pág. 504
Ramiro Bertero; Celeste Sfiligoy.

Dimensionamiento y evaluación energética de sistemas fotovoltaicos domiciliarios: casos on-grid e híbridos en corrientes. ..... Pág. 510
Fernández, Elias Andrés; Ifran, Nicolas; Mendez, Santiago Luis; Steimbrenner, Carla Daniela.

Influencia de los usuarios de baja tensión en la calidad de la energía eléctrica. ..... Pág. 522
Ciro Toscano Ruffinatto.

Detección de Zonas Críticas de Alta Resistencia en Trajes Conductivos a partir de Mediciones Puntuales..... Pág. 534
Garelik Manuel; Torres Santiago; Ramos Leandro; Olivo Leandro; Pfaffen Esteban.

Validación de modelo de simulación para estimación de campo electromagnético a través de mediciones de campo..... Pág. 544
Brian Nahuel Lorenzatto; Francisco Matías Moine.

Comparación de métodos de medición de vida útil para lámparas LED ..... Pág. 554
Matías Maglianesi; Agustina Solís.

Evaluación del uso de PLCs para la Simulación de Redes Eléctricas Inteligentes en Entornos de Laboratorio..... Pág. 561
Cabello Emir Alexis; Collado Thomas.

Autores

Índice de autores..... Pág. 571

Conferencia Plenaria

CTTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión especial: Conferencia Plenaria

Ingeniería de Sistemas Energéticos Avanzados en Aplicaciones Reales: Hibridación, Celdas de Combustible, Sistemas Complejos y Tecnologías Emergentes

Advanced Energy Systems Engineering in Real-world Applications: Hybridization, Fuel Cells, Complex Systems, and Emerging Technologies

Dr. Ing. Esteban Darío Marks (*)
Integræ Engineering Ltd., Nicosia, Chipre
esteban@integrae.com.cy

Resumen

La transición energética global, la electrificación de múltiples sectores industriales y la creciente integración de tecnologías digitales están transformando profundamente la práctica de la ingeniería. Los desafíos tecnológicos contemporáneos ya no pueden abordarse desde disciplinas aisladas; requieren, en cambio, una integración efectiva de la ingeniería eléctrica, mecánica, de materiales, control, software, simulación e inteligencia artificial. En este contexto, la ingeniería de sistemas emerge como un marco esencial para transformar avances científicos en soluciones industriales funcionales, escalables y económicamente viables.

La conferencia presenta experiencias acumuladas a lo largo de más de dos décadas de actividad profesional e investigadora en Europa, Estados Unidos, Asia y Medio Oriente. Estas experiencias abarcan proyectos en movilidad avanzada, tecnologías electroquímicas, sistemas híbridos de propulsión, materiales para generación de energía y plataformas digitales. A través de estos casos, se ilustra cómo la creciente complejidad de los sistemas modernos exige nuevas formas de diseño, integración, validación y despliegue tecnológico.

Un eje central de la presentación es la evolución del rol del ingeniero. Históricamente, la ingeniería se enfocaba en el diseño y optimización de componentes individuales. Sin embargo, en los sistemas actuales, el principal desafío ya no reside únicamente en el desempeño de cada componente, sino en la interacción entre ellos. En consecuencia, muchos de los problemas críticos emergen en las interfaces entre subsistemas, donde convergen fenómenos físicos, restricciones operativas y requisitos multidisciplinarios.

En este marco, la ingeniería de sistemas -en el sentido metodológico desarrollado por la NASA- proporciona herramientas para gestionar requisitos, interfaces, riesgos y procesos de validación desde una perspectiva integral. Esta visión resulta particularmente relevante en el ámbito energético, donde la interacción entre múltiples dominios tecnológicos condiciona el desempeño global de las soluciones.

Como primer caso de estudio, se presentan experiencias en hibridación de trenes de potencia para aplicaciones de movilidad avanzada, desarrolladas en Europa Central. Estos proyectos permiten analizar los desafíos asociados a la integración electromecánica, la gestión inteligente de la energía y la optimización simultánea de eficiencia, desempeño y confiabilidad. Más allá del sector movilidad, estos desarrollos evidencian cómo la electrificación redefine las arquitecturas industriales tradicionales y obliga a replantear estrategias de diseño e integración.

Posteriormente, se abordan proyectos vinculados con tecnologías electroquímicas para la generación eficiente de energía, desarrollados en colaboración con instituciones de investigación aplicada en Alemania. Se pone especial énfasis en las celdas

(pilas) de combustible de óxido sólido (SOFC), capaces de alcanzar altos niveles de eficiencia mediante la conversión directa de energía química en energía eléctrica. Su implementación industrial implica resolver desafíos complejos relacionados con fenómenos térmicos, materiales avanzados, comportamiento electroquímico e integración de sistemas auxiliares. Estos casos evidencian la importancia de articular investigación científica y desarrollo industrial para lograr soluciones comercialmente viables.

Otro eje abordado es el desarrollo de membranas poliméricas para celdas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM). Este caso muestra cómo avances a escala microscópica en ciencia de materiales pueden traducirse en mejoras significativas en el desempeño de sistemas energéticos completos. La articulación entre investigación de materiales, procesos de fabricación y requisitos operativos constituye un ejemplo concreto de integración multidisciplinaria orientada a soluciones robustas y sostenibles.

Finalmente, se presenta una experiencia emprendedora vinculada al desarrollo de una plataforma digital orientada a la gestión y trazabilidad de activos ambientales. Este proyecto combina tecnologías de registro distribuido, inteligencia artificial, análisis geoespacial e imágenes satelitales para abordar desafíos asociados a la verificación/validación, transparencia y gobernanza de mecanismos de compensación de carbono. Más allá de las tecnologías específicas que están involucradas, este caso ilustra la creciente convergencia entre infraestructura física, datos y plataformas digitales, así como la necesidad de integrar conocimientos de ingeniería, analítica avanzada y nuevos modelos de gestión tecnológica para abordar desafíos complejos de sostenibilidad.

Asimismo, se discuten experiencias relacionadas con sistemas híbridos de propulsión para aplicaciones navales desarrolladas en Europa. En este tipo de sistemas, las exigencias de seguridad, disponibilidad operativa y redundancia adquieren una importancia crítica. A diferencia de otros entornos industriales, los márgenes de error son extremadamente reducidos, por lo que el diseño debe contemplar múltiples escenarios operativos, modos degradados de funcionamiento y estrategias robustas de recuperación ante fallas. Estos proyectos constituyen ejemplos particularmente ilustrativos de la importancia de la validación integral y de la comprensión de las interacciones dinámicas entre subsistemas energéticos, eléctricos y mecánicos.

Reflexiones sobre el futuro de la ingeniería eléctrica

A partir de las experiencias expuestas, esta presentación plenaria propone una reflexión sobre el futuro de la ingeniería eléctrica y su papel en la transformación tecnológica. La electrificación del transporte, la expansión de las energías renovables, el desarrollo de tecnologías de almacenamiento, la digitalización industrial y la incorporación creciente de inteligencia artificial están redefiniendo tanto las competencias requeridas como las metodologías de desarrollo.

En este contexto, la simulación avanzada, los gemelos digitales, la analítica de datos y las herramientas basadas en inteligencia artificial se consolidan como elementos clave en los procesos de diseño, verificación y validación. No obstante, estas tecnologías no sustituyen los fundamentos de la ingeniería, sino que amplían la capacidad de comprender, modelar y optimizar sistemas de creciente complejidad.

La principal conclusión es que el desafío actual de la ingeniería no radica únicamente en generar nuevas tecnologías, sino en lograr su implementación confiable, segura y escalable en entornos reales. La brecha entre innovación y adopción industrial sigue siendo un obstáculo central. Reducirla requiere profesionales capaces de integrar conocimiento científico, visión sistémica y capacidad de ejecución.

Desde esta perspectiva, la ingeniería de sistemas se consolida como una disciplina transversal que articula investigación, desarrollo e implementación. Más allá de diseñar componentes aislados, el ingeniero del futuro deberá concebir, integrar y operar sistemas complejos capaces de responder a los desafíos energéticos, ambientales y tecnológicos de una sociedad cada vez más interconectada.

(*) Ingeniero Electromecánico (Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concepción del Uruguay), y Doctor en Ingeniería Mecánica (Universidad Tecnológica de Vienna, Austria).

Conferencias Semiplenarias

CITTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión especial: Semiplenaria

Movilidad eléctrica y recarga

Electric Mobility and Charging

Ing. Roberto Stazzoni
ABB Argentina y COCYAR S.A.
roberto.stazzoni@ar.abb.com

Resumen

Se presenta una visión integral de la movilidad eléctrica y de la infraestructura de recarga, vinculando eficiencia energética, ambiente, salud, normativa e implementación tecnológica. Se destaca que la electrificación del transporte mejora el rendimiento energético frente a los motores de combustión interna, reduce emisiones y contaminantes locales, y requiere articular políticas ambientales, energéticas e industriales. En el contexto argentino, se analiza el crecimiento del parque automotor electrificado, la participación del transporte en la demanda energética y la incidencia de la matriz eléctrica en las emisiones por kilómetro. Además, se describen las modalidades de carga conductiva en corriente alterna y continua, sus potencias típicas, conectores, normas IEC y requisitos de instalación según AEA 90364-7-722. La exposición pone el foco en la experiencia del usuario: la carga domiciliaria de baja potencia, la recarga rápida para viajes, la gestión dinámica de carga y la necesidad de redes confiables. Finalmente, se presentan soluciones ABB para carga residencial, pública, flotas, buses y vehículos pesados, incluyendo equipos Terra AC y Terra DC, conectividad, gestión remota, reparto de potencia e integración desde media tensión hasta el punto de uso. El mensaje final invita a comprender la tecnología y a asumir un rol activo en la transición hacia una movilidad más sustentable.

Proyecto 2035: El futuro de la energía

Project 2035: The Future of Energy

Lic. Cristian Guccione – Licenciado en Relaciones Laborales (UJFK), Posgrado en Conducción de Recursos Humanos (UCA), Jefe de Selección de Personal.
Javier Salvatierra – Supervisor de Estaciones Transformadoras, Región Centro Este.
Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A., Argentina.
antonella.sani@transener.com.ar

Resumen

Se realizó una presentación técnica e institucional a cargo de Transener y Transba sobre la importancia estratégica del Sistema de Transporte de energía eléctrica en Argentina.
Durante la disertación se abordó la infraestructura general de las redes de alta tensión y distribución troncal, destacando la oferta de servicios especializados que abarcan estudios eléctricos, ingeniería, inspección y ensayos de equipos, operación y mantenimiento, comunicaciones, gerenciamiento de obras, trabajos con tensión (TCT) y laboratorios químicos y de tensión.
Asimismo, se expusieron en detalle los principales programas e iniciativas estratégicas de la organización: Estemos Seguros, Gestión de Riesgos, MEGA (Migración Estratégica en la Gestión de Activos), TESLA (Transformación Eficiente Simplificando la Administración) y Gestión del Conocimiento.
Finalmente, los disertantes compartieron una visión integral sobre los desafíos futuros del sector eléctrico, las oportunidades para la comunidad académica, la demanda de perfiles de ingeniería y recomendaciones prácticas para la inserción laboral y el desarrollo del currículum vitae profesional.

Calidad de Energía en Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión

Power Quality in Low Voltage Electrical Installations

Ing. Esteban Carrizo
Schneider Electric y Grupo SIE
Esteban.Carrizo@se.com; rpreviale@ingenieriasie.com

Resumen

La semiplenaria aborda los principales conceptos relacionados con la calidad de energía (Power Quality, PQ) y su impacto en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión. Se presenta la definición de calidad de energía según IEEE como el conjunto de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un punto determinado del sistema eléctrico, destacando entre los problemas más frecuentes el factor de potencia, los armónicos y los huecos de tensión.
La exposición analiza las diferencias entre cargas lineales y no lineales, mostrando cómo la creciente incorporación de electrónica de potencia mejora la eficiencia energética, pero introduce distorsiones armónicas que afectan el desempeño de transformadores, conductores, sistemas de control y equipos electrónicos. Se revisan los fundamentos de la descomposición de Fourier, la distorsión armónica total (THD) y su influencia sobre el factor de potencia y las pérdidas eléctricas.
Asimismo, se presentan estrategias de mitigación basadas en bancos automáticos de capacitores, reactores antirresonantes y filtros activos, destacando criterios de selección y aplicaciones según el nivel de armónicos presente en la instalación. Finalmente, se describen soluciones digitales para la medición, monitoreo y gestión energética, junto con tecnologías para compensación dinámica de potencia reactiva y corrección de huecos de tensión. Se concluye que una adecuada gestión de la calidad de energía contribuye a mejorar la confiabilidad, eficiencia, resiliencia y sostenibilidad de las instalaciones eléctricas modernas.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión especial: Semiplenaria

Análisis de colapsos de tensión en el SADI y evaluación de esquemas de protección en la red de EPE Santa Fe para limitar su propagación

Analysis of voltage collapse events in the Argentine Interconnected System and assessment of protection schemes in the EPE Santa Fe network to mitigate their propagation

Ing. Estanislao M. Vallet
Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, Argentina.
evallet@epe.santafe.gov.ar

Ing. Roberto Bosio
Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, Argentina.
rbosio@epe.santafe.gov.ar

Ing. Gonzalo Barichello
Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, Argentina.
gbarichello@epe.santafe.gov.ar

Resumen

En los últimos años se han registrado numerosos procesos de colapsos de tensión en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), asociados a condiciones de alta demanda y elevadas temperaturas ambientales, particularmente durante horarios de máxima carga vespertina. Estos fenómenos se presentan predominantemente ante cortocircuitos en redes de media y/o alta tensión, afectando principalmente las regiones del Noreste Argentino (NEA) y Litoral, con impactos sobre redes eléctricamente vinculadas. Durante los últimos veranos se observaron perturbaciones que afectaron instalaciones de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), con desconexiones de transformadores y pérdidas de demanda asociadas a fenómenos importados desde otras áreas.

En este trabajo se describen los fundamentos del fenómeno de colapso de tensión y se analizan los eventos que afectaron subsistemas de la red de EPESF, particularmente aquellos asociados al nodo Romang y a la Estación Transformadora Chapero. Finalmente, se presenta la implementación de un esquema de protección basado en la detección anticipada de subtensiones y sus variaciones temporales, mostrando mediante registros reales una reducción en la propagación de los fenómenos y una mejora en la estabilidad operativa del sistema.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión especial: Semiplenaria

Gemelo digital y estudios eléctricos de la Central Nuclear Embalse mediante ETAP

Electrical System Modeling and Protection Studies of the Embalse Nuclear Power Plant Using ETAP

Ing. Alicia Agustina Luz Gonzalez
Nucleoeléctrica Argentina S.A., Argentina.
agonzalez2@na-sa.com.ar

Ing. Axel Charchir
Nucleoeléctrica Argentina S.A., Argentina.
acharchir@na-sa.com.ar

Resumen

El Proyecto de Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse (PEV-CNE) permitió reacondicionar el reactor CANDU para extender su operación por 30 años adicionales. Durante la modernización se reemplazaron numerosos equipos eléctricos y protecciones electromecánicas por tecnología digital, lo que requirió optimizar la parametrización de los sistemas. En este contexto, el Departamento de Ingeniería Eléctrica de Potencia completó y actualizó el modelo ETAP de la central, incorporando progresivamente protecciones de media y baja tensión, barras de subdistribución, cargas, conductores, generadores diésel, sistemas de energía de emergencia e instalaciones ininterrumpibles.

Uno de los principales desafíos fue la creación de librerías personalizadas para modelar componentes que no existían en la base de datos del software, especialmente baterías, interruptores de corriente continua y relés de protección. A partir de información de fabricantes se desarrolló una librería completa indispensable para el correcto funcionamiento del modelo.

Con el modelo actualizado se realizaron estudios de arco eléctrico para evaluar niveles de energía incidente, distancias de seguridad y requisitos de protección personal. Los resultados mostraron que, aunque la mayoría de los equipos pueden operarse con EPP especializado, existen sectores donde la energía de falla supera la capacidad de protección de los trajes disponibles.

Asimismo, se efectuaron estudios de selectividad de protecciones que permitieron identificar deficiencias, particularmente ante fallas monofásicas, y detectar fusibles sobredimensionados. El trabajo demostró la utilidad estratégica de disponer de un modelo digital actualizado para análisis complejos, evaluación de riesgos y futuras investigaciones de contingencias en los sistemas eléctricos de la planta.

Confiabilidad en activos eléctricos

Reliability of Electrical Assets

Carlos Steiner
ABEI, Argentina.
csteiner@abei.com.ar

Resumen

La semiplenaria introduce los fundamentos de la confiabilidad aplicada a activos eléctricos y su uso para mejorar la gestión técnica de redes e instalaciones. Se plantea que un activo debe evaluarse por la función y el valor que aporta al suministro eléctrico, considerando su ciclo de vida completo, la criticidad, el riesgo y las estrategias de mantenimiento orientadas a sostener la disponibilidad y reducir interrupciones. Se presentan indicadores como MTBF, MTTR, SAIDI y SAIFI, junto con la necesidad de disponer de información registrada, objetivos de desempeño, cumplimiento de partes interesadas y mejora continua. La exposición desarrolla las metodologías FMEA y FMECA para identificar modos de falla, analizar efectos, asignar categorías de severidad y priorizar acciones mediante criterios de ocurrencia, detectabilidad y criticidad. También se incorpora la distribución de Weibull como herramienta probabilística para estudiar tiempos de vida y patrones de falla en componentes o sistemas. A partir de casos de ejemplo en transformadores, líneas y otros activos, se muestra cómo el monitoreo en línea, la detección temprana, el análisis de riesgo y la evaluación sistemática permiten disminuir fallas críticas, orientar inversiones y mejorar la continuidad del servicio. En conjunto, la presentación destaca que la confiabilidad requiere decisiones basadas en datos, riesgo y desempeño durante todo el ciclo de vida del activo eléctrico.

Trabajos de Investigación y Transferencia

CTTIE 2026

Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

CTTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Detección de Falla en Aislador de Porcelana 30 kV

Fault Detection in 30 kV Porcelain Insulator

Atilio Maria Montichelli
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE Uruguay
AMontichelli@ute.com.uy

Resumen

Este trabajo presenta un caso de estudio sobre un modelo de aislador de porcelana de uso interior en 30 kV, en el que se detectaron fallas potenciales y posteriormente se produjo una falla real de gran magnitud.
Se ha utilizado la observación directa combinada con las técnicas de Termografía Infrarroja y Cámara de Efecto Corona, identificando los defectos existentes, para finalmente plantear una hipótesis de trabajo que permita generalizar la aplicación de estas técnicas a estos tipos de activos.

Palabras clave: Termografía, Aislador, Mantenimiento Predictivo, Efecto Corona, Defectos Térmicos.

Abstract

This paper presents a case study on a 30 kV indoor porcelain insulator model in which potential faults were detected and subsequently a major actual fault occurred. Direct observation was used in combination with infrared thermography and corona effect camera techniques to identify existing defects, ultimately leading to a working hypothesis that allows for the generalized application of these techniques to these types of assets.

Keywords: Thermography, Insulator, Predictive Maintenance, Corona Effect, Thermal Defects.

Introducción

Existen en las subestaciones de alta tensión activos que generalmente no son tenidos en cuenta en las rutinas y programas de mantenimiento con la importancia que tienen otros equipos. Estos activos son llamados aisladores, cuya función principal es aislar o separar dos o más sistemas evitando la transferencia de energía, calor, electricidad o vibraciones entre ellos.
Los aisladores están sometidos a esfuerzos eléctrico-mecánicos producidos en las barras debido a cortocircuitos y a sobretensiones atmosféricas o de maniobra del equipamiento. Este tipo de exigencias involucra esfuerzos frente a los cuales el aislador debe responder de acuerdo a sus características de diseño, a lo largo de todo su ciclo de vida. Frecuentemente los aisladores presentan fallas, muchas de las cuales dan algún tipo de advertencia que están por ocurrir. Estas advertencias son llamadas fallas potenciales y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla esta por ocurrir, está en proceso de ocurrir o ya ocurrió.
Cuando estas fallas potenciales no son detectadas en su etapa de inicio y se permite su crecimiento (desarrollo-proceso) se convierten en fallas funcionales (Moubray J, 2004: 7-14.). Este tipo de fallas se definen como la imposibilidad de un activo de cumplir con las funciones para las que fue diseñado. El único hecho que puede hacer que un activo no pueda desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por los usuarios es alguna clase de falla.

Materiales y métodos

Las técnicas de monitoreo para los equipos eléctricos constituyen una de las herramientas de mayor utilidad en el mantenimiento predictivo de los activos. Las mismas nos permiten evaluar el comportamiento del activo en estudio y tienen la particularidad que se complementan entre sí, logrando un conocimiento más completo de cada fenómeno (Montichelli A et

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

al., 2018). En el caso a estudio se trata de un aislador soporte de porcelana de uso interior de 30 kV tal como el que se observa en la Figura 1.



Figura 1. Aislador de porcelana de 30 kV.

De las múltiples posibilidades que se encuentran, la termografía cualitativa nos permite visualizar un mapa térmico característico de cada activo, es decir, cuál es su comportamiento térmico en condiciones de operación de acuerdo a satisfacer la función para la que fue diseñado por sus fabricantes (Montichelli A et al., 2022).
El mapa térmico del aislador nos muestra la distribución de la intensidad de radiación en el mismo, que en este caso para este tipo de activo es uniforme y a temperatura ambiente (Figura 2).



Figura 2. Mapa térmico característico.

Termografías periódicas a través de los años han ido mostrando diferentes defectos térmicos en aisladores que se ubican en el interior de subestaciones. Estos defectos encontrados evidencian una discontinuidad en su distribución de temperatura en el aislador. Para el análisis de estos comportamientos se debe considerar la siguiente premisa como fundamento de nuestro estudio.
Cualquier cambio térmico en un activo que represente una temperatura no deseada es un indicador de que un defecto ha ocurrido, está ocurriendo o está a punto de ocurrir.

Resultados y discusión

En las Figuras 3 y 4 se observa el registro de un defecto térmico en el mismo aislador desde 2 puntos de vista diferentes, frontal y posterior respectivamente.
En el registro térmico realizado se visualiza un patrón térmico característico de falla, donde se resalta la variación en la intensidad de la radiación que no es uniforme en la superficie del aislador. Se observan zonas de mayor temperatura (amarillo-naranja) y zonas de menor temperatura (lila -violeta), lo que trae como consecuencias discontinuidades en la distribución de calor en la superficie del aislador. En la escala de colores de la Figura 5 podemos observar que en la parte inferior existe una zona de menor temperatura con predominancia de colores fríos, y en la parte superior predominan colores cálidos, zona de mayor temperatura.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

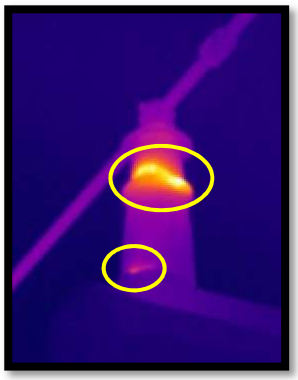


Figura 3. Aislador
Vista frontal.

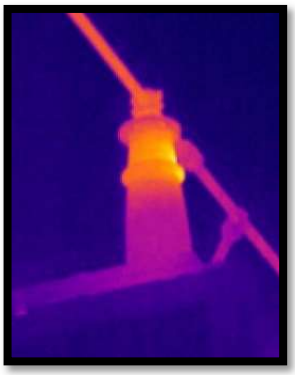


Figura 4. Aislador
Vista posterior.



Figura 5. Escala
de referencia.

Estudios cuantitativos realizados sobre el aislador con defecto térmico permitieron determinar las temperaturas superficiales que existían, lográndose obtener registros máximos de 39.1 °C en la zona defectuosa y de 26.8 °C en el resto del aislador registrándose un delta de temperatura en el propio aislador de 12.3 °C (Figuras 6 - 8). En la Figura 9 se visualiza la temperatura anómala en parte inferior del equipo y en la Figura 10 se observa el aislador de la fase adyacente con su temperatura característica de funcionamiento, visualizándose un mapa térmico uniforme en la intensidad de radiación. Durante el ensayo de inspección termográfica se registró una temperatura ambiente de 24 °C, lo que permite determinar un delta de temperatura de 15.1 °C con respecto a la máxima temperatura registrada en el aislador con defecto.

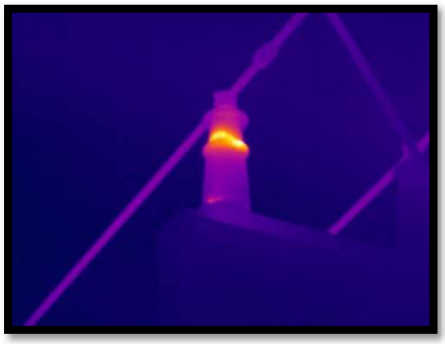


Figura 6. Aislador con defecto.

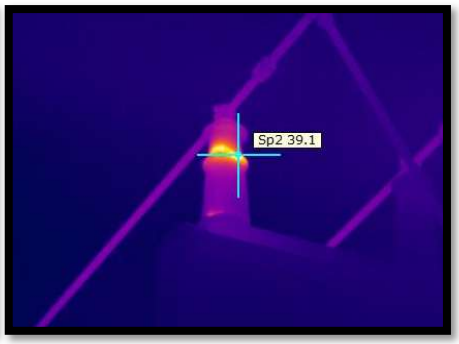


Figura 7. Temperatura defecto superior.

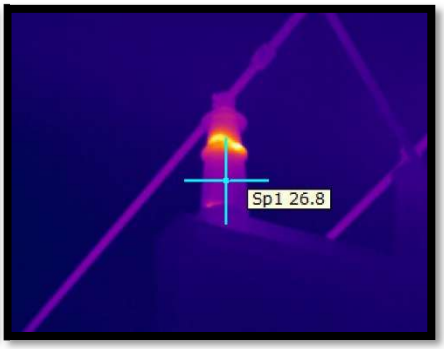


Figura 8. Temperatura zona media.

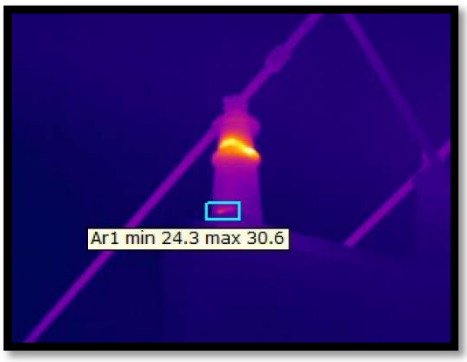


Figura 9. Temperatura defecto inferior.

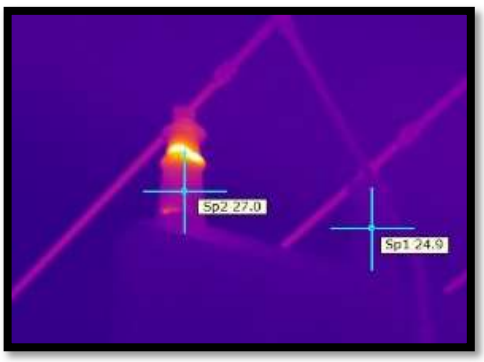


Figura 10. Temperatura comparativa fase adyacente.

Luego de efectuar los estudios termográficos cuantitativos y cualitativos se realizó una evaluación en cuanto a la severidad del defecto encontrado tomando como referencia las normas ANSI/NETA MTS-2019 y NFPA 70B.
En las normas mencionadas se establecen rangos de temperaturas para determinar la severidad del defecto térmico del punto de vista cuantitativo. Teniendo en cuenta el delta T registrado entre componentes similares (14.2°C), y con respecto a la temperatura ambiente (15.1°C), ambas normas indican una deficiencia o probable deficiencia con recomendaciones de acciones correctivas cuando el tiempo lo permita.
El aspecto cualitativo (en este caso), nos permite evaluar con mayor precisión el estado del activo que está en un proceso de falla, ya que nos muestra con mayor claridad cómo está siendo afectada su función principal (aislar), y determinar el tiempo

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

para desarrollar una acción correctiva antes que se produzca una falla de gran magnitud. En algunos casos de estudios, la termografía cuantitativa puede no ser determinante a la hora de establecer la criticidad de un defecto, se deben considerar otros aspectos como, por ejemplo: ubicación del defecto en el activo, tipo de defecto, geometría y tamaño de la zona de mayor intensidad de radiación, afectación de la función principal, patrones característicos de falla, antecedentes existentes de marca y modelo similares, probabilidad de ocurrencia.

Estudios realizados con anterioridad sobre comportamientos térmicos en aisladores de porcelana de 30 kV permitieron visualizar diferentes manifestaciones de estos defectos térmicos a nivel superficial. En las Figuras 11 - 17 podemos observar diferentes mapas térmicos de aisladores con temperaturas anómalas cuyas intensidades de radiación, área que ocupa, geometría del defecto y ubicación permiten establecer diferentes criticidades. Si comparamos la Figura 11 y la Figura 13 podemos determinar que esta última tiene mayor criticidad porque, además de ocupar la intensidad de radiación una mayor área (toda la pollera superior del aislador) el defecto está ubicado en una zona de mayor gradiente de campo eléctrico. Tener un patrón térmico de esas características en ese lugar podría traer como consecuencia una aceleración en la degradación del esmalte, la formación de descargas parciales y el inicio de un tracking superficial.

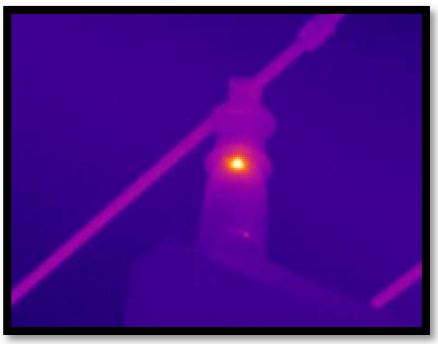


Figura 11. Defecto tipo punto.



Figura 12. Defecto tipo línea.

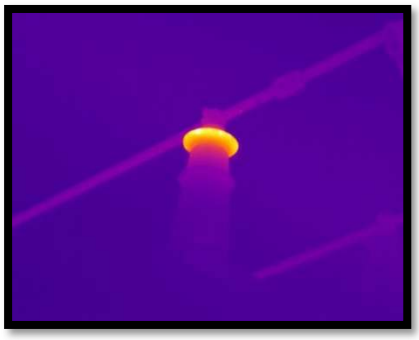


Figura 13. Defecto pollera sup. continua.

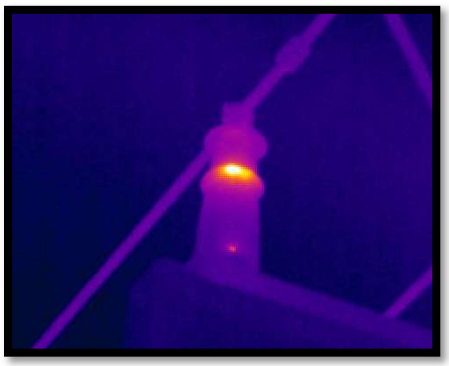


Figura 14. Defecto pollera inf.

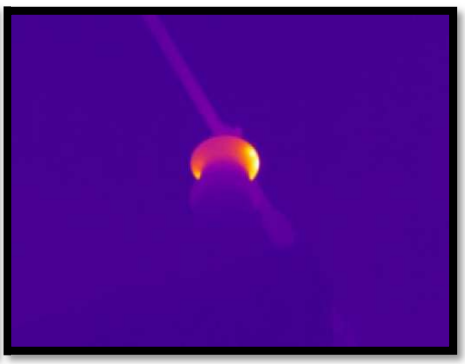


Figura 15. Defecto pollera sup. discontinua.

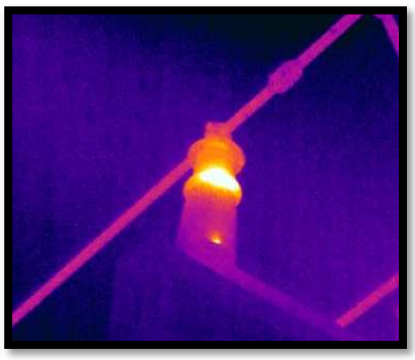


Figura 16. Defecto zona central.



Figura 17. Defecto pollera inferior continua.

Si observamos el aislador a estudio (Figura 18) podemos visualizar que además del área que ocupa la mayor intensidad de radiación existe una línea irregular o sinuosa de arriba hacia abajo (no rectilínea) en la cual hay un camino de conducción térmica, cuya manifestación podría estar asociada a problemas estructurales de deformación y/o micro fisuras. En este caso el patrón térmico cualitativo adquiere mayor importancia que el cuantitativo porque nos permite visualizar intensidades de radiación no características, producidas por la circulación de corrientes de fuga superficiales que reducen la distancia dieléctrica de fuga y afectan la función principal de aislación.



Figura 18. Defecto central irregular.

Teniendo en cuenta la severidad del defecto encontrado en el aislador, se realizaron inspecciones con cámara de efecto corona. En las Figuras 19 y 20 se presentan las imágenes registradas.



Figura 19. Imagen Cámara Corona.



Figura 20. Imagen Cámara Corona.

En las imágenes obtenidas con diferentes ganancias se confirmó la existencia del defecto en el aislador en los 2 puntos detectados mediante termografía infrarroja, coincidiendo con las zonas de mayores descargas. Si bien la inspección realizada con la cámara de efecto Corona permitió correlacionar con lo encontrado en la inspección termográfica, no fue posible cuantificar el nivel de descargas, debido a que el equipo utilizado para la inspección no cuenta con esa posibilidad. Ambos estudios (Termografía y Cámara Corona) fueron realizados estando el activo en servicio y en condiciones normales de operación.

Luego que el aislador fue retirado de servicio debido a una falla de gran magnitud, se pudo observar en el mismo que a nivel de superficie tenía un importante nivel de suciedad, acumulación de polvo, presencia de partículas y signos de descargas parciales.

A continuación, se muestran imágenes del aislador con los diferentes grados de contaminación y la identificación de condiciones físicas observables de falla (Figuras 21-24).



Figura 21. Contorneo y partículas.



Figura 22. Presencia de polvo.

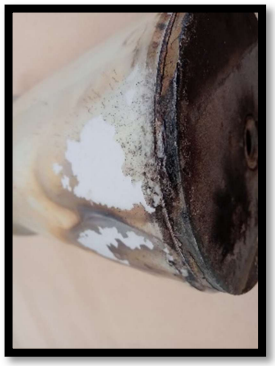


Figura 23. Pérdida de esmaltado.



Figura 24. Signos de Descargas.

Una vez que el aislador fue retirado de servicio se le realizaron una serie de ensayos para evaluar su estado. Para la ejecución de los ensayos se conservó el aislador en los niveles de contaminación a los que estaba expuesto, sin modificarlo ni limpiarle la suciedad. A los efectos de tener un punto de comparación con otro aislador se realizó un ensayo de Resistencia de Aislación en el aislador retirado (Aislador 1) y en otro aislador sin defecto térmico (Aislador 2).
En las Tablas 1 se observan los resultados obtenidos.

Tabla 1. Ensayo resistencia de aislación.

Activo medido	V aplicada (kV)	Resistencia (MΩ)
Aislador 1	5	10
Aislador 2	5	60000

Luego de realizar los ensayos se procedió a limpiar el aislador 1 de la suciedad a nivel de superficie y se ensayó nuevamente, obteniendo el resultado que se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Ensayo de resistencia de aislación en aislador 1 sin suciedad.

Activo medido	V aplicada (kV)	Resistencia (MΩ)
Aislador 1 (limpio)	5	220

A partir de los ensayos se comprobó que el aislador 1 presentaba un valor de Resistencia de Aislación significativamente inferior al aislador 2, aún después que haber sido limpiada su superficie.
Teniendo en cuenta que se observaba daños a nivel de superficie, se procedió a obtener imágenes con mayor nitidez para conocer su estado.
A continuación, en las Figuras 25 - 27 se muestran las imágenes obtenidas.



Figura 25. Parte superior.



Figura 26. Parte inferior.



Figura 27. Parte media.

Se puede observar pérdidas del esmalte que cubre la porcelana, calentamiento y arborescencia en zona de descargas.
Luego de inspeccionar el aislador a nivel de superficie, se le realizó una toma de imágenes con rayos X para determinar si existía algún daño a nivel estructural(fisura) en el interior del mismo como lo muestra las Figuras 28 y 29.

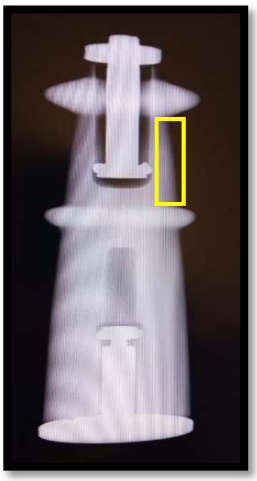


Figura 28. Vista Frontal.



Figura 29. Vista posterior.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

De las imágenes obtenidas no se visualizaron fisuras o roturas en la porcelana del aislador detectable con esta técnica utilizada, si pudo observarse una pequeña deformación entre primer y segunda pollera coincidente con zona de mayor irradiación térmica, como lo marca el recuadro amarillo (Figura 28).
Posteriormente a las pruebas realizadas para evaluar el estado estructural del aislador se realizaron otros ensayos eléctricos y termográficos al aislador retirado y al aislador en buen estado para tener un comparativo de los valores.

Se sometió a ambos aisladores a un ensayo de tensión aplicada en continua, obteniéndose los resultados en la Tabla 3 y 4.

Tabla 3. Tensión aplicada en aislador 2 (sin defecto térmico).

V aplicada (kV)	I_fuga (µA)	R(GΩ)
5	0,10	41
10	0,30	33
15	0,80	19
20	1,30	15
25	2,80	8,9
30	5,00	6,0

Tabla 4. Tensión aplicada en aislador 1(con defecto térmico).

V aplicada (kV)	I_fuga (µA)	R(GΩ)
5	100	0,050
10	88	0,114
15	95	0,168
20	110	0,182
25	140	0,179
30	152	0,197

En ambas tablas se comprueba que en el aislador con defecto térmico se obtuvieron mayores valores de corriente de fuga y menores valores de resistencia de aislación.
Luego de realizar los ensayos de tensión aplicada en continua se procedió a realizar ensayos de medida de corriente de fuga, tangente delta y capacidad en ambos aisladores.

En las Tablas 5 y 6 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5. Ensayos en aislador 2 (sin defecto térmico).

V aplicada (kV)	I_fuga (µA)	tan(δ)	Cs (pF)
10,00	37,80	0,25	12,00
20,00	78,50	0,28	12,40
30,00	116,50	0,29	12,60
40,00	162,00	0,32	12,80

Tabla 6. Ensayos en aislador 1(con defecto térmico).

V aplicada (kV)	I_fuga (µA)	tan(δ)	Cp (pF)
5,00	148,00	3,60	22,00
10,00	195,00	2,00	25,70
15,00	227,00	1,80	21,90
20,00	233,00	1,40	20,20
25,00	275,00	1,30	20,40

Se comprobó que el aislador 1 obtuvo valores significativamente mayores que el aislador 2, de corriente de fuga, tangente y capacidad. Para el ensayo en el aislador sin defecto se optó por aplicar tensiones escalonadas de 10 kV, mientras que en el aislador con defecto térmico se optó por aplicar valores de tensión de 5 kV con el fin de obtener mayor precisión en la

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

información. Con posterioridad se realizó un ensayo de tensión aplicada en alterna tomándose registros térmicos del aislador a medida que se incrementaba los niveles de tensión que se aplicaba, como se puede observar en las Figuras 30-37.



Figura 30. Aislador a 10 kV.



Figura 31. Aislador a 20 kV.



Figura 32. Aislador a 30 kV.

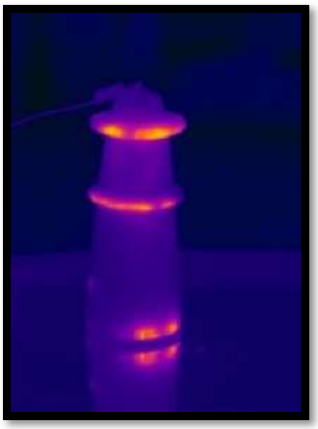


Figura 33. Aislador a 40 kV.

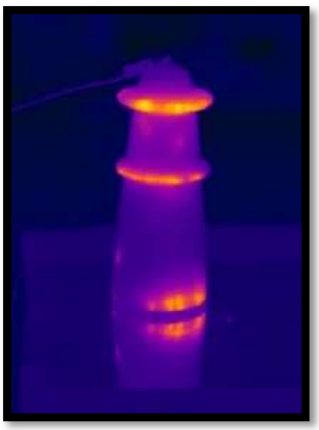


Figura 34. Aislador a 50 kV.

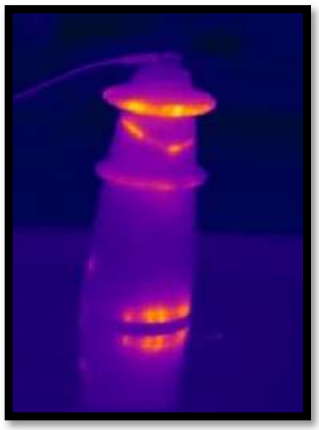


Figura 35. Aislador a 60 kV.

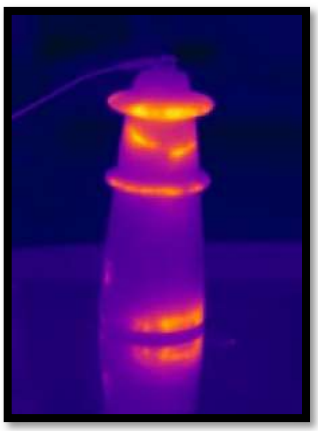


Figura 36. Aislador a 70 kV.

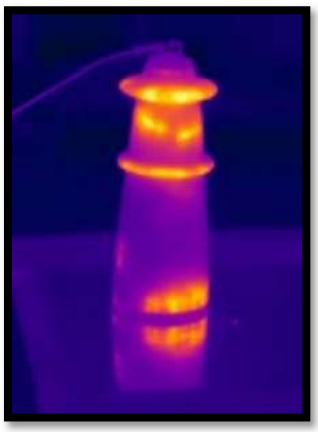


Figura 37. Aislador a 80 kV.

A continuación, se muestra en Tabla 7 el registro de ensayo realizado en laboratorio, donde se inyectaron valores de tensión por encima de los valores característicos de operación, de este tipo de aislador para obtener registros térmicos y corroborar zonas de afectación.

Tabla 7. Observaciones detectadas en aislador con defecto térmico.

V aplicada (kV)	Observacion
10	defecto termico
20	defecto termico
30	arborescencia
40	arborescencia
50	contorneo
60	contorneo
70	arco
80	arco

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Simultáneamente al registro térmico se obtuvieron imágenes para visualización de diferentes modos de falla que se iban registrando en el aislador, como lo muestran las Figuras 38-49.
En las Figuras 38 - 41 se observa sobrecalentamiento localizado en zonas específicas del aislador y arborescencias eléctricas que producen degradación en forma de "árbol" sobre el aislamiento.


Figura 38.


Figura 39.


Figura 40.


Figura 41.

En las Figuras 42 - 45 se observa un crecimiento de ramificaciones internas sobre el aislamiento y se comienzan a visualizar tracking superficial contorneando las 2 primeras polleras del aislador.


Figura 42.


Figura 43.


Figura 44.


Figura 45.

En las Figuras 46 - 49 se observa un incremento del tracking superficial con descargas puntuales, pudiendo visualizarse la forma (geometría) que va adquiriendo en su desarrollo, primero contorneando la superficie del aislador y luego saltando distancias hasta finalmente producirse el arco.


Figura 46.


Figura 47.


Figura 48.


Figura 49.

Teniendo en cuenta la información obtenida del aislador retirado con defecto térmico, cuya salida de servicio se produjo a causa de una falla de gran magnitud y considerando que los ensayos eléctricos realizados en laboratorio validaron la existencia de condiciones de operación inadecuadas, se decidió realizar un análisis más profundo del evento ocurrido.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Teniendo presente las 2 distancias dieléctricas de arco seco y de fuga, que están involucradas en el desempeño de un activo de estas características, como lo muestran las Figuras 50 y 51 se realizó un análisis en sitio de lo encontrado.



Figura 50. Distancia dieléctrica de arco seco.



Figura 51. Distancia dieléctrica de fuga.

De lo relevado en sitio, se comprobó que existían en la instalación signos de descargas sobre la mampostería donde estaba montado el aislador, como se resaltan en amarillo en la Figura 52.

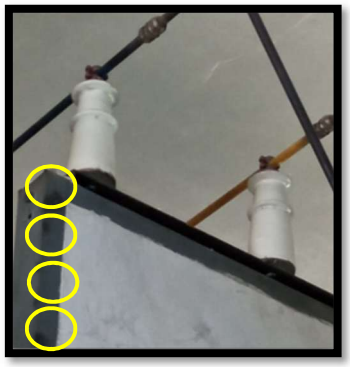


Figura 52. Descargas sobre mampostería.

Luego de ocurrido el evento se procedió a un registro de los daños encontrados en el entorno del activo mencionado y especialmente en la barra circular a la que estaba unido el aislador. Se muestran a continuación algunas imágenes sobre lo encontrado en las Figuras 53 - 56.



Figura 53. Barra lado izquierdo con arco.



Figura 54. Barra lado derecho con perforación.



Figura 55. Barra lado izquierdo con arco.

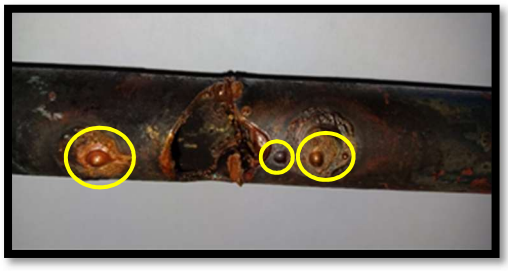


Figura 56. Barra lado derecho con arcos.

A partir del relevamiento realizado, se detectaron 2 zonas a través de las cuales se produjeron los arcos desde la barra hacia la base del aislador (mampostería), una del lado izquierdo y otra del lado derecho como se indican en la Figura 57 y 58 respectivamente.



Figura 57. Descargas lado izq.



Figura 58. Descargas lado der.

Teniendo en cuenta la perforación y la pérdida del material en la barra del lado derecho, es altamente probable que haya sido este el evento por el cual se produce la salida intempestiva de la barra de 30 kV.
Por otro lado, se encontraron 2 elementos más que contribuyeron al desarrollo de este proceso de falla, uno es la alta humedad (causa desencadenante) y otro polvo en suspensión (causa agravante) desprendido del techo sobre los aisladores como lo muestra la Figura 59.



Figura 59. Desprendimiento de polvo de techo.

Conclusiones

En el caso de estudio, podemos afirmar que se encontró una correlación entre las diferentes técnicas predictivas aplicadas al activo. Se pudo identificar una relación directa entre defecto externo en el aislador – cambio en sus propiedades térmicas-generación de descargas de tipo corona e incremento en las corrientes de fuga a nivel de superficie.
Los ensayos eléctricos realizados con posterioridad al retiro del aislador de servicio, permitieron corroborar que la contaminación a nivel de superficie, afectaba la resistencia de aislación del mismo e incrementaba las corrientes de fugas, así como también la tangente delta.
Se considera de gran utilidad combinar termografía infrarroja con cámara efecto corona para contar con un diagnóstico preciso y detectar posibles fallas, en todo el ciclo de vida de estos activos. Se establece la conveniencia de contar con programas de monitoreo semestrales para aisladores de porcelana para interior que incluyan estas 2 técnicas antes mencionadas. Además, se considera de gran importancia tomar conciencia de la necesidad de generar entornos controlados en estos activos que son de uso interior, del punto de vista de variables atmosféricas (temperatura y humedad) y ambientales (polvo y partículas en suspensión), recomendándose mantenimientos profundos anuales.
Se destaca el aporte que realiza la termografía cualitativa sobre el estado de situación de los activos brindando información complementaria y de gran utilidad a lo aportado por la termografía cuantitativa, para determinar la severidad de un defecto.
Se recomienda realizar ensayos y pruebas en laboratorio, de activos que tuvieron fallas de gran magnitud y fueron retirados de servicio, como forma de adquirir conocimientos sobre los mismos.
Finalmente, se enfatiza sobre el valor que representa la identificación de fallas en los activos como oportunidades de mejoras para las instalaciones, contribuyendo a la confiabilidad del sistema eléctrico y a la seguridad de las personas.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Agradecimientos

El autor agradece la colaboración de Roberto Martínez, Hugo Gula y María Pía Grilli en la compaginación y elaboración del trabajo de investigación, así como también a Leonardo Trigo y Haig Arabadjian por los ensayos realizados en laboratorio de UTE.

Referencias Bibliográficas

Moubray, J, (2004), Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Aladon LLC, North Carolina, USA, 7-14.

Montichelli A, Martínez R, Chiarella C, (2018), “Detección de fallas en transformadores de medida de 150 Kv”, IEEE, 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting(EPIM).

Montichelli A, (2022), “Termografía cualitativa en aisladores de porcelana de 30 kV”, Infrared Training Center(ITC), disponible en: https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7008832293343571968?utm_source=share&utm_medium=member_desktop

International Electrical Testing Association (NETA), (2019). “ANSI/NETA MTS-2019: Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems”.

National Fire Protection Association, (1997). NFPA 70B: Recommended practice for electrical equipment maintenance.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Impacto del reactor de neutro sobre el arco secundario frente a fallas monofásicas en líneas de transmisión de extra alta tensión.

Impact of the neutral reactor on the secondary arc in the face of single-phase faults in extra high voltage transmission lines.

Ariel A. Albanese
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Grupo Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Av.60 y 124s/n, Berisso, Buenos Aires, Argentina. Tel: +54-221-412-4393
albanese@frlp.utn.edu.ar

Héctor O. Pascual
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Grupo Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Av.60 y 124s/n, Berisso, Buenos Aires, Argentina. Tel: +54-221-412-4393
opascual@frlp.utn.edu.ar

José L. Maccarone
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Grupo Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Av.60 y 124s/n, Berisso, Buenos Aires, Argentina. Tel: +54-221-412-4393
josmacca@gmail.com

Carlos D. Di Clemente
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Grupo Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Av.60 y 124s/n, Berisso, Buenos Aires, Argentina. Tel: +54-221-412-4393
cdiclemente@frlp.utn.edu.ar

Resumen

Ante una falla monofásica en un conductor de línea se establece una corriente de cortocircuito a tierra elevada, generalmente alimentada desde ambos extremos. Si la falla se despeja mediante la apertura monofásica de los interruptores en ambos extremos, el conductor afectado permanece energizado principalmente por el acoplamiento capacitivo con las fases sanas. Como consecuencia, persiste una tensión en el punto de falla que puede sostenerla, aunque con menor corriente. Este fenómeno se denomina arco secundario.
La corriente de arco secundario puede alcanzar decenas de amperes, muy inferior a la corriente inicial de falla, que es del orden de kiloamperes.
Este trabajo muestra el comportamiento del mencionado arco secundario frente a la incorporación de un reactor de neutro para una falla de cortocircuito monofásico en una configuración típica de línea (500kV). De los resultados obtenidos se desprende la utilidad de la incorporación de dicho reactor de neutro para el caso analizado.

Palabras clave: Reactor de Neutro, Arco Secundario, Sistemas de Potencia, Transitorios, ATP (Alternative Transient Program).

Abstract

In the event of a single-line-to-ground fault on a line conductor, a high ground fault current is established, generally fed from both ends. If the fault is cleared by single-pole tripping of the circuit breakers at both ends, the affected conductor remains energized mainly due to capacitive coupling with the healthy phases. As a result, a voltage persists at the fault location that may sustain the fault, although with a lower current. This phenomenon is known as the secondary arc.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

The secondary arc current can reach tens of amperes, which is much lower than the initial fault current, typically on the order of kiloamperes.
This paper presents the behavior of the aforementioned secondary arc when a neutral reactor is incorporated for a single-line-to-ground short-circuit fault in a typical 500 kV transmission line configuration. The results obtained demonstrate the usefulness of incorporating such a neutral reactor for the case analyzed.

Keywords: Secondary Arc, Power Systems, Transients, ATP (Alternative Transient Program)

Introducción

En un Sistemas Eléctrico de Potencia de extra alta tensión las fallas monofásicas en líneas aéreas son comunes y dentro de éstas las fallas transitorias. Dichas fallas de carácter transitorio poseen la virtud de que, suprimida la fuente de energía, se extinguen y el aislante se auto regenera muy rápidamente posibilitando un intento de re-cierre exitoso y la continuidad del servicio.

Las fallas monofásicas representan entre el 80 y 90% de las fallas más frecuentes. Estas fallas son fallas de arco, las cuales son causadas por una ruptura del espacio en aire o por el contorneo de una cadena de aisladores. El fenómeno de la falla de arco se ve representado por diferentes causas, tales como: degradación del aislamiento, deterioro de los conductores, pérdida de conexiones eléctricas, entre otras. (Blackburn and Domin, 2006)

Cuando una falla monofásica de arco se presenta en el sistema eléctrico aparece en el punto de falla el arco primario, y persiste hasta el momento justo en el cual el sistema de protección opera enviando una señal de apertura a los interruptores, que finalmente abren sus polos; después de este momento aparece el arco secundario, que es el fenómeno en el cual se transporta energía desde las fases sanas hacia la fase fallida en el punto de falla (Idárraga, 2007). Es decir, este fenómeno es característico del re-cierre monofásico, pues durante el re-cierre trifásico las fases sanas también son desconectadas, no pudiendo inducir tensión o corriente alguna que reinicie la falla. (Siegert, 1988.)

La máxima potencia a ser transportada por una línea en función de la estabilidad transitoria del sistema está determinada por el ángulo de transporte, que podrá ser tanto mayor, cuanto más veloz sea el sistema de protección que despeje la falla y cuanto más rápido pueda efectuarse el re-cierre. En este punto y con referencia a los re-cierre monofásicos, es donde se hace particularmente importante la rápida extinción del arco secundario, que es el fenómeno que limita el tiempo muerto de re-cierre y consecuentemente la máxima potencia que podrá ser transportada por la línea. (Di Salvo y Villar, 1999)

Este trabajo busca mostrar el impacto que provoca sobre el arco secundario la incorporación de un reactor de neutro cuando se producen maniobras de re-cierre monofásicos. Para lo cual se contempla el análisis de dicho fenómeno sobre una línea de transmisión de extra alta tensión (500kV), buscando identificar el comportamiento de la corriente para tener la posibilidad de disminuir el tiempo de autoextinción y de esta forma lograr una reconexión exitosa.

Es oportuno mencionar que el tiempo de autoextinción del arco secundario depende de la morfología, topología, del estado de carga y del momento en el cual se produzca la condición de falla del sistema en estudio, lo cual determina que para cada caso en particular se deberá realizar el estudio correspondiente de arco secundario.

Particularidades del Arco secundario.

Cuando ocurre una falla monofásica en el Sistemas Eléctrico de Potencia, se forma el arco primario y está presente hasta el momento justo antes en el que el interruptor se acciona para despejarla, posteriormente se presenta el arco secundario, que es consecuencia del acoplamiento electromagnético existente entre las fases sanas y la fase fallida. (Albanese, 2021)

Cuando la fase fallada de una línea es desconectada de ambos extremos por los dispositivos de interrupción, el acoplamiento electromagnético existente de dicha fase con las fases sanas puede sostener la corriente de arco secundario.

Para asegurar que la maniobra de re-cierre monofásico sea exitosa, la corriente de arco secundario debe extinguirse durante el tiempo muerto de re-cierre y una vez extinguido el arco, la pendiente de la tensión de restablecimiento a través del arco debe ser lo suficientemente baja para evitar su reencendido. Resulta obvio que, como consecuencia del amortiguamiento del sistema, transcurrido un tiempo suficientemente largo, el arco se extinguirá. Pero prolongar el tiempo muerto de re-cierre más allá de aproximadamente 1 segundo sería poner en riesgo la estabilidad transitoria del sistema, que es justamente lo que se busca beneficiar.

El tiempo de extinción del arco secundario depende de diversos factores, incluyendo la corriente de arco primario, acoplamiento capacitivo entre las fases, voltaje del sistema y condiciones atmosféricas (Kapperman, et al., 1982) y (Spherling, et al., 1981). La mitigación de corrientes de arco secundario es una tarea de gran incidencia en la obtención de re-cierre monofásicos exitosos en líneas de transmisión de extra alta tensión.

Dada la importancia del re-cierre automático, monofásico o trifásico, existen distintas alternativas que permiten minimizar los efectos de la intensidad de corriente del arco secundario y de este modo disminuir el tiempo muerto de re-cierre. Las más conocidas de ellas son:

a) Incremento del tiempo muerto o de pausa del re-cierre automático hasta 1 segundo, siempre y cuando la estabilidad transitoria del sistema así lo permita. Con esto se persigue prolongar el lapso de amortiguación de la corriente de manera que su valor sea bajo antes de la re-energización.

b) Uso de reactor de neutro sintonizado conjuntamente con los reactores de compensación y las capacitancias de la línea.

c) Inserción durante el tiempo muerto de re-cierre, de un resistor entre el neutro de los reactores en derivación y tierra.

d) Inserción durante el tiempo muerto de re-cierre, de resistores en serie con los reactores de fase. La inserción se lleva a cabo durante el tiempo muerto o de pausa del re-cierre y resulta ser efectiva ante falla a tierra monofásica o trifásica con re-cierre igualmente monofásico o trifásico.

e) Conectar la línea a tierra al menos en uno de sus extremos, mediante la utilización de Interruptores de Puesta a Tierra de Alta Velocidad (High Speed Grounding Switchs).

f) Desconexión de los reactores de compensación durante el tiempo muerto del re-cierre.

Teniendo presente que el objetivo del trabajo es considerar el impacto del reactor de neutro sobre el arco secundario frente a fallas monofásicas en líneas de transmisión de extra alta tensión, es que de los distintos métodos mencionados se tratará el caso (b).

Características del recierre monofásico en líneas de extra alta tensión:

Los eventos que conforman un re-cierre monofásico podrían separarse en dos períodos bien diferenciados (Figuras 1, 2 y 3):

- Primer período (t1 a t2): En t1 se produce la falla monofásica y se desarrolla hasta t2 donde se abren ambos extremos de la fase en falla.

- Segundo período (t2 a t3): Tiempo muerto del re-cierre. Se mantiene la fase en falla abierta hasta t3, donde se vuelven a cerrar ambos extremos de la misma.

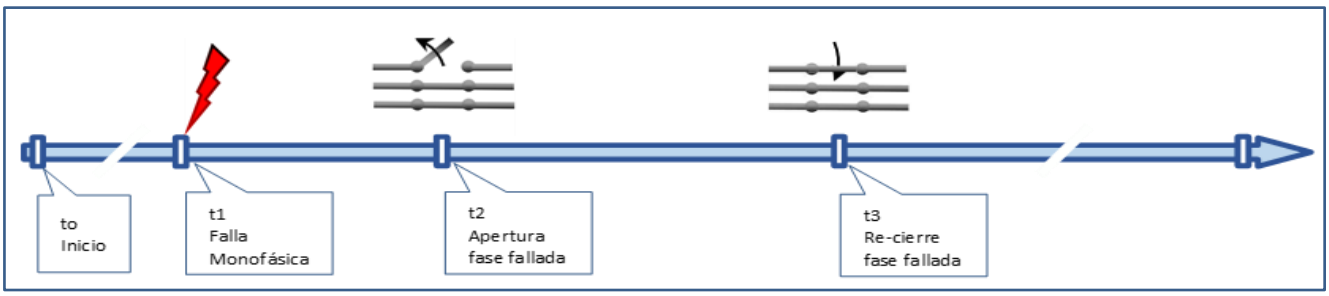


Figura 1. Secuencia de eventos para simulación de falla monofásica.

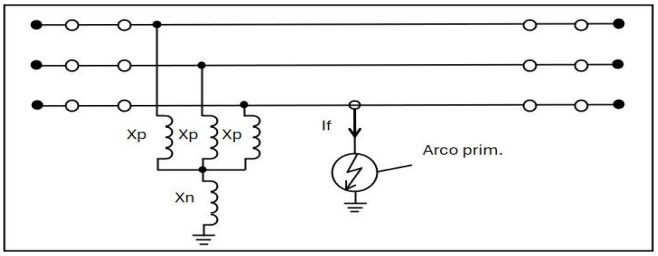


Figura 2. En t1 se produce la falla monofásica y se desarrolla hasta t2 donde se abren los interruptores en ambos extremos de la línea de la fase en falla.

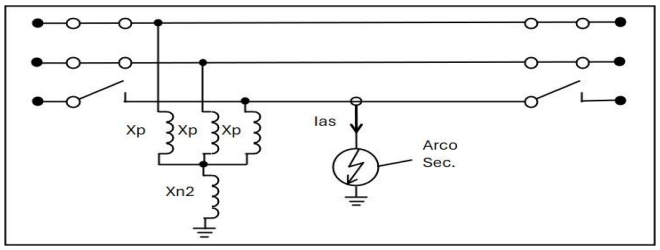


Figura 3. Tiempo muerto del re-cierre: t2 a t3.

Ias: Corriente de arco secundario. Esta es la corriente de falla durante el tiempo muerto. Su denominación se debe a que la fase en falla no se encuentra alimentada desde la propia fase en falla.

Para que un re-cierre sea exitoso debe lograrse que la falla se extinga definitivamente durante el tiempo muerto (t2-t3), antes que se vuelvan a cerrar los interruptores de ambos extremos de la fase en falla en el tiempo t3 (Figura 4). Deben garantizarse las siguientes dos condiciones:

- El arco establecido por la falla logre extinguirse.
- El arco no vuelva a reencenderse.

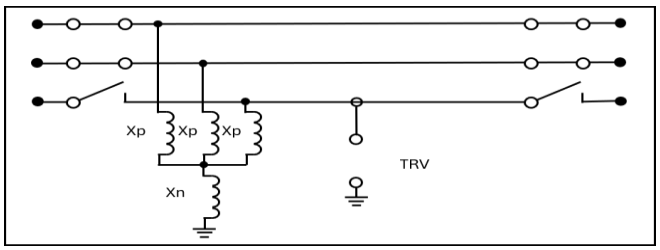


Figura 4. Tiempo muerto del re-cierre-extinción del arco.

TRV: Tensión de restablecimiento. Tensión en el punto de falla una vez extinguido el arco. A la tasa de crecimiento de la misma se la denomina RRRV (Rate of Rise of Restriking Voltage-kV/s).

Tabla 1. Condiciones para extinción definitiva del arco eléctrico durante el tiempo muerto de secuencia de re-cierre.

CONIDICIÓN	DEPENDE DE	CRITERIOS ASOCIADOS
El arco establecido por la falla logre extinguirse.	Magnitud de la corriente de arco secundario.	Corriente de arco secundario menor a 40 A Pico.
El arco no se reencienda.	Velocidad de restablecimiento de la capacidad dieléctrica del aire vs crecimiento de la tensión de restablecimiento.	Primer pico de la TRV menor a 80 kV.
		Tasa de Crecimiento de la tensión de restablecimiento (RRRV) menor a 8 kV/ms.

En la Tabla 1 se muestran los criterios que deberían adoptarse para que se cumplan ambas condiciones citadas precedentemente. Estos criterios provienen de estudios experimentales y son parámetros empíricos conocidos internacionalmente como los criterios de CESI (Centro Electtrotecnico Sperimentales Italiano) y adoptados por CIGRÉ (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) y validados en múltiples Thecnical Brochures (TB), tales como: TB 311: “Secondary Arc Extinction” (2007) y TB 540: “Guidance for single-phase auto-reclosing” (2013). En Argentina los citados criterios fueron adoptados por Transener y se formalizan en su documento (Transener)

Modelización del sistema.

El sistema eléctrico de potencia utilizado para la simulación se ha representado de la forma más sencilla posible, teniendo en cuenta las características más relevantes de un sistema real, con el fin de contemplar el comportamiento del mismo ante una falla de cortocircuito monofásica.

El sistema de potencia considerado es de extra alta tensión (500 kV), el cual fue modelado hasta la primera subestación utilizando el software ATP (Alternative Transient Program) (Dommel, 1981). Lo mencionado puede visualizase en la Figura 5.

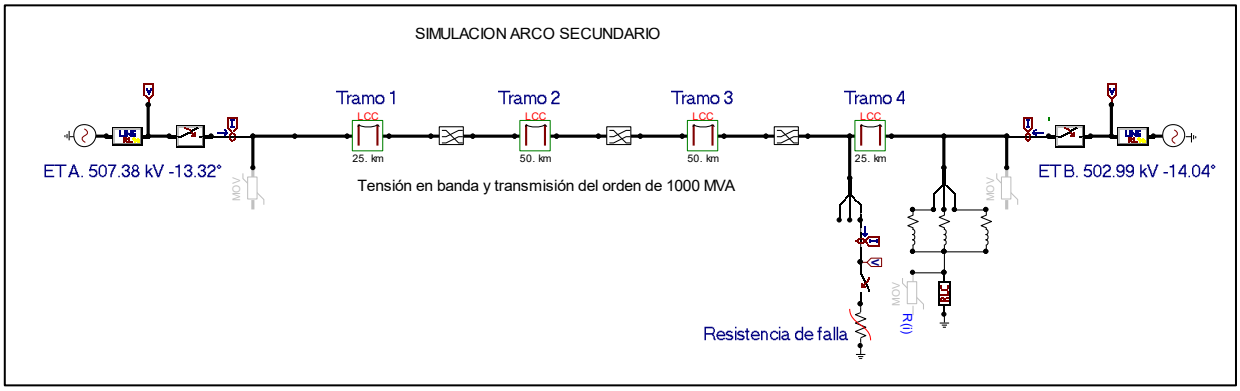


Figura 5: Circuitos utilizado.

La línea aérea de alta tensión de 500 kV tiene una longitud total aproximada de 150 km en cuatro tramos y tres transposiciones como se muestra en la Figura 6:

Tramo L1: 25 km. Tramo L2: 50 km Tramo L3: 50 km. Tramo L4: 25 km.

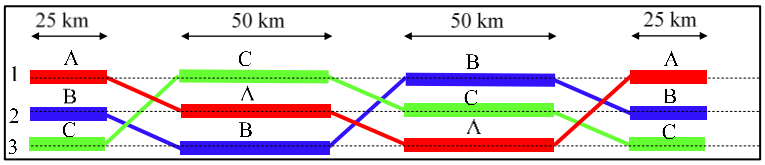


Figura 6. Esquema de transposición de la línea de 500 kV.

Cada tramo de la línea tiene los conductores dispuestos en configuración coplanar horizontal de acuerdo a Figura 7.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

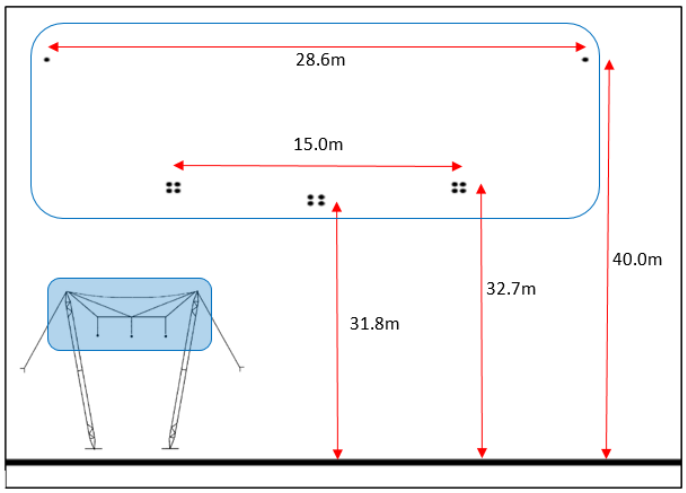


Figura 7. Disposición espacial de los conductores de la línea de 500 kV.

Para que la línea sea simétrica debe cumplirse que: $L1 + L4 = L2 = L3$

Simulaciones y análisis de resultados.

En esta primera etapa, el presente trabajo busca identificar las características que presenta el fenómeno de arco secundario, considerando principalmente el comportamiento del acoplamiento electromagnético de las fases sanas con respecto a la fase en falla y que impacto presenta la colocación del reactor de neutro frente a una condición de corto circuito determinada.

La extinción del arco secundario se considera segura si se verifican simultáneamente los criterios establecidos en la Taba 1. Las condiciones más severas se presentan en líneas largas transmitiendo la potencia máxima.

Para lograr condiciones favorables para la extinción del arco secundario es posible instalar reactores de un valor adecuado entre el neutro de los bancos de reactores de línea y la tierra. Ver Figuras 5 y 8.

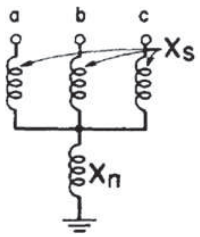


Figura 8. Esquema de conexión de reactores de neutro.

A continuación, en la Tabla 2 y en la Figura 9 se presentan los resultados de las simulaciones realizadas para fallas monofásicas a distintas longitudes de la línea. La secuencia de eventos para representar la falla monofásica en la línea aérea de alta tensión bajo análisis se observa en la Figura 1.

Tabla 2. Fallas monofásicas a distintas longitudes de la línea.

	Ubicación Falla.	Corriente de arco.		Criterios para la extinción de arco.			Cumple criterios para la extinción de arco.
CASO	(km línea) desde ET A.	primario [kA]	secundario [A]	Ias [A] ≤ 40 A pico	V(PICO) [kV] ≤ 80 kV	Tasa de Crecimiento de la tensión de restablecimiento (RRRV) menor a 8 kV/ms.	
1	0	9.59	1.52	SI	8.544	0.457	Cumple
2	25	8.28	1.51	SI	8.281	0.440	Cumple
3	50	7.45	1.49	SI	8.532	0.450	Cumple
4	125	7.45	1.49	SI	8.532	0.450	Cumple
5	150	6.36	1.59	SI	8.518	0.460	Cumple

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

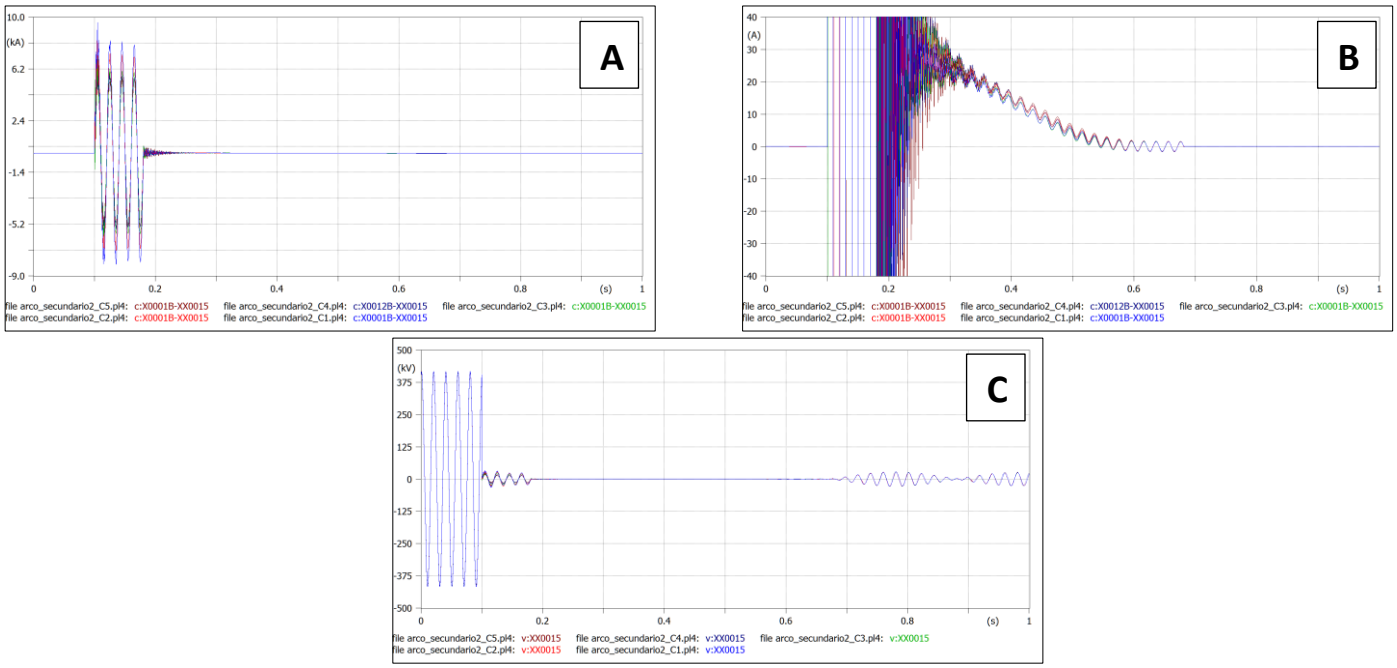


Figura 9. Fallas monofásicas a distintas longitudes de la línea (**A**: Corrientes de la fase en falla. **B**: Ampliación de la zona de interés de las corrientes de falla. **C**: Tensiones de la fase fallada).

Se contempló la sensibilidad modificando los valores de la reactancia de neutro según la Tabla 3 para el caso de una falla monofásica localizada al 15 % de la longitud de la línea, medida desde la ET A y cuyos resultados pueden visualizarse en la Figura 10.

Tabla 3. Variación de valor de reactancia de neutro [Ω].

	Ubicación Falla 15% desde ET A.	
CASO	**Valor de reactancia de neutro [Ω]**	**Color de curva**
1	1750.0	
2	1500	
3	1250	
4	1000	
5	750	
6	500	
7	250	
8	0	

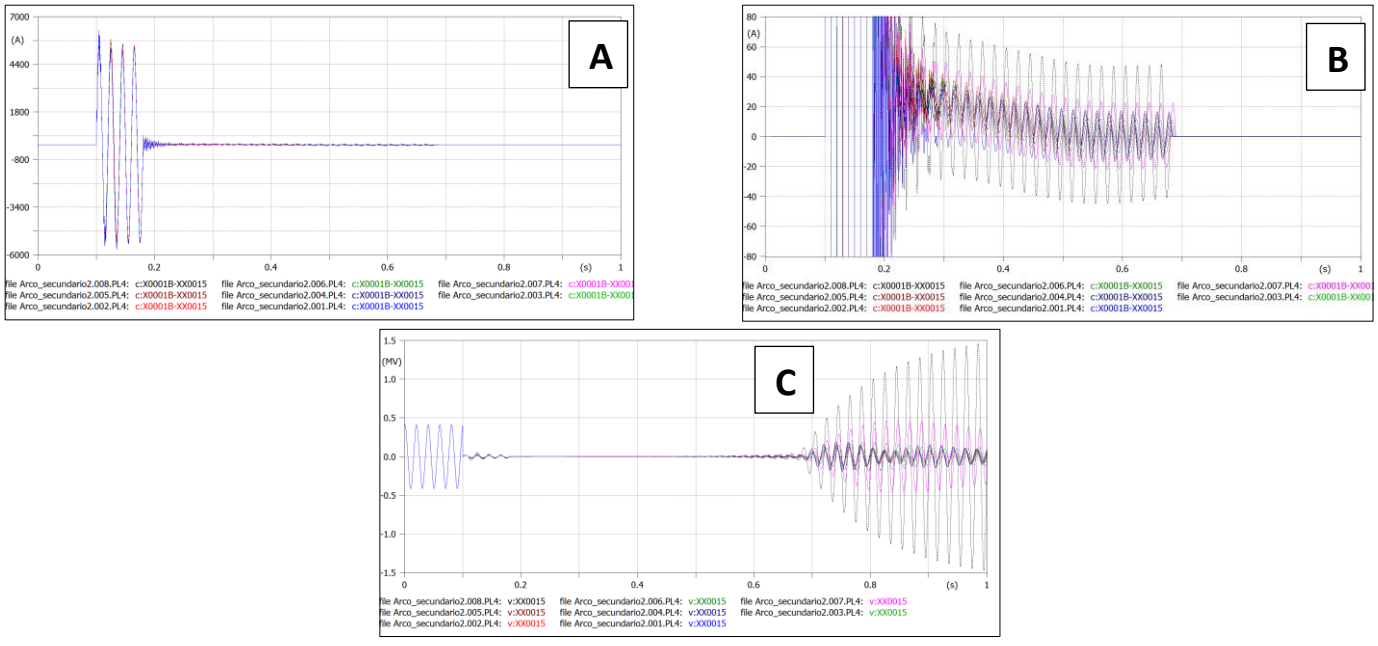


Figura 10. Variación de valor de reactancia de neutro [Ω]. (**A**: Corrientes de la fase en falla. **B**: Ampliación de la zona de interés de las corrientes de falla. **C**: Tensiones de la fase fallada).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Se verificó el desempeño del sistema ante la indisponibilidad monofásica de alguno de los reactores de compensación shunt (Tabla 4) y la ocurrencia de una falla monofásica sobre la fase B al 15% de la longitud de la línea (medida desde la ET A). Los resultados pueden visualizarse en la Figura 11.

Tabla 4. Indisponibilidad monofásica reactores de compensación shunt.

CASO	Reactor indisponible.	Color de curva
1	Red en estado normal	
2	fase A	
3	fase B	
4	fase C	

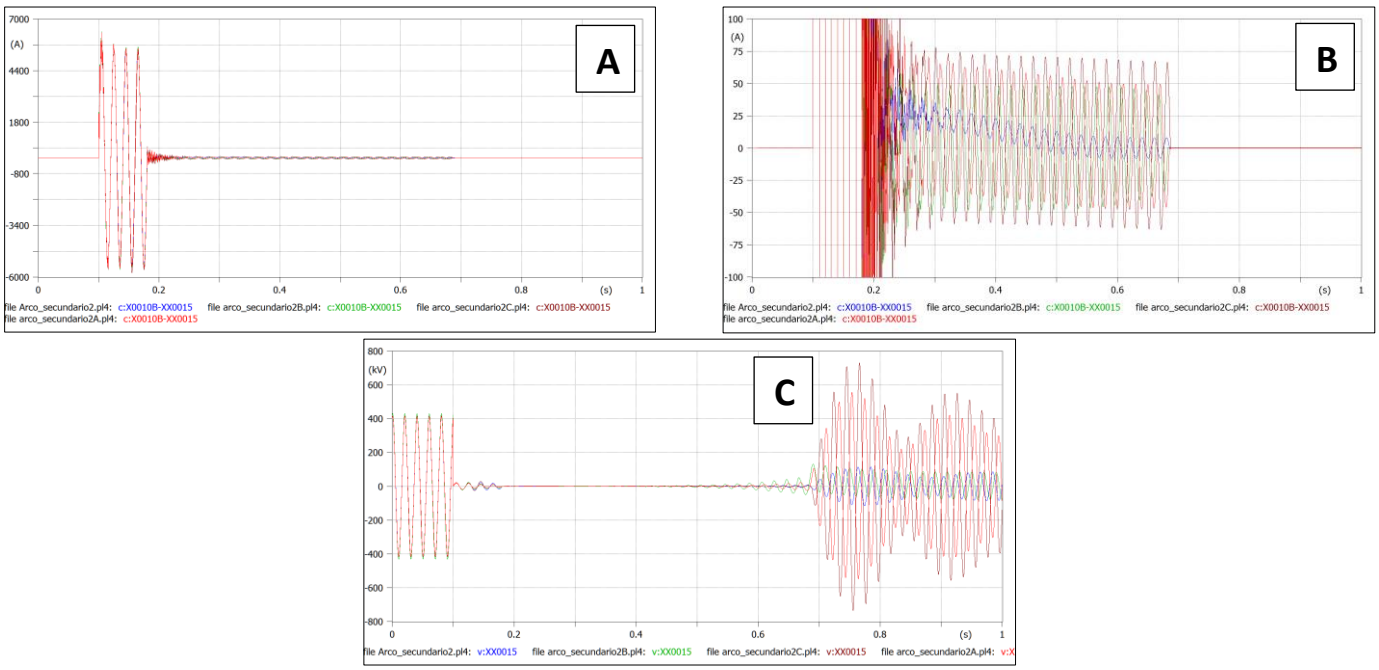


Figura 11. Indisponibilidad monofásica reactores de compensación shunt. (**A**: Corrientes de la fase en falla. **B**: Ampliación de la zona de interés de las corrientes de falla. **C**: Tensiones de la fase fallada).

Variando la longitud de los diferentes tramos de línea se puede asimetrizar sus parámetros eléctricos. Se simularon las alternativas que se muestran en la Tabla 5, junto con las capacidades correspondientes al modelo simplificado de Kimbark (Kimbark , 1964) y (Kimbark, 1976) de parámetros concentrados.

Tabla 5. Asimetrías de la línea.

	L1+L4[km]	L2[km]	L3[km]	C_{at}[µS]	C_{bt}[µS]	C_{ct}[µS]	C_{ab}[µS]	C_{bc}[µS]	C_{ac}[µS]
SIMETRICA	50	50	50	350.4050	350.4050	350.4050	116.7000	116.7000	116.7000
ASIMETRIA 1	50	75	25	339.5050	350.5875	361.1225	132.8750	100.4750	116.7500
ASIMETRIA 2	150	0	0	371.4750	307.1700	372.5700	149.2500	148.9500	51.9000

L1, L2, L3 y L4: Tramos de la línea considerada [km]
C_{at}, C_{bt} y C_{ct}: Susceptancia capacitiva entre las fases y tierra [µS]
C_{ab}, C_{bc} y C_{ac}: Susceptancia capacidades entre las fases [µS]

LINEA SIMETRICA: es posible encontrar un valor de reactor de neutro que logre un desacoplamiento capacitivo entre todas las fases, que según el modelo conceptual de Kimbark se puede calcular a través de la expresión [1]:

$$X_n = \frac{X_p}{\frac{1}{X_p B_{lin}} - 3} = \frac{1666.67}{\frac{1}{1666.67 * 116.7e^{-6}} - 3} = 778.32\ \Omega \qquad [1]$$

X_n: Reactancia del reactor de neutro [Ω]

X_p: Reactancia por fase del reactor de línea [Ω]

B_{lin}: Susceptancia capacitiva entre fases [μS]

En el caso ASIMETRIA 1, es decir L1 + L4 = 50 km, L2 = 75 km y L3 = 25 km, al no haber simetría alguna entre las fases no es posible hallar un valor de reactor de neutro que desacople alguna de las fases. $B_{ab} \neq B_{cb} \neq B_{ac}$

Para el caso ASIMETRIA 2 es posible hallar un valor de reactor de neutro que desacople la fase B, pero no las otras dos, ya que la fase B es simétrica respecto a la A y la C por ser la fase central.

ASIMETRIA 2: $B_{ab} \simeq B_{bc} = 149\mu S \neq B_{ca}$

$$X_n = \frac{X_p}{\frac{1}{X_p B} - 3} = \frac{1666.67}{\frac{1}{1666.67 * 149e^{-6}} - 3} = 1620.98\ \Omega$$

Para ambos casos considerados (ASIMETRIA 1 y ASIMETRIA 2) se verificó el desempeño del re-cierre en las tres fases para distintos valores de reactor de neutro teniendo en cuenta dos de los tres parámetros que se consideran habitualmente:

- Corriente de arco secundario Ias.
- Tensión de restablecimiento RRRV.

Caso de ASIMETRIA 1 (Ver Tabla 6 y Figura 12)

Tabla 6. Asimetría 1: Ias y RRRV Vs. de la variación óhmica de valor del reactor de neutro.

	L1+L4[km]	L2[km]	L3[km]
ASIMETRIA 1	50	75	25

Variación valores de reactor de neutro [Ω]	Corriente de arco secundario [A]				(RRRV) kV/ms			
	A	B	C	Simétrica	A	B	C	Simétrica
2000	15.36	21.40	21.06	17.41	3.22	2.44	6.06	3.19
1800	14.05	20.18	19.82	15.97	2.92	2.27	5.70	2.92
1600	12.48	18.28	18.45	14.26	2.63	2.08	5.00	2.60
1400	10.51	16.59	16.93	12.10	1.98	1.89	4.64	2.23
1200	8.50	14.19	15.28	9.30	1.98	1.66	4.00	1.77
1000	6.17	11.24	13.58	5.78	1.68	1.27	3.61	1.15
800	5.89	7.83	12.41	1.46	1.09	1.05	2.38	0.28
600	9.17	5.67	13.26	4.20	1.83	1.01	2.49	0.93
400	16.39	10.69	17.80	12.48	3.35	1.73	2.88	2.67
200	27.16	21.12	28.02	24.12	5.82	5.27	4.08	5.24
0	47.00	42.14	50.60	43.40	9.62	9.28	6.23	9.38

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

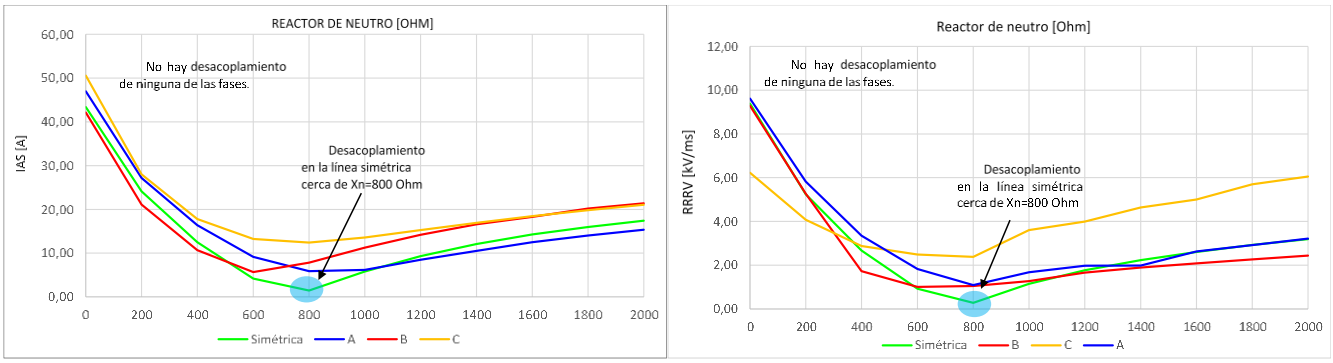


Figura 12. Asimetría 1: Ias y RRRV Vs. de la variación óhmica de valor del reactor de neutro.

En el caso ASIMETRIA 1, los resultados de la simulación permiten identificar que al no haber ninguna simetría entre las fases no es posible hallar un valor de reactor de neutro que desacople alguna de ellas. $B_{ab} \neq B_{cb} \neq B_{ac}$

Caso de ASIMETRIA 2 (Ver Tabla 7 y Figura 13)

Tabla 7. Asimetría 2: Ias y RRRV Vs. de la variación óhmica de valor del reactor de neutro.

	L1+L4[km]	L2[km]	L3[km]
ASIMETRIA 2	150	0	0

Variación Valores de reactor de neutro [Ω]	Corriente de arco secundario Ias [A]				Tensión de restablecimiento (RRRV) kV/ms			
	A	B	C	Simétrica	A	B	C	Simétrica
2000	49.00	4.00	40.90	17.41	10.46	0.74	8.73	3.19
1800	48.38	2.46	40.00	15.97	10.25	0.46	8.48	2.92
1600	47.60	0.68	39.00	14.26	10.00	0.13	8.19	2.60
1400	46.70	1.54	38.12	12.10	9.65	0.22	7.88	2.23
1200	45.80	4.20	36.90	9.30	9.40	0.60	7.57	1.77
1000	44.85	7.85	35.52	5.78	9.13	1.08	7.23	1.15
800	43.90	12.27	34.00	1.46	8.76	1.66	6.78	0.28
600	43.45	17.75	33.40	4.20	8.39	2.39	6.45	0.93
400	44.11	25.90	33.00	12.48	8.16	3.36	6.11	2.67
200	48.00	39.16	36.32	24.12	8.41	4.80	6.36	5.24
0	60.40	62.59	48.75	43.40	9.81	7.09	7.92	9.38

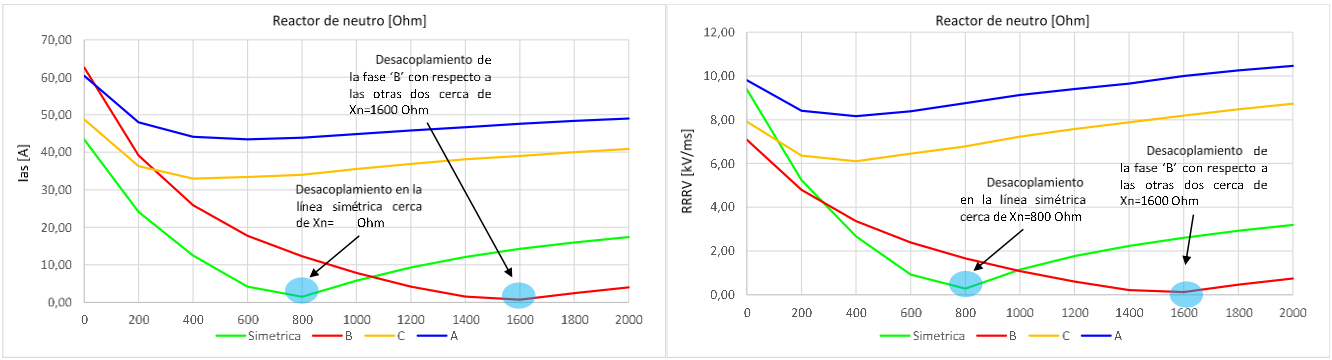


Figura 13. Asimetría 2: Ias y RRRV Vs. de la variación óhmica de valor del reactor de neutro.

En los casos ASIMETRIA 2, los resultados de la simulación verifican que es posible hallar un valor de reactor de neutro que desacople la fase B, pero no las otras dos, porque la fase B, como es la central, es simétrica respecto a la A y la C.

Análisis de resultados

De las simulaciones realizadas (Ver Figura 14) se desprende que:

• La corriente de arco secundario cuenta con una oscilación amortiguada, una componente exponencial decreciente y una respuesta forzada oscilatoria de frecuencia fundamental.

• El comportamiento del arco secundario depende fundamentalmente del acoplamiento capacitivo de la línea, por lo que, en primera instancia, puede analizarse el problema despreciando el acoplamiento inductivo de la línea.

• La corriente de arco secundario forzada depende fundamentalmente del acoplamiento entre fases. El objetivo entonces para lograr un re-cierre exitoso será lograr disminuir el efecto provocado por el mencionado acoplamiento. De lo mencionado surge la utilidad de incorporar un reactor de neutro sintonizado con la capacidad de la línea.

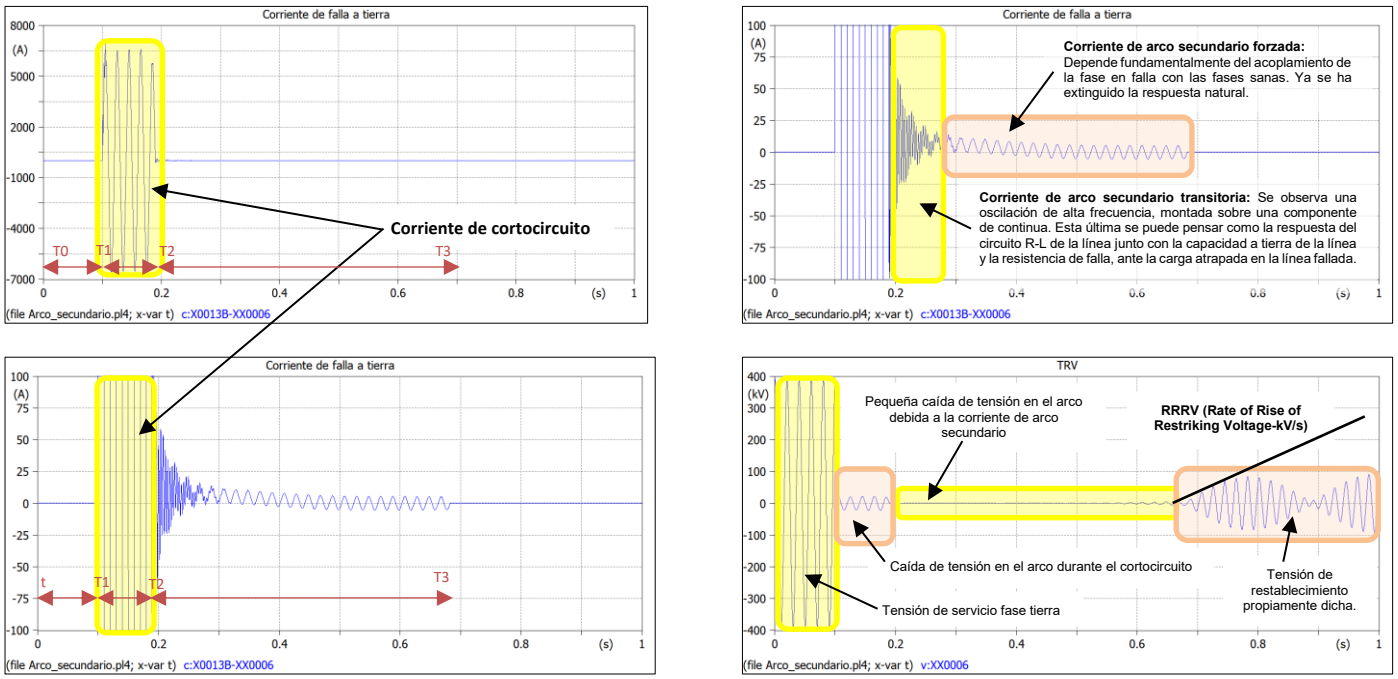


Figura 14. Corriente de arco secundario (Ias) y Tensión de restablecimiento (TRV). (Arriba a la izquierda: Corriente de la fase en falla. Abajo a la izquierda y Arriba a la derecha: Ampliación de la zona de interés de la corriente de falla. Abajo a la derecha: Tensión de restablecimiento en la fase fallada).

Conclusiones

Los parámetros vinculados con el desempeño del re-cierre monofásico en líneas de extra alta tensión dependen fundamentalmente del acoplamiento capacitivo-inductivo entre las fases sanas y la fallada. Las características principales del fenómeno pueden analizarse, como una primera aproximación, teniendo en cuenta solamente el acoplamiento capacitivo.

El reactor de neutro presenta un rol fundamental en el fenómeno analizado. En el caso de una línea perfectamente transpuesta es posible elegir el reactor de neutro de tal forma que el acoplamiento capacitivo entre fases pueda compensarse casi en su totalidad minimizando la problemática de arco secundario frente a fallas monofásicas.

En líneas asimétricas (no perfectamente transpuestas) es imposible mitigar apropiadamente el impacto que ocasiona el acoplamiento capacitivo entre todas las fases y es por ello que empeoran los parámetros de desempeño del re-cierre relacionado con la aparición del arco secundario frente al despeje de fallas monofásicas. En ciertas ocasiones se podría elegir el reactor de neutro, de tal manera de compensar el acoplamiento capacitivo de una de las tres fases.

Es importante destacar que la indisponibilidad del reactor de compensación de línea con su reactor de neutro asociado podría comprometer la extinción del arco secundario.

Considerando lo expresado precedentemente, para la habilitación de la reconexión monopolar en las líneas de 500 kV, se muestra la utilidad de contar con reactores de neutro para atenuar la magnitud de la corriente de arco secundario. Además, se muestra que un reactor de neutro permite reducir tanto la corriente de arco secundario como la pendiente de crecimiento de la tensión de restablecimiento a valores aceptables para lograr re-cierres monofásicos exitosos.

Cabe mencionar que el grupo de trabajo tiene entre sus próximos objetivos realizar un análisis paramétrico que permita involucrar la variabilidad que presenta el comportamiento del arco secundario frente a sus diferentes parámetros de influencia, tales como: tiempos en los cuales se producen los cortocircuitos, variaciones de las potencias de cortocircuito en los puntos de fallas como así también el hecho de la variación de la alimentación en ambos lados de la línea con distintos ángulos de impedancias, entre otros.

Referencias bibliográficas

Albanese Ariel Adrián (2021). “Análisis Del Arco Secundario En Maniobras De Recierres Monofásicos En Líneas De Transmisión De Extra Alta Tensión”, Tesis (Especialista En Energía Eléctrica, Mención Transmisión Y Distribución), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario.

Blackburn J. Lewis and Domin T.J., “Protective Relaying Principles and Applications”. Third Edition, Taylor &Francis Group. U.S.A., 2006.

Di Salvo, J. H., & Villar R. R. (1999). Estudio de arco secundario en líneas de extra alta tensión de gran longitud. Buenos Aires. URL disponible en: https://sites.google.com/site/atpcaue/reviberoamericana/anio1999/vol1_num1

Dommel Herman W., “EMTP Theory Book”, BPA 1981.

Idárraga, Gina. “An approach to frequency characterization of Switching Operations, Lightning Strokes and Arc Faults”. PhD. Thesis. IEE- UNSJ mayo 2007.

Kapperman, Zweezy, Koschik and Mustaphi, “Staged Fault Test With Single-phase Reclosing on the Winnipeg-Twin Cities 500kV Interconnection” IEEE Transactions on power Apparatus and systems, Vol PAS-101, No 3, March 1982.

Kimbark E.W., “Supression of Ground Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV Lines by Shunt Reactors”, IEEE, March 1964, Pgs. 285 - 290.

Kimbark Edward W., “Selective-Pole Switching on Long Double-Circuit EHV line”, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, January-February 1976.

Siegert Luis – Alta Tensión y Sistemas de Transmisión. Capítulo 20, “Sobretensiones medidas preventivas”, 1988.

Spherling, Fakheri, Shin and Ware. “Analysis of Single-phase Switching Field Test on the AEP 765 kV systems” IEEE Transactions on power Apparatus and systems, Vol PAS-100, No 4, April 1981.32

Transener, “Apéndice I al Anexo 1 – Estudios Para El Diseño De Equipamiento”.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Caracterización automatizada de la demanda eléctrica industrial mediante técnicas de inteligencia artificial

Automated Characterization of Industrial Electrical Demand Using Artificial Intelligence Techniques

Ulises Manassero
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
umanassero@frsf.utn.edu.ar

Axel Timoteo Smith
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
asmith@frsf.utn.edu.ar

José Luis Torres
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
jltorres@frsf.utn.edu.ar

Javier Acosta
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
jaacosta@frsf.utn.edu.ar

Diego López
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
dclopez@frsf.utn.edu.ar

Nicolás Pochettino
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
npochettino@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La caracterización de la demanda eléctrica en entornos industriales es esencial para la planificación y gestión eficiente de las redes de distribución. Este trabajo presenta una metodología automatizada que utiliza técnicas de inteligencia artificial para procesar y clasificar perfiles horarios de consumo eléctrico. Se emplean mediciones de potencia activa cada quince minutos, con rutinas de limpieza, normalización y cálculo de indicadores como potencia máxima, carga base y factor de carga. Luego se aplican análisis de componentes principales y agrupamiento con el método K-Means para identificar comportamientos similares entre usuarios. Los resultados muestran siete perfiles representativos que reflejan distintos patrones de consumo industrial, con alta concentración de carga base y variabilidad estacional en ciertos rubros. La metodología convierte datos masivos en información útil para decisiones de planificación y optimización de redes eléctricas.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Palabras clave: caracterización de demanda, perfiles de carga, clustering.

Abstract

The characterization of electrical demand in industrial environments is essential for efficient distribution network planning and management. This study presents an automated methodology that applies artificial intelligence techniques to process and classify hourly electricity consumption profiles. Fifteen-minute active power measurements were analyzed through cleaning, normalization, and the calculation of indicators such as maximum power, base load, and load factor. Principal component analysis and K-Means clustering were then applied to identify groups of users with similar behaviors. The results reveal seven representative profiles reflecting diverse industrial consumption patterns, with high base-load concentration and seasonal variability in certain sectors. The proposed methodology transforms large datasets into actionable insights for network planning and operational optimization.
Keywords: demand characterization, load profiling, KMeans.

Introducción

En los últimos años, el análisis detallado de la demanda eléctrica industrial ha cobrado especial relevancia debido a la creciente complejidad de las redes de distribución y a la diversificación de los procesos productivos. Los métodos tradicionales, basados en promedios o en estimaciones mensuales, resultan insuficientes para capturar las variaciones horarias y estacionales que inciden directamente sobre la planificación operativa y la eficiencia energética (Kang y Lee, 2015).

La incorporación de herramientas de inteligencia artificial (IA) y aprendizaje automático ha permitido desarrollar modelos capaces de clasificar usuarios según patrones de consumo, mejorar la predicción de picos de demanda y optimizar la gestión de infraestructura eléctrica (Okereke et al., 2023). Estas técnicas, basadas en el análisis de componentes principales (PCA) y en la agrupación no supervisada, han demostrado ser eficaces para generar tipologías de consumo interpretables y replicables en entornos industriales complejos (Guan et al., 2021).

En la provincia de Santa Fe, el crecimiento sostenido del sector industrial ha impulsado la necesidad de herramientas analíticas que respalden la toma de decisiones energéticas. El Parque Industrial Sauce Viejo (PISV) constituye un caso representativo de esta dinámica, dado su carácter heterogéneo y su expansión reciente en rubros como alimentos, metalurgia y servicios (Gobierno de la Provincia de Santa Fe, 2023). En este contexto, la caracterización automatizada de perfiles horarios de consumo a partir de mediciones inteligentes con resolución de 15 minutos permite identificar usuarios con alta participación en carga base, evaluar la estacionalidad del consumo y anticipar riesgos asociados a picos simultáneos (Xiao y Hu, 2024). El presente estudio propone una metodología integral que combina procesamiento de datos, reducción de dimensionalidad y agrupamiento mediante técnicas de IA, con el objetivo de construir una herramienta automatizada y reproducible para el diagnóstico energético industrial y la planificación eficiente de la red eléctrica.

Materiales y métodos

Esta sección describe las fuentes de información, las herramientas utilizadas y las etapas del proceso aplicado para la caracterización automatizada de la demanda eléctrica industrial.

El procedimiento se organizó en cuatro fases principales, que se resumen en el Flujograma de la Fig. 1 y se detallan a continuación.



Fig. 1. Flujograma general del proceso de caracterización automatizada de la demanda eléctrica industrial

Fuentes de datos y alcance del estudio

Los datos analizados provienen de registros de potencia activa medidos cada 15 minutos, obtenidos mediante sistemas de medición inteligente (AMI por sus siglas en inglés) instalados en usuarios industriales conectados a redes de media tensión (MT) y baja tensión (BT).
Cada registro contiene el identificador del cliente, fecha y hora de medición, potencia activa instantánea y variables complementarias como nivel de tensión, estación del año y tipo de día (hábil o no hábil).
Se seleccionó un conjunto representativo de usuarios pertenecientes a distintos rubros industriales (alimentación, metalurgia, servicios, administración pública), con el objetivo de caracterizar la diversidad de comportamientos eléctricos.

Entorno de trabajo y herramientas utilizadas

El desarrollo se realizó íntegramente en Python, utilizando un entorno de trabajo en Google Colab para garantizar reproducibilidad y portabilidad.
Se emplearon las siguientes bibliotecas principales:

- Pandas y NumPy: carga, filtrado y manipulación de datos.
- Scikit-learn: análisis de PCA y agrupamiento K-Means.
- Matplotlib y Seaborn: visualización de curvas e indicadores.
- Openpyxl: exportación de resultados a hojas de cálculo para análisis externo.

Depuración y normalización de datos

El proceso de limpieza de datos incluyó las siguientes tareas:

- Detección de valores atípicos o nulos: se aplicaron filtros basados en percentiles (10 – 95) para excluir registros anómalos o mediciones erróneas.
- Sustitución controlada: los valores faltantes se reemplazaron por interpolaciones lineales o promedios de períodos adyacentes.
- Normalización de magnitudes: cada serie se escaló mediante *z-score* y por mínimos y máximos, para hacer comparables los consumos de distinta escala.
- Registro de incidencias: se mantuvieron hojas de control que documentan clientes o mediciones excluidas para asegurar trazabilidad.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Cálculo de indicadores eléctricos

A partir de las series depuradas, se calcularon los siguientes indicadores operativos:

- Potencia máxima: valor máximo de la serie medida.
- Carga base: percentil 15 de la potencia activa.
- Potencia promedio: promedio horario o diario del período analizado.
- Factor de carga: cociente entre potencia promedio y máxima.
- Coeficiente de estacionalidad mensual y diaria: relación entre el máximo de consumo del período y el promedio de máximos del conjunto de referencia.

Estos indicadores permiten cuantificar el grado de constancia o variabilidad de la demanda y sirven de insumo para la etapa de agrupamiento.

Reducción de dimensionalidad y agrupamiento

Para identificar patrones de comportamiento se aplicó una reducción de dimensionalidad mediante PCA, reduciendo la redundancia entre variables.
Posteriormente, se ejecutó un agrupamiento con el algoritmo K-Means, variando sistemáticamente:

- El número de PCA
- El número de clústeres
- Un coeficiente α que pondera la forma de la curva frente al rubro industrial.

La calidad de los agrupamientos se evaluó con las métricas Silhouette Score, WCSS y Davies-Bouldin Index, seleccionando la configuración que maximizó la cohesión interna y la separación entre grupos.

Generación de salidas y visualización

Los resultados del procesamiento se almacenaron en planillas Excel con las asignaciones de clúster, indicadores estadísticos y métricas de calidad.
Además, se generaron:

- Gráficos de curvas promedio con bandas de desviación estándar,
- Diagramas de PCA bidimensionales,
- Curvas WCSS vs. K (método del codo),
- Tablas de resumen por cliente y por rubro.

Estos productos facilitan la interpretación visual y permiten replicar el proceso en otros entornos industriales.

Resultados y discusión

Identificación de patrones de consumo

La identificación de perfiles de carga se realizó aplicando el algoritmo K-Means, con el fin de agrupar a los grandes usuarios según similitudes en sus curvas de consumo eléctrico.
Previo al análisis, se definió una estructura de clasificación combinada que organiza las series de tiempo en función de tres variables: nivel de tensión (BT o MT), estación del año (invierno, verano o resto) y tipo de día (hábil o no hábil). Esta estructura permitió subdividir el universo de clientes en 12 escenarios posibles, optimizando la interpretación de los resultados y la coherencia de los grupos generados (ver Fig. 2).

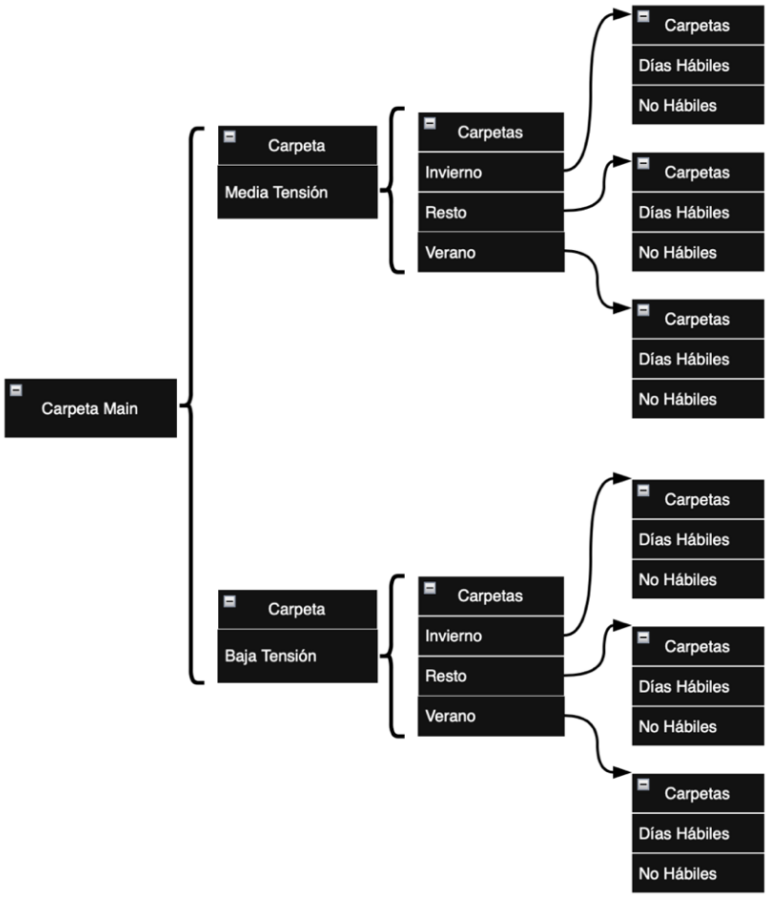


Fig. 2. Estructura de clasificación elegida para los perfiles de carga de GU.

A partir de esta estructura, se ejecutó un proceso exhaustivo de evaluación de 6.699 combinaciones únicas de hiperparámetros, variando el número de K entre 2 y 30, el número de PCA entre 5 y 25, y un coeficiente α entre 0,0 y 1,0. En la Tabla 1 se resumen los valores obtenidos de las métricas de desempeño empleadas.

Tabla 1. Resultado Evaluación KMeans

K	Inercia_WCSS	Silhouette	Davies_Bouldin
5	149,4800	0,7852	0,2642
6	26,1492	0,8986	0,1522
7	0,5199	0,9658	0,0394
8	0,1127	0,9070	0,1006
9	0,0188	0,9444	0,1124
10	0,0049	0,9606	0,1413
11	0,0012	0,9806	0,0783
12	0,0000	1,0000	0,0000

Los resultados evidencian que el valor óptimo de agrupamiento se alcanza con K = 7, que equilibra adecuadamente la cohesión interna y la separación entre grupos.
La Fig. 3 sintetiza los resultados del análisis mediante las curvas de WCSS, Silhouette Score y DBI, mostrando los puntos de codo y valles que confirman la elección de K = 7 como el más representativo.

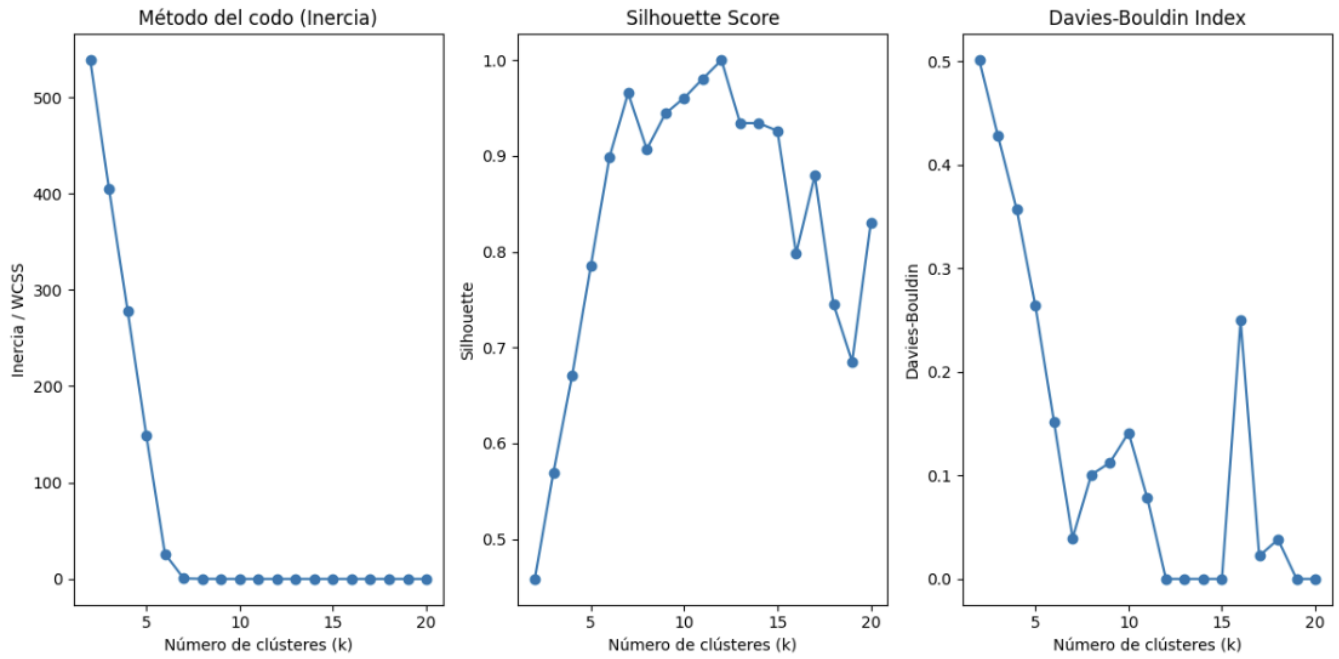


Fig. 3. Gráficos del Resultado de Evaluación con KMeans.

Una vez seleccionada la parametrización óptima, se generaron los agrupamientos correspondientes para las 12 combinaciones posibles de tensión, estación y tipo de día. Los resultados se visualizaron mediante curvas promedio y bandas de desviación estándar, como se muestra en las Fig. 4, 5 y 6, que ilustran casos representativos.

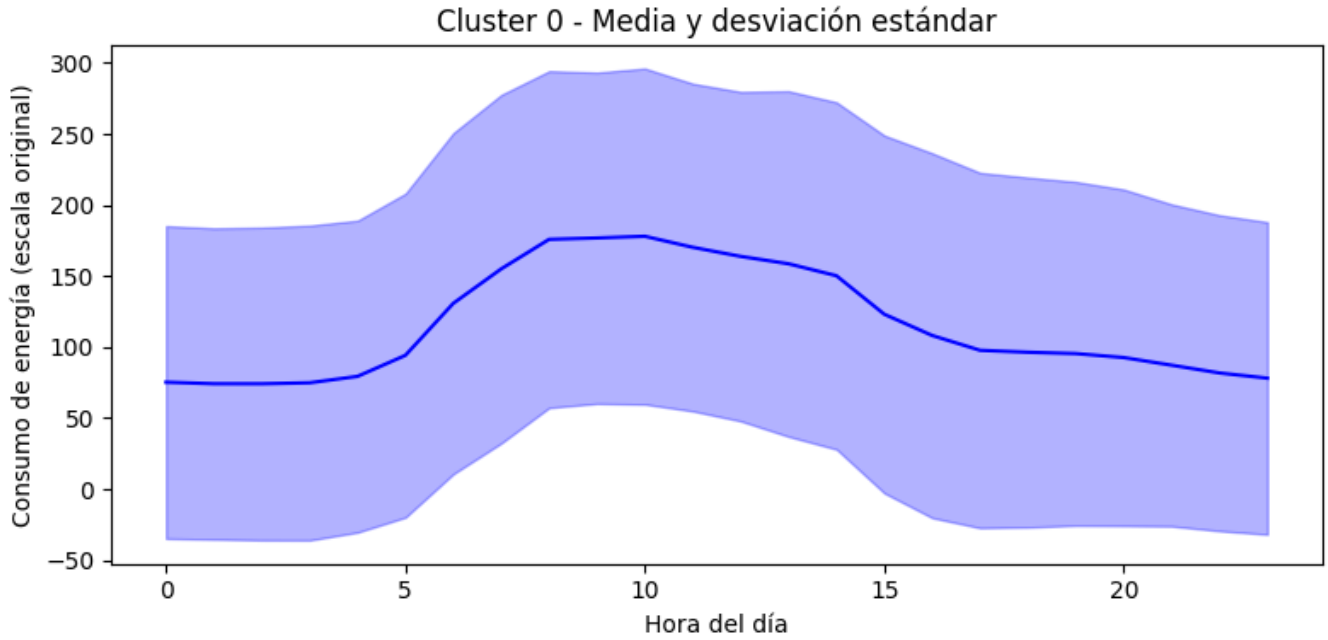


Fig. 4. Gráfico del Clúster 0 para "BT – Invierno – Día Hábil" y K=7.

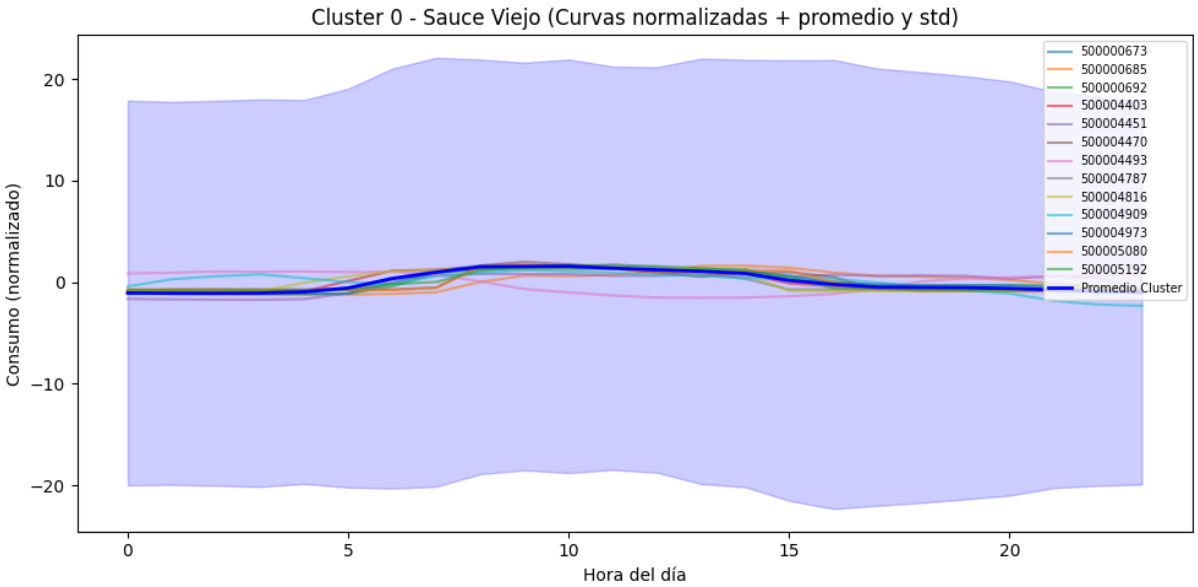


Fig. 5. Clúster 0 con curvas de consumo normalizadas agregando clientes de Sauce Viejo.

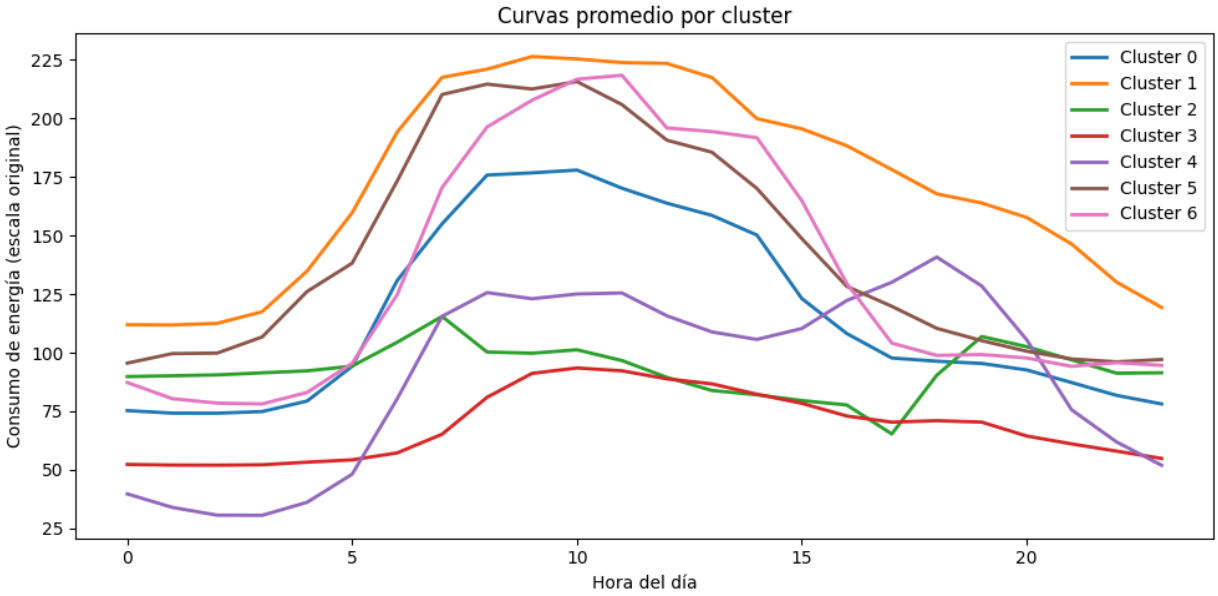


Fig. 6. Curvas de consumo desnormalizadas de todos los clústeres.

Estas figuras evidencian patrones recurrentes de consumo, como mesetas nocturnas, picos diurnos en horarios laborales y comportamientos invertidos en algunos servicios, lo que valida la capacidad del modelo para capturar diversidad operativa dentro del parque industrial.

Análisis de carga base y carga variable

En esta etapa se calcularon los componentes de carga base y carga variable de cada usuario, a partir de las series horarias de potencia activa.

La carga base se determinó como el percentil 15 de la serie, representando el nivel mínimo de consumo sostenido, mientras que la carga variable se obtuvo como la diferencia entre los percentiles 90 y 15, reflejando la porción de demanda sujeta a oscilaciones productivas o estacionales.

El análisis muestra que los tres primeros clientes concentran casi el 50% del consumo base total del parque (ver Tabla 2), lo que indica una fuerte dependencia estructural de la red respecto de un número reducido de usuarios con demanda estable y continua.

Estas cargas base actúan como anclas energéticas del sistema, garantizando una utilización constante de la capacidad instalada, pero también concentrando el riesgo operativo en pocos puntos de suministro.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Tabla 2. Resumen carga Base de GU de PISV

Cliente	Rubro	Carga Base [kW]	%
500004909	Descontaminación y otros servicios de gestión de residuos	258,50	18,84
500004871	Elaboración de fiambres y embutidos	217,50	34,69
500001499	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	205,21	49,65
500000684	Elaboración industrial de helados	109,33	57,62
500000616	Servicios auxiliares de la Administración Pública	86,25	63,90
500000688	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	75,75	69,42
…	…	…	…

En contraste con la carga base, la carga variable se distribuye de manera mucho más uniforme: los tres principales clientes apenas representan el 20% del total, y se necesitan nueve usuarios para alcanzar el 50% acumulado (ver Tabla 3).
Este comportamiento evidencia que las fluctuaciones de corto plazo están diversificadas entre diferentes rubros, especialmente en los sectores de alimentos, plásticos y metalurgia, donde las variaciones de producción, turnos o temperatura afectan directamente el consumo.

Tabla 3. Resumen carga Variable de GU de PISV

Cliente	Rubro	Carga Variable [kW]	%
500000685	Producción y procesamiento de carne de aves	352,03	6,82
500005022	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	341,50	13,43
500000684	Elaboración industrial de helados	331,90	19,85
500000691	Fabricación de productos plásticos en formas básicas y art.de plástico	288,50	25,44
500004973	Fabricación de medicamentos de uso humano y productos farmacéuticos	285,00	30,96
500004220	Tratamiento y revestimiento de metales y trabajos de metales en general	282,78	36,43
500004413	Fabricación de productos metálicos para uso estructural	248,53	41,24
500004451	Fabricación de productos metálicos para uso estructural	246,40	46,01
500004478	Fabricación de productos de metal n.c.p.	244,50	50,75

En conjunto, la comparación entre ambas tablas permite distinguir dos tipos de actores dentro del PISV:

- Usuarios de carga continua, cuya estabilidad contribuye a la previsibilidad operativa del sistema.
- Usuarios de carga variable, responsables de picos estacionales o estocásticos que pueden generar sobrecargas locales o desbalances en la red.

La caracterización de ambos grupos constituye una herramienta esencial para la planificación de refuerzos eléctricos, la definición de esquemas tarifarios y la implementación de programas de respuesta de demanda en el ámbito industrial.

Estacionalidad y variabilidad

Para evaluar los patrones estacionales se calcularon los coeficientes de estacionalidad mensual y diaria.
El análisis mensual mostró que los rubros alimentarios y agroindustriales registran picos en octubre y diciembre, coincidentes con los períodos de mayor actividad productiva. En contraste, los servicios sindicales y administrativos alcanzan máximos en enero, noviembre y diciembre, reflejando cargas asociadas a ciclos institucionales.

Tabla 4. Clientes con mayores valores de estacionalidad mensual (coeficiente > 1,2)

Cliente	Rubro	Coeficiente Estacionalidad Mensual	Mes
500004593	Servicios de sindicatos	1,932	Enero
500005125	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	1,663	Enero
500000684	Elaboración industrial de helados	1,299	Enero
500004593	Servicios de sindicatos	1,763	Febrero
500005125	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	2,140	Abril
500001499	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	1,338	Mayo
500004305	Edición de lobros y otras publicaciones	1,265	Mayo
500003395	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	1,318	Julio
500005299	Servicios aux- para los serv. Generales de la adm. Pública	1,278	Julio

En el análisis diario se identificaron ventanas críticas entre los días 10–14 y 21–28 de cada mes, donde el 40% de los clientes presenta picos asociados a cierres operativos o productivos (ver Tabla 5).
Asimismo, el 78% de las cargas mensuales mostró un comportamiento estocástico, con fluctuaciones erráticas difíciles de predecir, especialmente en sectores alimentarios con procesos térmicos o logísticos sensibles a condiciones ambientales.
Estos resultados aportan insumos relevantes para la planificación de mantenimientos preventivos, la gestión de transformadores y la programación de refuerzos de red durante períodos críticos.

Tabla 5. Días del Mes con Coeficiente de Estacionalidad Diaria elevado.

Día del Mes	Meses con Estacionalidad	Día del Mes	Meses con Estacionalidad	Día del Mes	Meses con Estacionalidad
1	86	11	137	21	133
2	91	12	123	22	115
3	125	13	139	23	124
4	119	14	139	24	134
5	132	15	105	25	113
6	122	16	120	26	122
7	126	17	129	27	133
8	98	18	94	28	138
9	91	19	115	29*	103
10	143	20	112	30*	106
				31*	79

*Cabe notar que no todos los meses tienen los días 29, 30 y 31.

Análisis Automatizado de Patrones Horarios y Semanales

El análisis automático realizado, mostrado en la Tabla 6, evidencia que la mayoría de los clientes presenta un patrón de consumo variable entre turnos, con un pico pronunciado en el turno central y valores menores en el turno de inicio y en el turno nocturno, lo que refleja esquemas de operación por bloques horarios. El consumo promedio es sensiblemente mayor en días laborales que en fines de semana, indicando que la actividad principal se concentra de lunes a viernes. Los factores de uso nocturno varían entre 5% y 47%, siendo elevados en industrias de operación continua y bajos en sectores como la metalurgia o el agro. Los factores de fin de semana oscilan entre 3% y 29%, lo que muestra que ciertos procesos esenciales mantienen actividad aun en días no hábiles, pero a menor escala. Casi todos los clientes exhiben variaciones semanales superiores al 10% respecto de su promedio, lo que sugiere la presencia de picos y valles asociados a producción, mantenimiento o ciclos internos de cada industria; por ello es necesario un análisis detallado del perfil semanal para prevenir sobrecargas y ajustar la capacidad de la red.

Tabla 6. Resumen de valores extremos de consumo promedio por turno

Hora del Turno	Turno 1		Turno 2		Turno 3	
	P [kW]	% Total	P [kW]	% Total	P [kW]	% Total
1	351,13	10,401263	383,21	9,9316568	328,38	12,27956
2	279,12	18,669427	324,53	18,342504	271,16	22,419415
3	254,34	26,203552	273,36	25,427177	260,83	32,172986
4	238,58	33,27083	262,78	32,237649	195,69	39,490689
5	179,68	38,593358	257,6	38,91387	172,52	45,941964
6	150,62	43,055062	215,97	44,511166	140,38	51,191384
7	134,51	47,039552	174	49,020726	129,98	56,051903
8	130	50,890445	168,5	53,387742	114,81	60,34515

Implicancias operativas y planificación

Los resultados de la caracterización evidencian diferencias notables entre los niveles de tensión:

- En BT, predominan perfiles con picos matinales simultáneos durante el verano (10:00–14:00 h), generando cuellos de botella en las subestaciones.
- En MT, prevalecen cargas base estables con baja sensibilidad estacional, aunque concentradas en pocos clientes de gran demanda continua.

Este panorama sugiere que la red del PISV combina zonas de alta previsibilidad con sectores de riesgo operativo elevado por sincronía o estocasticidad.

La información obtenida permite orientar medidas específicas, como:

- refuerzos de infraestructura en áreas críticas,
- esquemas tarifarios o incentivos de respuesta de demanda, y
- adopción de sensores inteligentes y modelos predictivos basados en aprendizaje automático.

En conjunto, la metodología propuesta convierte datos históricos en herramientas predictivas de gestión energética, replicables en otros parques industriales o conglomerados de usuarios con características semejantes.

Conclusiones

Este estudio demostró la viabilidad y utilidad de una metodología automatizada basada en inteligencia artificial para caracterizar la demanda eléctrica industrial. El flujo de trabajo integral, que abarca desde la adquisición y depuración de datos hasta el agrupamiento no supervisado y la visualización, transforma eficazmente lecturas de potencia de alta resolución en información accionable para la planificación y operación de redes. La estrategia de calidad de datos y el cálculo de indicadores robustos (como la carga base, el factor de carga y los coeficientes de estacionalidad) permitieron asegurar la consistencia del análisis y capturar las complejidades del consumo industrial.

Los resultados revelan la estructura subyacente de la demanda en el parque industrial estudiado, identificando siete perfiles representativos que categorizan a los usuarios según la forma de su curva de consumo. Un hallazgo crítico es la alta concentración de la carga base en un número reducido de clientes, lo que implica una dependencia estructural y un punto de riesgo operativo. Simultáneamente, se constató una significativa variabilidad estacional y diaria, con picos sincronizados en horarios y días específicos que pueden generar cuellos de botella en la red. Esta dualidad entre carga estable concentrada y carga variable diversificada subraya la necesidad de enfoques de gestión diferenciados.

La traducibilidad de los hallazgos a decisiones operativas constituye el valor central de esta metodología. Las tipologías de demanda identificadas permiten:

- Priorizar inversiones en infraestructura (alimentadores, transformadores) que sirven a consumidores críticos de carga base o a clusters con alta propensión a picos simultáneos.
- Diseñar esquemas tarifarios personalizados o programas de respuesta a la demanda que incentiven el aplanamiento de la curva durante períodos críticos.
- Optimizar el mantenimiento predictivo y la programación de la generación distribuida, ajustándolos a los patrones estacionales y horarios identificados.

Para extender las capacidades de este trabajo, se proponen las siguientes líneas de investigación futuras:

1. Análisis de Resiliencia y Impacto de Tecnologías de Distribución: Utilizar los perfiles caracterizados para modelar el impacto de la integración masiva de generación renovable distribuida, vehículos eléctricos o sistemas de

almacenamiento de energía en la red existente. Esto permitiría evaluar la resiliencia de la red y planificar su transición energética.

2. Desarrollo de una Herramienta de Soporte a la Decisión (Dashboard): Implementar un sistema interactivo en tiempo real que permita a los gestores de la red visualizar los clusters, monitorear indicadores clave y simular escenarios de crecimiento industrial o cambios tarifarios, facilitando una toma de decisiones más ágil y fundamentada.
3. Validación y Replicación en Otros Contextos: Aplicar la misma metodología en otros parques industriales o en sectores no industriales (comercial, residencial) para validar su generalizabilidad y construir una tipología nacional o regional de perfiles de consumo.

En definitiva, esta investigación sienta las bases para una gestión de redes eléctricas más inteligente y basada en datos, proporcionando un marco metodológico robusto y escalable que puede adaptarse y enriquecerse para enfrentar los desafíos de los sistemas eléctricos del futuro.

Referencias bibliográficas

Gobierno de la Provincia de Santa Fe. (2023). “Registro provincial de Parques y Áreas Industriales”. Ministerio de Producción, Ciencia y Tecnología. Disponible en https://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/247423

Guan, W., Zhang, D., Yu, H., Peng, B., Wu, Y., Yu, T. y Wang, K. (2021). “Customer load forecasting method based on the industry electricity consumption behavior portrait”, *Frontiers in Energy Research*, 9, 742993, 1-10. Disponible en https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.742993

Kang, J. y Lee, J.-H. (2015). “Electricity customer clustering following experts’ principle for demand response applications”, *Energies*, 8(10), 12242-12265. Disponible en https://doi.org/10.3390/en81012242

Okereke, G. E., Bali, M. C., Okwueze, C. N., Ukekwe, E. C. y Ugwu, C. I. (2023). “K-means clustering of electricity consumers using time-domain features from smart meter data”, *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 10(2), 1-10. Disponible en https://jesit.springeropen.com/articles/10.1186/s43067-023-00068-3

Xiao, W. y Hu, Y. (2024). “Commercial and industrial electricity consumption pattern recognition using smart meter data: unsupervised clustering method, application, and case study in China”, *The International Journal of Multiphysics*, 18(2), 319-334. Disponible en https://doi.org/10.21152/1750-9548.18.2.319

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

FMEA como herramienta para la planificación y mejora de la confiabilidad en redes de distribución

FMEA as a Tool for Planning and Reliability Improvement in Distribution Networks

Carlos Ignacio Sanseverinatti
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Argentina.
cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar

Ulises Manassero
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Argentina.
umanassero@frsf.utn.edu.ar

Ariel Loyarte
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Argentina.
aloyarte@frsf.utn.edu.ar

Luis Andreotti
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Argentina.
landreotti@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La confiabilidad de los sistemas eléctricos constituye un aspecto crítico para la planificación y operación de las redes de distribución. Un análisis detallado de las contingencias y sus efectos resulta esencial para las empresas distribuidoras, ya que permite identificar vulnerabilidades y optimizar las acciones de mantenimiento e inversión. En este trabajo se aplica la metodología de Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA) con el objetivo de caracterizar las contingencias en redes de media tensión. Como caso de estudio se selecciona la red de 13,2 kV de la ciudad de Esperanza, sobre la cual se construyen las matrices de falla y restauración a fin de calcular los indicadores técnicos de confiabilidad y evaluar el impacto económico asociado a la energía no suministrada. Los resultados obtenidos permiten identificar los puntos críticos del sistema, estimar los tiempos de interrupción por distribuidor y cuantificar las pérdidas económicas derivadas de penalizaciones regulatorias.

Palabras clave: Análisis de modos y efectos de falla, planificación, redes de distribución, energía no suministrada.

Abstract

The reliability of electrical systems is a critical factor for the planning and operation of distribution networks. A detailed analysis of possible contingencies and their effects is essential for distribution companies, as it enables the identification of network vulnerabilities and the optimization of maintenance and investment strategies. In this work, the Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) methodology is applied to characterize contingencies in medium-voltage distribution networks. The 13.2 kV distribution system of the city of Esperanza is selected as a case study. Based on this model, fault and restoration matrices are developed to calculate technical reliability indices and to assess the economic impact associated with the energy not supplied. The results allow for the identification of the most critical points of the system, estimating the interruption times per feeder, and quantifying the economic losses due to regulatory penalties.

Keywords: Failure Modes and Effects Analysis, planning, distribution network, not supplied energy.

Introducción

La calidad de servicio en las redes de distribución eléctrica constituye uno de los principales desafíos de las empresas distribuidoras, especialmente ante el aumento sostenido de la demanda, la incorporación de nuevas cargas y las exigencias regulatorias cada vez más estrictas. Los indicadores tradicionales de desempeño, como el índice de duración promedio de interrupciones del sistema (SAIDI, del inglés *System Average Interruption Duration Index*) y el índice de frecuencia promedio de interrupciones por cliente (SAIFI, del inglés *System Average Interruption Frequency Index*), son las herramientas más utilizadas por los entes reguladores para evaluar la continuidad del servicio eléctrico (ENRE, 2022). Sin embargo, la utilización de estos indicadores globales, frente a los desafíos actuales del sistema eléctrico, podría no ser suficiente; es necesario un análisis integral y detallado sobre el efecto de contingencias en las redes de distribución (CIGRÉ, 2019).

En este contexto, un análisis de confiabilidad es una herramienta estratégica para la planificación y operación de las redes. Diversos estudios han demostrado que la aplicación de metodologías de evaluación sistemática de fallas permite no solo detectar debilidades estructurales, sino también optimizar las inversiones y priorizar acciones de mantenimiento. Entre las metodologías más destacadas se encuentra el denominado "*Failure Modes and Effects Analysis*" (FMEA), una técnica originalmente desarrollada en la industria aeroespacial y automotriz, que ha sido adaptada con éxito en los últimos años a diferentes ámbitos; entre ellos, a los sistemas eléctricos (Akula et al., 2022; Wolfram et al., 2012). Su principal ventaja radica en la capacidad de identificar modos de falla críticos, cuantificar sus consecuencias y establecer una jerarquía de riesgos basada en criterios técnicos y económicos. Por ejemplo, en (Zúñiga et al., 2020), se aplica la metodología para testear un sistema virtual de red inteligente. Los resultados permiten proponer tareas de mantenimiento preventiva del modelo de manera de minimizar las fallas de alto riesgo y mejorar la confiabilidad en el sistema. Por otro lado, en (Soetadji et al., 2024), se plantea optimizar el proceso de mantenimiento de trabajos en media tensión a partir de la aplicación de FMEA. Se demuestra que el uso de la técnica permite reducir significativamente los costos asociados al mantenimiento y mejorar la eficiencia operativa del sistema.

En lo referido a redes eléctricas de distribución, el método FMEA consiste en descomponer el sistema en componentes o tramos, analizar los posibles modos de falla de cada uno y determinar sus efectos sobre el funcionamiento global. De esta manera, es posible establecer un índice de prioridad de riesgo que vincula la probabilidad de ocurrencia, la severidad de las consecuencias y la capacidad de detección del evento. Este enfoque permite modelar con mayor detalle la interacción entre los elementos de protección y maniobra —como reconectadores, fusibles y seccionadores— y las alternativas de transferencia de carga entre distribuidores, brindando una visión más precisa de los impactos de una falla (Azzouz & Faried, 2020). Además, al incorporar información económica, como el costo asociado a la Energía No Suministrada (ENS), el método ofrece una perspectiva integral que facilita la toma de decisiones de inversión orientadas a mejorar la resiliencia del sistema (Pereira et al., 2021). En Argentina, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) promueve la evaluación de la calidad del servicio mediante indicadores técnicos y económicos, considerando penalizaciones por energía no suministrada que buscan incentivar la mejora continua de la confiabilidad (ENRE, 2022). No obstante, la aplicación de estos índices de forma agregada no siempre refleja las particularidades operativas de cada distribuidor. En consecuencia, herramientas como el FMEA resultan especialmente valiosas para realizar un diagnóstico localizado, identificar salidas críticas y cuantificar los impactos específicos de las contingencias.

El presente trabajo tiene por objetivo aplicar la metodología FMEA a la red de distribución de media tensión de la ciudad de Esperanza, en la provincia de Santa Fe, con el fin de identificar los modos de falla más relevantes, calcular los índices de confiabilidad (SAIDI, SAIFI) y estimar la Energía No Suministrada (ENS) para cada distribuidor. A partir de estos resultados, se busca justificar económicamente las acciones de mejora y expansión del sistema, contribuyendo a fortalecer la resiliencia de la red y a optimizar la calidad del servicio. La integración del análisis técnico con el económico demuestra que el método FMEA no solo es aplicable al ámbito industrial, sino también una herramienta eficaz y adaptable a la gestión moderna de redes de distribución eléctrica.

Materiales y métodos

Metodología FMEA

En lo referido a problemas de Ingeniería Eléctrica, la metodología es útil para identificar y analizar posibles contingencias de un sistema eléctrico, lo que permite evaluar los efectos que producen en el funcionamiento general de la red. Además, a través de la técnica es posible estudiar los riesgos asociados a cada escenario de falla y proponer estrategias para mitigar su impacto, mejorando así la confiabilidad del sistema. En síntesis, la metodología FMEA facilita el desarrollo de estrategias correctivas para reducir la probabilidad de fallas o mitigar sus efectos. La Figura 1 presenta un diagrama de flujo que resume los puntos que componen el desarrollo de FMEA.

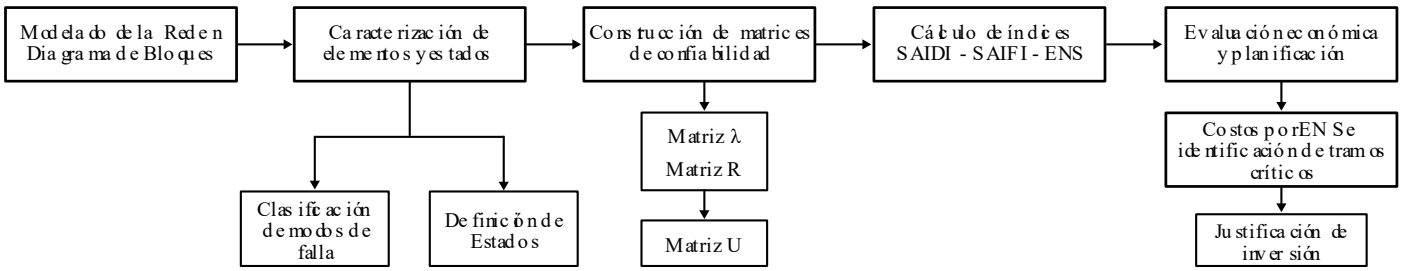


Figura 1. Diagrama de bloques de metodología FMEA.

Para su aplicación, primeramente, es necesario el modelado de la red en formato de "diagrama de bloques", donde se divide la traza de cada distribuidor en tramos, dependiendo si posee Aparatos de Protección y Maniobra (APM), es decir: seccionadores, reconectadores o fusibles. Pueden existir también, en el distribuidor, puntos abiertos (OP, del inglés "*open point*"). Estos elementos serán los puntos de división. Todo APM se identifica con un código o ID, y se separan los datos de longitud de la troncal, como así también las cargas asociadas a cada tramo y derivación.

En función de los APM existentes, así como de posibles alternativas de alimentación, cada elemento de la red tendrá un comportamiento dado ante una falla en sí mismo o en otro elemento de la red. Este comportamiento define el estado de los elementos frente a la falla. A continuación, se listan los cuatro posibles estados que servirán en la definición de la metodología:

- *Normal* (N): Cuando su operación no se ve afectada por falla en otro elemento del mismo distribuidor.
- *Irrestablecible* (I): Cuando sufre una falla sobre sí mismo y todos aquellos que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación.
- *Restablecible* (R): Cuando su servicio puede volver a la normalidad antes de reparar el elemento fallado en su mismo distribuidor, aislándose mediante APM.
- *Transferible* (T): Cuando exista alguna alternativa para re-energizarlo, transfiriendo carga a distribuidores vecinos, antes de reparar el elemento en falla del mismo distribuidor.

Como segundo paso, a partir de la clasificación del modo de falla y de la definición de estados, se elaboran las distintas matrices que permiten calcular los índices de confiabilidad. Estos índices son útiles para clasificar aquellos distribuidores que frente a una falla presentan un estado crítico, como así también para evaluar las distintas configuraciones de la red buscando el funcionamiento más óptimo post-falla. Las matrices de confiabilidad se dividen en 3, a saber: una primera Matriz λ de tasa de falla; una Matriz R de restauración; y una Matriz U de indisponibilidad. Para caracterizar estas matrices se definen indicadores de tiempos listados a continuación:

- *Tiempo de restauración* (T_r): tiempo total de interrupción de un elemento fallado.
- *Tiempo de switching* (T_s): tiempo para realizar maniobras necesarias con el fin de aislar la falla y restablecer el servicio a tramos donde sea posible.
- *Tiempo de transferencia* (T_t): tiempo para realizar maniobras necesarias para transferir carga a distribuidores vecinos y restablecer el servicio a tramos donde sea posible.

Es a partir de esta información que es posible obtener índices de calidad de energía como SAIFI, SAIDI y calcular la Energía No Suministrada (ENS). Las Ecs. (1), (2), y (3) presentan la metodología de cálculo para estos tres indicadores, respectivamente:

$$SAIFI = \frac{\sum(N_j \cdot \lambda_j)}{\sum N_j} \quad (1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum(N_j \cdot U_j)}{\sum N_j} \quad (2)$$

$$ENS = \sum L \cdot U_j \quad (3)$$

donde N_j es la cantidad de usuarios comprometidos con el elemento j; L es la energía total demandada por un período de tiempo dado, y los valores de λ_j y U_j corresponden a las fallas e indisponibilidad por año, respectivamente. El costo de penalización por ENS puede calcularse en función a la Ec. (4):

$$P_{ENS} = ENS \cdot C \quad (4)$$

donde C es el costo en dólares por MWh por energía no suministrada, adoptado por valores de referencia a 1500 U$S/MWh. Finalmente, con estos cálculos es posible evaluar el impacto económico de la falta de suministro y justificar las posibles inversiones.

Red de estudio

Para estudiar la aplicación del método FMEA, se escoge la red de distribución de la ciudad de Esperanza que abastece a los usuarios desde la Estación Transformadora Esperanza (ET ESP) con dos transformadores 132/33/13,2 kV de 30 y 40 MVA. De allí se derivan nueve distribuidores en 13,2 kV, a saber: cinco de tipo urbano (4,62 km), uno semiurbano (11,85 km) y tres rurales (16,33 km). El sistema alimenta unos 24.000 clientes en baja tensión (BT) y 7 en media tensión (MT), cubriendo 324 km² con una demanda máxima de 36 MVA. Existen 5 alimentadores en 33 kV y 9 en 13,2 kV. Cada distribuidor se denomina de aquí en más como “Salida”. La Figura 2 muestra la imagen satelital de la ET ESP, las líneas de distribución con sus respectivas salidas y las subestaciones transformadoras (SETs) de cada una. La Figura 3 presenta la configuración de la ET ESP, que cuenta con doble juego de barras en 132 kV para las LAT y transformadores, mientras que en 33 y 13,2 kV hay barras simples. Cada transformador alimenta una barra en cada nivel.



Figura 2. Imagen satelital de la red en estudio.

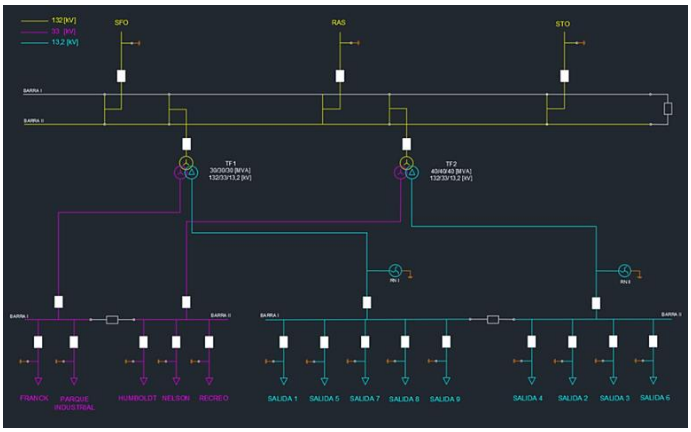


Figura 3. Esquema unifilar de la ET ESP.

Cada Salida es caracterizada por el tipo de conductor, la longitud, y los usuarios tanto de MT como de BT a los cuales suministra el servicio eléctrico. Esta información es de relevancia ya que existe una relación entre valores de indisponibilidad de energía, potencia contratada y extensión del distribuidor. La Tabla 1 resume los datos más generales de cada salida. Nótese la diversidad en las trazas de los conductores; por ejemplo, mientras que la Salida 3, de tipología mixta, posee aproximadamente 19 km de longitud de troncal y alimenta una potencia de 10 MVA, la Salida 4 con una proporción de casi un cuarto de longitud posee una potencia de casi 8 MVA. Una particularidad sucede en la Salida 9; es el distribuidor de mayor longitud; sin embargo, al ser de tipo rural, posee una potencia instalada de sólo 1,36 MVA. En particular, en la red de 13,2 kV se cuenta con cinco reconectadores: dos en la Salida 1, dos en la Salida 3 y uno en la Salida 8. En este sentido, a pesar de que la metodología se aplica para todas las salidas, en este trabajo se presentan únicamente el desarrollo y los resultados para estas últimas detalladas (que presentan APM). La Figura 4 presenta la ubicación de los reconectadores en la red de estudio. Estos se destacan como REC_i, donde i = [1,5].

Tabla 1. Descripción de salidas de red de distribución de 13,2 kV de Esperanza

	Longitud Troncal [km]	Tipo	Clientes BT	Clientes MT	S_{inst} MT/BT [MVA]
Salida 1	11,85	Urbana/Rural	4505	0	8,66
Salida 2	3,10	Urbana	3446	2	6,17
Salida 3	19,06	Urbana/Rural	4494	1	10,80
Salida 4	5,80	Urbana	456	2	7,79
Salida 5	3,78	Urbana	3935	0	7,93
Salida 6	6,60	Urbana	4532	2	11,55
Salida 7	3,83	Urbana	1053	0	2,47
Salida 8	7,33	Rural	1702	0	5,35
Salida 9	22,60	Rural	163	0	1,36



Figura 4. Reconectadores de la red en 13,2 kV del Distrito Esperanza

Resultados y discusión

A continuación, se presentarán los resultados de aplicar el método FMEA para las Salidas 1, 3 y 8, ya que son los distribuidores que presentan reconectadores en partes de su tramo, lo que permite enriquecer el análisis de fallas y contingencias.

Salida 1

En primer lugar, la Figura 5 presenta el modelo de diagrama de bloques del distribuidor. Se observan los elementos constitutivos según la identificación correspondiente, a saber: “CD”, Centro de Distribución; “I”, interruptor; “D” demanda; “T”, tramos de línea; “R”, reconectador; y O.P., punto abierto. Se destaca que existen tres demandas (D1, D2, D3), tres tramos (T1, T2, T3), y dos reconectadores (R1, R2). Nótese que los APM se especifican como rombos de color verde; los tramos como cuadrados azules y las demandas como cuadrados rojos.

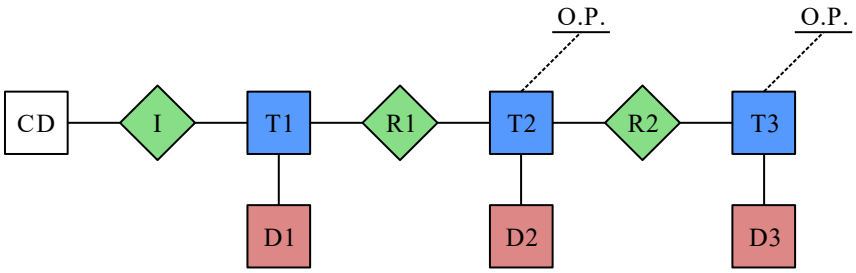


Figura 5. Diagrama de bloques de Salida 1 para metodología FMEA.

Según el diagrama de flujo de la Figura 1, a partir del modelo de bloques es posible definir la matriz de estados, donde las filas representan el elemento que falla y las columnas el elemento que afecta. Para este análisis de contingencia, se consideran los tramos y las demandas. Los elementos de la matriz se completan con uno de los cuatro posibles estados discutidos en la sección de "Metodología". La Tabla 2 presenta la matriz resultante. A fines de mejorar la visualización, se diferencian por color cada estado.

Tabla 2. Matriz de estados de los elementos ante fallas en Salida 1.

Falla \ Efecto	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	I	T	T	I	T	T
T2	N	I	T	N	I	T
T3	N	N	I	N	N	I
D1	I	T	T	I	T	T
D2	N	I	T	N	I	T
D3	N	N	I	N	N	I

Para comprender la definición de la matriz de estados, considérese la primer fila como ejemplo, que analiza una falla en el tramo 1 (T1) de esta salida. Nótese que, una falla en T1 significa que, al ser el tramo donde ocurre la falla, su suministro no puede ser restablecido hasta su reparación. Es por ello que el primer elemento de la matriz (falla en T1, efec to en T1) se clasifica como estado *Irrestablecible* (I). En cambio, de acuerdo al diagrama de bloques de la Figura 5, debido a la existencia del reconectador R1, la carga de T2 puede ser transferida a un distribuidor vecino. Es por ello que, el efecto de una falla en T1 para T2 se clasifica como estado *Transferible* (T). De manera similar, la carga de T3 es definida como estado T por la acción de R2. Un análisis similar puede realizarse para las demandas D1, D2 y D3. Si se continúa con el estudio de la matriz, se observa que, por ejemplo, la fila dos representa una falla en el T2. Considerando el efecto en T1, al encontrarse aguas arriba del elemento de falla, es clasificado como estado *Normal* (N). En síntesis, el análisis permite visualizar como los tramos de la red reaccionan ante una falla en un punto específico, identificando cuáles son las demandas que pueden mantener su suministro y cuales requieren de una reparación para ser reenergizados.

Como segundo paso, es necesario definir la matriz de falla λ y de restauración R. La primera, que puede observarse en la Tabla 3, se define en función al índice de tasa de falla por kilómetro y por año (proporcionado por la empresa distribuidora) de cada circuito, según el punto de falla y el estado del elemento durante la falla. La matriz R, mostrada en la Tabla 4, se construye en función a los tiempos definidos en la sección de "Metodología" según T_r, T_s, y T_t. Se considera como falla más severa a la acontecida en T1, por tratarse de la troncal vinculada a la fuente de red. Este distribuidor cuenta con la posibilidad de realimentar el T2 y T3 desde distribuidores vecinos. Cabe destacar que los valores de los tiempos serán los correspondientes a la red en 13,2 kV de la ciudad de Esperanza.

Tabla 3. Matriz de tasas de falla (λ) para la Salida 1 [fallas/año]

EA / FM	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182
T2	0	0,009	0,01	0	0,009	0,01
T3	0	0	0,0376	0	0	0,0376
D1	0,0156	0,0016	0,0016	0,0156	0,0016	0,0016
D2	0	0,0038	0,004	0	0,0038	0,004
D3	0	0	0,0794	0	0	0,0794

Tabla 4. Matriz de tiempo de restauración (R) para la Salida 1[h/falla]

EA / FM	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	5,0	0,5	0,5	5,0	0,5	0,5
T2	0	5,0	0,5	0	5,0	0,5
T3	0	0	5,0	0	0	5,0
D1	5,0	0,5	0,5	5,0	0,5	0,5
D2	0	5,0	0,5	0	5,0	0,5
D3	0	0	5,0	0	0	5,0

A modo explicativo, considérese nuevamente la primer fila de la Tabla 4 que refiere a la Matriz R. Una falla en T1 tiene como efecto en sí mismo un tiempo de restauración de suministro más severo, siendo este 5 h. En cambio, respecto a la columna consecutiva, para una falla en T1, la carga de T2 puede ser transferida a un distribuidor vecino, lo que lleva un tiempo de 0,5 h para realizar las maniobras necesarias. Un análisis análogo a este caso puede realizarse tanto con el T3 y las D2 y D3. Considerando la segunda fila, una falla en T2, al no interrumpir el funcionamiento de T1, posee un tiempo de restauración T_r de 0 h. De esta manera es que se conforma la matriz completa.

De acuerdo con el diagrama de la Figura 1, el paso siguiente es la definición de la Matriz de Indisponibilidad (U). La misma se obtiene como el producto de Hadamard (elemento a elemento) entre λ y R, es decir: $\mathbf{U} = \boldsymbol{\lambda} \odot \mathbf{R}$. La Tabla 5 muestra los valores resultantes de la matriz U. Se observa que tanto T3 como D3 constituyen los elementos más críticos de la Salida 1, según las h/año de indisponibilidad, en comparación a los demás tramos y demandas. Como resultado, se obtiene un total de 1,714 h/año debido a fallas.

Tabla 5. Matriz de Indisponibilidad (U) para la Salida 1

FM \ EA	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	0,091	0,009	0,009	0,091	0,009	0,009
T2	0	0,045	0,005	0	0,045	0,005
T3	0	0	0,188	0	0	0,188
D1	0,078	0,008	0,008	0,078	0,008	0,008
D2	0	0,019	0,002	0	0,019	0,002
D3	0	0	0,397	0	0	0,397
Total	**0,169**	**0,080**	**0,608**	**0,169**	**0,080**	**0,608**

En lo referido a los índices de confiabilidad, en función a las Ecs. (1), (2) y (3), se obtiene como resultado: SAIFI = 0,047 fallas/año; SAIDI = 0,341 fallas/año; y ENS = 0,690 MWh/año. El costo de penalización por ENS de la Salida 1 alcanza un valor de 1031 U$S por año.

Salida 3

Con respecto a la aplicación de FMEA en la Salida 3, la Figura 6 presenta el modelo de bloques resultante. Se observan nuevamente tres APM (un interruptor y dos reconectadores), tres tramos, y tres demandas. A partir del análisis, es posible obtener las matrices de definición de estados, λ, R y U. Estas se detallan en las Tabla 6, Tabla *7*, Tabla ***8*** y

Tabla 9. La obtención y definición de cada una se realiza en forma análoga a la Salida 1. Nótese que, debido a la configuración del distribuidor (Figura 6), cualquier interrupción en el T1 implica que el sistema no pueda funcionar en forma normal (ver Tabla 6).

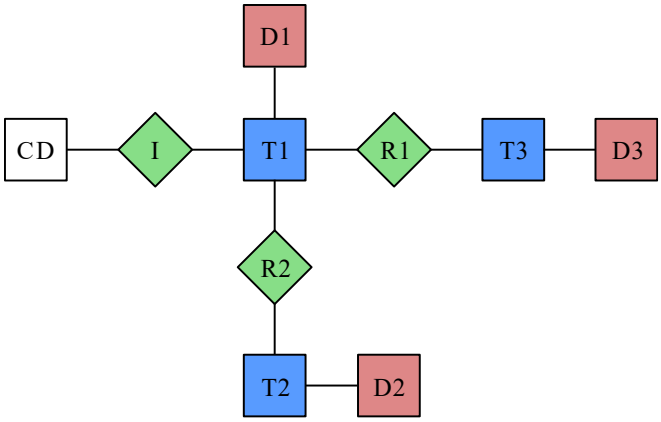


Figura 6. Diagrama de bloques de Salida 3 para metodología FMEA.

Además, al no poseer conexión con un distribuidor vecino, no es posible transferir carga, por lo que no existe estado *Transferible*. En conjunto con los valores de la matriz λ, y en función a los resultados de la matriz R, se obtiene una matriz de indisponibilidad cuyos valores totales por tramo son mayores a los de la Salida 1. Como resultado, los índices resultan en: SAIFI = 0,081 fallas/año; SAIDI = 0,700 fallas/año; y ENS = 1,25 MWh/año. La penalización por ENS, mayor a la obtenida en el caso anterior, es de 1878 U$S/año.

Tabla 6. Matriz de estados de los elementos ante fallas de la Salida 3.

Falla \ Efecto	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	I	I	I	I	I	I
T2	N	I	N	N	I	N
T3	N	N	I	N	N	I
D1	I	I	I	I	I	I
D2	N	I	N	N	I	N
D3	N	N	I	N	N	I

Tabla 7. Matriz de tasas de falla (λ) para la Salida 3 [fallas/año]

FM \ EA	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
T2	0,00	0,05	0,00	0,00	0,05	0,00
T3	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02
D1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
D2	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00
D3	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,05

Tabla 8. Matriz de tiempo de restauración (R) para la Salida 3 [h/falla]

FM \ EA	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
T2	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0	0,0
T3	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0
D1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
D2	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0	0,0
D3	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0

Tabla 9. Matriz de Indisponibilidad (U) para la Salida 3

FM \ EA	T1	T2	T3	D1	D2	D3
T1	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
T2	0,000	0,273	0,000	0,000	0,273	0,000
T3	0,000	0,000	0,083	0,000	0,000	0,083
D1	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
D2	0,000	0,545	0,000	0,000	0,545	0,000
D3	0,000	0,000	0,230	0,000	0,000	0,230
Total	**0,195**	**1,013**	**0,508**	**0,195**	**1,013**	**0,508**

Salida 8

En lo referido a la Salida 8, la Figura 7 presenta el diagrama de bloques según la metodología FMEA resultante. Las matrices respectivas se detallan desde la Tabla 10 a la Tabla 13. En este caso, se observa que la configuración del distribuidor es más sencilla; por lo que se espera que los valores de los indicadores sean menores. Además, se destaca que existe la posibilidad de transferir carga a distribuidores vecinos. Sin embargo, debido a la alta tasa de falla de la matriz λ (ver Tabla 11), resulta en altos valores de indisponibilidad, lo que se traduce en elevados valores de índices; a saber: SAIFI = 0,384 fallas/año; SAIDI = 1,086 fallas/año; y ENS = 1,350 MWh/año. Como resultado, el costo por energía no suministrada asciende a un valor de 2019 U$S/año.

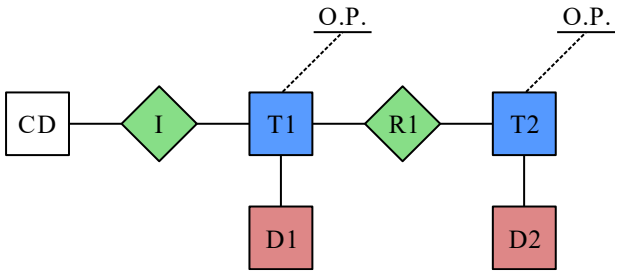


Figura 7. Diagrama de bloques de Salida 8 para metodología FMEA.

Tabla 10. Matriz de estados de los elementos ante fallas de la Salida 8.

Falla \ Efecto	T1	T2	D1	D2
T1	I	T	T	I
T2	N	I	T	N
D1	N	N	I	N
D2	I	T	T	I

Tabla 11. Matriz de tasas de falla (λ) de la Salida 8 [fallas/año]

FM \ EA	T1	T2	D1	D2
T1	0,03	0,03	0,03	0,03
T2	0,00	0,04	0,04	0,00
D1	0,00	0,00	0,20	0,00
D2	0,17	0,17	0,17	0,17

Tabla 12. Matriz de tiempo de restauración (R) de la Salida 8[h/falla]

FM \ EA	T1	T2	D1	D2
T1	5,0	0,5	0,5	5,0
T2	0,0	5,0	0,5	0,0
D1	0,0	0,0	5,0	0,0
D2	5,0	0,5	0,5	5,0

Tabla 13. Matriz de Indisponibilidad (U) de la Salida 8.

FM \ EA	T1	T2	D1	D2
T1	0,155	0,016	0,016	0,155
T2	0,000	0,200	0,020	0,000
D1	0,000	0,000	0,985	0,000
D2	0,865	0,087	0,087	0,865
Total	**1,020**	**0,302**	**1,107**	**1,020**

Comparación de índices de confiabilidad y energía no suministrada

En función a la normativa establecida por ENRE (ENRE, 2022), se considera como límite máximo admisible de SAIFI a 12 fallas por cliente por año; mientras que para SAIDI el límite es de 10 h de interrupción por cliente por año. Luego del análisis de la metodología FMEA de las Salidas 1, 3 y 8, se obtienen los indicadores SAIFI y SAIDI para los demás distribuidores a fines comparativos. La Figura 8 presenta los valores SAIFI alcanzados, mientras que el indicador SAIDI, para cada distribuidor, se observa en la Figura 9. Se destaca que todas las salidas cumplen con la normativa vigente, es decir, no existe distribuidor donde se superen los límites máximos admisibles.

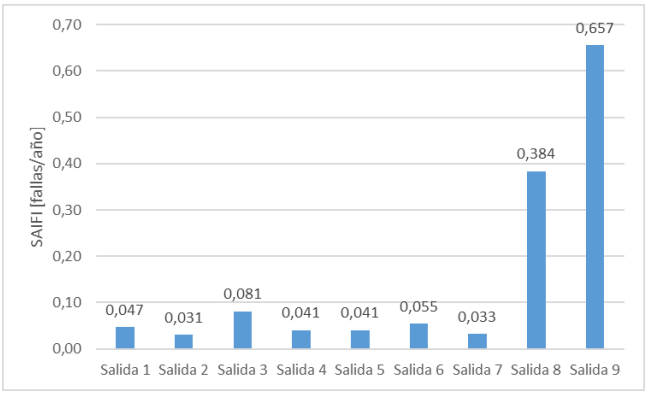


Figura 8. Duración media de interrupción por usuario y unidad de tiempo (SAIFI).

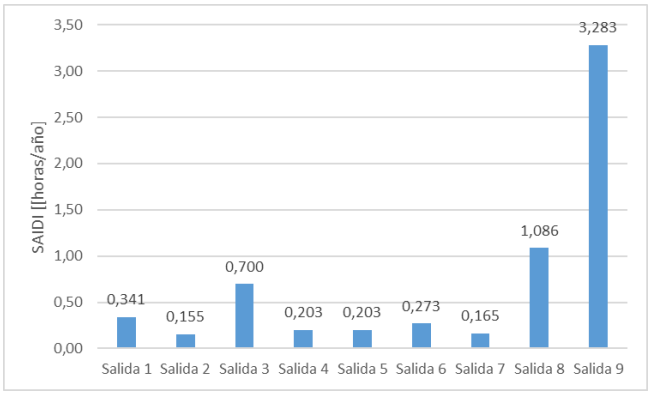


Figura 9. Tiempo total de interrupción por usuario y por año (SAIDI)

En función a las Figuras 8 y 9, es posible inferir que, en general, las salidas presentan interrupciones de baja frecuencia y corta duración, lo que significa una buena calidad de servicio. La Salida 1 presenta valores moderados de SAIDI y SAIFI. Además, se destaca la alta longitud de tendido eléctrico y de naturaleza rural de gran parte de la traza (ver Tabla 1). Este distribuidor presenta la instalación de dos reconectadores los cuales ayudan a limitar los tiempos de interrupción. La Salida 2 y 7 presentan los mejores índices de SAIDI y SAIFI, indicando una buena calidad del servicio, lo cual puede inferirse por sus trazas compactas y urbanas. La Salida 3 posee valores moderados de SAIDI y SAIFI. La alta extensión y la diversidad de usuarios de zonas urbanas y rurales que abarca, donde en esta última zona presenta una gran longitud en cuanto a sus derivaciones, que dificultan las tareas de mantenimiento y localización de fallas, incrementando tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones. Las Salidas 4, 5 y 6 presentan valores relativamente bajos de indicadores, lo que refleja una buena confiabilidad en general. La Salida 8 posee alta frecuencia de duración de fallas, debido a su gran extensión y el porcentaje elevado de usuarios rurales. Esta Salida presenta un reconectador lo que reduce el valor de los índices. En la Salida 9 los índices de SAIDI y SAIFI son los más altos, reflejando las dificultades propias de una línea rural con la mayor cantidad de clientes en BT y mayor longitud de conductores de la red en estudio (ver Tabla 2). Por esta razón la probabilidad de falla es la mayor. En lo referido al indicador de P_{ENS}, la Figura 10 presenta el costo por energía no suministrada de la red en función a cada salida.

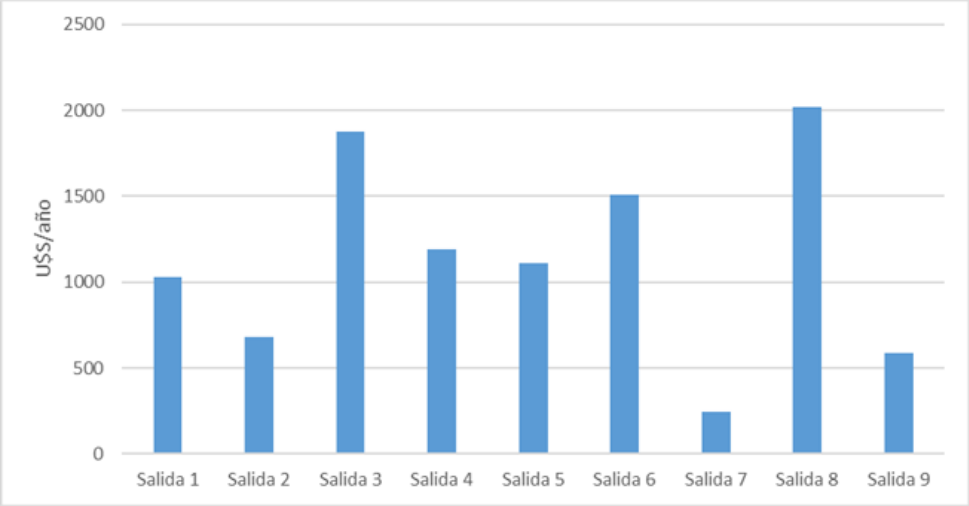


Figura 10. Costos por energía no suministrada por distribuidor de la ciudad de Esperanza

En función al análisis de la Figura 10, y contrastando con las Figuras 8 y 9, se observa que, aunque las Salidas 2, 4 y 5 posee bajos indicadores de confiabilidad, al poseer gran cantidad de usuarios conectados, resulta en mayores pérdidas económicas para la distribuidora. En contraparte, el efecto se observa en forma marcada en la Salida 8, donde los altos índices de falla resultan en altos valores de penalización. Por último, se destaca que, aunque la Salida 9 era aquella que presentaba los mayores valores de SAIFI y SAIDI, al ser el distribuidor con menor potencia instalada, posee un bajo valor de costo por ENS.

Conclusiones

El método FMEA representa una innovación en el análisis de confiabilidad de redes de distribución, al combinar precisión técnica con criterios económicos. El modelo en diagrama de bloques, junto con la definición de las matrices de restauración e indisponibilidad, simplifica y clarifica el análisis de contingencias en redes. La aplicación en un caso de estudio real de la red de Esperanza permite analizar las ventajas de la técnica, así como la determinación de los índices de confiabilidad. En particular, se ha demostrado que, en términos de SAIDI y SAIFI, los distribuidores cumplen con lo exigido por la normativa. Se ha determinado que es en las salidas rurales donde se concentran los riesgos más altos de interrupciones. En lo referido a la energía no suministrada, ha sido posible estudiar la correlación entre la descripción de la traza y las interrupciones por distribuidor. Esta cuantificación económica de la ENS permite fundamentar la toma de decisiones de inversión desde el punto de vista de la distribuidora, priorizando aquellas obras que resultan más eficientes en términos de reducción del impacto económico global y de mejora del servicio para una mayor proporción de usuarios. En este sentido, el método FMEA se presenta como una herramienta replicable en otras distribuidoras para apoyar procesos de planificación orientados a la eficiencia económica y a la mejora general de la resiliencia del sistema eléctrico.

Referencias bibliográficas

Akula, S., Gunda, S. y Bhukya, M. (2022). “Reliability assessment of power distribution systems using FMEA approach”, *IEEE Access*, 10, 56521-56530.

Azzouz, M. y Faried, S. (2020). “Risk-based reliability evaluation of distribution systems integrating renewable energy sources”, *Electric Power Systems Research*, 187, 106457.

CIGRÉ. (2019). “Distribution Reliability Indices and Benchmarking Methods”, *CIGRÉ Technical Brochure 787*, París, Francia, 1-80.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). (2022). *Reglamento de Calidad del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica*. Buenos Aires, Argentina. Disponible en https://www.enre.gov.ar/.

Pereira, L. G., Souza, A. y Salles, D. (2021). “Economic assessment of reliability improvement in distribution systems”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 15(8), 1334-1344.

Soetadji, R. W., Santosa, A. y Pramudyo, D. (2024). “Optimization of medium voltage maintenance processes using FMEA method”, *Energy Reports*, 10(2), 241-252.

Wolfram, C., Shelef, O. y Gertler, P. (2012). “How will energy demand develop in the developing world?”, *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 119-138.

Zúñiga, L., Ortega, M. y Vásquez, R. (2020). “Aplicación del método FMEA para el mantenimiento preventivo en sistemas eléctricos inteligentes”, *Actas del Congreso Internacional de Energía y Sostenibilidad*, Santiago de Chile, Chile, 10-12 de octubre, 125-132.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 1. Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.
e. Protección de los sistemas eléctricos.

Protecciones de Sobrecorriente Coordinadas Mediante Energía Específica

Overcurrent Protections Coordinated by the “specific energy methodology”

Nesci Sebastián Martín
Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia – Universidad Nacional de Río Cuarto – Argentina
snesci@ing.unrc.edu.ar
Zamanillo German
Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia – Universidad Nacional de Río Cuarto – Argentina
gzamanillo@ing.unrc.edu.ar
Rovere Hernan
Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia – Universidad Nacional de Río Cuarto – Argentina
hrovere@ing.unrc.edu.ar

Resumen

La integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) implica un gran desafío para la protección de la red de distribución, que anteriormente era pasiva, donde el origen de la potencia y su dirección podían establecerse tanto en condiciones normales como de falla. La incorporación de generación puede modificar los flujos de potencia, no solo en su dirección sino también en la forma de la corriente de falla, aumentando la complejidad del control y la operación de la red.
Desde el punto de vista de los sistemas de protección, la incorporación de generación distribuida (GD) en la red puede provocar fallos de selectividad en la protección por sobrecorriente, debido a su falta de adaptabilidad ante la presencia y variabilidad de fuentes distribuidas. En particular, la coordinación entre reconectadores, seccionalizadores y fusibles se ve afectada, lo que puede ocasionar la pérdida de coordinación.
En el presente trabajo, se estudia el análisis de la selectividad de un sistema de protección mediante la metodología tradicional de tiempo-corriente, presentándose la coordinación a través de la aplicación de la herramienta “energía específica versus tiempo” como un método adicional y novedoso. La ventaja de esta metodología es que la protección resulta inmune a los problemas de variabilidad de la corriente de falla, optimizando la protección entre los dispositivos basados en microprocesadores y los fusibles.
Los resultados de la metodología presentada se comparan con los obtenidos mediante la aplicación de otros enfoques, como la protección adaptativa, la selectividad lógica, la direccional, entre otros. A partir de este análisis, se concluye que la incorporación de la energía específica en los estudios de coordinación de protecciones por sobrecorriente facilita el trabajo al proporcionar una herramienta poderosa que permite analizar la coexistencia de protecciones modernas basadas en microprocesadores con las tradicionales.

Palabras clave: Coordinación por Sobrecorriente, Energía Específica, Generación Distribuida

Abstract

The integration of the Distributed Energy Resources (DER) implies a major challenge for the protection of the distribution grid, which was previously passive, where the origin of the power and its direction could be established under normal and fault conditions. The incorporation of generation can change the power flows, not only in their direction but also in the form of the fault current, increasing the complexity of the grid control and operation.

From the protection systems point of view, the incorporation of DG in the grid can cause selectivity failures of the overcurrent protection, due to its lack of adaptability in the presence and variability of distributed sources. In particular, the coordination between reclosers, sectionalyzers and fuses is affected, resulting in the possible coordination loss.
In this project, the analysis of the selectivity of a protection system is studied using the traditional time-current methodology, being presented the coordination through the use of "specific energy versus time" as an additional and novel tool. The advantage of coordination through this methodology is that the protection is immune to the problems of variability of the fault current, optimizing the coordination between microprocessor based protective devices and fuses.
The results of the presented methodology are compared with those obtained from the application of others, such as adaptive protection, logical selectivity, directional, etc. From this analysis, it is concluded that the incorporation of the specific energy in the studies of coordination of overcurrent protections, facilitates the work by providing a powerful tool that enables the analysis of the coexistence of modern microprocessor based protections with the traditional ones.

Keywords: Overcurrent coordination; Specific Energy; Distributed generation; Distribution System.

Introducción

La generación distribuida (GD) es ya una realidad que se observa en todo el mundo. Sin embargo, el avance y la maduración de este concepto se materializan de diferentes maneras según el nivel de desarrollo de cada país. En el caso de los países en desarrollo, la distribución sigue siendo estrictamente radial y el equipamiento utilizado no ha cambiado significativamente. No obstante, la combinación de grandes plantas de generación tradicionales con recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) se implementa con el fin de optimizar los sistemas eléctricos, logrando un menor consumo de energía, reduciendo los costos de inversión y otorgando mayor flexibilidad a los sistemas, Rey, Montes de Oca, Giusto y Vignolo (2018), Willis, H. L., & Scout, W. G. (2000) y Borberly, A. M., & Kreider, J. (2001).

Esto implica una administración activa y rápida de la red, con la incorporación de múltiples automatizaciones, programación y sistemas de comunicación que aportan inteligencia a los sistemas, generando redes cada vez más inteligentes (SG, Smart Grids), discutido por A. M. Borberly, J. Kreider (2017). Por supuesto, todos estos cambios afectan los esquemas de protección tradicionales, que en los sistemas de distribución suelen basarse en protecciones por sobrecorriente coordinadas por tiempo. Diversos grupos de trabajo intentan resolver estos problemas proponiendo diferentes soluciones.

La realidad es que la transformación de los sistemas de distribución debe realizarse de manera gradual, y el esquema de protección debe fundamentarse en aspectos justificables desde los puntos de vista técnico y económico, realizando los ajustes necesarios conforme el sistema se transforma hacia uno con GD. En particular, el uso de esquemas de reconexión automática (reclosing) en presencia de GD genera el problema del posible desfase de fase entre el sistema y el generador (operación en isla) durante el tiempo de apertura, lo cual se manifiesta como un transitorio al momento de la reconexión.

El esquema de protección no solo debe cumplir con la prioridad de proteger los equipos, sino también con otras funciones como la selectividad, estabilidad, sensibilidad, redundancia y confiabilidad. G. Brauner (2005), R. Dugan (2002) y F. Viawan (2007).

Claramente, la introducción de la GD provoca que el esquema de protección típico no pueda resolver diversas situaciones nuevas, como la variación dinámica de la falla, la operación en isla, el cambio dinámico de topología y la reconexión. Por lo tanto, este trabajo se orienta al estudio de soluciones frente a estos eventos. R. Dugan (2002)

Variación de la corriente de falla

En los nuevos esquemas de distribución con GD, la corriente de falla deja de ser constante; aún más, existe la posibilidad de una inversión en su dirección, lo que provoca que las características tradicionales de tiempo-corriente de los equipos de protección dejen de ser aplicables.

La incorporación de la GD a un sistema de distribución tradicional genera un cambio muy importante en el comportamiento de la corriente de falla, ya que las fuentes que ahora contribuyen (la red y la GD) dejan de aportar corrientes de magnitud constante, y la trayectoria de circulación de dichas corrientes deja de ser única, tal como se observa en la Figura 1. R. Dugan (2002) y J. Gomez (2011).

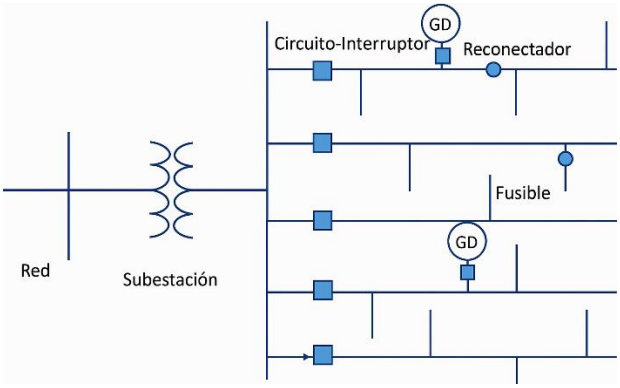


Figura 1. Esquema típico de distribución.

Los estudios tradicionales de corriente de falla incluyen el efecto transitorio debido a la presencia del componente de corriente continua, cuyo origen radica en la relación entre la reactancia y la resistencia del circuito en falla, así como en el instante de tiempo en que ocurre la perturbación.

Si la GD corresponde a una máquina rotatoria, síncrona o asíncrona, la corriente de cortocircuito presenta tres períodos denominados: subtransitorio, transitorio y permanente. La corriente de falla en los primeros períodos sigue una atenuación exponencial en el tiempo. En los estudios de cortocircuito en sistemas de distribución, tradicionalmente solo se consideraba el fenómeno asimétrico. A. E. Fitzgerald (1961)

Por otro lado, la GD conectada a través de inversores constituye otra fuente de corriente de magnitud variable y de aparición repentina, originada por la protección de la electrónica de potencia. Existen normativas impuestas principalmente por las empresas distribuidoras que exigen que la GD se desconecte inmediatamente cuando ocurre una perturbación. En la práctica, los generadores se desconectan en tiempos de entre 40 y 70 ms, dependiendo de la tecnología de detección e interrupción. R. Dugan (2002)

Por lo antes expuesto, podemos ver que, en los sistemas con fuentes distribuidas la corriente de falla está compuesta por varios componentes: uno de magnitud constante en el tiempo, suministrado por la red, y otros provenientes de los generadores distribuidos, cuyas magnitudes pueden atenuarse con el tiempo o mantenerse constantes para luego desconectarse tras algunos ciclos. Estas variaciones tienen diferentes consecuencias sobre la corriente total, dependiendo del nivel de penetración de la generación distribuida.

Curvas Características de los Equipos de Protección

Las curvas características de las protecciones por sobrecorriente en los sistemas de distribución se representan típicamente mediante gráficas de tiempo-corriente, cuya forma característica se muestra en la Figura 2.

La metodología de trabajo para este tipo de gráfico consiste en considerar que la magnitud de la corriente de falla es constante y es vista por ambos dispositivos de protección. Se ingresa verticalmente desde el valor de la corriente hasta

interceptar la curva correspondiente y, desde ese punto, se determina el tiempo de operación desplazándose horizontalmente, tal como se muestra en la Figura 2.

Por ejemplo, para una corriente constante de 500 A, la apertura del fusible ocurrirá en 200 ms (curva de la izquierda), mientras que el tiempo de operación del interruptor podrá determinarse simultáneamente, observándose que abrirá en 10 s (curva de la derecha). J. Gomez (2012)

La Figura 3 presenta un gráfico con las curvas características de una serie de fusibles con corrientes nominales desde 1 A hasta 10 A.

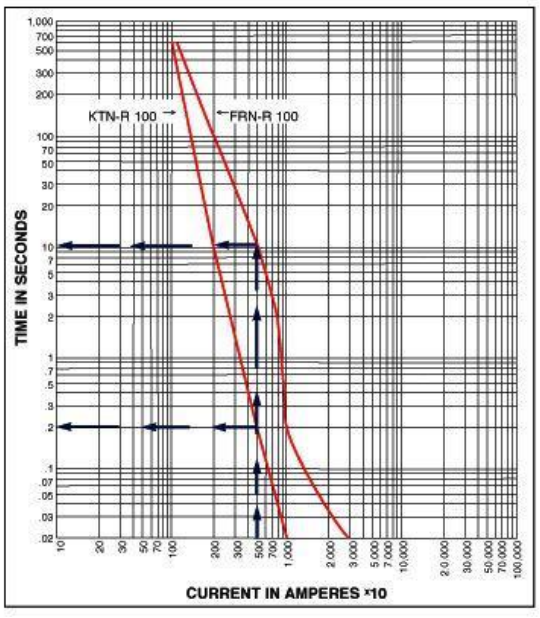


Figura 2. Curvas Corriente-tiempo.

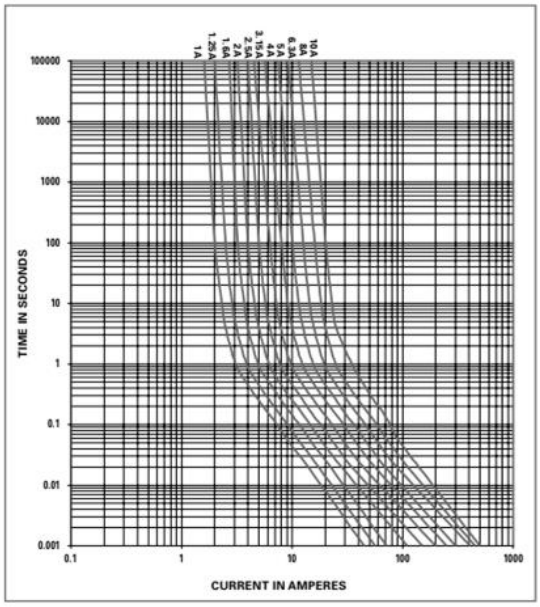
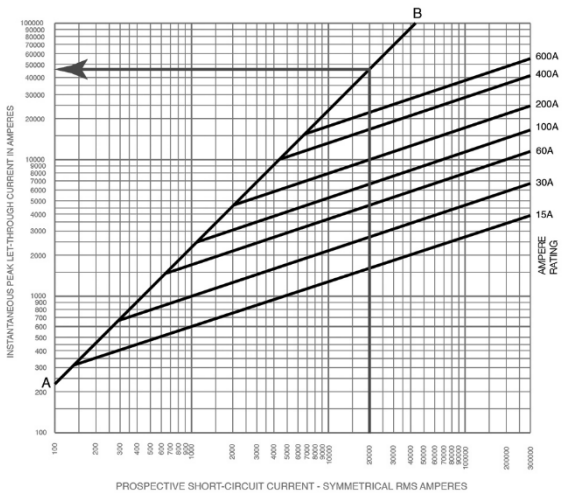


Figura 3. Familias de Curvas Corriente-tiempo.

Si el fusible o el interruptor posee una alta capacidad de ruptura o es un dispositivo limitador, la característica tiempo-corriente se complementa con las curvas de corriente de corte (o corriente de paso) en función de la corriente de falla, así como con la energía específica en función de la corriente nominal.

La corriente de corte es el valor máximo instantáneo que el protector permite pasar, y está relacionada con la solicitación electrodinámica a la que se ve sometido el circuito por el que circula dicha corriente. Las fuerzas atractivas o repulsivas entre conductores son proporcionales al cuadrado del valor máximo instantáneo de la corriente.

Para este estudio, es necesario determinar el valor máximo, que corresponde a los primeros instantes de la falla. Para ello, se emplean los gráficos correspondientes, como el mostrado en la Figura 4. J. Gomez (2012)



AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 1. Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.
e. Protección de los sistemas eléctricos.

Figura 4. Valores de corriente de corte de una familia de fusibles. J. Gomez (2012)

La energía específica se define mediante el término $\int i^2\,dt$, o directamente como I^2t, y representa la solicitación térmica de los elementos por los cuales circula dicha corriente. Si dentro de la integral se incluye la resistencia eléctrica, la expresión resulta ser directamente el calor desarrollado ($Q = \int r \cdot i^2 \cdot dt$).

Cuando la corriente tiene un valor elevado, el tiempo de actuación de las protecciones debe ser muy corto, por lo que el proceso puede considerarse adiabático, dado que el tiempo es tan reducido que se puede ignorar la disipación de potencia.

Para corrientes altas y tiempos breves, la coordinación de los dispositivos de protección se realiza mediante los valores constantes de energía específica de cada protector: el protector (el que permite el paso de corriente) debe tener una energía específica menor que la del elemento protegido (el que debe soportarla).

Los fabricantes proporcionan en sus catálogos gráficas como la mostrada en la Figura 5, donde se indican las energías dejadas pasar por fusibles e interruptores.

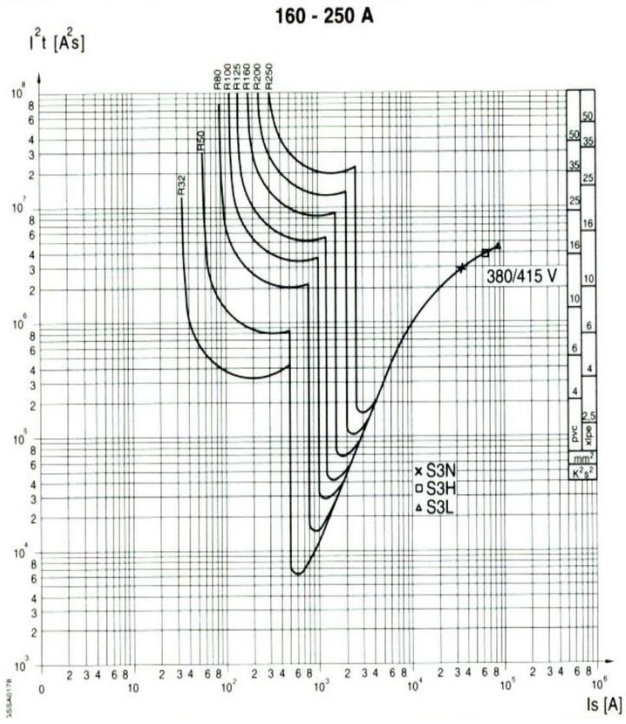


Figura 5. Curvas de energía específica de una familia de interruptores. J. Gomez (2012)

La Figura 6 muestra los puntos de intersección de las líneas de corriente con el valor de energía específica de fusión o de operación total (simplificada considerando un valor constante hasta 1 s, por lo tanto, representada como una línea horizontal). Dichos puntos indican las duraciones correspondientes; por ejemplo, para 500 A y 270 A, las operaciones ocurren en 200 ms y 680 ms, respectivamente. En los dispositivos normales, el tiempo a partir del cual cesa la constancia de la energía específica de paso es aproximadamente de 100 ms. J. Gomez (2011) Si las corrientes son menores, los tiempos de reacción serán inversamente mayores, por lo que la disipación de calor ya no puede ser despreciada; en consecuencia, la energía específica permitida a pasar aumenta con el transcurso del tiempo.

Las curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección pueden expresarse como gráficas de energía específica en función del tiempo, como se muestra en la Figura 7, donde se observa que el comportamiento adiabático se mantiene hasta duraciones del orden de 200 ms.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

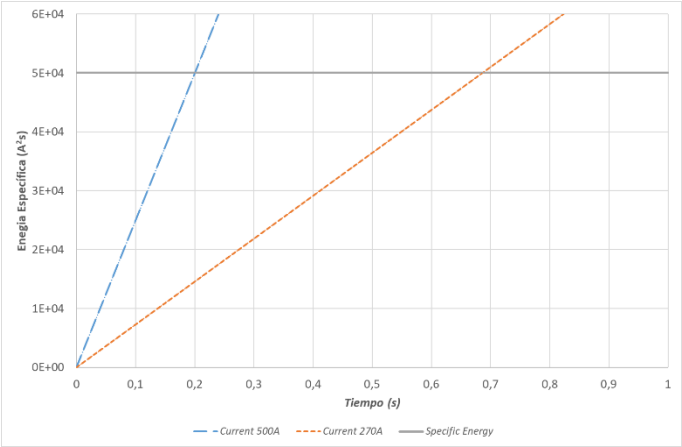


Figura 6. Evolución de la energía especifica de dos diferentes corrientes

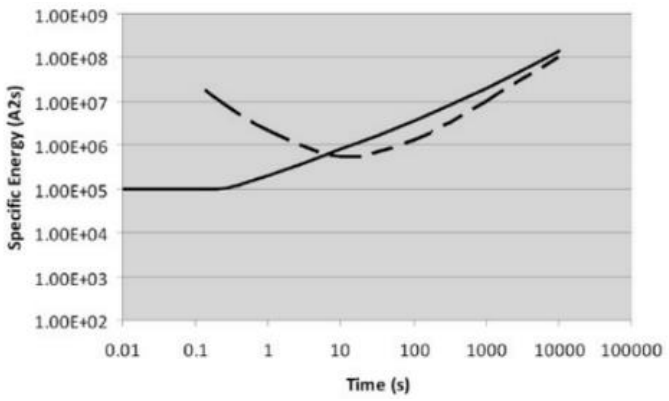


Figura 7. Energía Especifica de un fusible (línea continua) y de un interruptor (línea discontinua)

De manera similar a lo mostrado en la Figura 6 para una corriente de magnitud constante, la energía específica generada en el tiempo por una corriente no constante presentará una tasa de crecimiento en el tiempo dependiente de dicha corriente. Por lo tanto, si la corriente varía (ya sea de forma suave o abrupta), la velocidad de crecimiento de la energía específica generada también será variable.

La Figura 8 muestra la generación de energía específica por una corriente de 500 A, que disminuye bruscamente a 270 A en 100 ms, alcanzando la energía de operación del protector a los 440 ms.

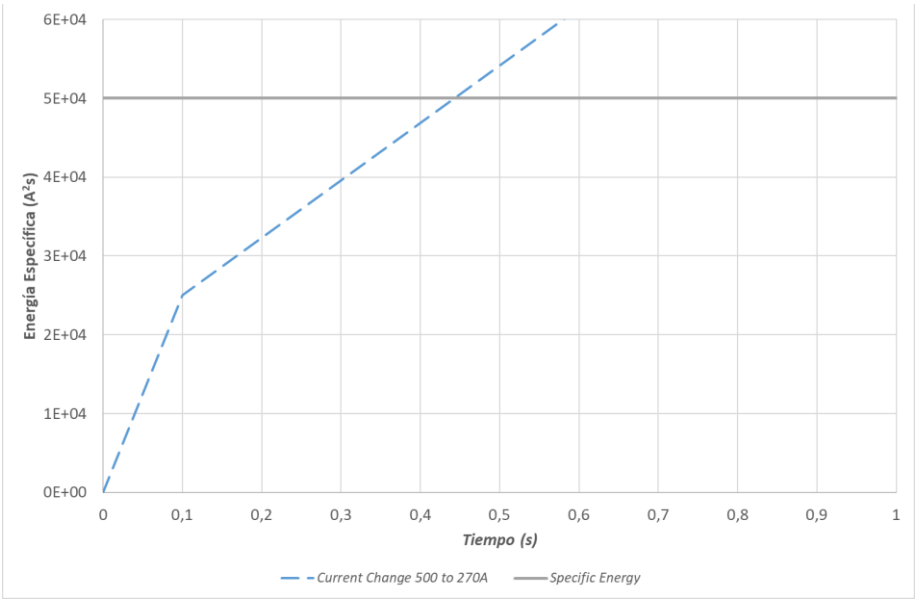


Figura 8. Evolución de la energía específica de una corriente de magnitud variable.

La Figura 9 muestra la corriente de una falla típica, obtenida mediante simulación en Matlab Simulink, donde la Figura 9-a representa la corriente en función del tiempo, y la Figura 9-b muestra la energía específica en función del tiempo, correspondiente a un sistema con una penetración del 40%. La simulación completa contempla los aportes de las tres fuentes distribuidas más el sistema de forma simultánea. La secuencia de operación para comprender todos los aportes de corriente en la gráfica.

La secuencia de simulación es la siguiente.

- 0.0s inicio de simulación.
- 0.2s inicio de cortocircuito trifásico al final de alimentador.
- 0.3s Apertura del interruptor de generador síncrono.
- 0.4s Apertura del interruptor de un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG).

• 0.5s Apertura del interruptor de un generador Fotovoltaico (PV).
• 0.6s fin de simulación.

El sistema representa una típica red radial de distribución, la cual en la acometida posee un transformador reductor, de potencia 2MVA con Ucc del 8%. A la salida del mismo se conecta un reconectador de cabecera. Las GD antes mencionadas poseen unas potencias de: Generador Síncrono 400kVA, Generador de Inducción Doblemente Alimentado 250kVA y Generador Fotovoltaico 150kVA. Estos sistemas de generación se incorporan entre el reconectador y la protección fusible ubicada al final del alimentador, posterior a la misma es donde ocurre la falla.

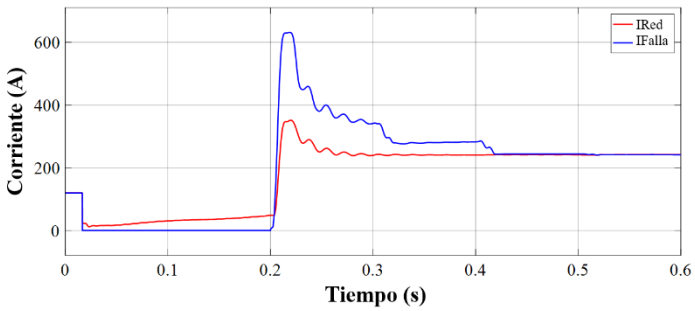


Figura 9-a. Variación de Corriente de falla con contribución de generación distribuida

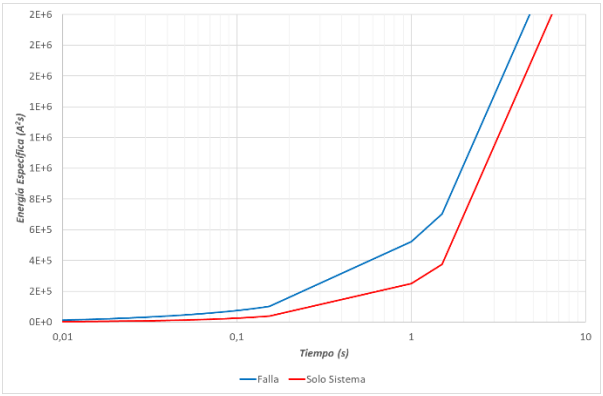


Fig 9-b. Variación de Energía Específica

Las corrientes de falla dependen tanto de su magnitud como de su declinación, en función del tipo de GD utilizada, variando desde valores tan altos como 10 a 12 veces la corriente nominal en el caso de los generadores síncronos, hasta valores del orden de la corriente nominal o incluso menores en el caso de las celdas fotovoltaicas.

La protección inherente a cada equipo considera estas particularidades; sin embargo, la protección tradicional del sistema de distribución se complica ante estas condiciones y requiere un análisis especial. A. E. Fitzgerald (1961)

Si las curvas de energía específica-tiempo del protector y de la energía generada por la corriente de falla se representan en un mismo gráfico, el punto de intersección indica el instante de operación del protector.

Hasta este momento, siempre se consideraba que el dispositivo protegido y el protector estaban conectados estrictamente en serie, es decir, que la corriente que circulaba por ambos era la misma. Sin embargo, al introducir la GD, el circuito de falla deja de ser estrictamente en serie, por lo que el estudio de coordinación cambia, ya que las corrientes que circulan por el protector y por el equipo protegido pueden ser diferentes y variar en el tiempo de forma distinta. La solución radica en considerar la energía específica del protector en relación con la energía específica de daño del elemento protegido.

Es importante recordar que las características de operación de los dispositivos de protección utilizados en los sistemas de distribución se presentan de dos formas: en un primer caso, se suministra la curva media, especificando tolerancias en más o en menos, expresadas en corriente o tiempo (por ejemplo, ±5% en tiempo), lo que convierte a la línea en una zona característica. En el segundo caso, se proporcionan dos curvas: la mínima de fusión y la máxima de operación, que se emplean de la siguiente manera: Si se desea que el protector soporte la corriente sin sufrir alteración, no debe alcanzarse la curva mínima de fusión (línea media menos la tolerancia). En cambio, si se requiere que la operación de interrupción de corriente ocurra de forma segura, se debe superar la línea media más la tolerancia o la curva máxima de operación. Este concepto debe aplicarse también cuando se trabaja con curvas características de energía específica-tiempo, en lugar de utilizar curvas tiempo-corriente.

Estudio de Coordinación con Generación Distribuida

En esta parte del trabajo, se estudia la selectividad de un sistema típico de protección, mediante la metodología tradicional tiempo-corriente. La siguiente gráfica muestra la coordinación corriente-tiempo, en donde se utiliza la metodología de “salva

fusible", donde el reconectador es ajustado con dos curvas, una rápida y otra lenta, extraídas de un catálogo comercial de un fabricante (las mismas responden a estándares internacionales). Figura 10.

Ahora el estudio debemos realizarlo de la siguiente manera. Las curvas rápida y lenta del reconectador obedecen a la corriente que pasa por él, la denominada Ifuente de color azul. Mientras que por el fusible transita la corriente total de falla, con todos los aportes, denominada Ifalla de color rojo. Se puede ver que la corriente de falla cruza la curva de mínima fusión del fusible (línea discontinua verde) antes de que el reconectador realice su operación rápida (línea naranja). Inicialmente, la corriente de falla total (línea roja) cruza la curva mínima fusión del fusible en 0.025 y la curva máxima en 0.1 s (debe recordarse que la "curva máxima" representaba el tiempo máximo que el fusible puede tomar para operar bajo la peor situación, incluidas las tolerancias de fabricación), mientras que el reconectador solo detecta la falla a los 0.08 s. Pero, en la Figura 10, no está claro en qué punto la línea de corriente cruza completamente la curva del fusible, se pueden ver tres puntos de actuación dudosos. La cercanía de estos tiempos (menos de 20 ms) hará que el fusible opere junto con la operación rápida del reconectador, por lo que los beneficios de la configuración de "salva fusible" se pueden perder.

Esta metodología de corriente-tiempo necesita de un margen de tolerancia en la coordinación de las protecciones, ya que no representa el principio físico de actuación de las mismas. Es por ello que se presenta a continuación una herramienta que se ajusta más a dichas protecciones.

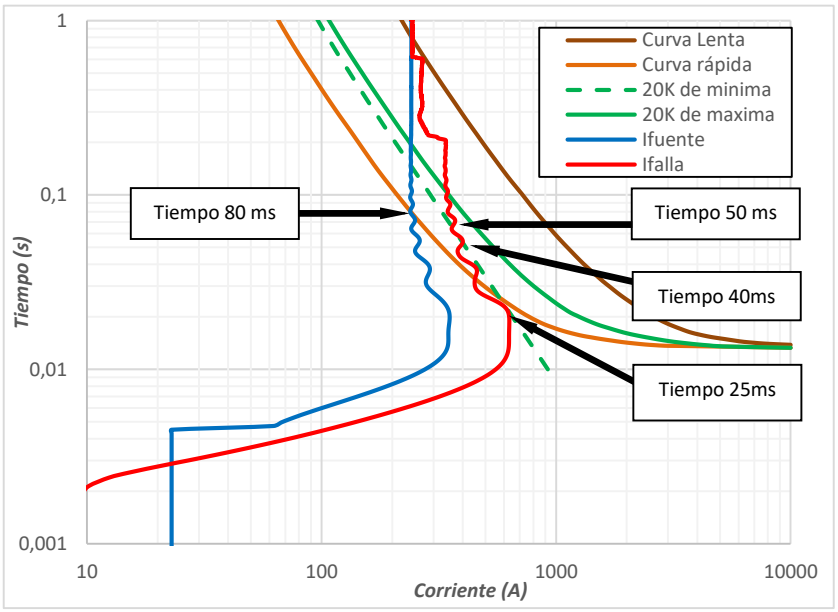


Figura 10 – Estudio de coordinación "Corriente-tiempo" con generación distribuida.

Metodología de Coordinación Basada en la Energía Específica

La coordinación utilizando "energía específica & tiempo" se presenta como una herramienta adicional y novedosa. El concepto de energía específica es ampliamente aplicado en estudios de protección, ya que proviene de considerar la energía térmica absorbida por el elemento protegido para resistencia unitaria, es decir, la ecuación de energía $\int r\, i^2\, \delta t$, se convierte en $\int i^2\, \delta t$, que por razones tipográficas y de convenciones es expresado como I^2t. Este valor energético específico es común al dispositivo de protección y al equipo protegido, de ahí su aplicación para la coordinación entre las "solicitaciones" pasadas por la protección y la recibida por el equipo protegido, independientemente de sus valores de resistencia y de sus formas de variaciones con la temperatura. El principio de energía específico es especialmente adecuado para su uso en la coordinación del funcionamiento de los dispositivos de protección que circulan por diferentes valores de corriente y, en este caso, incluso con diferentes formas de variación en el tiempo.

La ventaja de la coordinación a través de esta metodología es que el análisis de protección es inmune a los problemas de variabilidad de la corriente de falla, lo que permite la coordinación precisa entre los dispositivos de protección microprocesados y los fusibles.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 1. Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.
e. Protección de los sistemas eléctricos.

La figura 11 muestra el gráfico de energía específica, donde se representa la simulación descrita anteriormente. Los elementos fusibles basan su funcionamiento en una característica física, donde la energía que lo atraviesa determina exclusivamente su funcionamiento. Se puede observar, que los fusibles de expulsión de media tensión, no son limitadores de corriente. Esto se ve en el gráfico, donde por muy poco tiempo la energía requerida para su funcionamiento tiende a infinito. En caso de uso de fusibles limitadores, como HH para media tensión y NH para baja tensión, donde se produce limitación de corriente, la energía específica permanece constante (representada por una línea horizontal).

Comparando este gráfico con el gráfico tiempo-corriente de la Figura 10, se puede apreciar aquí una lectura clara y precisa de los tiempos de funcionamiento para los que se alcanzan los valores de energía específicos para analizar si la "salva fusible" y otros requisitos de la protección se logran. Las discrepancias en tiempo entre las dos metodologías se deben a que la tradicional considera corrientes constantes en cambio al calcular la I^2t, se acumula el efecto de las mayores corrientes iniciales. Esta diferencia de tiempo puede determinar el éxito o no del ajuste de protección.

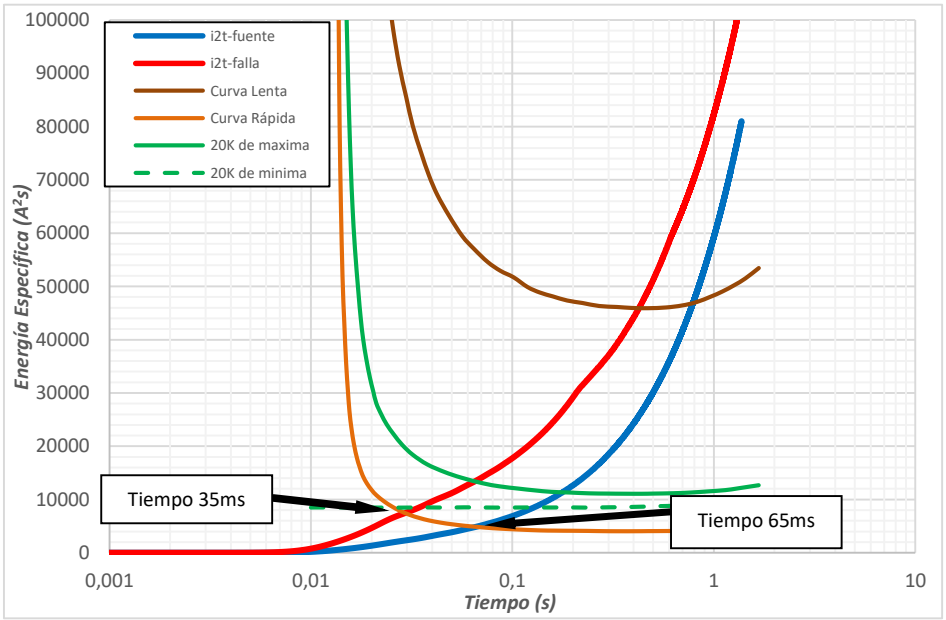


Figura 11 – Estudio de coordinación "Energía Específica-Tiempo" con presencia de generación distribuida.

Discusión

La incorporación de GD en los sistemas de distribución tiene muchos beneficios y algunas complicaciones. El inconveniente de selectividad de protecciones cuya solución se propone en este trabajo, es la coordinación de protecciones de sobrecorriente. En esta situación, la herramienta tradicional "tiempo-corriente" presenta problemas al aplicarla a los estudios de coordinación, debido a la alta variabilidad de la corriente de falla. La metodología "energía específica-tiempo" contempla esta variación y se ajusta mejor a los requerimientos de los fusibles. En caso de ser necesario, el efecto de precalentamiento en los fusibles se puede agregar fácilmente.

Una de las principales desventajas de esta herramienta es el tiempo de falla. A medida que la falla se prolonga, el sistema deja de ser adiabático e interviene la disipación de calor de cada protección, lo cual afecta significativamente las gráficas de protección.

El trabajo futuro está encaminado a sumar al gráfico I^2t-t la capacidad de adaptar la protección a cambios en el sistema, y reajustar la protección para mejorar la reducción de alcance de los dispositivos de protección debido a la inclusión de GD.

Conclusiones

De este análisis se concluye que la incorporación de la energía específica en los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente, clarifica los resultados cuando la herramienta corriente-tiempo presenta superposición de curvas. Brinda una poderosa herramienta que permite analizar la coexistencia de protecciones modernas microprocesadas con las tradicionales.

Si bien requiere trabajo en la conversión de las gráficas, la problemática de la variabilidad de la corriente de falla se toma en cuenta, calculando la energía específica de las diferentes corrientes de falla y sus efectos en cada dispositivo de protección involucrado independientemente de su tipo, minimizando el margen de error en la actuación ya que el principio físico de los fusibles es la energía específica.

Referencias bibliográficas

Rey, M., Montes de Oca, S., Giusto, Á., & Vignolo, M. (2018). Distributed generation and demand response effects on the distribution network planning. En 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Perú.

Willis, H. L., & Scout, W. G. (2000). Distributed power generation: Planning and evaluation. Marcel Dekker.

Borberly, A. M., & Kreider, J. (2001). Distributed generation: The power paradigm for the new millennium. CRC Press.

Ravi Kishore, D., & Prasnnamba, T. J. (2017). Comparative based beneficial analysis of smart grid technology developments with the conventionally available power grid. En 2017 2nd International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), India. https://doi.org/10.1109/CESYS.2017.8321121

Brauner, G., Heidl, M., Tiefgraber, D., Weniger, M., & Haidvogl, H. (2005). Voltage collapse phenomena in wind parks. En 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, Italy.

Dugan, R., & McDermott, T. (2002). Distributed generation. IEEE Industry Applications Magazine, 8(2), 19–25. https://doi.org/10.1109/2943.985606

Viawan, F., Karlsson, D., Sannino, A., & Daalder, J. (2006). Protection scheme for meshed distribution systems with high penetration of distributed generation. En Power Systems Conference (pp. 99–104).

Gomez, J., & Morcos, M. (2011). Overcurrent coordination in systems with distributed generation. Electric Power Components and Systems, 39(6), 576–589. https://doi.org/10.1080/15325008.2011.553628

Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Kusko, A. (1961). Electric machinery. McGraw-Hill.

Gomez, J. C. (2012). Fusibles eléctricos: aplicaciones prácticas y su justificación teórica (1ª ed., pp. 109–140). EDIGAR.

Gomez, J. C., & Morcos, M. M. (2007). Power quality: Mitigation technologies in a distributed environment (Cap. 10). Springer-Verlag.

Marek, J. R. (1982). Innovative fusing techniques for protecting shunt-capacitor banks. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101(7), 2401–2405. https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317138

Chabanloo, R., Abyaneh, H., Agheli, A., & Rasyegar, H. (2011). Overcurrent relays coordination considering transient behaviour of fault current limiter and distributed generation in distributed power network. IET Generation, Transmission & Distribution, 5(9), 903–911.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

IEEE Standards Association. (2003). IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems (IEEE Std 1547-2003).

Gomez, J. C., & Nesci, S. M. (2013). Effect of the presence of distributed generation on the studies of overcurrent protection coordination. En 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Stockholm, Sweden.

Schaefer, N., Degner, T., Shustov, A., Keil, T., & Jaeger, J. (2010). Adaptive protection system for distribution networks with distributed energy resources. En IET International Conference on Developments in Power System Protection (pp. 1–5).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

Experiencia operativa en la vigilancia de transformadores de potencia utilizando monitores en línea de hidrógeno

Operational experience in monitoring of power transformers using on-line hydrogen monitors

Gianfranco Lippi.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
glippi@frd.utn.edu.ar
Lucas Vandoni.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
lvandoni@frd.utn.edu.ar
Mauro Scavuzzo.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
mscavuzzo@frd.utn.edu.ar

Resumen

El análisis de gases disueltos en aceite constituye una herramienta esencial para el diagnóstico de fallas en transformadores de potencia. Este trabajo tiene por objetivo evaluar las limitaciones del monitoreo basado exclusivamente en hidrógeno y analizar una experiencia operativa real, orientada a mejorar la confiabilidad del diagnóstico.
En el transformador de servicios auxiliares de la Central Nuclear Atucha I se detectó un incremento abrupto de hidrógeno, que motivó el envío de muestras de aceite a distintos laboratorios. Los resultados mostraron discrepancias en las concentraciones medidas y en la interpretación de fallas, evidenciando que el seguimiento de un solo gas no resulta suficiente.
A partir de esta experiencia se decidió incorporar monitores multigas con capacidad de calibración y diagnóstico completo, conforme a las recomendaciones del CIGRÉ, mejorando la trazabilidad de las mediciones y la confiabilidad del mantenimiento predictivo.

Palabras clave: análisis de gases disueltos; monitoreo de transformadores; hidrógeno; confiabilidad; mantenimiento predictivo.

Abstract

The analysis of dissolved gases in oil is a key tool for diagnosing faults in power transformers. This paper evaluates the limitations of monitoring based solely on hydrogen and presents an operational case study aimed at improving diagnostic reliability.
In the station service transformer at the CNAI Power Plant, a sudden increase in hydrogen concentration was detected, prompting the collection and testing of oil samples in different laboratories. The results revealed discrepancies in measured concentrations and fault interpretations, highlighting that single-gas monitoring is insufficient for accurately assessing transformer condition.
Based on this experience, multi-gas monitors with calibration capabilities and full diagnostic functionality were implemented, in line with CIGRÉ recommendations. This upgrade improved measurement traceability and enhanced the reliability of predictive maintenance for the plant's power transformers.

Keywords: dissolved gas analysis; transformer monitoring; hydrogen; reliability; predictive maintenance.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

El análisis de gases disueltos (AGD) constituye una de las técnicas más utilizadas a nivel mundial para el diagnóstico de fallas en transformadores de potencia, dado que permite detectar procesos de degradación térmicos y eléctricos en etapas tempranas antes de que se produzcan daños mayores.

En los últimos años, la incorporación de monitores en línea ha permitido disponer de información continua sobre la evolución de los gases, mejorando la capacidad de vigilancia del estado dieléctrico y facilitando estrategias de mantenimiento predictivo.

No obstante, los sistemas de monitoreo basados exclusivamente en hidrógeno (H_2) presentan limitaciones técnicas que pueden afectar la confiabilidad del diagnóstico. El hidrógeno es un gas clave originado por diversas fallas, tanto térmicas como eléctricas, y su incremento aislado no permite determinar con precisión la naturaleza ni la severidad de la misma.

Frente a un incremento de hidrógeno (H_2) registrado por el monitor en línea, el paso siguiente debe ser la verificación de la concentración total de gases combustibles mediante análisis de laboratorio para diagnosticar la fuente de generación de gases y, por lo tanto, el tipo de falla. Este procedimiento debe efectuarse en laboratorios acreditados según ISO/IEC 17025, a fin de garantizar la validez y reproducibilidad de los resultados utilizados para el diagnóstico del transformador.

El presente trabajo expone una experiencia operativa en la Central CNAI, donde un monitor de H_2 instalado en el transformador de consumo propio detectó un incremento abrupto de concentración. La comparación con los resultados de distintos laboratorios evidenció discrepancias significativas en las concentraciones medidas, confirmando la necesidad de contar con equipos multigas y con laboratorios auditados y acreditados para asegurar la confiabilidad del diagnóstico.

A partir de esta experiencia, se analiza el impacto de las distintas metodologías de monitoreo sobre la confiabilidad operativa y se presentan recomendaciones para la implementación de sistemas de monitoreo multigas, en concordancia con las guías internacionales CIGRÉ, orientadas a fortalecer la gestión del mantenimiento predictivo en transformadores de potencia.

Equipamiento y sistema de monitoreo

El caso analizado corresponde al transformador de consumo propio de la Central Nuclear Atucha I (CNAI), con una potencia nominal de 35 MVA y tensiones de 21 kV / 6,95 kV / 6,95 kV, fabricado en 1994, operando a 50 Hz y con refrigeración OFWF. El equipo desempeña la función de alimentación interna a servicios auxiliares de la central.

Para la vigilancia del estado interno, el transformador dispone de un monitor en línea de hidrógeno (H_2) basado en el principio de detección térmica de conductividad (TCD), tecnología que utiliza una celda sellada con tubos capilares de PTFE para generar una muestra representativa de gas disuelto en el aceite (Ver figura 1). El sistema acondiciona el aceite a temperatura controlada y realiza mediciones automáticas cada tres horas, entregando valores validados de concentración de H_2 (en ppm) y registrando tendencias históricas.

Esta tecnología permite una lectura continua y confiable del gas clave, aunque no proporciona información sobre la composición total de gases combustibles, lo que limita la capacidad diagnóstica ante incrementos de H_2. En consecuencia, ante incrementos rápidos en la concentración de hidrógeno (H_2) que superen las tasas de aumento preestablecidas o los valores de alarma definidos por el sistema de monitoreo, el personal del área de Química procede a extraer una muestra de aceite del transformador y enviarla a un laboratorio externo para la determinación completa de gases combustibles. Este proceso puede demorar desde varias horas hasta algunos días, dependiendo de la disponibilidad logística y de los tiempos de análisis propios del laboratorio.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026



Figura 1. Imagen del transformador con equipo de monitoreo.

Estrategia de mantenimiento

Los transformadores de potencia de la central se encuentran incluidos en un programa de mantenimiento predictivo basado en la vigilancia de condiciones, en concordancia con las recomendaciones de la World Association of Nuclear Operators (WANO), organismo internacional que promueve la seguridad y confiabilidad operativa en instalaciones de generación nuclear y cuyas guías son ampliamente utilizadas como referencia técnica en el mantenimiento de transformadores críticos (WANO SOER 2011-1 Rev.1, Fiabilidad de los grandes transformadores de potencia).

El programa establece que, en ausencia de monitoreo en línea, deben realizarse análisis de gases disueltos (AGD) en laboratorio cada tres meses y ensayos fisicoquímicos del aceite cada seis meses. No obstante, en la central se cuenta con un monitor en línea de hidrógeno (H_2) como herramienta de vigilancia continua.

Aunque este tipo de monitoreo cumple con los lineamientos del programa, el área de Mantenimiento decidió mantener la práctica de muestreos periódicos y análisis en laboratorio, con el propósito de verificar la correlación entre los resultados analíticos y las lecturas del monitor, asegurando así la confiabilidad del diagnóstico.

El personal de mantenimiento eléctrico ejecuta rondas de inspección semanales, en las que se registran los valores de concentración de H_2 indicados por los monitores y se contrastan con los resultados de laboratorio. Esta práctica posibilita evaluar tendencias, identificar posibles desviaciones y detectar de forma temprana anomalías incipientes en la generación de gases combustibles.

Ante incrementos rápidos de H_2 por encima de las tasas de aumento preestablecidas o al superar los valores de alarma definidos, el personal del área de Química procede a extraer una muestra de aceite y enviarla a un laboratorio externo para el análisis integral de gases combustibles. Este proceso, aunque puede demorar varias horas o días, constituye un mecanismo de verificación y diagnóstico complementario, esencial para correlacionar las lecturas del monitor con los resultados analíticos y confirmar la naturaleza del evento.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

La información combinada obtenida del monitoreo en línea, los ensayos de laboratorio y las rondas operativas permite conformar una base de datos histórica de tendencias, que se utiliza para ajustar umbrales de alarma, planificar mantenimientos preventivos y gestionar el ciclo de vida de los transformadores de potencia, de acuerdo con los lineamientos de confiabilidad establecidos por la organización.

Evento operativo

Hasta diciembre de 2022, el equipo presentaba una concentración estable de 7 ppm de H_2, sin variaciones significativas en su tendencia histórica. El 3 de enero de 2023, el monitor registró un incremento abrupto de concentración, alcanzando 89 ppm. Si bien este valor no superó el umbral de alarma configurado en el sistema, el comportamiento evidenció una tasa de aumento significativa, motivo por el cual, y aplicando un criterio conservador basado en la experiencia de personal especializado, se decidió incrementar la frecuencia de seguimiento y remitir una muestra de aceite a laboratorios externos para su verificación.

Durante el análisis posterior, al revisar los registros históricos mediante el software de análisis del monitor, se observó que el inicio del incremento coincidía temporalmente con el arranque de la planta tras una parada programada (Ver figura 2).

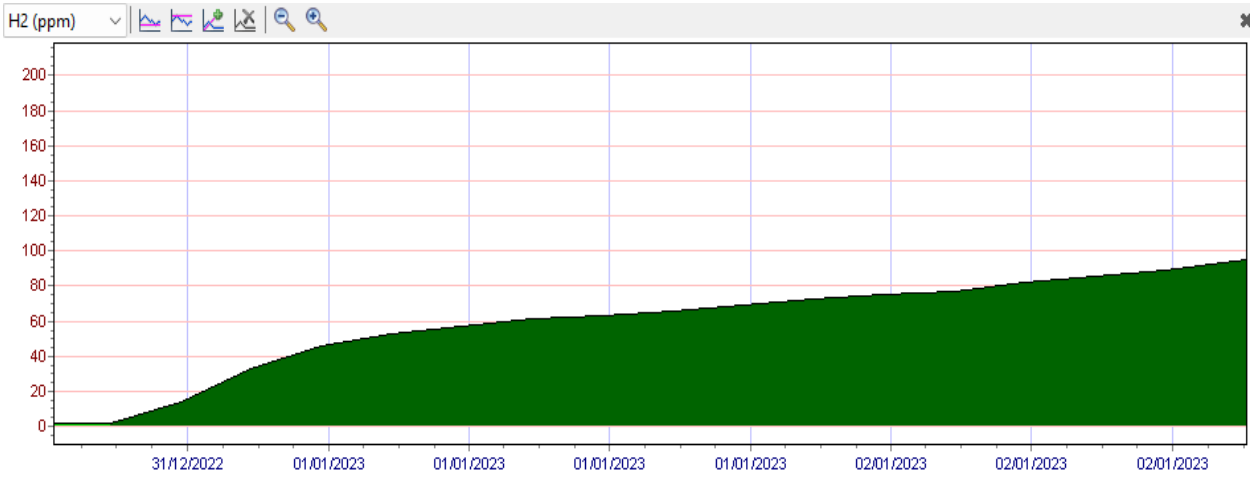


Figura 2. Gráfico de incremento de H2 registrado por el software de monitoreo el 03/01/2023.

Hasta recibir los resultados de los laboratorios, se estableció un seguimiento intensivo con lecturas horarias, a fin de evaluar la evolución del fenómeno. Durante este período se constató que la tasa de incremento comenzó a disminuir gradualmente, lo que indicaba una posible estabilización del proceso de generación de gas (Ver figura 3)

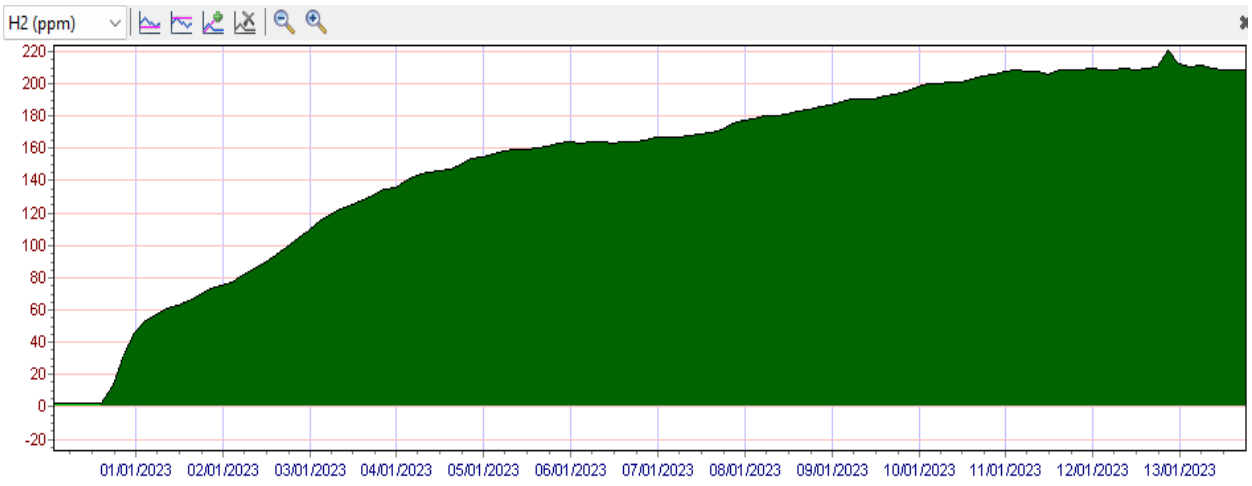


Figura 3. Gráfico de incremento de H2 registrado por el software de monitoreo el 14/01/2023.

Entre el 31/12/2022 y el 03/01/2023, la concentración aumentó aproximadamente 30 ppm/día, mientras que entre el 04/01/2023 y el 11/01/2023 la tasa se redujo a cerca de 13 ppm/día. Esta disminución progresiva del ritmo de incremento confirmó la hipótesis de estabilización del fenómeno, respaldando la decisión de continuar con el monitoreo intensivo sin intervención inmediata sobre el equipo.

Los resultados de laboratorio recibidos entre el 09/01/2023 y el 10/01/2023 revelaron discrepancias significativas entre las concentraciones medidas:

- Laboratorio A: 186 ppm de H_2
- Laboratorio B: 317 ppm de H_2
- Monitor en línea: 194 ppm de H_2

A pesar de la dispersión cuantitativa, ambos laboratorios coincidieron en el diagnóstico cualitativo como falla térmica. El diagnóstico realizado con personal técnico de la empresa la clasificó como falla térmica de alta energía (T3) conforme a la IEC 60599.

Durante los meses siguientes, se mantuvo un programa de muestreo quincenal con el laboratorio B complementado con el monitoreo continuo, confirmándose una tendencia decreciente y sostenida de las concentraciones de gases combustibles. En el mes de abril de 2023, luego de haberse realizado el muestreo periódico correspondiente con el laboratorio B, se recibió el informe del laboratorio A coincidente con el muestreo trimestral. Al comparar ambos protocolos se observó una marcada diferencia en las concentraciones de gases combustibles, especialmente en etano, metano y etileno (Ver figura 4).

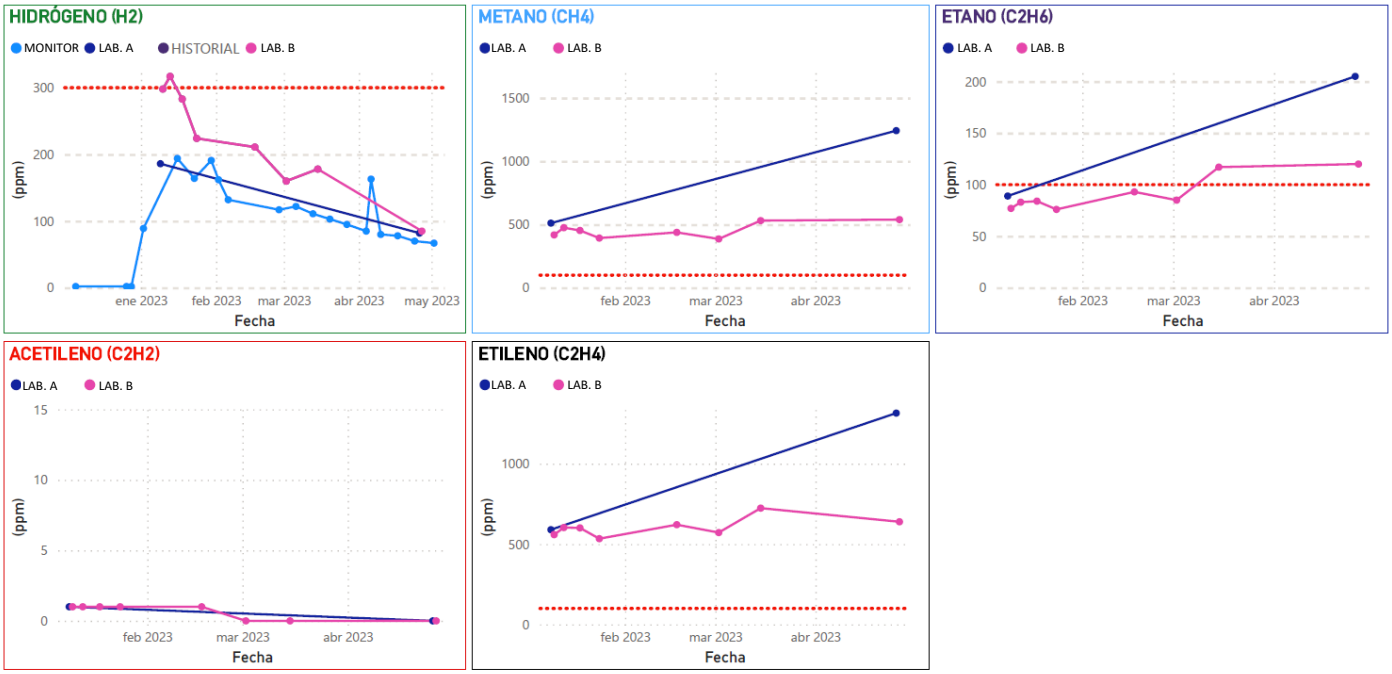


Figura 4. Comparación de concentraciones de gases por laboratorio, abril 2023.

Ante esta inconsistencia y con el fin de verificar la validez de los resultados, se resolvió enviar una nueva muestra a un tercer laboratorio, incorporándolo al seguimiento posterior. Los resultados obtenidos del tercer laboratorio mostraron una tendencia diferenciada respecto de los dos anteriores, configurando así una tercera serie de valores. Cabe destacar que también se registraron diferencias en el diagnóstico, ya que un laboratorio concluyó que la falla había desaparecido, mientras otro la clasificó como térmica de alta energía (T3).

En la figura 5 se pueden apreciar los valores informados por el laboratorio A el 12/06/2026 cuyo diagnóstico indicó: “Los gases detectados en la muestra se encuentran estables respecto a análisis anteriores. Se puede considerar que el equipo se encuentra en normal funcionamiento”.

CONTENIDO DE GASES EN ACEITE

Muestra denominada	CH_4 (ppm)	C_2H_4 (ppm)	C_2H_6 (ppm)	C_2H_2 (ppm)	H_2 (ppm)	CO (ppm)	CO_2 (ppm)	O_2 (ppm)	N_2 (ppm)	TGC (ppm)	GT (%)	PSG (mbar)	Diag
BT	1119	1233	195	0	58	730	3000	19000	67900	3335	9,3	888	②

Figura 5. Informe de laboratorio A, muestra extraída el 12/06/2025.

El laboratorio B informó los valores que se muestran en la figura 6. El diagnóstico cromatográfico adjunto en el protocoló fue el siguiente: “No existen variaciones de importancia con respecto al anterior”.

Analisis de Gases Disueltos (AGD)	ASTM D 3612	Límite	Valor	U/M
METANO (CH4)		<25 ppm	480	ppm
ETANO (C2H6)		<25 ppm	108	ppm
ETILENO (C2H4)		<50 ppm	451	ppm
ACETILENO (C2H2)		<3 ppm	1	ppm
HIDROGENO (H2)		<200 ppm	65	ppm
MONOXIDO DE CARBONO (CO)		<1.000 ppm	652	ppm
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)		<10.000 ppm	4732	ppm
OXIGENO (O2)		<30.000 ppm	19012	ppm
NITROGENO (N2)		<90.000 ppm	70150	ppm
GASES COMBUSTIBLES			1757	ppm
TOTALES			95651	ppm

Figura 6. Informe de laboratorio B, muestra extraída el 12/06/2023.

Las concentraciones indicadas por el laboratorio C se pueden apreciar en la figura 7. Dentro del protocolo se informó como estado eléctrico deficiente con falla térmica crítica (T > 700°C). Además, se agregó: “Se detecta muy alto contenido de monóxido de carbono. Se sugiere realizar ensayo de furanos a fin de conocer el estado del aislante sólido”.

CROMATOGRAFÍA DE GASES DISUELTOS EN EL AISLANTE			23061064	ESPECIFICACIÓN
CG - Metano (CH4)	IEC 60567	µL/L (ppm)	972	máx 100
CG - Etileno (C2H4)	IEC 60567	µL/L (ppm)	1749	máx 100
CG - Etano (C2H6)	IEC 60567	µL/L (ppm)	444	máx 100
CG - Acetileno (C2H2)	IEC 60567	µL/L (ppm)	0	máx 8
CG - Hidrógeno (H2)	IEC 60567	µL/L (ppm)	59	máx 300
CG - Monóxido de Carbono (CO)	IEC 60567	µL/L (ppm)	1392	máx 600
CG - Dióxido de Carbono (CO2)	IEC 60567	µL/L (ppm)	8961	
CG - Oxígeno (O2)	IEC 60567	µL/L (ppm)	11600	
CG - Nitrógeno (N2)	IEC 60567	µL/L (ppm)	68900	
CG - Gases Combustibles	IEC 60567	µL/L (ppm)	4616	
CG - Gases Totales	IEC 60567	mL/100mL (%)	9,4	máx 13,0

Figura 7. Informe de laboratorio C, muestra extraída el 12/06/2023.

En función de esta tendencia decreciente y la ausencia de síntomas eléctricos o térmicos adicionales, se resolvió mantener el transformador en servicio y prolongar el seguimiento hasta la siguiente parada programada de planta, prevista para el mes de septiembre de 2024.

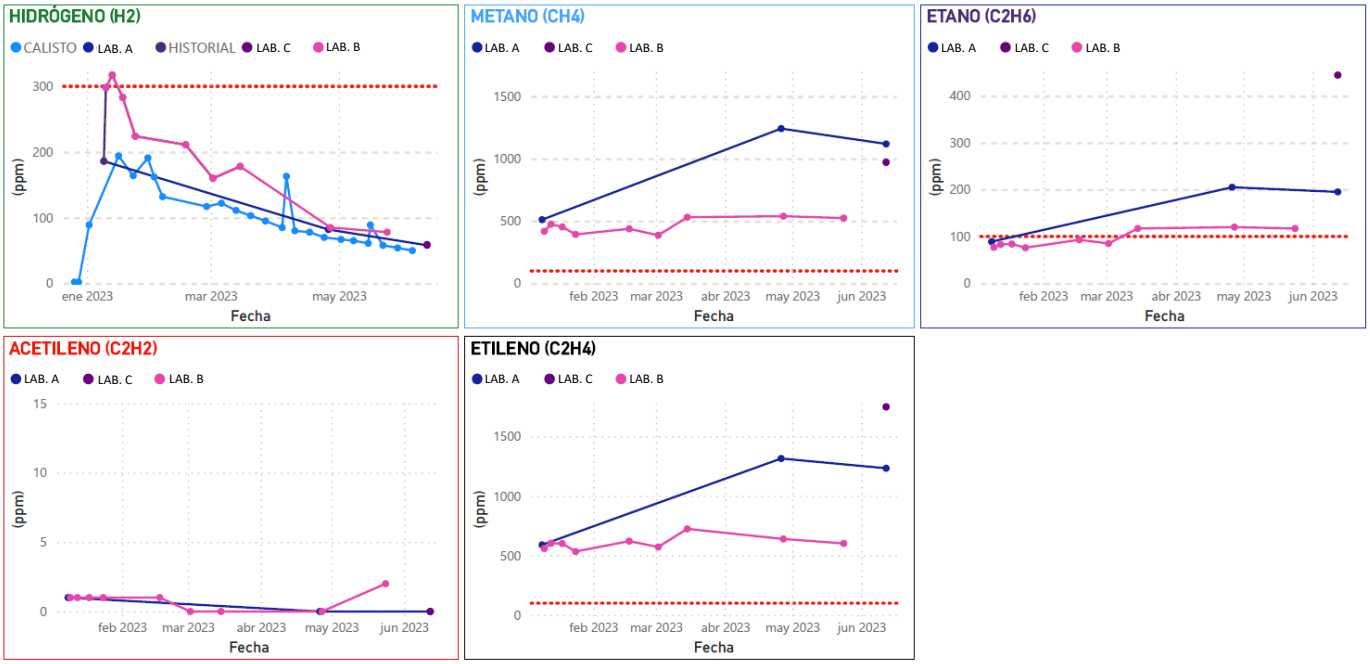


Figura 8. Comparación de concentraciones de gases por laboratorio, Julio 2023.

Un análisis más detallado del comportamiento temporal de la concentración de H_2, correlacionando los registros del monitor con los eventos operativos de la planta, permitió establecer como hipótesis válida que los incrementos observados estaban asociados al arranque de la bomba principal de 5.500 kW en 6,6 kV.

Se verificó que los picos de hidrógeno se manifestaban aproximadamente dos días después de cada arranque, y de manera más pronunciada luego de un arranque desde condición de planta en frío. Este patrón recurrente y posteriormente atenuado sugiere que la falla tuvo un carácter transitorio, probablemente vinculada a esfuerzos térmicos localizados o descargas internas de corta duración generadas durante dichas maniobras (Ver figura 9).

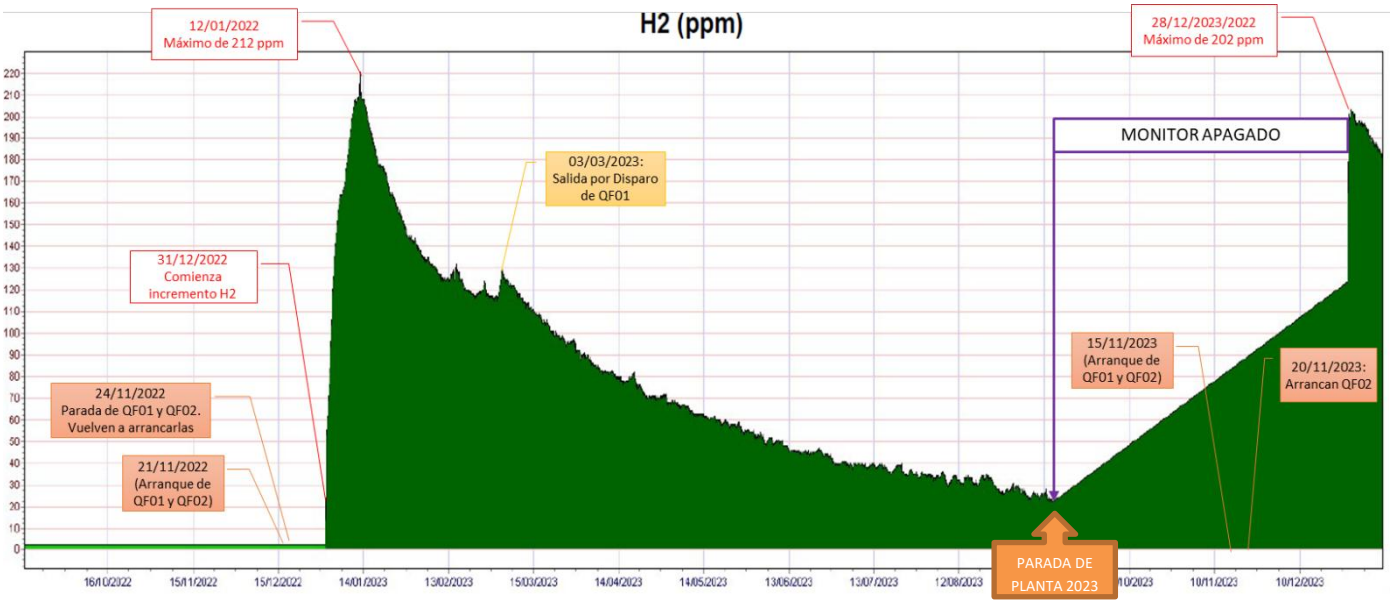


Figura 9. Gráfico de incremento de H2 registrado por el software de monitoreo, de diciembre 2022 a diciembre 2023.

La evolución posterior, con disminución sostenida de las concentraciones de gas, reforzó esta interpretación y justificó la continuidad operativa del transformador bajo monitoreo intensivo.

Acciones implementadas en el sistema de monitoreo

De acuerdo con las conclusiones establecidas por el CIGRÉ en el Technical Brochure 409 “Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment” y su actualización en el Technical Brochure 783 “On-line DGA Monitoring of Transformers and Reactors”, se identificó que los monitores de un solo gas (H_2) presentan limitaciones significativas para el diagnóstico de fallas, debido a la dispersión de sus mediciones y a la imposibilidad de aplicar métodos normalizados como el Triángulo de Duval o las relaciones definidas por la IEC 60599.

Ambos informes coinciden en que los monitores multigas, capaces de medir simultáneamente los principales gases combustibles, ofrecen mayor exactitud, trazabilidad metrológica y capacidad diagnóstica en línea, constituyendo la alternativa recomendada para transformadores de alta criticidad.

Atendiendo a estas recomendaciones, y en el marco del cumplimiento de los lineamientos de la World Association of Nuclear Operators (WANO), se resolvió implementar monitores multigas en los transformadores de la Central CNAII que aún no contaban con este equipamiento.

De acuerdo con las recomendaciones establecidas en el CIGRÉ Technical Brochure 783 “On-line DGA Monitoring of Transformers and Reactors”, la verificación y calibración de los monitores en línea debe realizarse mediante patrones certificados, a fin de asegurar la trazabilidad metrológica y la confiabilidad de las mediciones.

Considerando que los monitores basados en tecnología infrarroja (IR) no permiten calibración directa por parte del usuario, y que su ajuste se limita al control de deriva mediante compensaciones internas, se resolvió adoptar monitores multigas de tecnología cromatográfica (GC).

Esta tecnología, además de estar alineada con los métodos de referencia establecidos en las normas IEC 60567 y ASTM D3612, permite calibraciones periódicas, garantizando una mayor exactitud, reproducibilidad y trazabilidad de los resultados de análisis en línea para los transformadores principales de la Central CNA II.

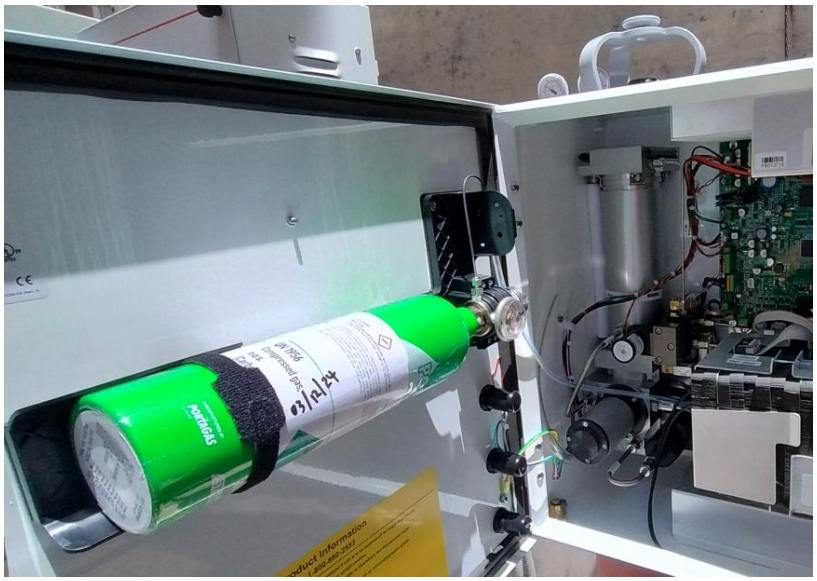


Figura 10. Imagen del cilindro con gas de calibración en sistema de monitoreo instalado en CNA II.

En continuidad con las acciones emprendidas, actualmente se encuentra en ejecución un plan de reemplazo progresivo de los monitores de hidrógeno previamente instalados en la Central CNAI, con el objetivo de unificar la tecnología de diagnóstico en toda la planta.

Resultados y discusión

El monitor de hidrógeno (H_2) del transformador de consumo propio de la Central CNAI registró un incremento abrupto desde 7 ppm hasta 89 ppm a inicios de enero de 2023, sin alcanzar los valores umbral de alarma. No obstante, y en base a criterio conservador del personal especializado, se decidió incrementar la frecuencia de observación a una lectura horaria, observándose posteriormente una tasa de incremento decreciente.

Simultáneamente se enviaron muestras de aceite a distintos laboratorios externos, cuyos resultados evidenciaron discrepancias significativas en las concentraciones medidas y, en consecuencia, diferentes interpretaciones diagnósticas. Mientras el monitor indicaba 194 ppm, los valores reportados fueron 186 ppm y 317 ppm respectivamente, lo que reafirmó la dispersión existente entre métodos y laboratorios cuando no se dispone de trazabilidad metrológica garantizada. Esta situación puso de manifiesto que el monitoreo basado exclusivamente en H_2 no resulta suficiente para caracterizar la naturaleza de la falla ni para establecer tendencias confiables, especialmente ante incrementos de corta duración o de origen transitorio.

Un análisis posterior del comportamiento temporal permitió correlacionar los picos de H_2 con los arranques de una bomba principal de 5500 kW en 6,6 kV, observándose aumentos en los días posteriores a cada puesta en marcha y una reducción gradual al estabilizarse el régimen térmico del equipo. Esta evidencia sustentó la hipótesis de una falla transitoria asociada a esfuerzos eléctricos y térmicos de arranque, sin evolución hacia condiciones críticas, lo que justificó mantener el transformador en servicio hasta la siguiente parada programada.

Ante los resultados obtenidos, y considerando los antecedentes de dispersión entre laboratorios, se resolvió fortalecer el sistema de monitoreo. En línea con las conclusiones del CIGRÉ TB 409 (2010) y su actualización CIGRÉ TB 783 (2019), que señalan la limitación diagnóstica de los monitores de un solo gas y recomiendan el uso de monitores multigas para transformadores de alta criticidad, se decidió implementar equipos con tecnología cromatográfica. Esta tecnología permite realizar calibraciones periódicas con patrones gas-en-aceite certificados, asegurando la confiabilidad de la medición, y alineándose con los requisitos operacionales para transformadores de potencia promovidos por WANO.

De esta forma, la incorporación de monitores de varios gases con capacidad de calibración permitirá asegurar los diagnósticos, reducir la incertidumbre asociada a los ensayos externos y consolidar un esquema de mantenimiento predictivo de mayor confiabilidad técnica y trazabilidad metrológica para los transformadores principales de la central.

Conclusiones

El seguimiento operativo realizado permitió evidenciar las limitaciones del monitoreo basado exclusivamente en hidrógeno para el diagnóstico confiable de fallas en transformadores de potencia. Las discrepancias detectadas entre los resultados de distintos laboratorios y las lecturas del monitor demostraron la influencia de la trazabilidad metrológica y la necesidad de contar con sistemas de monitoreo que permitan interpretar correctamente los fenómenos internos del equipo.

Asimismo, se constató que el monitoreo de un solo gas, si bien puede resultar útil como herramienta de alarma temprana, no permite establecer la naturaleza de la falla ni aplicar métodos diagnósticos normalizados. En este contexto, la verificación periódica mediante ensayos en laboratorio debe realizarse únicamente en establecimientos que han sido acreditados bajo la norma ISO/IEC 17025, a fin de garantizar la confiabilidad de los resultados empleados para la toma de decisiones operativas.

Considerando las recomendaciones técnicas del CIGRÉ (TB 409 y TB 783) y los lineamientos de la WANO, se resolvió la implementación de monitores multigas de tecnología cromatográfica, que posibilitan la calibración con patrones de gas y aseguran la trazabilidad metrológica de las mediciones. Esta medida fortalece la vigilancia de condición de los transformadores críticos y contribuye a la mejora continua del mantenimiento predictivo.

Finalmente, la experiencia adquirida reafirma la importancia de integrar la información proveniente de los monitores en línea con el análisis experto y la evaluación de tendencias, promoviendo un enfoque sistemático de mantenimiento basado en condición, orientado a la confiabilidad y la disponibilidad de los activos principales de la central.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

Agradecimientos

Se agradece a la Gerencia del Sitio Atucha I–II y a la Subgerencia de Mantenimiento por su apoyo y por haber posibilitado la difusión de esta experiencia operativa, contribuyendo al intercambio técnico y a la mejora continua en el monitoreo de transformadores de potencia.

Referencias bibliográficas

CIGRÉ (2010). Technical Brochure No. 409, Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment. Working Group D1.01 (TF15). París, Francia: International Council on Large Electric Systems. Disponible en https://e-cigre.org/publication/409-report-on-gas-monitors-for-oil-filled-electrical-equipment.

CIGRÉ (2019). Technical Brochure No. 783, On-line DGA Monitoring of Transformers and Reactors. Working Group D1/A2.47. París, Francia: International Council on Large Electric Systems. Disponible en https://e-cigre.org/publication/783-on-line-dga-monitoring-of-transformers-and-reactors.

Electric Power Research Institute (EPRI) (2014). EPRI Power Transformer Guidebook, The Copper Book. Final Report 3002004158. Palo Alto, California, Estados Unidos. Project Managers: L. van der Zel, W. Johnson, K. Caraway, R. Chambers. Disponible en https://www.epri.com/research/products/3002004158.

WANO (2013). SOER 2011-1 Rev 1, Fiabilidad de los grandes transformadores de potencia. Informe de Experiencia Operativa Significativa. Asociación Mundial de Operadores Nucleares, Londres, Reino Unido. Disponible en https://www.wano.org/.

International Organization for Standardization (ISO) (2017). ISO/IEC 17025:2017, General requirements for the competence of testing and calibration laboratories. Ginebra, Suiza. Disponible en https://www.iso.org/standard/66912.html.

International Organization for Standardization (ISO) (2018). ISO 17034:2016, General requirements for the competence of reference material producers. Ginebra, Suiza. Disponible en https://www.iso.org/standard/29357.html.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

Envejecimiento de las aislaciones de un transformador de distribución según su material y la temperatura ambiente

Aging of distribution transformer insulation according to material and ambient temperature

Gerardo D. Szwarc
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, Cálculo e Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas (CIDEME), San Francisco, Córdoba, Argentina.
gszwarc@facultad.sanfrancisco.utn.edu.ar

Jorge R. Vega
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, Cálculo e Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas (CIDEME), San Francisco, Córdoba, Argentina.
jrvega@frsf.utn.edu.ar

Diego M. Ferreyra
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, Cálculo e Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas (CIDEME), San Francisco, Córdoba, Argentina.
dferreyra@facultad.sanfrancisco.utn.edu.ar

Resumen

En primera instancia, se desarrollan curvas diarias de demanda de energía eléctrica para la provincia de Córdoba, exponiendo casos particulares. Luego, se establece el factor de carga y la velocidad de envejecimiento del aislante celulósico (papel *Kraft*) en un valor unitario, para determinar la temperatura ambiente a la que se puede someter la máquina y por ello, a los diferentes aislantes comúnmente utilizados. Esto permite evaluar el comportamiento del equipo a lo largo del año. Para finalizar, se realiza una comparación de la pérdida de vida útil de un transformador de 250 kVA según las normas IEC 60076-7 e IRAM 2479, para dos tipos de papel aislante. La norma IRAM no considera la dinámica térmica y por ende sobreestima el envejecimiento del aislante respecto a la IEC. Pese a las elevadas temperaturas de verano, si no se tienen factores de carga muy elevados durante períodos prolongados, no se justifica la utilización de material aislante mejorado térmicamente.

Palabras clave: transformadores de distribución, temperatura de punto caliente, sobrecarga, vida útil, envejecimiento

Abstract

First, daily electricity demand curves are developed for the province of Córdoba, presenting specific cases. Next, the load factor and aging rate of the cellulose insulation (Kraft paper) are established at a unit value to determine the ambient temperature to which the machine can be subjected and, therefore, the different insulators commonly used. This allows the performance of the equipment to be evaluated throughout the year. Finally, a comparison is made of the loss of useful life of a 250 kVA transformer according to IEC 60076-7 and IRAM 2479 standards for two types of insulating paper. The IRAM standard does not consider thermal dynamics and therefore overestimates the aging of the insulation compared to the IEC. Despite high summer temperatures, if there are no very high load factors for prolonged periods, the use of thermally enhanced insulating material is not justified.

Keywords: distribution transformers, hot-spot temperature, overload, service life, aging

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

Los transformadores de distribución, utilizados para adaptar los niveles de tensión de la red a las necesidades de los consumidores finales, son componentes esenciales en los sistemas eléctricos. La continuidad del servicio eléctrico y la calidad del suministro dependen de su disponibilidad y correcto funcionamiento.

La vida útil de un transformador depende, en gran medida, de la degradación de la aislación celulósica sólida (papel) y de las condiciones de operación térmica. El envejecimiento de la aislación celulósica impregnada en aceite es un factor limitante de la vida útil de estos equipos. La degradación química del papel se acelera con el aumento de la temperatura interna, produciendo pérdida de rigidez mecánica y disminución de rigidez dieléctrica. El proceso de envejecimiento térmico se relaciona con la temperatura del punto caliente (*hot-spot temperature*, Θ_h), variable crítica para estimar la pérdida de vida útil. Según normas internacionales (por ejemplo, IEC 60076): un incremento en 6 K de Θ_h por sobre la temperatura nominal del papel aislante del transformador duplica la velocidad de envejecimiento (Najafi y Iskender, 2016).

Las sobrecargas eléctricas tienen un impacto significativo sobre la vida útil de un transformador. Las pérdidas por efecto Joule elevan la temperatura del aceite y del papel aislante, incrementando la velocidad de envejecimiento. Este efecto es particularmente crítico en entornos urbanos e industriales, con perfiles de carga variables y picos de demanda frecuentes. Además, los perfiles de carga dinámicos (como los originados por carga de vehículos eléctricos), incrementan la frecuencia y duración de los picos térmicos, pudiendo reducirse la vida útil hasta un 30% (Barros et al., 2023). Los sistemas de enfriamiento y las estrategias de carga optimizadas son esenciales para mitigar las sobrecargas térmicas (Janic et al., 2016).

La descomposición química del papel celulósico se acelera con la temperatura, así como también, con la exposición al agua y al oxígeno presentes en el aceite. La pérdida del grado de polimerización del papel, la disminución de la resistencia mecánica y la formación de furanos son indicadores de envejecimiento (Zahra et al., 2025). Existen modelos de predicción de la vida útil de un transformador bajo diferentes escenarios de operación. Ensayos acelerados de envejecimiento permiten validar estos modelos y ajustar parámetros críticos de operación (Mihajlovic et al., 2023). Asimismo, se han desarrollado modelos híbridos de aprendizaje automático para anticipar episodios de sobrecarga, permitiendo planificar estrategias de mantenimiento preventivo y reducir el riesgo de falla (Yang et al., 2018).

Como aislación sólida del transformador, tradicionalmente se emplea el papel celulósico tipo *Kraft,* cuya composición aproximada es de 85 % de celulosa, 10 % hemicelulosas y 5 % lignina residual (Jusner et al., 2021), impregnado en aceite mineral. A este aislante se lo suele denominar papel no mejorado térmicamente (*unimproved*), y posee una temperatura de trabajo nominal de 98 °C. Los papeles mejorados térmicamente (*thermally upgraded*) contienen aditivos que retardan la ruptura de las cadenas de celulosa, reducen la formación de agua y ácidos durante el envejecimiento, a la vez que mantienen mejores propiedades mecánicas y dieléctricas; su temperatura de trabajo nominal es de 110 °C. Los papeles no mejorados exhiben un deterioro más rápido bajo las mismas condiciones de temperatura y humedad (Mihajlovic et al., 2023; Yang et al., 2018). Por ello, se recomienda incorporar la naturaleza de la aislación en los modelos de envejecimiento y en las estrategias de mantenimiento. La diferencia de 12 K entre uno y otro tipo de papel puede ser significativa para transformadores que se encuentran sometidos a perfiles de carga variables y elevados factores de carga, pero con un bajo factor de utilización diario que no justifica la instalación de un equipo de mayor capacidad. Incluso, el uso del papel mejorado térmicamente permite que los transformadores se utilicen en lugares donde la temperatura ambiente es comparativamente más elevada.

Existen aún varias limitaciones en la comprensión del envejecimiento térmico de transformadores de distribución. Algunos modelos térmicos asumen condiciones estacionarias o cargas uniformes, lo que dificulta su aplicación en entornos con perfiles de carga altamente variables. Por otra parte, los ensayos acelerados de envejecimiento no reproducen exactamente las condiciones de operación reales, donde factores como humedad, contaminación y transitorios eléctricos afectan la degradación (Mihajlovic et al., 2023; Yang et al., 2018). La integración de modelos de predicción con sistemas de monitoreo en tiempo real sigue siendo limitada, debido a la falta de sensores adecuados y a la necesidad de grandes volúmenes de datos históricos. La relación entre los parámetros químicos del aceite y el estado mecánico del papel no está completamente caracterizada, por lo cual es difícil disponer de modelos de envejecimiento integrales que consideren todos los aspectos térmicos, eléctricos y

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

materiales. Parece ser esencial implementar estrategias de monitoreo y control térmico que mantengan la temperatura de punto caliente dentro de límites seguros.

En definitiva, la temperatura de operación de un transformador estará definida por: (i) la potencia aparente demandada que incidirá sobre las pérdidas por efecto Joule; (ii) la temperatura ambiente, que limitará la velocidad de transferencia de calor entre el transformador y el aire exterior; y (iii) el estado de carga previo, que puede generar una sobretemperatura posterior debido a la inercia térmica de los elementos que componen el equipo.

Sin embargo, los transformadores pueden trabajar a una temperatura mayor a la nominal durante un breve período de tiempo, aunque debe procurarse no superar los límites que se establecen en las normativas nacionales e internacionales. Además, es importante tener en cuenta que, durante la sobrecarga el material aislante perderá vida útil de forma más acelerada que en una situación normal. Es decir, tendrá una velocidad de envejecimiento (V) superior a 1, donde 1 significa que, por ejemplo, por cada minuto de tiempo transcurrido el aislante pierde un minuto de vida útil (L) (Yébenes Cabrejas, 2009).

El funcionamiento eléctrico de un transformador es ampliamente conocido (Fraile Mora, 2016; Chapman, 2012; Spinadel, 2003). Las condiciones de operación son determinadas, en parte, por el perfil de carga del transformador, caracterizado por dos factores fundamentales en el análisis de vida útil del mismo. El factor de carga ($k_{(t)}$), es la relación instantánea entre la potencia aparente de trabajo del equipo, $S_{(t)}$, y su valor de potencia nominal, S_n. Es decir:

$$k_{(t)} = \frac{S_{(t)}}{S_n} \quad (1)$$

Por otra parte, el factor de utilización (U) del transformador relaciona la energía que manipula el equipo en un intervalo de tiempo dado, con respecto a la que manipularía si durante ese intervalo funcionara siempre a su potencia nominal (Kleber y Puco, 2021). Es decir:

$$U = \frac{\int_{t_0}^{t_1} S_{(t)} * dt}{S_n * (t_1 - t_0)} \quad (2)$$

El factor de carga es un valor instantáneo que permite detectar sobrecargas temporales durante la operación del equipo. El factor de utilización puede utilizarse para detectar si es posible incrementar la demanda y así mejorar el aprovechamiento del transformador, aunque no contempla las sobrecargas temporales (Szwarc et al., 2025a). En este sentido, un factor de carga elevado (cercano a la unidad) con un factor de utilización bajo (menor a 0,5) indica que el equipo posee cargas elevadas temporales. Un ejemplo de esta situación es: un transformador que alimente a un campus universitario cuyo dictado de clases sea nocturno. En esta situación, durante el día el factor de carga será bajo (marcado principalmente por la demanda que generan los equipos en *stand by* y algunas pocas oficinas). En cambio, durante la noche, el factor de carga crecerá considerablemente llegando a valores cercanos a la unidad (Sarmiento et al., 2019). A lo largo del día esta situación da como resultado un factor de utilización muy bajo (Szwarc et al., 2025b). Lo mismo ocurre en industrias o comercios que poseen transformadores dedicados y donde la jornada laboral es discontinua.

En algunos casos, la carga a la que se somete a un transformador puede superar temporalmente la nominal declarada por el fabricante ($k_{(t)} > 1$). Cuando las sobrecargas temporales se extienden en el tiempo, generan temperaturas por sobre la nominal (sobretemperatura) que se consideran en el punto más caliente de la máquina. Es importante tener en cuenta esta situación durante la operación de los transformadores debido a que afectan sensiblemente su vida útil (Yébenes Cabrejas, 2009). En condiciones normales de operación, la distribuidora de energía tiene escaso control sobre la demanda que afecta a estos

equipos, la cual cambia en el tiempo. Por ejemplo, según el informe anual de 2014 de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Energía Sociedad Anónima (CAMMESA), la curva de demanda típica de verano a nivel nacional presentó un elevado consumo en el horario pico (de 18:00 a 23:00) (CAMMESA, 2015a). Sin embargo, en el informe de 2024 la curva cambió considerablemente, siendo el consumo en el horario de 12:00 a 18:00 superior al de 18:00 a 23:00 (CAMMESA, 2024b). Este incremento puede deberse a las mayores temperaturas ambiente registradas, así como a la mayor utilización de equipos de aire acondicionado. Cabe destacar que, según el Reporte Final del Estado del Clima en Argentina en 2024, dicho año fue el segundo más cálido desde 1961 (SMN, 2024). En este contexto, es de relevancia destacar que el consumo residencial representa aproximadamente el 45 % de la demanda energética a nivel nacional (CAMMESA, 2024b). Además, el perfil de carga diario de consumo no es constante y puede presentar variaciones bruscas, aun así, algunos transformadores se encuentran en funcionamiento desde hace varios años sin inconvenientes. Esto es una prueba fehaciente de la capacidad de adaptabilidad que tienen los equipos transformadores para soportar sobrecargas temporales.

Este trabajo considera un perfil de carga para un transformador de distribución ubicado en la provincia de Córdoba, Argentina, con el objetivo de determinar la temperatura ambiente a la puede estar sometido según el papel celulósico aislante utilizado, asumiendo valores preestablecidos del factor de carga y de la velocidad de envejecimiento. A tales efectos, se utiliza un procedimiento inverso basado en la metodología descripta por (Cerón et al, 2020; Rondón et al., 2013; Sierra – Gil et al., 2016; Yébenes Cabrejas, 2009). Se pretende determinar la necesidad de utilizar (o no) papel mejorado térmicamente. Asimismo, se compara la predicción de pérdida de vida útil del transformador cuando se aplican normativas internacionales y nacionales, al ser sometido al perfil de carga determinado inicialmente y a la temperatura ambiente real.

Desarrollo

Perfil de carga

Con la finalidad de utilizar un perfil de carga lo más real posible, se toman como base los datos disponibles en el informe anual de CAMMESA de 2021 (CAMMESA, 2024c). Dichos datos se filtran para la provincia de Córdoba y se reportan en valores por unidad (p.u.); tomando como referencia base el máximo valor de la serie de datos. A modo de ejemplo, las Figuras 1.a, 1.b, 1.c y 1.d muestran perfiles de carga para un día de primavera, verano, otoño e invierno respectivamente. En esas figuras, se representan los días correspondientes al mayor factor de carga de cada estación, dado que es un día crítico debido a la elevada carga. Cabe destacar que, para los análisis posteriores, se han utilizado todos los datos de 2021 a fin de contemplar variaciones estacionales y situaciones atípicas o especiales.

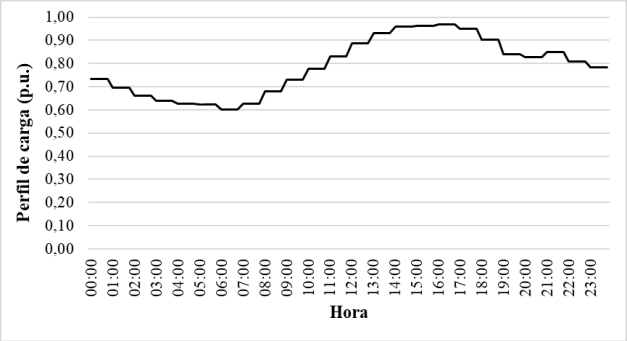


Figura 1.a. Perfil de carga para el día de primavera (20 de diciembre)

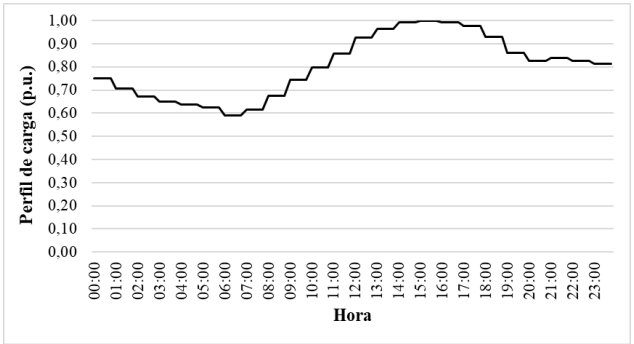


Figura 1.b. Perfil de carga para el día de verano (29 de diciembre)

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026



Figura 1.c. Perfil de carga para el día de otoño (11 de mayo)

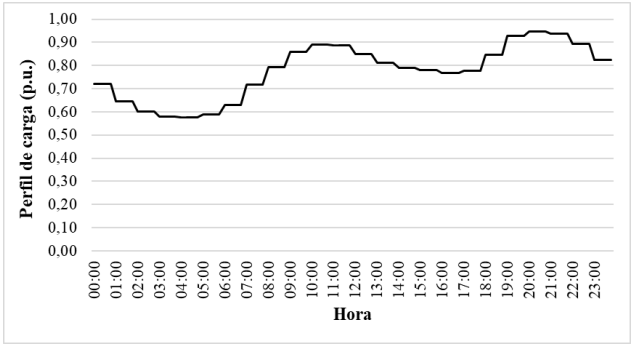


Figura 1.d. Perfil de carga para el día de invierno (29 de junio)

Efecto de la temperatura ambiente

La temperatura ambiente (Θ_a) limita la transferencia de calor del transformador hacia el medio. En este sentido, a mayor Θ_a, menor será la capacidad de disipación térmica, y por ello es un elemento fundamental en la determinación de la temperatura de punto caliente (Θ_h) del equipo. Tanto normas internacionales (por ejemplo, IEC 60076) como nacionales (IRAM 2473) establecen una relación directamente proporcional entre Θ_a y Θ_h. En ambas normativas los procedimientos para calcular Θ_h requieren conocer $k_{(t)}$ y Θ_a, así como algunas constantes características del transformador.

La temperatura ambiente de diseño es aquella que, para un factor de carga constante e igual a la unidad, genera una velocidad de envejecimiento del papel celulósico aislante de V = 1. Dicha temperatura puede obtenerse aplicando los procesos inversos que establecen las normativas, los cuales han sido expuestos por (Cerón et al, 2020; Rondón et al., 2013; Sierra-Gil et al., 2016; Yébenes Cabrejas, 2009).

Realizando el proceso inverso de cálculo se obtiene que:

- Para el papel no mejorado térmicamente, V será igual a la unidad cuando Θ_h asuma un valor de 98 °C. Para ello, Θ_a debe asumir un valor de 20 °C (suponiendo $k_{(t)}$ constante e igual a la unidad).
- Para el papel mejorado térmicamente, V será igual a la unidad cuando Θ_h asuma un valor de 110 °C. Para ello, Θ_a debe asumir un valor de 32 °C (suponiendo $k_{(t)}$ constante e igual a la unidad).

Por otro lado:

- Si al papel no mejorado térmicamente se lo somete a Θ_h = 110 °C, V será igual a 2. Dicha temperatura se lograría con $k_{(t)}$ = 1 y Θ_a = 32 °C.
- Si al papel mejorado térmicamente se lo somete a Θ_h = 98 °C, V será igual a 0,282. Dicha temperatura se lograría con $k_{(t)}$ = 1 y Θ_a = 20 °C.

En la Tabla 1, se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 1. Resultados para temperatura ambiente límite y velocidad de envejecimiento ante diferentes condiciones de prueba

Condiciones de prueba	**Papel no mejorado térmicamente**		**Papel mejorado térmicamente**	
	Θ_a (°C)	**V**	**Θ_a (°C)**	**V**
$k_{(t)}$ = 1 Θ_h = 98 °C	20	1	20	0,282
$k_{(t)}$ = 1 Θ_h = 110 °C	32	2	32	1

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

En la Tabla 2, se muestra información sobre la temperatura ambiente de la localidad de Devoto, provincia de Córdoba. Esta información se extrajo de la base de datos disponible en la plataforma de OMIXOM® (OMIXOM, 2025). Devoto se encuentra ubicado a 20 km hacia el oeste de la ciudad de San Francisco, Córdoba, localidad adoptada para el estudio.

Tabla 2. Temperatura ambiente para la localidad de Devoto, según la estación del año

Condición	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Mínimo	10,35	4,05	-2,90	1,60
Promedio	23,68	18,23	12,13	21,50
Máximo	39,10	34,60	32,80	39,70

Al comparar los valores de la Tabla 2 con la temperatura ambiente determinada anteriormente, se puede ver que, para cualquier estación del año, la temperatura ambiente máxima real supera ampliamente los 20 °C calculados como Θ_a de diseño para el papel no mejorado térmicamente. Esto implica que un transformador trabaje en un estado de sobretemperatura si se encuentra con un factor de carga cercano a la unidad. En las Tablas 3.a y 3.b, se expone el factor de carga máximo que puede alcanzar un transformador de distribución antes de que V sea mayor a la unidad, cuando la temperatura ambiente asume los valores indicados en la Tabla 2.

Tabla 3.a. Factor de carga máximo para las temperaturas registradas en la Tabla 2, $V \leq 1$, papel no mejorado térmicamente

Condición	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Mínimo	1,085	1,138	1,196	1,159
Promedio	0,966	1,016	1,070	0,986
Máximo	0,815	0,861	0,878	0,808

Tabla 3.b: Factor de carga máximo para las temperaturas registradas en la Tabla 2, $V \leq 1$, papel mejorado térmicamente

Condición	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Mínimo	1,186	1,236	1,290	1,256
Promedio	1,074	1,120	1,171	1,093
Máximo	0,934	0,976	0,992	0,928

En las Tablas 3.a y 3.b se puede advertir la gran influencia que tiene la temperatura ambiente sobre el factor de carga máximo que puede soportar el transformador, antes de superar Θ_h máxima para los papeles aislantes considerados. En el caso del papel no mejorado térmicamente, se puede tolerar un 19,6 % de sobrecarga en invierno y se requiere de un 19,2 % de subcarga en el período de primavera, siendo estos dos los casos extremos. Mientras tanto, para el papel mejorado térmicamente, se puede admitir un 29,0 % de sobrecarga en las temperaturas mínimas de invierno, pero para la temperatura máxima registrada en primavera, el equipo debe estar sub-cargado un 7,2 % respecto al nominal ($k_{(t)} = 1$). Sin embargo, acorde a las temperaturas promedio expuestas en la Tabla 2, se puede apreciar que el factor de carga promedio para las cuatro estaciones de la Tabla 3.a se encuentra cercano al nominal; mientras que en la Tabla 3.b el factor de carga promedio es cercano a 1,1; es decir, un 10 % superior al nominal.

La temperatura ambiente tiene una variabilidad a lo largo del día y del año, siguiendo un ciclo estacional (como lo muestra la Tabla 2) y un ciclo día - noche. Esta variación es una ventaja, dado que le permite al transformador trabajar en un estado de sobretemperatura cuando Θ_a es elevada (por ejemplo, al mediodía), envejeciendo el aislante a un ritmo $V > 1$, pero a un ritmo inferior durante los períodos de menor temperatura (típicamente, durante la noche). A modo de ejemplo, con los datos

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

extraídos de la estación meteorológica de la localidad de Devoto (Córdoba, Argentina), la Figura 2 muestra la variación de la temperatura ambiente para los mismos días considerados en la Figura 1. Cabe aclarar que dichos días no se corresponden con los de mayor o menor temperatura ambiente, sino con aquellos que presentan el mayor factor de carga. Para los días de muestra de primavera y verano, la temperatura ambiente fue superior a los 20 °C la mayor proporción de horas; por lo tanto, si a un transformador conformado con papel celulósico no mejorado térmicamente se lo somete a factores de carga superiores a la unidad durante períodos prolongados, la velocidad de envejecimiento del aislante será mayor que la unidad (V > 1).

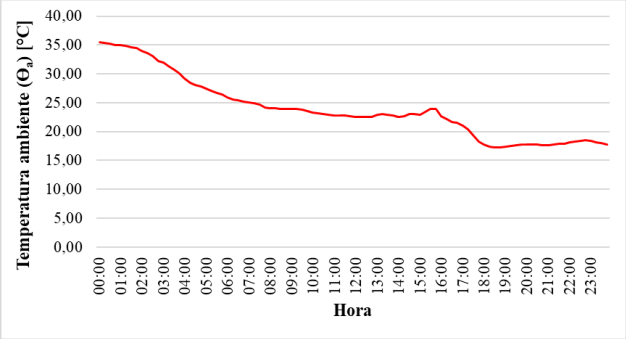


Figura 2.a. Ejemplo de la variación de la temperatura ambiente un día de primavera (20 de diciembre)

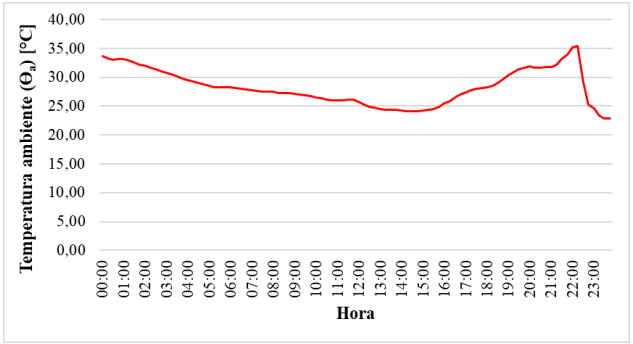


Figura 2.b. Ejemplo de la variación de la temperatura ambiente un día de verano (29 de diciembre)

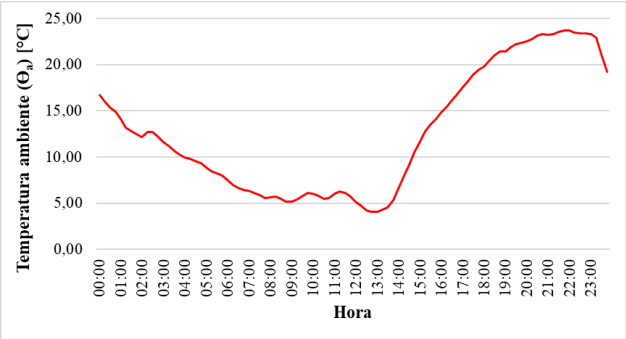


Figura 2.c. Ejemplo de la variación de la temperatura ambiente un día de otoño (11 de mayo)

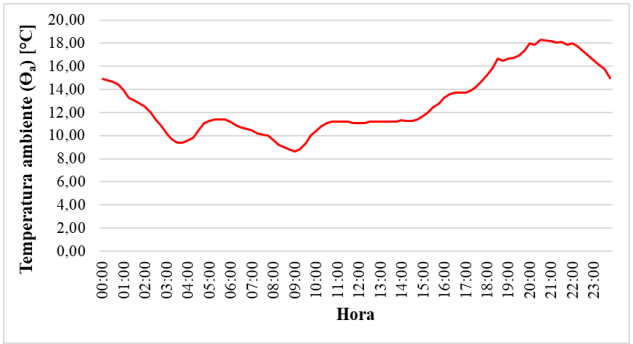


Figura 2.d. Ejemplo de la variación de la temperatura ambiente un día de invierno (29 de junio)

Comparación de normas nacionales e internacionales

El efecto de la sobretemperatura en los transformadores está descripto en la norma internacional IEC 60076-7 de 2018, así como su método de cálculo (Sierra-Gil et al., 2016). Específicamente, en Argentina, la norma en vigencia es la IRAM 2473 de 1998 que se basa en la norma IEC 354 de 1991 (IRAM, 2024). La principal diferencia radica en que la IEC 60076-7 plantea estados de carga dinámicos, mientras que la IRAM 2473 establece estados de carga estáticos. Por ello, para obtener resultados similares la norma IRAM requiere de períodos de tiempo más pequeños que la IEC. Dicha diferencia es consistente con los modelos de mayor complejidad utilizados por la norma IEC.

En este caso, para comparar la norma nacional y la internacional, se utilizan los procedimientos expuestos por (Cerón et al., 2020; Rondón et al., 2013; Sierra-Gil et al., 2016; Yébenes Cabrejas, 2009), los cuales se aprovecharon anteriormente para obtener la temperatura ambiente de diseño. En primer lugar, se selecciona un transformador de 250 kVA, típico de las redes de distribución de la ciudad de San Francisco, provincia de Córdoba. Los factores constantes que dependen del tipo de transformador se extrajeron de la bibliografía mencionada anteriormente en este párrafo. El factor de carga se determinó mediante los datos del informe anual de CAMMESA de 2021, tal como se expuso en la subsección “Perfil de carga”. Para la temperatura ambiente, se aprovechó la información disponible en la página de OMIXOM® para la localidad de Devoto. En las Figuras 3.a, 3.b, 3.c y 3.d, se muestra la combinación de las Figuras 1.a, 1.b, 1.c y 1.d con la temperatura ambiente correspondiente a cada día, mostradas en las Figuras 2.a, 2.b, 2.c y 2.d.

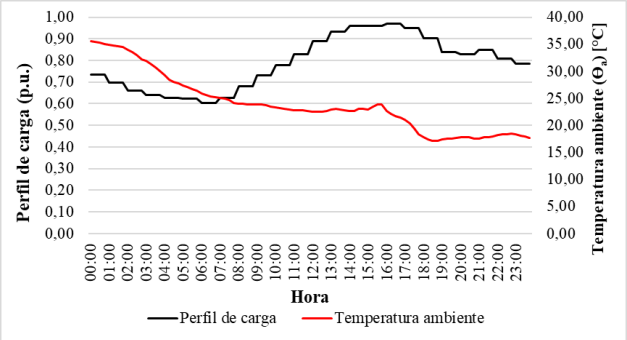


Figura 3.a. Relación entre el perfil de carga y la temperatura ambiente para un día de primavera (20 de diciembre)

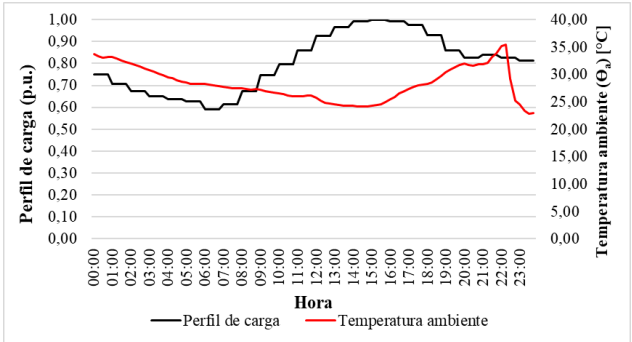


Figura 3.b. Relación entre el perfil de carga y la temperatura ambiente para un día de verano (29 de diciembre)

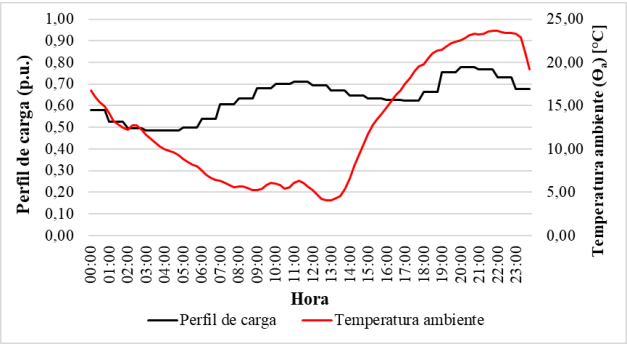


Figura 3.c. Relación entre el perfil de carga y la temperatura ambiente para un día de otoño (11 de mayo)

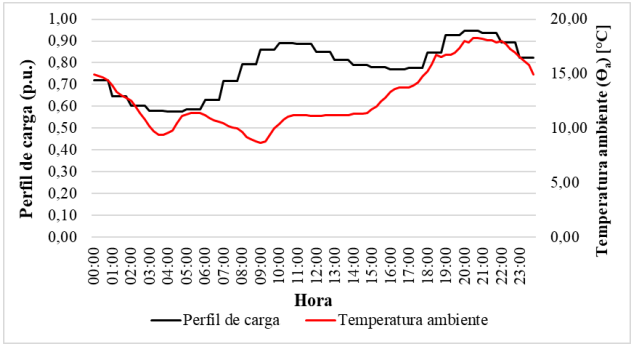


Figura 3.d. Relación entre el perfil de carga y la temperatura ambiente para un día de invierno (29 de junio)

La Figura 4 muestra las temperaturas de punto caliente (Θ_h) obtenidas al aplicar las metodologías de cálculo de las normas mencionadas anteriormente. Estas Figuras revelan cómo la temperatura de punto caliente (Θ_h) copia el perfil de carga mostrado en la Figura 3 homóloga, pero con una leve modificación debido a la temperatura ambiente. Por ejemplo, para la muestra de invierno (Figura 3.d) el perfil de demanda presenta 2 picos: uno cercano a las 11:00 h y el otro próximo a las 21:00 h; y la temperatura también presenta el pico de las 21:00 h, pero un valle a las 11:00 h. Comparativamente con la Figura 4.d, Θ_h presenta estos picos, pero el de las 11:00 h se encuentra levemente disminuido. En el caso correspondiente al otoño (Figura 3.c) nuevamente se observan los picos del perfil de demanda (aproximadamente en el mismo rango horario), pero la temperatura ambiente posee un valle considerable en el horario de las 11:00 h. Como resultado, la curva de Θ_h en la Figura 4.c copia el pico nocturno, pero atenúa considerablemente el matutino. De este modo, nuevamente se comprueba la elevada influencia que posee Θ_a sobre la temperatura de operación de los transformadores.

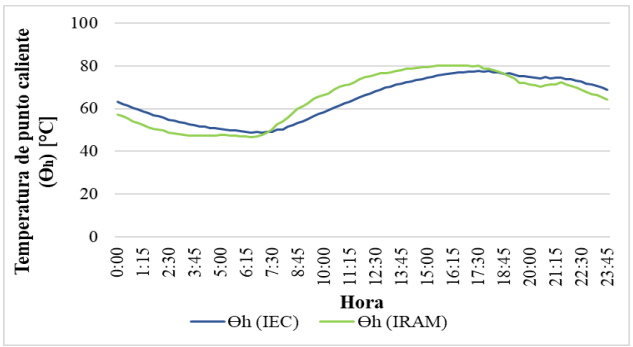


Figura 4.a. Comparación del Θ_h alcanzado al aplicar la norma IRAM e IEC para un día de primavera (20 de diciembre)

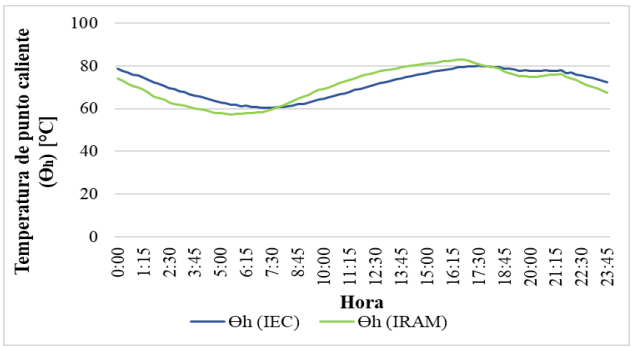


Figura 4.b. Comparación del Θ_h alcanzado al aplicar la norma IRAM e IEC para un día de verano (29 de diciembre)

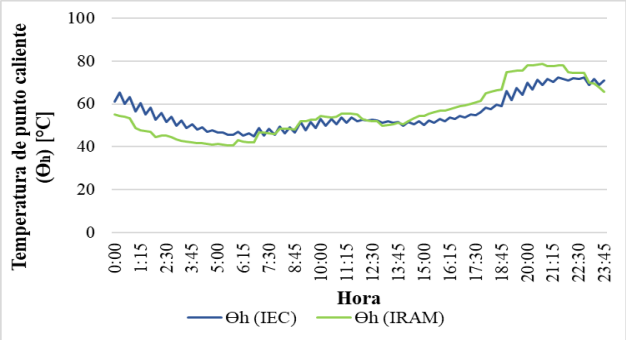


Figura 4.c. Comparación del Θ_h alcanzado al aplicar la norma IRAM e IEC para un día de otoño (11 de mayo)

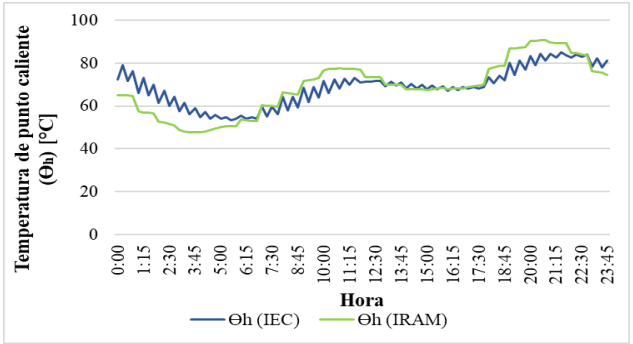


Figura 4.d. Comparación del Θ_h alcanzado al aplicar la norma IRAM e IEC para un día de invierno (29 de junio)

Resultados y discusión

Debido a la gran influencia de la temperatura ambiente en el funcionamiento de los transformadores, se procede a evaluar la pérdida de vida útil (L) para el año analizado. Los resultados se resumen en la Tabla 4. El análisis abarca todo un año, a fin de contemplar las variaciones estacionales en la temperatura, así como también diferentes estados de carga del equipo. Como la norma IRAM 2473 no contempla el papel mejorado térmicamente, se aplica el mismo procedimiento de cálculo establecido en la norma IEC, solo que con las temperaturas obtenidas mediante el procedimiento de IRAM. El porcentaje que se muestra en la Tabla 4 es tomado con respecto a los 525 600 minutos de un año.

Tabla 4. Comparación de pérdida de vida útil al aplicar los procedimientos de IRAM e IEC para diferentes tipos de materiales aislantes

	Papel no mejorado térmicamente		**Papel mejorado térmicamente**	
	IRAM	**IEC**	**IRAM**	**IEC**
L_{Total} (min)	15462 (2,94 %)	12057 (2,23 %)	4137 (0,78 %)	3164 (0,60 %)

Como se puede apreciar en la Tabla 4, la norma IRAM sobreestima la pérdida de vida útil para ambos materiales aislantes. La diferencia observada puede ser crítica en equipos sometidos a elevados factores de carga y de utilización. Por otro lado, el papel mejorado térmicamente permite una considerable reducción de L. El bajo porcentaje observado indica que el transformador posee un bajo factor de utilización, aunque el factor de carga puede ser elevado en algunos puntos, lo que demuestra que no se justifica la utilización de un papel celulósico mejorado térmicamente, pese a las elevadas temperaturas ambiente que pueden existir en el período de verano. Utilizando las ec. 1 y 2, se pudo determinar que el factor de carga mínimo (para todo el año) es de 0,32, el promedio de 0,58 y el máximo de 1, mientras que el factor de utilización es de 0,58.

Conclusiones

La sobretemperatura en un transformador genera una aceleración en el envejecimiento del material aislante, acortando su vida útil, aunque no necesariamente se produzca una salida de servicio del equipo. En el presente trabajo, se analizó la situación de un transformador de 250 kVA de potencia nominal instalado en San Francisco, en la provincia de Córdoba. Para todo un año de estudio, se adoptaron valores de temperatura ambiente registrados en una estación de medición situada a 20 km y valores de carga proporcionales a los informados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA para la provincia en cuestión. Los resultados siguieren que, en transformadores de distribución, la utilización de papel mejorado térmicamente se ve justificada en situaciones en las cuales la temperatura ambiente promedio es muy elevada y el equipo posee un alto factor de utilización, junto con un factor de carga cercano a la unidad. Si bien la norma IRAM 2473 sobreestima

la pérdida de vida útil, el procedimiento de cálculo es considerablemente más sencillo de aplicar que el de la IEC 60076-7. Por ello, la selección de una u otra normativa dependerá de cada situación y de la criticidad del equipo a evaluar.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer el financiamiento recibido de UTN por medio de un módulo de la convocatoria 2022 de “Becas doctorales para fortalecer las áreas de I+D”, y de los Proyectos de Investigación y Desarrollo (PID) homologados código ENTCBFE0008352TC "Integración de movilidad eléctrica de usuarios residenciales y de transporte público a redes de distribución" y código ENTCSF0010250 "Estrategias combinadas de implementación de energías renovables, movilidad eléctrica y eficiencia energética para la Región Centro de Argentina".

Referencias

Barros, A. M. P., Angelim, J. H., & Affonso, C. M. (2023). “Impact on Distribution Transformer Life Using Electric Vehicles with Long-Range Battery Capacity”. Energies, Vol. 16(12), 4810. https://doi.org/10.3390/en16124810.

CAMMESA. (2015a). “Informe anual 2015 República Argentina”. Pp. 27. Recuperado de: https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/.

CAMMESA. (2024b). “Informe anual 2024, Mercado Eléctrico Mayorísta, Estadísticas y Control”. Gerencia de Análisis y Control Global. Pp. 15. Recuperado de: https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/2025/Informe%20Anual%202024.pdf.

CAMMESA. (2024c). “Informe síntesis mensual – Principales indicadores del mes, junio 2024”. Disponible en: https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/.

Cerón, Andrés F.; Lozano Roque A.; Aponte, Guillermo y Romero, Andrés A. (2020). “Estimación de la temperatura de punto caliente en transformadores de potencia inmersos en aceite mineral utilizando regresión con vectores de soporte”. Información Tecnológica. Vol. 31(4). ISSN: 0716-8756. Pp. 35-44. Año 2020. http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642020000400035.

Chapman, Stephen J. (2012). *Máquinas eléctricas*. Quinta edición. Editorial Mc. Graw Hill. ISBN: 978-607-15-0724-2. Pp. 49-118.

Fraile Mora, Jesús. (2016). *Máquinas eléctricas*. Octava Edición. Editorial Mc. Graw Hill. ISBN: 978-84-1622-866-9. Pp 161-243.

Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM). (2024). “Transformadores de Potencia. Guía de carga para transformadores sumergidos en aceite”. Disponible en: https://catalogo.iram.org.ar/#/normas/detalles/3382. Consultado el 15/10/2025.

Janic, Z., Gavrilov, N., y Roketinec, I. (2023). Influence of Cooling Management to Transformer Efficiency and Ageing. Energies. Vol. 16(12), 4626. https://doi.org/10.3390/en16124626.

Jusner, Paul; Schwaiger, Elisabeth; Potthast, Antje; Rosenau, Thomas. (2021). “Thermal stability of cellulose insulation in electrical power transformers – A review”. Carbohydrate Polymers (252).

Kleber, Alonso; Puco, Chicaiza. (2021). “Óptima determinación de la capacidad en transformadores de distribución considerando costos asociados a la inversión y pérdidas, usando programación no lineal entera mixta y bajo escenarios de demanda”. Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico. Universidad Politécnica Salesiana, Sede Quito. Pp. 21.

Mihajlovic, Draginja; Vasovic, Valentina, y Lukic, Jelena (2023). “Development of New Accelerated Aging Test for Comparison of the Quality of Different Insulating Papers Based on Cellulose”. Polymers, Vol. 15(11), 2556. https://doi.org/10.3390/polym15112556.

Najafi, Atabak y Iskender, Ires. (2016). “An improved thermal model for distribution transformer under unbalanced voltage conditions”. International Journal of Thermal Sciences. Vol. 104. Pp. 373-385. ISSN 1290-0729. https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2015.11.014.

OMIXOM. (15 de octubre de 2025). “El poder de las redes climáticas”. https://new.omixom.com/next.

Rondón, Ivan; Calanche, Víctor; Rojas, Francisco. (2013). “Metodología para estimar la vida útil del autotransformador at-4, 700 MVA de la subestación guayana “b” debido a sobrecargas”. Universidad, Ciencia y Tecnología. Volumen 17. N° 67. Junio 2013. ISSN-e: 2542-3401 // ISSN-p: 1316-4821.

Sarmiento, Carina A.; Cornalis, Julieta; Ferreyra, Diego M. (2019). “Análisis preliminar del consumo eléctrico diario de un campus universitario en la región centro de argentina”. Jornadas de Ciencia y Tecnología 2019 de la UTN Facultad Regional San Francisco 9 y 10 de Octubre de 2019. Compilado por Alfonsina Ester Andreatta; Jessica Pamela Pettiti; Carina Beatriz Fernández. - 1a ed revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Universidad Tecnológica Nacional, 2019. Memoria de Trabajos. Pp. 90-91. ISBN 978-950-42-0193-9.

Sierra-Gil, Eduardo; Basulto - Espinosa, Alfredo; Planos - Reyes, Juan Miguel. (2016). “Estimación temprana de la pérdida de vida útil de transformadores de distribución”. Energética, núm. 47, junio, 2016, pp. 1-9. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. https://revistas.unal.edu.co/index.php/energetica/article/view/54656.

Servicio Meteorológico Nacional (SMN). (2024). “Reporte Final. Estado del Clima en Argentina 2024”. Editado por: María de los Milagros Skansi y María Mercedes Pogg. Disponible en: http://repositorio.smn.gob.ar/handle/20.500.12160/2989.

Spinadel, Erico. (2003). “*Transformadores*”. Segunda edición. Editorial: Nueva Librería. Buenos Aires, Argentina. ISBN: 9789871104147.

Szwarc, Gerardo D; Vega, Jorge R. y Ferreyra, Diego M. (2025a). “Curvas de carga en transformadores de distribución con previsiones sobre energía fotovoltaica y movilidad eléctrica”. Seminario Nacional de Energía (SeNE) 2025. Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja. 28 de agosto de 2025. (En prensa).

Szwarc, Gerardo D; Vega, Jorge R. y Ferreyra, Diego M. (2025b). “Impacto de la carga de vehículos eléctricos sobre el aprovechamiento de un transformador de distribución en presencia de generación fotovoltaica”. XXI Reunión de trabajo en Procesamiento de la Información y Control (RPIC). Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional San Francisco. 17 al 19 de septiembre de 2025. (En prensa).

Yang, Li J.; Sun, Weidong; Gao, Sihang y Hao, Jian. (2018), “Thermal aging test for transformer oil–paper insulation under over-load condition temperature”. IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 12: 2846-2853. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1334.

Yébenes Cabrejas, Francisco J. (2009). “Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia”. Proyecto fin de carrera ingeniería técnica industrial electricidad. Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Zahra, Syeda Tahreem; Imdad, Syed Kashif; Khan, Sohail; Khalid, Sohail y Baig, Nauman Anwar. (2025). “Power transformer health index and life span assessment: A comprehensive review of conventional and machine learning based approaches”. Engineering Applications of Artificial Intelligence. Vol. 139(A). ISSN 0952-1976. https://doi.org/10.1016/j.engappai.2024.109474.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Procedimientos y ensayos de laboratorio para trajes conductores utilizados en trabajos con tensión TcT - normativa IEC 60895:2020

Laboratory procedures and tests for conductive suits used in live electrical work according to IEC 60895:2020

Luis Lorenzo Neira
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Argentina.
luislorenzoneira@gmail.com

Rodrigo Franchini
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Argentina.
franchinirodrigoa@gmail.com

Francisco Avelino Pérez
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Argentina.
franciscoavelinoperez@gmail.com

Andrada Reynoso Facundo Ariel
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Argentina.
facundoarielreynoso@gmail.com

Ava Federico Martin
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Argentina.
fedemava012@gmail.com

Luna Ayelén Nélida Micaela
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Argentina.
ayeleen.luna.99@gmail.com

Resumen

El presente trabajo se enmarca en la línea de investigación desarrollada en el Laboratorio de Alta Tensión de la UTN-FRCon,
orientada al estudio de materiales y elementos utilizados en trabajos con tensión. En particular, se aborda la evaluación de trajes conductores de Clase 1 conforme a los criterios de la norma IEC 60895:2020. A partir de la experiencia acumulada y de una base de datos generada en distintas etapas de ensayo, se analizó el comportamiento de la eficiencia de apantallamiento y la continuidad eléctrica de los conjuntos.
Los resultados obtenidos permiten aportar observaciones y consideraciones basadas en la experiencia, que contribuyen a una interpretación más clara de los criterios normativos y al desarrollo de procedimientos de evaluación aplicables a estos elementos de protección personal utilizados en tareas energizadas de alta tensión.

Palabras clave: Trajes conductores; Trabajos con tensión; Ensayos de laboratorio; Eficiencia de apantallamiento; Norma IEC 60895:2020.

Abstract

This work is part of the research line developed at the High Voltage Laboratory of UTN-FRCon, focused on the study of materials and equipment used in live-line working. In this context, the evaluation of Class 1 conductive suits was carried out according to the criteria established in IEC 60895:2020. Based on the experience gained and a database built through different testing stages, the shielding effectiveness and electrical continuity of the suits were analyzed. The results provide experience-based observations and considerations that contribute to a clearer interpretation of the normative criteria and to the development of evaluation procedures applicable to these personal protective garments used in energized high-voltage operations.

Keywords: Conductive suits; Live-line working; Laboratory testing; Shielding effectiveness; IEC 60895:2020.

Introducción

Los trabajos con tensión (TcT) son una técnica consolidada en el mantenimiento de líneas de alta tensión, que permite realizar intervenciones en instalaciones energizadas sin interrumpir el servicio.

En estas tareas, los trajes conductores cumplen un papel esencial en la protección del operario, al actuar como una jaula de Faraday que reduce el campo eléctrico interno y mantiene la equipotencialidad durante la labor.

Este trabajo se desarrolla en el marco de la línea de investigación del Laboratorio de Alta Tensión de la UTN-FRCon, orientada al estudio de materiales y equipos empleados en TcT. En particular, se aborda la evaluación de trajes conductores de Clase 1, considerando su relevancia técnica y de seguridad, y la ausencia de producción nacional, lo que refuerza la necesidad de establecer procedimientos de ensayo y verificación propios.

A partir de la experiencia acumulada y de una base de datos experimental generada en distintas etapas, se analizó la eficiencia de apantallamiento conforme a los criterios de la norma IEC 60895:2020.

La elección de esta clase responde a las características del sistema eléctrico argentino, donde las líneas de transmisión alcanzan tensiones de hasta 500 kV y solo se proyectan desarrollos de hasta 700 kV, delimitando así el ámbito práctico de aplicación frente a los trajes de Clase 2.

De acuerdo con la IEC 60895:2020, se establece una eficiencia mínima de apantallamiento de 40 dB y una resistencia eléctrica máxima de 50 Ω, aunque no define una relación directa entre ambos parámetros ni un criterio conjunto de aceptación. La experiencia experimental ha mostrado que trajes con resistencias cercanas o incluso superiores al límite pueden mantener una atenuación adecuada del campo eléctrico, siempre que las uniones y la continuidad del tejido preserven su carácter conductor.

Asimismo, se revisaron las guías IEEE 516-2009 e IEEE 1067-2012, que incluyen recomendaciones sobre el uso y verificación de continuidad mediante instrumentos portátiles, aunque sin detallar métodos de medición ni parámetros de aceptación.

Las observaciones realizadas permitieron identificar factores constructivos y metodológicos que inciden directamente en el desempeño eléctrico de los trajes, como la homogeneidad del tejido, la continuidad entre piezas y la correcta conexión a potencial.

En función de esta experiencia, el trabajo busca aportar criterios técnicos que contribuyan a mejorar los procedimientos de ensayo y evaluación de trajes conductores utilizados en tareas energizadas de alta tensión.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Materiales y métodos

Ensayos mediante normativa IEC

Previo a cada utilización, se realizó una inspección visual del conjunto conductor con el objetivo de verificar la integridad del tejido, la continuidad entre piezas y el correcto funcionamiento de los elementos de cierre (cremalleras, broches, ganchos y uniones metálicas). Se examinó la continuidad de las costuras y el correcto contacto entre las distintas partes del traje al ensamblarse, asegurando la equipotencialidad del conjunto durante su utilización.

La norma IEC 60895:2020 establece ensayos de tipo y ensayos periódicos para la evaluación eléctrica de prendas conductoras. En el presente trabajo se abordaron aquellos relacionados con la medición de resistencia eléctrica, por considerarse determinantes en la verificación del estado del traje.

La resistencia eléctrica se midió entre puntos característicos del conjunto, ubicados próximos a los bordes de mangas y perneras, manteniendo una distancia aproximada de 50 mm respecto de costuras o uniones. Las mediciones se realizaron con la prenda dispuesta sobre superficie no conductora o montada sobre un maniquí aislante, reproduciendo la geometría que adopta durante su uso.

Se aplicó una corriente constante de 200 mA durante un minuto, empleando el método volt-amperimétrico y registrando la lectura al finalizar el tiempo de estabilización. Para minimizar la resistencia de contacto, se aseguró una presión adecuada entre los electrodos metálicos y el tejido conductor. El área de contacto de los electrodos se mantuvo dentro de los valores recomendados por la normativa, incluyéndose en la medición la resistencia de contacto correspondiente.

Las mediciones se efectuaron entre los siguientes puntos del traje, según configuración:

- Puño de muñeca derecha a puño de muñeca izquierda.
- Puño de tobillo derecho a puño de tobillo izquierdo.
- Cada puño de muñeca respecto del tobillo opuesto.
- Cable de unión derecho a cable de unión izquierdo en conjuntos de dos piezas.

Las mediciones de resistencia se compararon con los valores máximos establecidos por IEC 60895:2020 para cada clase de tensión. El conjunto se consideró conforme si el valor medido de resistencia medido entre estos puntos no supera los valores especificados en la Tabla siguiente.

Clase	Resistencia Ω
1	50
2	20

Tabla 1. Máxima resistencia de la prenda según la clase de tensión máxima de la ropa conductora

Las prendas conductoras se clasifican según su tensión nominal máxima de utilización, distinguiéndose:

- **Clase 1**: hasta 800 kV en corriente alterna y ±600 kV en corriente continua.
- **Clase 2**: hasta 1000 kV en corriente alterna y ±800 kV en corriente continua.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

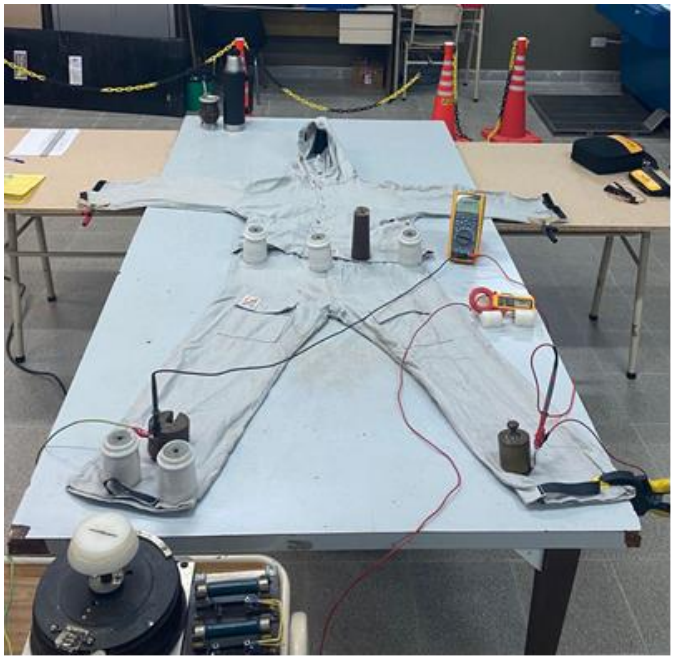


Imagen 1. Traje Clase 1 (Ensayo 2024. Traje nuevo sin uso)



Figura 1. Disposición de electrodos para medición.

230 - 2002 - 667							
MARCA	**DESDE**	**HASTA**	**CORRIENTE**	**TENSION**	**RESULTADO [Ω]**	**PO**	**Nº PO**
	MANGA IZQUIERDA	MANGA DERECHA	0,2	8,6	43	**P.028/24**	**4816**
	BOTAMANGA IZQUIERDA	BOTAMANGA DERECHA	0,2	7	34,5		
	BOTAMANGA IZQUIERDA	MANGA DERECHA	0,2	9,4	47		
	BOTAMANGA DERECHA	MANGA IZQUIERDA	0,2	9,6	48		
			VALOR MEDIO:		43		

Tabla 2. Resultados obtenidos (Dato suministrado por base de datos del laboratorio de alta tensión).

Ensayo de eficiencia de apantallamiento

El ensayo de eficiencia de apantallamiento se realiza aplicando una tensión fase-tierra correspondiente a la tensión nominal máxima en corriente alterna (CA) para la cual la prenda está diseñada. De manera alternativa, puede aplicarse una tensión en

CA equivalente representativa de una condición de uso en corriente continua (CC), de acuerdo con las especificaciones declaradas por el fabricante.

Para cada clase de tensión máxima asignada a la ropa conductora, la tensión de ensayo no deberá superar los valores establecidos para dicha clase.

En el caso de prendas de clase 1 destinadas a uso en CA, la verificación de la eficiencia de apantallamiento puede realizarse a cualquier tensión fase-tierra menor o igual a 462 kV rms (clase 1) o 578 kV rms (clase 2). La tensión fase-fase correspondiente a la tensión de ensayo define la tensión nominal máxima de utilización declarada para la prenda.

Clase	AC voltaje RMS en kV
1	462
2	578

Tabla 3. Tensión máxima de prueba de fase-tierra según la clase de tensión máxima de la ropa conductora.

Configuración experimental para el ensayo de eficiencia de apantallamiento

La puesta a tierra deberá ubicarse a una distancia D, en metros, determinada por la siguiente expresión:

$$D = \left(\frac{Uprueba}{100}\right) + 0{,}5 \quad (1)$$

Donde: $Uprueba$ es el voltaje de prueba, en kilovolts.

La expresión admite una tolerancia del ±2 % en los valores considerados.

El aislamiento entre la ropa conductora y las estructuras del laboratorio conectadas a tierra se garantiza mediante aislamiento sólido o por aire. Cuando se emplea aislamiento sólido, se dispone una conexión equipotencial desde el electrodo de alta tensión hasta el extremo activo del sistema aislante, con el fin de derivar posibles corrientes de fuga que puedan afectar la medición.



Imagen 2. Construcción del prototipo de ensayo, mostrando el recubrimiento conductor y la aplicación de las capas aislantes.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Descripción del montaje experimental según inciso 5.5.4.2 de la norma IEC 60895:2020.

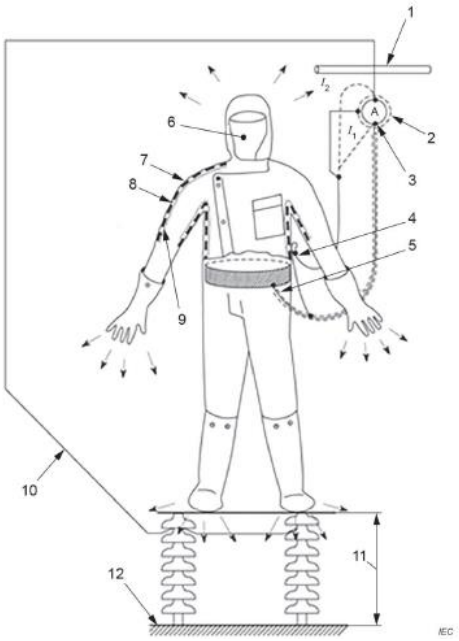


Figura 2. Montaje experimental para la determinación de la eficiencia de apantallamiento (primer método).

El montaje está constituido por:

1. Electrodo conectado a potencial de ensayo.
2. Microamperímetro blindado (suspendido del maniquí, conectado eléctricamente a la ropa conductora).
3. Contacto o conectores eléctricos de baja resistencia (conector tipo banana).
4. Terminal de conexión en el traje.
5. Terminal de conexión en el maniquí (a través de un cinturón de ropa conductora que se lleva junto al maniquí, de 10 cm de ancho).
6. Pantalla facial conductora o cualquier otro medio para proteger la cara.
7. Ropa conductora bajo ensayo.
8. Sistema aislante que envuelve al maniquí.
9. Superficie conductora del maniquí.
10. Conexión equipotencial del “potencial” a la plataforma aislada sobre la que se sostiene el maniquí, para derivar cualquier corriente de fuga a través del aislamiento.
11. Aislamiento entre terminales.
12. Sistema de puesta a tierra (tierra eléctrica).

Durante el ensayo se determinan dos magnitudes características:

- I1: corriente total que circula entre el electrodo activo y la ropa conductora conectada al cinturón conductor.
- I2: corriente que circula hacia el cuerpo simulado, representando la fracción de corriente que atraviesa la protección.

El aislamiento entre los terminales se verifica antes y después de cada ensayo.

El maniquí empleado debe presentar superficie conductora continua para simular el comportamiento eléctrico del cuerpo humano. Se equipa con un cinturón conductor solidario a su superficie, un sistema aislante intermedio y la ropa conductora bajo evaluación, incluyendo la pantalla facial u otro medio equivalente de protección.

La medición se realiza mediante un microamperímetro blindado, que permite registrar las corrientes I_1 e I_2.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Las posiciones del amperímetro para medir *I*1 e *I*2 para la prueba de eficiencia de detección se muestran en la Figura 3 y Figura 4.

Medición de I1

En esta disposición se registra la corriente total de carga, equivalente a la corriente a la que estaría expuesto el trabajador en ausencia de ropa conductora.

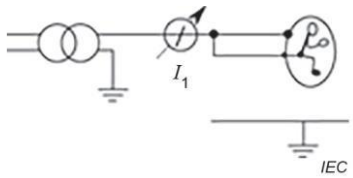


Figura 3. Configuración del amperímetro para la medición de la corriente I1 (trabajador más ropa conductora)..

Medición de I2

En esta configuración, la corriente asociada a la ropa conductora se desvía, permitiendo medir únicamente la corriente que circularía hacia el trabajador.

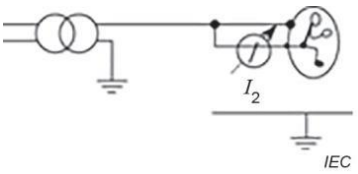


Figura 4. Configuración del amperímetro para la medición de la corriente I2 (corriente hacia el trabajador).

Segundo método de ensayo

Como alternativa al procedimiento anterior, puede emplearse un método basado en la exposición del conjunto maniquí–ropa conductora a un campo eléctrico homogéneo de aproximadamente 100 kV/m.

El maniquí, con superficie conductora continua y equipado con la ropa conductora bajo ensayo, se posiciona frente a un conductor energizado. La separación entre el conductor y el maniquí es del orden de 300 mm, ubicando el conductor aproximadamente (200 ± 20) mm por debajo de la línea de los hombros, a fin de reproducir una condición representativa de exposición.

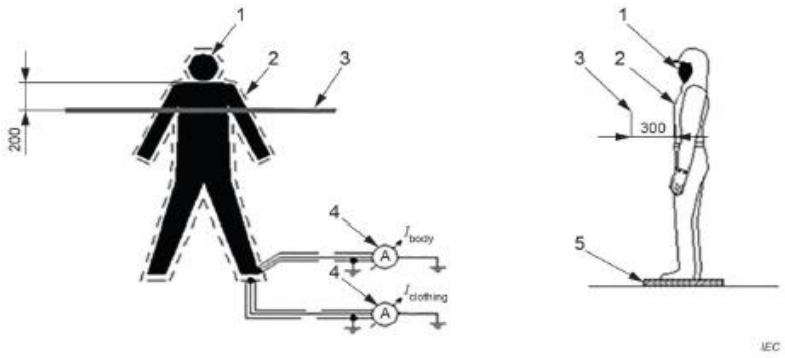


Figura 5. Disposición segundo método para comprobación de la eficiencia de apantallamiento.

Elementos identificados en el montaje:

1. Maniquí conductor.
2. Ropa conductora bajo ensayo.
3. Conductor energizado.
4. Instrumento de medición de corriente (microamperímetro, nanoamperímetro o picoamperímetro, según el rango requerido).
5. Placa o plataforma aislante.
6. Ibody: corriente que circula únicamente a través del cuerpo simulado.
7. Iclothing: corriente que circula únicamente a través de la ropa conductora.

La eficiencia de apantallamiento de la ropa conductora se mide como la relación entre las corrientes $Ibody$ y $Iclothing$.

I_{body} es la corriente que pasa únicamente por el cuerpo del operador.
$I_{clothing}$ es la corriente que pasa únicamente por la ropa conductora.

El efecto protector (eficiencia de apantallamiento) del conjunto se expresa en decibeles mediante la fórmula:

$$ECC = 20 * \log_{10}\left(\frac{I_1}{I_2}\right) \quad (2)$$

Donde un mayor valor de ECC indica una mayor capacidad de apantallamiento, es decir, una menor fracción de corriente que alcanza el cuerpo del trabajado



Imagen 3. Disposición de ensayo del prototipo bajo condición de segundo método.

En la edición vigente de la norma **IEC 60895:2020** se incorporan criterios más precisos para la determinación de la eficiencia de apantallamiento, contemplando dos metodologías alternativas de ensayo y manteniendo, además, la verificación de la resistencia eléctrica de la ropa conductora como parámetro complementario de control. Asimismo, se establecen lineamientos para inspecciones periódicas y ensayos de mantenimiento, fijando una frecuencia máxima de 12 meses o cada 10 ciclos de lavado, lo que ocurra primero. En caso de que la resistencia eléctrica del traje supere los valores aceptables definidos, se prevé la realización de una verificación adicional de la eficiencia de apantallamiento a fin de confirmar la aptitud del conjunto para su utilización en trabajos en tensión.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

En complemento, la guía IEEE1067: 2012 establece criterios para la evaluación en laboratorio y en campo del desempeño de la ropa conductora utilizada en trabajos en tensión.

La guía está dirigida a empresas que deseen realizar ensayos en laboratorio o en campo y presenta un método desarrollado por el Grupo de Trabajo de Ropa Conductora del subcomité correspondiente. Las pruebas pueden efectuarse de manera periódica mediante ensayos de resistencia eléctrica o por métodos basados en frecuencia, con el fin de evaluar el envejecimiento y el desgaste de la prenda.

El intervalo de ensayo debe definirse considerando la inspección visual en campo, los resultados de las mediciones, la antigüedad del traje y la intensidad del campo eléctrico al que ha estado expuesto. Asimismo, se recomienda realizar pruebas al mayor nivel de tensión de línea previsto cuando la prenda presente incomodidad durante el uso, cuando no cumpla los criterios de continuidad eléctrica de las uniones o cuando el tiempo de servicio o la frecuencia de lavado superen los valores establecidos.

Método de prueba de resistencia

La medición de la resistencia eléctrica del traje constituye un indicador indirecto de sus propiedades protectoras. Como referencia técnica, el informe EPRI TR-104640 propone un criterio basado en la limitación de la corriente corporal. Se considera como valor máximo aceptable una corriente del orden de 1,1 mA, correspondiente aproximadamente al umbral de percepción para el 50 % de la población.

A partir de este criterio, puede estimarse la resistencia máxima admisible del traje que limitaría la corriente corporal a aproximadamente 1 mA. De este modo, la resistencia del conjunto se relaciona directamente con la tensión de línea del sistema eléctrico, observándose que, a mayor tensión nominal, menor debe ser la resistencia máxima permitida para mantener la corriente dentro de valores aceptables.

Los valores orientativos de resistencia máxima en función de la tensión de línea son los siguientes:

Tensión de línea (kVac)	Resistencia(Ω)
765	400
550	615
365	888
242	1333
121	2667

Tabla 4. Resistencias máximas del traje en función de los voltajes de línea

En determinadas aplicaciones, como trabajos en corriente continua o intervenciones sobre estructuras, pueden admitirse valores de resistencia superiores respecto de los requeridos en trabajos energizados mediante el método de mano desnuda.

Preparación de la prenda para el ensayo

Para la realización del ensayo, la prenda puede disponerse sobre un maniquí, un soporte simulado tipo *stickman* o bien sobre una superficie plana no conductora. Con el fin de garantizar condiciones repetibles, se aplican masas de aproximadamente 2,27 kg en los puños de muñecas y tobillos, de modo de reproducir el estiramiento equivalente al que experimenta la prenda durante su utilización real.

Las mediciones de resistencia deben efectuarse por separado para la chaqueta y el pantalón. Posteriormente, se determina la resistencia del conjunto completo con ambas partes unidas, a fin de evaluar el comportamiento eléctrico global del traje.

Electrodos

El contacto eléctrico puede realizarse mediante electrodos tipo pinza, similares a los utilizados para fijar mantas aislantes en trabajos sobre aisladores. Las superficies de contacto deben ser conductoras y asegurar presión uniforme sobre el material textil. El lado conductor de las mordazas debe establecer contacto directo con la tela para garantizar una medición adecuada.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Método de medición

La resistencia puede medirse utilizando una fuente de tensión alterna o continua; no obstante, el empleo de corriente continua facilita la obtención de valores estables y precisos. Un multímetro digital calibrado resulta adecuado para este procedimiento siempre que se utilice conforme a las condiciones establecidas para el ensayo.

Procedimiento de medición

Los electrodos deben ubicarse a una distancia aproximada de 50 mm respecto de costuras o bordes de la prenda, a fin de evitar discontinuidades locales que puedan alterar la medición. Cada electrodo debe establecer contacto efectivo con ambas capas del material textil, garantizando una adecuada conducción a través del conjunto.

Las mediciones pueden realizarse con la prenda dispuesta sobre un maniquí, un soporte simulado o una mesa de material no conductor. En caso de utilizar una superficie plana, esta no debe presentar elementos metálicos que puedan generar derivaciones o cortocircuitos del material bajo ensayo.

Cuando los puños de muñecas y tobillos sobresalen del borde de la mesa, deben aplicarse masas de aproximadamente 2,27 kg en dichos extremos para reproducir un estiramiento constante equivalente a la condición de uso. Una masa adicional puede emplearse para asegurar el contacto eléctrico entre la chaqueta y el pantalón durante la medición del conjunto completo. Este mismo criterio debe adoptarse cuando la prenda se ensaya sobre un maniquí o estructura tipo *stickman*, con el fin de mantener condiciones comparables.

Las lecturas de resistencia deben registrarse una vez estabilizado el instrumento de medición, lo que ocurre típicamente luego de un intervalo aproximado de 30 segundos desde la conexión del multímetro.

Resultados y discusión

Se realizaron ensayos sobre trajes conductores de distintas marcas y estados de uso, evaluando la resistencia eléctrica y la eficiencia de apantallamiento. Los resultados obtenidos permiten comparar el comportamiento eléctrico de las prendas en función de sus características constructivas y del grado de desgaste, observándose diferencias entre los parámetros medidos.

Los valores correspondientes a las mediciones de resistencia eléctrica se presentan en la Tabla 5, donde se detallan los resultados obtenidos para cada traje ensayado.

TRAJE 1							
MARCA	DESDE	HASTA	CORRIENTE [A]	TENSION MEDIDA [V]	RESULTADO [Ω]	PO	Nº PO
	MANGA IZQUIERDA	MANGA DERECHA	0,2	0,21	1,05		
	BOTAMANGA IZQUIERDA	BOTAMANGA DERECHA	0,2	0,33	1,65		
	BOTAMANGA IZQUIERDA	MANGA DERECHA	0,2	0,38	1,9		
	BOTAMANGA DERECHA	MANGA IZQUIERDA	0,2	0,34	1,7		
			VALOR MEDIO:		1,575		

TRAJE 2							
MARCA	DESDE	HASTA	CORRIENTE [A]	TENSION MEDIDA [V]	RESULTADO [Ω]	PO	Nº PO
	MANGA IZQUIERDA	MANGA DERECHA	0,2	47,09	235,45		
	BOTAMANGA IZQUIERDA	BOTAMANGA DERECHA	0,2	52,30	261,5		
	BOTAMANGA IZQUIERDA	MANGA DERECHA	0,2	59,37	296,85		
	BOTAMANGA DERECHA	MANGA IZQUIERDA	0,2	56,30	281,5		
			VALOR MEDIO:		269		

Tabla 5. Mediciones de resistencia para trajes conductores de distintas marcas y estados de uso.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

Por su parte, la **Tabla 6** muestra los resultados asociados a la eficiencia de apantallamiento, incluyendo las corrientes medidas en el cuerpo y en la ropa conductora, el valor de ECC calculado y la verificación respecto de los criterios de aceptación establecidos.

TRAJE 1						
Marca	N° de serie	Clase	Corriente del cuerpo [mA]	Corriente de la ropa [mA]	ECC (dB)	Resultado
		1	2,114	0,018	41,40	OK
TRAJE 2						
Marca	N° de serie	Clase	Corriente del cuerpo [mA]	Corriente de la ropa [mA]	ECC (dB)	Resultado
		1	1,922	0,029	36,43	NEGATIVO

Tabla 6. Mediciones de eficiencia de apantallamiento para trajes conductores de distintas marcas y estados de uso.

Conclusiones.

En este trabajo se realizó la medición de la resistencia eléctrica y de la eficiencia de apantallamiento en dos trajes conductores tipo 1, con diferentes características constructivas y condiciones de uso.

Los resultados obtenidos muestran que el traje 1 cumple con los requisitos establecidos por la norma IEC 60895:2020, mientras que el traje 2 presenta valores de resistencia superiores a los límites recomendados, aunque su eficiencia de apantallamiento resulta cercana al valor mínimo de 40 dB exigido para la aprobación.

Esto evidencia que una resistencia elevada del traje no implica necesariamente una baja capacidad de atenuación del campo eléctrico. Asimismo, se observó que la resistencia puede verse influenciada por el movimiento, el método de contacto eléctrico durante la medición y las condiciones de ensayo, mostrando un comportamiento no lineal.

Desde el punto de vista operativo, valores elevados de resistencia pueden generar molestias y pérdida de confort en los trabajadores, lo cual puede afectar la realización segura de los trabajos en tensión. No obstante, si la eficiencia de apantallamiento se mantiene dentro de los parámetros normativos, los operarios permanecen dentro de los límites de exposición establecidos para campo eléctrico.

La comparación entre los criterios de ensayo de la IEC y la IEEE pone en evidencia diferencias metodológicas que pueden conducir a resultados distintos en la evaluación del desempeño del traje.

Finalmente, los dispositivos desarrollados y adaptados por el laboratorio permiten dar continuidad a esta línea de investigación, posibilitando el establecimiento de futuros criterios técnicos de descarte sin comprometer la seguridad de los operarios.

Referencias bibliográficas

1. *Live working – Conductive clothing*, IEC 60895:2020, ed. 3.0, Abr. 2020.
2. *EPRI TR -104640 - Rendimiento eléctrico de trajes conductores informe técnico id de osti: 61134*
3. *Investigación sobre vestimentas conductoras para TcT Cittes 2013 (Neira- Perez -Franchini)*
4. *Guía de IEEE para el uso en servicio, cuidado, Mantenimiento, y prueba de la ropa conductora para el uso en tensiones hasta 765 kilovoltios de CA*
5. "Conductive clothing for live line working," en *Proc. ICOLIM*, 2014, (Neira-Berichon- Franchini)
6. *IEEE1067 Guide for In-Service Use, Care, Maintenance, and Testing of Conductive Clothing for Use on Voltages up to 765 kV AC and ±750 kV DC*

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

Estudio comparativo vínculos HVDC en el Sistema Argentino de Interconexión

Comparative study of HVDC links in the Argentine Interconnection System

Leonardo Casteras
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina.
lcasteras@frba.utn.edu.ar

Federico Muiño
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina.
fmuino@frba.utn.edu.ar

Esteban Baldassini
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina.
ebaldassini@frba.utn.edu.ar

Lucas D'ovidio
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina.
ldovidio@frba.utn.edu.ar

Resumen

El objetivo del trabajo es analizar la integración de nueva generación renovable y las pérdidas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), utilizando un sistema de transmisión en corriente continua. Evaluaciones previas verificaron la factibilidad de un enlace que vincula la región sur del país con el centro de demanda. Algunas modificaciones técnicas, operativas y regulatorias sucedidas en el último tiempo en el sistema eléctrico, muestran la necesidad de estudiar una nueva ubicación para la estación convertidora sur. A partir de estudios eléctricos, considerando las ampliaciones de la red y el crecimiento de la demanda, se analizó la potencia adicional que podría conectarse a los nodos de la Patagonia, con el fin de un mejor aprovechamiento del vínculo, aumentando a la vez el volumen de generación renovable. Como resultado se obtienen diferentes criterios para la toma de decisiones en futuras ampliaciones, utilizando la tecnología de transmisión en alta tensión y corriente continua (HVDC).

Palabras clave: Corriente continua, transmisión HVDC, Energías renovables, Transición energética

Abstract

The objective of this study is to analyze the integration of new renewable energy generation and losses in the Argentine Interconnection System (SADI), using a direct current transmission system. Previous assessments verified the feasibility of a link connecting the southern region of the country with the center of demand. Recent technical, operational and regulatory changes in the electricity system have highlighted the need to study a new location for the southern converter station. Based on electrical studies, considering network expansions and demand growth, the additional power that could be connected to the nodes in Patagonia was analyzed in order to make better use of the link, thereby increasing the volume of renewable generation. As a result, different criteria for decision-making in future expansions were obtained, using the direct current transmission technology (HVDC).

Keywords: HVDC transmission - Power transmission – Renewable energies – Energy transition

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

Introducción

La transición energética demanda una creciente necesidad a nivel mundial de proyectos de energías renovables, con el objetivo de lograr el cero neto de emisiones de gases de efecto invernadero para 2050 (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [CMNUCC], 2023). Generalmente los recursos y fuentes primarias de energía se encuentran localizadas en una región, que suele no ser coincidente geográficamente con la de la mayor demanda, que es a donde hay que transportarla. Para esto, y con el fin de aumentar la instalación de proyectos de energías renovables, es necesario ampliar la red eléctrica de transmisión. La mejor solución para la integración de grandes volúmenes de potencia y a la vez no complejizar la operación de la red de corriente alterna (AC) existente, es utilizar la tecnología de transmisión en corriente continua (HVDC) (Arrillaga & Smith, 1998). Por esto, la utilización de esta tecnología ha crecido enormemente los últimos años, logrando transmitir mayores volúmenes de potencia a mayores tensiones. El crecimiento sostenido de la demanda de electricidad en Argentina, junto con la separación espacial entre los recursos energéticos primarios y los principales centros de carga, ha reforzado la necesidad de soluciones eficientes para el transporte a larga distancia. La limitada capacidad de transmisión disponible ha restringido cada vez más la incorporación de nuevos proyectos de generación intensificando la competencia por la prioridad de despacho de energías renovables en nodos y corredores críticos (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA], MATER, 2025). En este contexto, la HVDC se ha identificado como una alternativa técnica y económicamente adecuada para el transporte masivo de energía a largas distancias en el SADI. En trabajos anteriores se ha demostrado la factibilidad técnica, económica y operativa de un proyecto HVDC que une dos nodos, uno fuertemente exportador en el sur del país (región eléctrica patagónica) de gran potencial eólico y otro en Buenos Aires (región GBA), donde se localiza el cuarenta por ciento de la demanda del país (CIGRÉ, 2022). Este enlace consistía en un sistema de transmisión con convertidores basados en tiristores, tecnología llamada LCC (Line Conmutated Converter) de ±600 kV y 3000 MW con una longitud total de aproximadamente 1200 km, que conectaba la estación de Puerto Madryn, en la Patagonia, con la estación Plomer (futura), en la provincia de Buenos Aires. Los recientes cambios en la planificación de la expansión de la generación, en particular la creciente penetración de las fuentes de energía renovables en lugares geográficamente diversos, junto a nuevos desarrollos de proyectos de generación, nuevas demandas como las mineras y proyectos de oil & gas, cambios regulatorios profundos en el mercado eléctrico argentino y otras consideraciones, motivaron una reevaluación de la configuración original. Como alternativa, se propuso el traslado de la estación convertidora sur a la estación de Choele Choel, un importante nodo más cercano al centro de consumo, reduciendo la distancia de transmisión a aproximadamente 900 km, manteniendo la estación Plomer como terminal receptora.

Evolución de los sistemas de transmisión utilizando HVDC

La tecnología HVDC en el mundo está en permanente crecimiento. Existen una gran cantidad de proyectos que demuestran la utilidad de esta tecnología para vincular proyectos de energías renovables onshore y offshore, alimentar sistemas aislados y aumentar las ventajas de los sistemas de transmisión de energía en AC. Haciendo una revisión de los proyectos actuales se totalizan 355.890 MW de potencia instalada y 108.193 km (Wikipedia contributors, 2025), distribuidos en los distintos continentes de la siguiente forma:

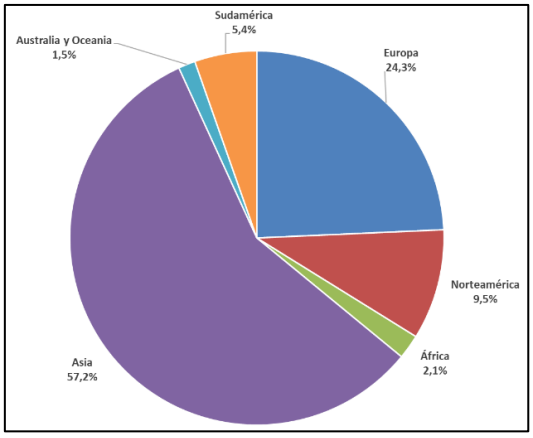


Figura 1. Capacidad instalada de sistemas de transmisión en HVDC en el mundo.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Debajo se muestra un ranking con los diez proyectos más potentes y largos del mundo (elaboración propia):

Tabla 1. Top ten proyectos HVDC más potentes del mundo

Ranking MW	Cont.	Nombre	Potencia [MW]	Longitud [km]	Tensión Nominal [kV]	Año	Tecnología
1	Asia	Changji-Guquan UHVDC link	12000	3324	1100	2019	Thyr
2	Asia	Xilin Hot - Taizhou	10000	1620	800	2017	Thyr
3	Asia	Hami - Zhengzhou	8000	2210	800	2014	Thyr
4	Asia	Xiluodo - West Zhejiang	8000	1680	800	2014	Thyr
5	Asia	North Shanxi - Nanjing	8000	1119	800	2017	Thyr
6	Asia	Wudongde multi-terminal UHVDC	8000	1489	800	2021	Thyr/IGBT
7	Asia	Jinping - Sunan	7200	2090	800	2013	Thyr
8	Sudamérica	Rio Madeira	7100	2375	600	2013	Thyr
9	Asia	Xiangjiaba-Shanghai	6400	1980	800	2010	Thyr
10	Asia	Nuozhadu - Guangdong	6400	1413	800	2013	Thyr

Tabla 2. Top ten proyectos HVDC más largos del mundo

Ranking km	Cont.	Nombre	Potencia [MW]	Longitud [km]	Tensión Nominal [kV]	Año	Tecnología
1	Asia	Changji-Guquan UHVDC link	12000	3324	1100	2019	Thyr
2	Sudamérica	Xingu-Rio (aka, Belo Monte 2)	4000	2550	800	2019	Thyr
3	Sudamérica	Rio Madeira	7100	2375	600	2013	Thyr
4	Asia	Jiuquan- Xiangtan	6400	2370	800	2017	Thyr
5	Asia	Hami - Zhengzhou	8000	2210	800	2014	Thyr
6	Asia	Irkutsk - Beijing	6400	2200	800	2015	Thyr
7	Asia	Jinping - Sunan	7200	2090	800	2013	Thyr
8	Sudamérica	Xingu-Estreito (aka, Belo Monte 1)	4000	2077	800	2017	Thyr
9	Asia	Xiangjiaba-Shanghai	6400	1980	800	2010	Thyr
10	Asia	Northwest Yunnan - Guangdong	5000	1953	800	2018	Thyr

En ambos rankings aparece en el puesto 1 el mismo proyecto, que es el más largo y potente del mundo y produjo una importante innovación aumentando el nivel de tensión para la transmisión a 1100 kV, cuando la máxima utilizada hasta ese momento era de 800 kV. También, se puede notar la predominancia de la tecnología LCC (Thyr) para proyectos de gran potencia y largas distancias. También que, en Latinoamérica, hay tres proyectos de los más largos del mundo (en Brasil), lo que alienta a la Argentina al desarrollo de proyectos con esta tecnología en base al conocimiento regional y experiencias de proyectos existentes.

Modelado de los vínculos HVDC

Para el estudio del proyecto HVDC Patagonia – GBA, utilizando los modelos en PSSE de la base de datos del SADI y los brindados por guías de referencia (Transener S.A., 2025), se toman en cuenta dos alternativas de estudio, las cuales incluyen la proyección del aumento de la demanda a cada año, tomando un 3% anual, considerando la generación y obras proyectadas para cada escenario. En ambos casos se trata de un sistema HVDC de ±600 kV y 3000 MW de potencia nominal:

- Alternativa 1 (A1): HVDC Puerto Madryn – Plomer
- Alternativa 2 (A2): HVDC Choele Choel – Plomer

A su vez, cada alternativa contará con dos escenarios, uno a corto plazo y otro a mediano/largo plazo:

- Escenario 1 (E1): Verano Pico 2029/2030 (V30p)
- Escenario 2 (E2): Verano Pico 2033/2034 (V34p)

La tecnología elegida para realizar la conversión AC-CC-AC es LCC, dado a la mayor experiencia en la región y la robustez de esta tecnología para grandes potencias en grandes distancias. En los últimos años, la tecnología VSC (Voltage Source Converter), que realiza la conmutación a partir de transistores IGBT, ha tomado protagonismo llegando a trabajar con mayores tensiones y potencias, por lo que se podría considerar en futuros proyectos, dada las ventajas que tiene, sobre todo con el consumo de potencia reactiva, que no solo puede ser cero si no que hasta puede generarla si es necesario, no afectando a la variación de tensión del nodo en que se conecta. Durante los últimos años la tecnología VSC era experimental para las potencias y tensiones del proyecto planteado. Hoy ya no lo es. La tecnología LCC sigue siendo más robusta y hoy en día, se tienen más antecedentes de proyectos construidos y experiencia operativa, cuestión a considerar al definir un nuevo proyecto. En Brasil la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), propone ampliar la capacidad de transferencia de energía dentro del SIN (Sistema Interconectado de Brasil) entre las regiones Nordeste, Sudeste y Sul a través de un proyecto HVDC con VSC de ±600 kV y 3000 MW de potencia y 2500 km de distancia (Empresa de Pesquisa Energética, 2025). Por lo mencionado, en los próximos años la tecnología VSC seguramente predomine en los nuevos proyectos. El análisis de alternativas con esta nueva tecnología para el proyecto estudiado se realizará en futuros trabajos.

Algunas consideraciones para tener en cuenta en el modelado son:

Tabla 3. Características para el modelado de los vínculos

	Distancias de los electroductos [km]	Tipo de conductor	Resistencias [ohm/km]
Alternativa 1	1200	Al/Ac tubular Denominación: MARTIN 5 subconductores - Sección 685,4 mm²	11,88
Alternativa 2	900		9,81

Estudios para la comparativa de las alternativas

Una verificación inicial es analizar el Efective Short Circuit Ratio (*ESCR*) de cada uno de los nodos de interés (Arrillaga & Smith, 1998). El ESCR determina la relación entre la potencia de cortocircuito en el nodo (S_{CC}), la potencia reactiva consumida (Qc) y la potencia activa que puede transportar el sistema HVDC (P_{HVDC}). En general, un valor ESCR superior a 3 es más conveniente para instalar un sistema LCC HVDC. En resumen, para la instalación de la estación convertidora se prefieren las estaciones transformadoras con mayor potencia de cortocircuito y más cercanas a la generación.

$$\boldsymbol{ESCR = \frac{Scc\ [MVA] - Qc\ [MVar]}{P_{HVDC}\ [MW]}} \quad (1)$$

También existe el Short Circuit Ratio (SCR) que no considera la potencia reactiva en el nodo (Q_C) y solo es la relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia activa transmitida por el vínculo. En este caso y dado que los elementos que aportan potencia reactiva podrían no afectar el cálculo, se trabajará con el SCR.

$$SCR = \frac{Scc\ [MVA]}{P_{HVDC}\ [MW]} \tag{2}$$

En la siguiente tabla se muestran los niveles de SCR de cada alternativa, en cada escenario:

Tabla 4. Nivel de SCR en cada nodo para las diferentes alternativas

Estación	A1E1	A1E2	A2E1	A2E2
Plomer	5,7	7,9	5,7	8,0
Puerto Madryn	4,1	4,4	-	-
Choele Choel	-	-	6,3	6,7

Por lo que se verifica que los nodos planteados para las conversoras son nodos fuertes, donde es factible la instalación de estas. Para realizar los estudios estáticos y así verificar que ningún equipo se sobrecarga y que las tensiones en el sistema de transmisión no están fuera de banda (CAMMESA, PT5, Los Procedimientos, s.f.), o si lo están, tomar decisiones operativas para solucionarlo, se modela el sistema HVDC en el SADI, manteniendo el despacho de Atucha 2 (barra swing) fijo para todos los escenarios, en 740 MW, ajustándolo con la modulación de la generación de la CH Yacyretá (Central Hidroeléctrica de pasada). En los siguientes puntos se comentan las consideraciones más importantes de cada estudio y se muestran los resultados en esquemas sintéticos de las principales variables arrojadas por los casos simulados. Se considera el proyecto "AMBA I" finalizado para todos los escenarios, por ser obras prioritarias para el sistema:

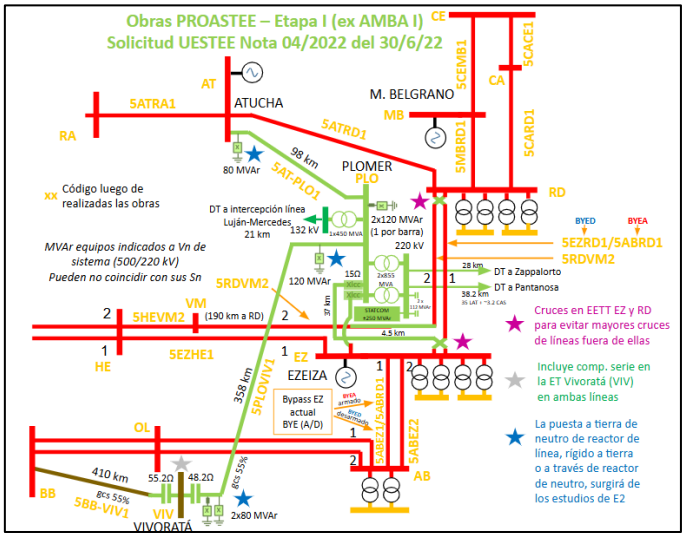


Figura 2. Configuración del nodo GBA con obras del proyecto AMBA I

Alternativa 1 – Escenario 1

Se considera la licitación de BESS "AlmaGBA" en un 100% para principios de 2029. En cuanto a compensación se modelan los compensadores sincrónicos estáticos (STATCOMs), previstos de +/- 250 MVAr, en las estaciones Ezeiza y Plomer. No se consideran en servicio los siguientes proyectos de líneas de 500 kV:

- Tercer vínculo Choele Choel – Bahía Blanca
- Segundo vínculo Puerto Madryn – Choele Choel

La demanda y generación consideradas en las áreas, relacionadas con el estudio, son:

- Comahue: 1117/4602 MW (+3485 MW -área exportadora-)
- Patagonia: 500/1646 MW (+1146 MW -área exportadora-)
- GBA: 12887/6510 MW (-6337 MW -área importadora-)

Para este escenario se modela el vínculo HVDC Puerto Madryn – Plomer transmitiendo 3000 MW (1500 MW en cada polo). Para que el sistema HVDC trabaje a potencia nominal, se detecta la posibilidad de agregar generación adicional en la estación Puerto Madryn por un total de 2000 MW. Esta generación podría ser 100% renovable, impactando en un importante cambio en la matriz, siempre que haya recurso renovable disponible. Se tomaron las siguientes acciones para ajustar el escenario:

- Importación nula desde Brasil
- CT San Nicolás fuera de servicio
- Se redujo a medio ciclo el CC Timbúes

En el análisis, se reducen o se sacan de servicio máquinas térmicas, las que resultan más costosas para el sistema. Se obtiene entonces el siguiente esquema simplificado:

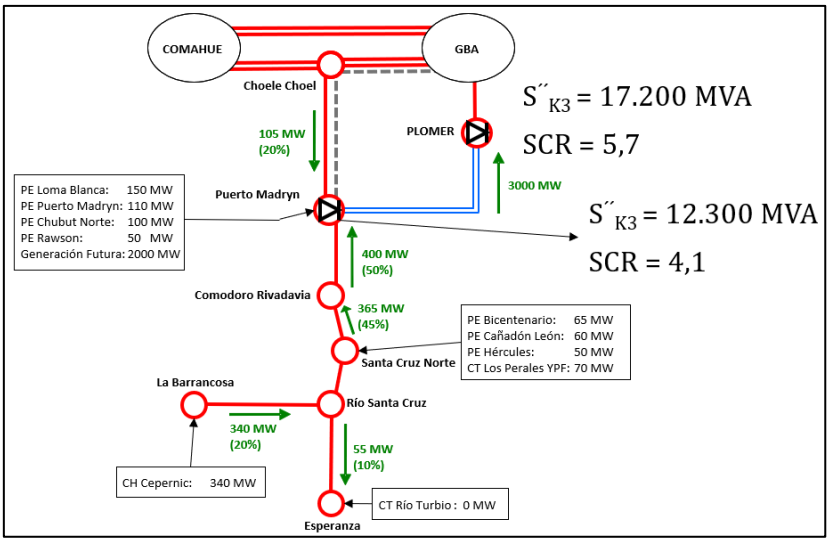


Figura 3. Esquema simplificado de alternativa 1 – escenario 1.

Alternativa 1 – Escenario 2

Para la misma alternativa y con el escenario horizonte del año 2034, se modela el vínculo HVDC transmitiendo 3000 MW y con el fin de poder despachar los 2000 MW de generación adicional en estación Puerto Madryn se tomaron las siguientes acciones para ajustar el escenario:

- CN Atucha III fuera de servicio
- CC AES Paraná y Timbúes a medio ciclo
- TV01 Guillermo Brown fuera de servicio

En este caso, se sigue considerando la reducción de máquinas térmicas, sumadas a centrales que se consideran de baja posibilidad de construcción para este escenario (el caso de Atucha III). Se obtiene entonces el siguiente esquema simplificado:

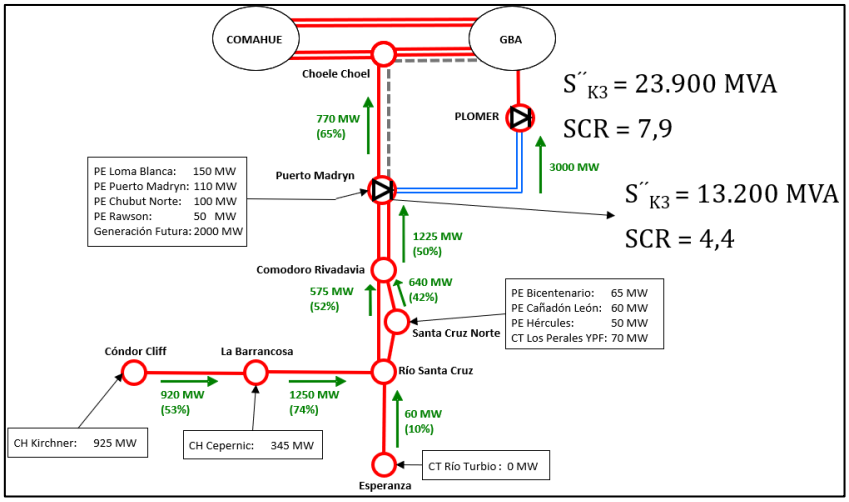


Figura 4. Esquema simplificado de alternativa 1 – escenario 2

Alternativa 2 – Escenario 1

En este caso se modela la conversora origen en la estación Choele Choel. Se modela el vínculo HVDC transmitiendo 3000 MW y con el fin de poder despachar los 2000 MW de generación adicional, ahora en la estación Choele Choel, se tomaron las siguientes acciones para ajustar el escenario:

- Importación nula desde Brasil
- CT San Nicolás fuera de servicio
- Se redujo a medio ciclo el CC Timbúes

Se obtiene entonces el siguiente esquema simplificado:

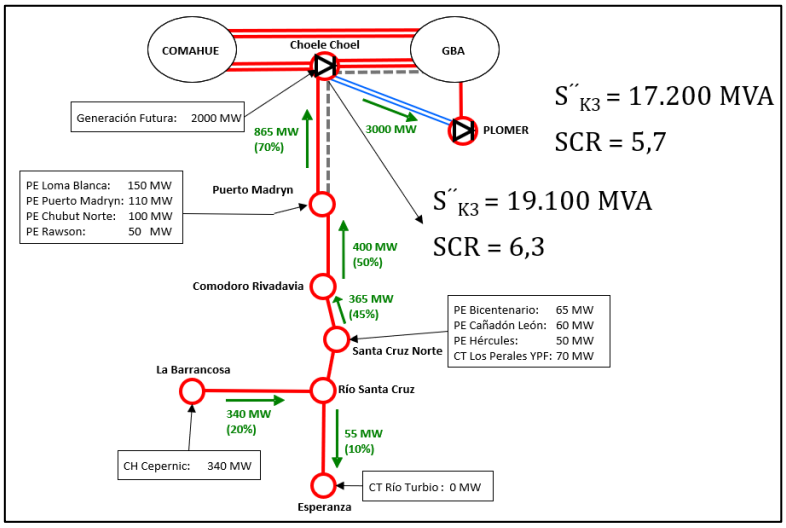


Figura 5. Esquema simplificado de alternativa 2 – escenario 1

Alternativa 2 – Escenario 2

En este caso se modela la conversora origen en la estación Choele Choel en el pico de verano de 2034. El vínculo HVDC estará transmitiendo 3000 MW y con el fin de poder despachar los 2000 MW de generación adicional, se tomaron las siguientes acciones para ajustar el escenario:

- CN Atucha III fuera de servicio.
- CC AES Paraná y Timbúes a medio ciclo
- TV01 Guillermo Brown fuera de servicio

Se obtiene entonces el siguiente esquema simplificado:

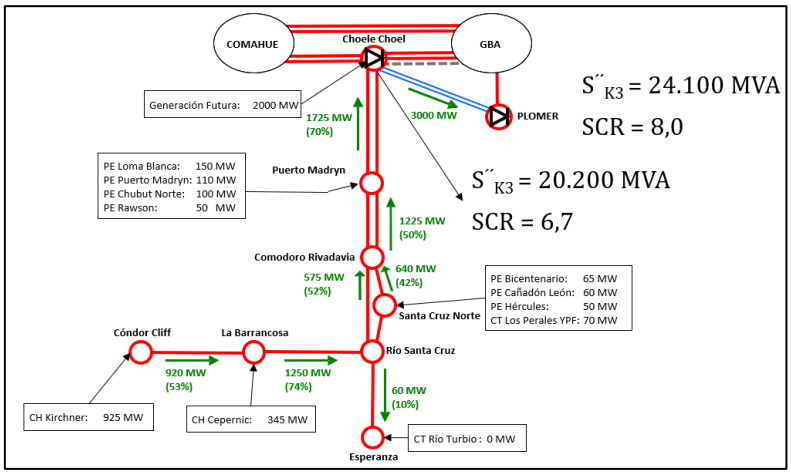


Figura 6. Esquema simplificado de alternativa 2 – escenario 2

Resultados y discusión

Según los resultados se demuestra que se pueden conectar 2000 MW adicionales de generación renovable en la barra de origen. El ingreso del vínculo HVDC repercute sobre los corredores norte y sur Comahue-GBA, que actualmente se encuentran saturados, disminuyendo la carga de estos, lo que permitiría un mayor despacho de la generación del área Comahue y del sur de la provincia de Buenos Aires.

Los escenarios estudiados evidencian la necesidad de compensación de potencia reactiva, para mejorar el control de tensión y mantener la reserva de reactivo en la estación Ezeiza. Por otro lado, para evitar sobrecargas, habrá que complementar el vínculo HVDC con obras adicionales en AC. El resultado de las necesidades para cada escenario es el siguiente:

Alternativa 1 – Escenario 1

El flujo de potencia activa de la línea de 500 kV Choele Choel – Puerto Madryn 1, toma un sentido hacia la estación Puerto Madryn. En lo que respecta al control de tensión, y para las condiciones de red estudiadas, se vuelven necesarios:

- Estación Plomer: 650 MVAr (capacitivos) para control de tensión en la estación Baigorrita (0,97 pu)
- Estación Puerto Madryn: 630 MVAr (capacitivos) + 630 MVAr aportados por la generación modelada en el nodo

Al llevar la transferencia de la HVDC a 3000 MW se observa que el flujo de potencia activa por la 500 kV Atucha – Plomer toma un sentido hacia Atucha, aumentando considerablemente su carga. Dicho flujo se redirige por la línea de 500 kV Atucha – Rodriguez 1, que también aumenta su carga.

Alternativa 1 – Escenario 2

El flujo de potencia activa de la línea de 500 kV Choele Choel – Puerto Madryn 1, toma sentido hacia la estación Choele Choel (esto debido a la generación de las CCHH Condor Cliff y La Barrancosa). El problema de control de tensión se profundiza. Para las condiciones de red estudiadas se vuelven necesarios:

- Estación Plomer: 1000 MVAr (capacitivos) para cumplir con la reserva de reactivo en estación Ezeiza (con los futuros STATCOMs de las estaciones Ezeiza, Plomer y Rodriguez aportando el máximo)
- Estación Puerto Madryn: 725 MVAr (capacitivos) + 725 MVAr de la futura generación modelada en el nodo
- El flujo por la línea de 500 kV Atucha – Rodriguez 1, se reduce respecto al Escenario 1, debido a la entrada en servicio de la estación Oscar Smith, que toma carga desde estación Belgrano

Alternativa 2 – Escenario 1

Para el control de tensión, con las condiciones de red estudiadas, se vuelven necesarios:

- Estación Plomer: 800 MVAr (capacitivos) para control de tensión en estación Baigorrita (0,97 pu)
- Estación Choele Choel: 705 MVAr (capacitivos) + 705 MVAr de la futura generación modelada en el nodo

Al llevar la transferencia de la HVDC a 3000 MW se observa que el flujo de potencia activa por la línea de 500 kV Atucha – Plomer, toma sentido hacia Atucha, aumentando considerablemente su carga, dicho flujo se redirige por la línea de 500 kV Atucha – Rodriguez 1, que también aumenta su carga.

Alternativa 2 – Escenario 2

El problema de control de tensión se profundiza. Para las condiciones de red estudiadas se vuelven necesarios:

- Estación Plomer: 1050 MVAr (capacitivos) para cumplir con la reserva de reactivo en estación Ezeiza (con los futuros STATCOMs de Ezeiza, Plomer y Rodriguez aportando el máximo)
- Estación Choele Choel: 745 MVAr (capacitivos) + 745 MVAr de la futura generación modelada en el nodo
- El flujo por la línea de 500 kV Atucha – Rodriguez 1, se reduce respecto al Escenario 1 por la entrada en servicio de la estación Oscar Smith que toma carga desde estación Belgrano
- Se vuelve necesaria la segunda terna Choele Choel – Puerto Madryn para evacuar la generación de las CCHH Condor Cliff y La Barrancosa.

En cuanto a las pérdidas en el sistema de transmisión, tomando como caso base (0) una red solo de corriente alterna para los escenarios 1, el resumen de pérdidas en todo el sistema es el siguiente:

Tabla 5. Pérdidas en el sistema de transmisión para cada caso

Alternativa	Escenario	Demanda del SADI [MW]	Pérdidas totales del sistema [MW]	%
Caso base	0	34367	1350	3,9%
1 - HVDC Puerto Madryn - Plomer	1_1	34367	1292	3,8%
	1_2	38404	1588	4,1%
2 - HVDC Choele Choel - Plomer	2_1	34367	1283	3,7%
	2_2	38404	1580	4,1%

Por lo tanto, como beneficio adicional al posible aumento de proyectos de generación renovable en la región patagónica, se verifica que la utilización de esta tecnología disminuye levemente las pérdidas, dado que tanto las causadas por el efecto Joule y por el efecto corona, resultan menores en HVDC. También el ahorro económico en la nueva ubicación de la conversora es importante ya que disminuye la distancia del electroducto en aproximadamente 300 km.

Conclusiones

Se verifica que los enlaces HVDC complementan a las redes de AC existentes, potenciando la posibilidad de conectar nueva generación y a la vez reducir las pérdidas en todo el sistema. Según los resultados se demuestra que se pueden conectar 2000 MW adicionales de generación en la barra de origen. Se verificó que las tensiones en 500 kV no estén fuera de la banda permitida y que no haya sobrecargas en ningún corredor. La construcción de un vínculo de HVDC en el SADI, da la posibilidad de mejorar la matriz energética y postergar algunas de las obras de infraestructura proyectadas en los corredores de transmisión principales.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Referencias bibliográficas

Arrillaga, J., & Smith, B. (1998). AC-DC power system analysis. The Institution of Electrical Engineers.

CIGRÉ. (2022). HVDC link benefits for the AC transmission system operation: Technical and economic aspects (Session materials, Ref. B4-10570_2022). https://www.e-cigre.org/publications/detail/b4-10570-2022-hvdc-link-benefits-forthe-ac-transmission-system-operation-technical-and-economic-aspects.html

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). Archivo trimestral del MATER de capacidad en nodos y corredores del SADI. https://cammesaweb.cammesa.com/mater/

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). Procedimiento técnico N° 5: Control de tensión y potencia reactiva.

COP 28 Outcome of the first global stocktake de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.(2023), Dubái, Emiratos Árabes Unidos.

Empresa de Pesquisa Energética. (2025). Estudio de expansión de interconexiones regionales con recomendación de tecnología HVDC-VSC en el SIN [Traducción propia]. https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-inova-aopublicar-estudo-de-expansao-da-capacidade-das-interligacoes-regionais-recomendando-a-aplicacao-da-tecnologiahvdc-vsc-de-forma-inedita-no-sin-com-flexibilidade-tecnologica-para-os-leiloes-de-transmissao

Transener S.A. (2025). Guía de referencia 2026–2032.

Wikipedia contributors. List of HVDC projects. Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects

Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

CTTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Análisis de Viabilidad para el Fortalecimiento de Redes de Subtransmisión: Integración de Generación Hidrocinética frente a Refuerzos Tradicionales

Feasibility Analysis for Strengthening Subtransmission Networks: Integration of Hydrokinetic Generation versus Traditional Reinforcements

Ulises Manassero
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
umanassero@frsf.utn.edu.ar

Pablo Marelli
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
pamarelli@frsf.utn.edu.ar

Rodrigo Furlani
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
mfurlani@frsf.utn.edu.ar

Carlos I. Sanseverinatti
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar

Juan P. Fernández
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
jpfernan@frsf.utn.edu.ar

Lautaro Rossi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina.
lrossi@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Este artículo presenta un análisis técnico-económico comparativo entre obras de infraestructura convencionales y la integración de Pequeños Aprovechamientos Hidrocinéticos para mejorar redes de subtransmisión en 33 kV de la provincia de Santa Fe, Argentina. El estudio evalúa ambas alternativas mediante análisis de flujos de carga en condiciones normales y ante contingencias, y determina su impacto en la reducción de Energía No Suministrada. La evaluación económica utilizaindicadores de rentabilidad (VAN, TIR) sobre un horizonte de 20 años. Los resultados muestran que las obras convencionales son económicamente más rentables en dos de los tres subsistemas analizados, mientras que los Pequeños Aprovechamientos Hidrocinéticos solo son viables en el subsistema con mayor potencial hidrocinético (Timbúes). Se concluye que la selección óptima depende del contexto específico de cada subsistema.

Palabras clave: Redes de media tensión, obras convencionales, hidrocinética, análisis económico, energía no suministrada

Abstract

This article presents a comparative technical-economic analysis between conventional infrastructure works and the integration of Small Hydrokinetic Developments to improve 33 kV subtransmission networks in the province of Santa Fe, Argentina. The study evaluates both alternatives through load flow analysis under normal and contingency conditions, and determines their impact on reducing Energy Not Supplied. The economic evaluation uses profitability indicators (NPV, IRR) over a 20-year horizon. Results show that conventional works are economically more profitable in two of the three subsystems analyzed, while small hydrokinetic power plants are only viable in the subsystem with the highest hydrokinetic potential (Timbúes). It is concluded that the optimal selection depends on the specific context of each subsystem.

Keywords: Medium voltage networks, conventional works, hydrokinetic, economic analysis, energy not supplied

Introducción

La dependencia de los combustibles fósiles en la matriz energética argentina, junto con los compromisos internacionales de reducción de emisiones, ha incentivado políticas de fomento a las Energías Renovables (ER) (Gobierno de la Nación, 2022). Sin embargo, la participación de ER en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) aún es limitada, alcanzando un 11,63% de la potencia instalada, con una contribución menor al 1,2% para la generación hidroeléctrica de pequeña escala (CAMMESA, 2022). Particularmente, en la provincia de Santa Fe, existe un potencial hidrocinético significativo en sus cuencas fluviales que no ha sido explotado comercialmente (Gallo et al., 2023).

Investigaciones recientes han demostrado que la integración de Pequeños Aprovechamientos Hidrocinéticos (PAHs) en puntos estratégicos de la red de Media Tensión (MT) de Santa Fe puede mejorar significativamente los parámetros operativos, aliviando sobrecargas en transformadores de potencia (TPs) y líneas, y mejorando los perfiles de tensión (Cea et al., 2023). No obstante, la viabilidad de un proyecto de generación no depende únicamente de su desempeño técnico, sino también de su rentabilidad económica y de su capacidad para postergar o complementar inversiones en infraestructura de red convencional.

La planificación de la expansión de sistemas de distribución requiere de metodologías que evalúen diferentes alternativas, considerando tanto aspectos técnicos como económicos (Pérez-López et al., 2020). Tradicionalmente, la solución a problemas de capacidad y calidad de suministro se aborda mediante obras de infraestructura como la repotenciación de TPs o el tendido de nuevas líneas. La valorización de la Energía No Suministrada (ENS) se ha convertido en un factor crítico para la evaluación económica de estas inversiones (Rodríguez et al., 2021).

Estudios previos de los autores en la provincia de Santa Fe, Argentina, han identificado un potencial hidrocinético significativo en diversas cuencas, capaz de inyectar hasta 28,5 MW en la red de MT (Gallo et al., 2023). Además, se ha demostrado que la inserción de PAHs mejora localmente los parámetros operativos, aliviando sobrecargas y mejorando perfiles de tensión (Cea et al., 2023). Sin embargo, la viabilidad de estos proyectos no solo depende de su desempeño técnico, sino también de su rentabilidad económica en comparación con las obras convencionales (Rodríguez et al., 2021).

Este artículo tiene como objetivo realizar un análisis técnico-económico comparativo entre obras convencionales y PAHs para la mejora de tres subsistemas de 33 kV en la provincia de Santa Fe. Se evalúan ambas alternativas en términos de su capacidad para resolver restricciones operativas, reducir la ENS y su rentabilidad económica mediante indicadores estándar. Los resultados buscan apoyar la toma de decisiones en la planificación de inversiones para redes de subtransmisión, considerando un horizonte de largo plazo.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Materiales y métodos

La metodología del estudio se estructuró en tres fases secuenciales: (1) caracterización de los subsistemas y diagnóstico de restricciones operativas, (2) formulación y evaluación técnica de alternativas de solución, y (3) evaluación económica comparativa de las alternativas propuestas. El ámbito de análisis comprendió tres subsistemas críticos de 33 kV en la provincia de Santa Fe -Timbúes, Pueblo Andino y Setúbal (ver Figura 1)- cuyas ubicaciones fueron preseleccionadas en investigaciones previas de los autores por presentar condiciones óptimas para la instalación de PAHs, dada la presencia de cuencas hídricas con potencial energético significativo en estas localizaciones (Gallo et al., 2023; Cea et al., 2023).



Figura 1. Esquema geográfico de la red de transmisión de la provincia de Santa Fe y ubicación geográfica de las cuencas seleccionadas para el estudio.

Caracterización de Subsistemas y Diagnóstico de Restricciones

Los subsistemas bajo análisis forman parte de la red troncal de distribución de la provincia. Se partió de modelos detallados en el software PSS®E v34.0, desarrollados y validados en estudios previos (Cea et al., 2023). Para cada uno, se recopilaron datos de demanda media horaria, perfiles de carga y la topología de red, incluyendo las Estaciones Transformadoras (ET) de alimentación en 132/33/13,2 kV.

Para el escenario de Base, las condiciones operativas de los corredores en análisis se detallan a continuación:

- Subsistema Timbúes: Alimentado desde la ET Puerto San Martín (PSM). Presentaba como restricción principal la sobrecarga crónica del TP 2 PSM (30 MVA), que operaba al 100% de su capacidad en escenario pico, limitando el crecimiento de la demanda del corredor a una Potencia de Corte de 55,70 MVA.
- Subsistema Pueblo Andino: Alimentado desde la ET San Lorenzo (SLO). La restricción principal identificada era la sobrecarga del TP1 SLO (30 MVA), el cual definía una Potencia de Corte de 96,26 MVA.
- Subsistema Setúbal: Alimentado desde la ET Calchines (CAL). El cuello de botella lo constituía el TP1 CAL (30 MVA), estableciendo una Potencia de Corte de 60,83 MVA.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Mediante flujos de carga en condición normal (N) y ante la salida de un elemento (N-1), se identificaron y cuantificaron estas sobrecargas, así como perfiles de tensión en los nodos. Los límites operativos se establecieron según los procedimientos de CAMMESA (2020): ±10% para barras de 33 kV y 100% de la capacidad nominal para equipos.

Supuestos hidrológicos y estimación de la energía generada por los PAHs

La estimación de la energía generada por los Pequeños Aprovechamientos Hidrocinéticos (PAHs) se realizó a partir de los supuestos hidrológicos y del procedimiento metodológico desarrollado previamente por los autores para cuencas hídricas de la provincia de Santa Fe (Gallo et al., 2023.). Dicho enfoque se basa en el análisis estadístico de datos hidrométricos históricos y en una estimación probabilística de las velocidades de los cauces, a fin de obtener valores representativos y conservadores del recurso disponible.

Los datos de caudal y altura fueron obtenidos del Sistema Nacional de Información Hídrica (SNIH), considerando registros diarios correspondientes al período 2010–2020 para las estaciones hidrométricas asociadas a los emplazamientos de Timbúes (Estación 3316), Pueblo Andino (Estación 3223) y Setúbal (Estación 3339). A partir de estos datos se calcularon medidas de tendencia central y dispersión (media, mediana, desviación estándar y coeficiente de variación), permitiendo evaluar la homogeneidad y variabilidad del recurso hídrico en cada cuenca.

La velocidad media diaria de cada cauce se estimó indirectamente a partir de la relación entre caudal y sección transversal, adoptando un ancho de cauce constante como aproximación conservadora. Posteriormente, se realizó un tratamiento estadístico de las velocidades obtenidas, aplicando una estimación probabilística mediante intervalos de confianza con un nivel de confianza del 99%, lo que permitió definir rangos representativos de velocidad para cada emplazamiento.

En base a los valores de velocidad probables y a las curvas potencia–velocidad provistas por el fabricante, se determinó la potencia probable generada por cada turbina hidrocinética. Para el presente estudio se adoptó un parque de 40 turbinas EnCurrent 250H, de 250 kW de potencia nominal cada una, configuración previamente validada para estos emplazamientos. La energía anual probable se calculó considerando el número de turbinas instaladas, un factor de mantenimiento asociado a indisponibilidades programadas y la cantidad total de horas anuales de operación.

Este enfoque permite capturar explícitamente la influencia de la variabilidad hidrológica sobre la generación esperable de los PAHs y constituye la base para la cuantificación de la energía aportada al sistema eléctrico y de la ENS evitada, utilizada posteriormente en la evaluación técnico-económica comparativa de alternativas.

Formulación y Evaluación Técnica de Alternativas

Sobre la base de los supuestos hidrológicos y de generación definidos en el apartado anterior, para cada uno de los subsistemas analizados se formularon dos alternativas de solución independientes, orientadas a resolver las restricciones operativas identificadas en la red de 33 kV.

a- Alternativa 1 - PAH

Contempla la instalación de un parque hidrocinético de 10 MW de potencia nominal, compuesto por 40 turbinas de 250 kW cada una, modelo EnCurrent 250H.

Los puntos de conexión a la red se seleccionaron en nodos de 33 kV cercanos a las cuencas (ver Figura 1) y previamente identificados como óptimos para inyectar potencia y aliviar las restricciones (Cea et al., 2023):

- PAH Timbúes: Nodo cercano a la cuenca, corresponde a Estación SNIH 3316.
- PAH Pueblo Andino: Nodo cercano a la cuenca, corresponde a Estación SNIH 3223.
- PAH Setúbal: Nodo cercano a la cuenca, corresponde a Estación SNIH 3339.

En las simulaciones, los PAHs se modelaron como generadores sincrónicos en el nodo de conexión, operando en modo control de tensión con capacidad para inyectar/absorber potencia reactiva dentro de los límites de su curva de capabilidad (0,6 pu en inductivo a 0,8 pu en capacitivo).

b- Alternativa 2 - Obra Convencional:

Contempla la repotenciación del TP sobrecargado en cada subsistema. Consistió en el reemplazo de la unidad existente de 30 MVA por una nueva de 40 MVA. En las figuras 2, 3, y 4 se muestran los esquemas unifilares de los modelos eléctricos de los 3 subsistemas en estudio, con identificación de las obras y el punto de conexión de los PAHs.

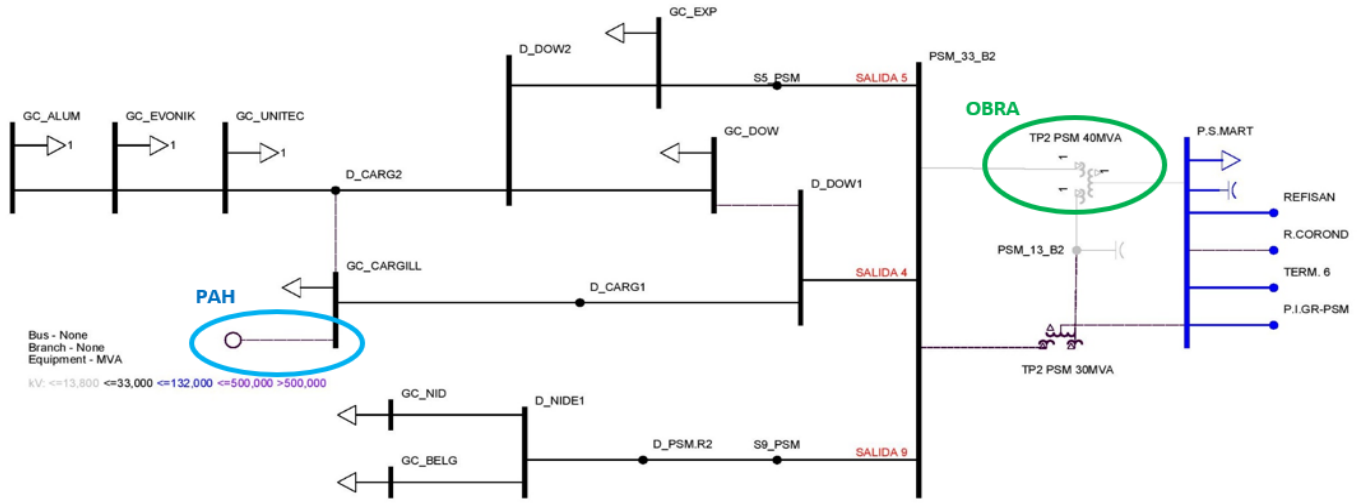


Figura 2. Modelo eléctrico de Subsistema Timbúes con identificación de la ubicación de ambas alternativas de solución (PAH y obras).

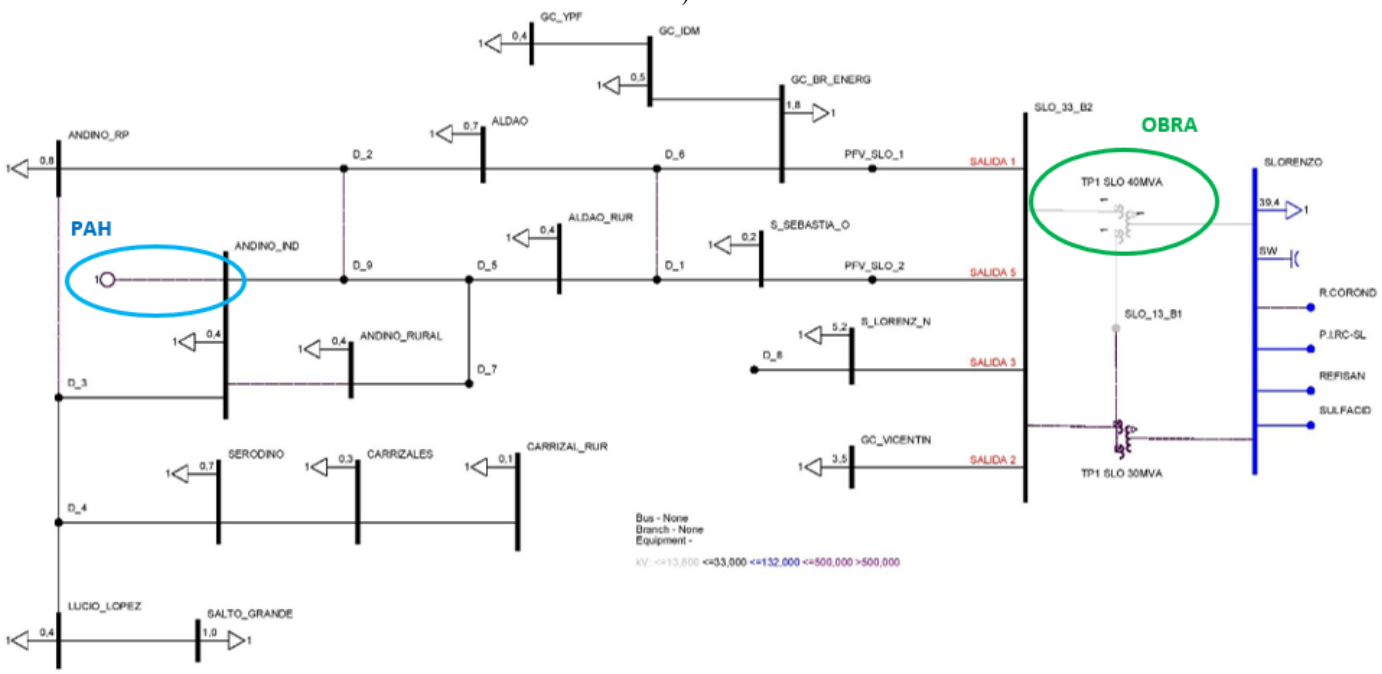


Figura 3. Modelo eléctrico de Subsistema Pueblo Andino con identificación de la ubicación de ambas alternativas de solución (PAH y obras).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

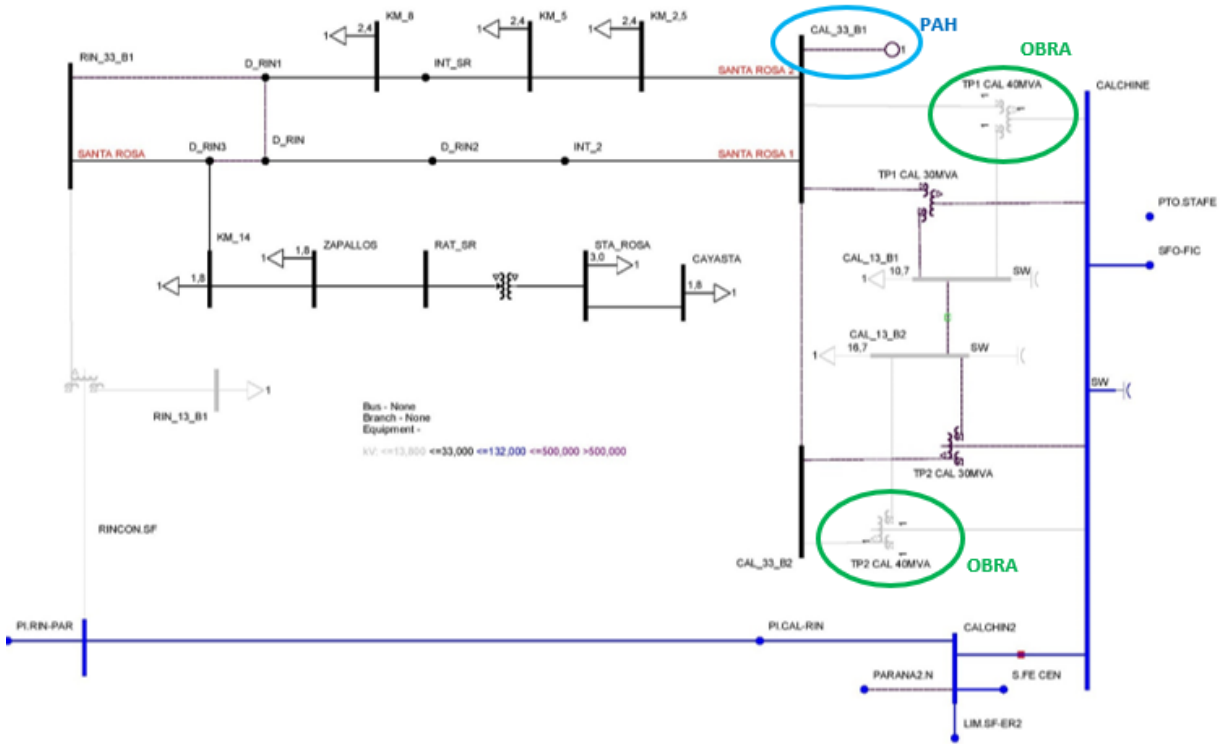


Figura 4. Modelo eléctrico de Subsistema Setúbal con identificación de la ubicación de ambas alternativas de solución (PAH y obras).

Metodología de cuantificación de la Energía No Suministrada

La cuantificación de la ENS se realizó a partir de un enfoque combinado de simulaciones eléctricas y análisis energético, para subsistemas de media tensión de la provincia de Santa Fe. El objetivo del procedimiento es estimar la energía anual que no puede ser abastecida debido a la aparición de restricciones operativas, tales como sobrecargas en líneas y transformadores o perfiles de tensión fuera de los límites admisibles.

En primer lugar, se analizó el comportamiento de la demanda de cada corredor de 33 kV a partir de perfiles de carga representativos, con resolución temporal de 15 minutos, correspondientes a un año base de operación. En estas simulaciones se consideró la configuración normal de la red, con los bancos de capacitores shunt en servicio y la regulación de tensión aportada por los reguladores bajo carga de los transformadores de potencia.

A partir de simulaciones de flujo de carga, se determinó la Potencia de Corte de cada subsistema, definida como el nivel máximo de demanda a partir del cual se manifiestan condiciones no admisibles de operación. Se adoptaron como criterios de aceptación niveles de tensión en barras de 33 kV dentro del rango de 0,90 a 1,10 pu y cargabilidades de líneas y transformadores inferiores a sus límites térmico-mecánicos. Cuando alguno de estos límites es superado, se considera que la red no puede abastecer la totalidad de la demanda, generándose ENS.

Para cada intervalo temporal en el cual la demanda excede la Potencia de Corte, la ENS se calculó como la diferencia entre la demanda requerida y la demanda efectivamente abastecida por la red. La integración de estas diferencias a lo largo del año permitió obtener la ENS anual para el caso base y para cada una de las alternativas analizadas.

Posteriormente, se proyectó la evolución de la ENS en un horizonte de 20 años, considerando una tasa de crecimiento anual de la demanda del 4%, valor adoptado de acuerdo con antecedentes de planificación regional. Para cada año del período de análisis se recalculó la ENS anual, permitiendo así obtener los niveles acumulados de ENS tanto para el caso base como para las alternativas con PAH y con obra convencional.

Finalmente, la ENS evitada se determinó como la diferencia entre la ENS acumulada del caso base y la correspondiente a cada alternativa. Este indicador se utilizó como variable de entrada en el análisis económico, permitiendo cuantificar los beneficios asociados a la mejora en la calidad de servicio y a la reducción de penalizaciones por energía no suministrada.

Evaluación Económica Comparativa

La evaluación se realizó para un período de 20 años utilizando una tasa de descuento (k) del 10%. Para cada alternativa se construyeron los flujos de caja en base a los parámetros económicos indicados en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros económicos

Parámetros	Unidad	Valor
Instalación de PAH	[USD/MW]	3.000.000
Penalización por ENS	[USD/MWh]	2.060
Precio Monómico Estacional (PME)	[USD/MWh]	39,25
Costos de O&M Fijos PAH	[USD/MW año]	6.000
Costos de O&M Variables PAH	[USD/MWh]	9,2
Costos de O&M TP	[USD/año]	23.400
TP 40 MVA – 132/34,5/13,86 kV	unidad	1.560.000
Valor residual de las nuevas instalaciones	% de Inversión	10
Tasa de descuento	%	10
Vida útil de las instalaciones	años	20

Resultados y discusión

Los resultados del estudio se presentan en dos dimensiones: el análisis técnico del impacto de las alternativas en el sistema eléctrico y la evaluación económica comparativa de su viabilidad financiera.

Resultados Técnicos

Ambas alternativas demostraron capacidad para resolver las restricciones operativas identificadas en condición N y N-1. La Tabla 2 resume la potencia de corte máxima después de la implementación, mostrando que las obras convencionales incrementaron significativamente la capacidad del sistema en todos los subsistemas, mientras que los PAHs mantuvieron la capacidad original, pero aportando energía localmente.

Tabla 2. Potencia de corte máxima después de la implementación de alternativas.

Subsistema	Caso Base	Con PAH	Con obra
Timbúes	55,70	55,70	61,36
Pueblo Andino	96,26	96,26	124,93
Setúbal	60,83	60,83	76,56

La evolución de la ENS anual durante el período de estudio de 20 años revela diferencias significativas entre las alternativas. Como muestran las Figuras 5, 6 y 7, todos los subsistemas presentan un crecimiento exponencial de la ENS en el caso Base, consecuencia directa del aumento de la demanda al 4% anual sobre una capacidad de transporte limitada.

En el Subsistema Timbúes (ver Figura 5), ambas alternativas reducen significativamente la ENS respecto al caso Base. El PAH muestra una efectividad constante para todo el período, mientras que la obra convencional presenta mejores resultados en los años finales, cuando las restricciones de capacidad se vuelven más críticas.

Para el Subsistema Pueblo Andino (ver Figura 6), se observa que la ENS aparece recién a partir del año 8 en el caso Base. La obra convencional prácticamente elimina la ENS durante todo el horizonte de estudio, mientras que el PAH ofrece una reducción moderada pero insuficiente.

En el Subsistema Setúbal (ver Figura 8), la obra convencional demuestra superioridad técnica evidente, reduciendo la ENS a valores mínimos. El PAH, si bien mejora respecto al caso Base, no logra resolver el problema de fondo de capacidad insuficiente.

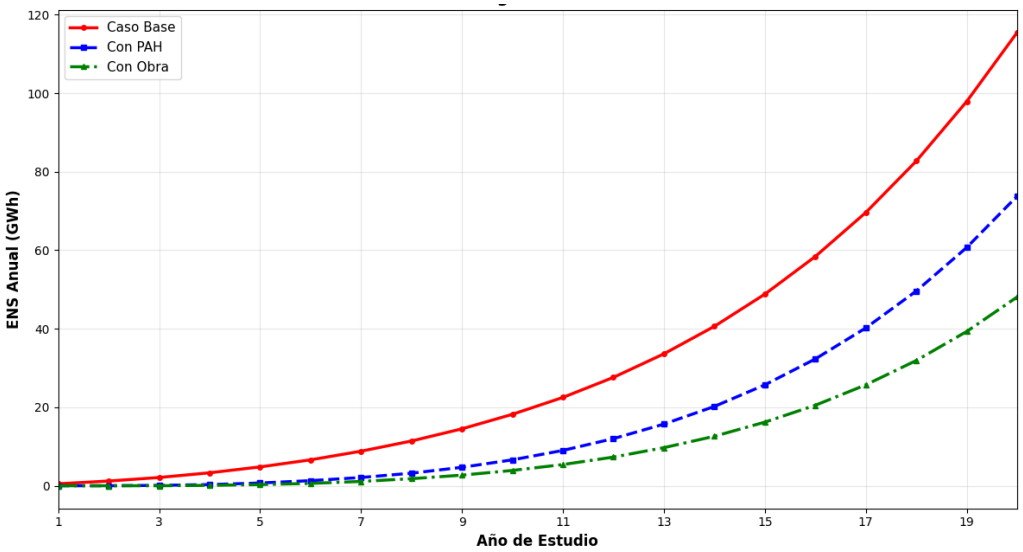


Figura 5. Evolución de ENS anual - Subsistema Timbúes

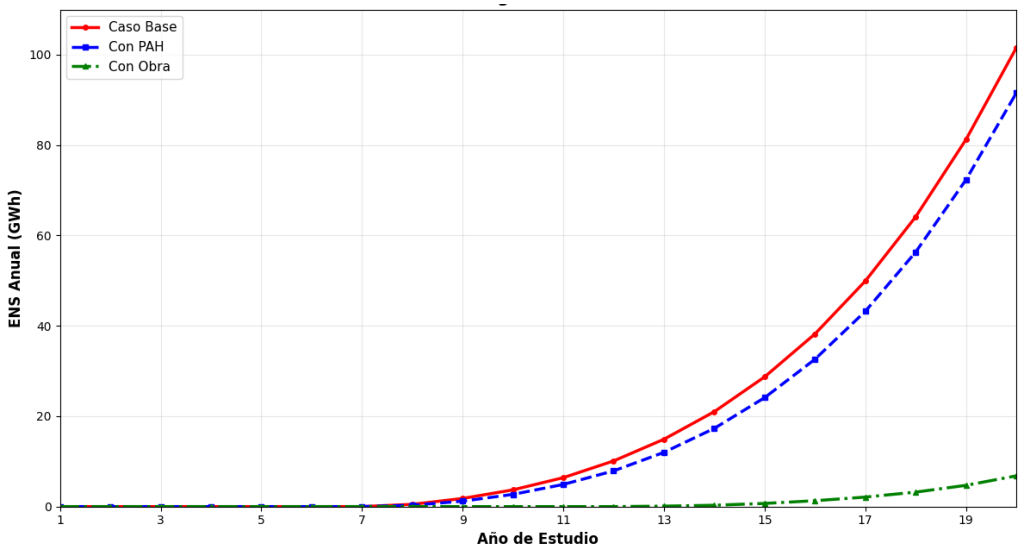


Figura 6. Evolución de ENS anual - Subsistema Pueblo Andino

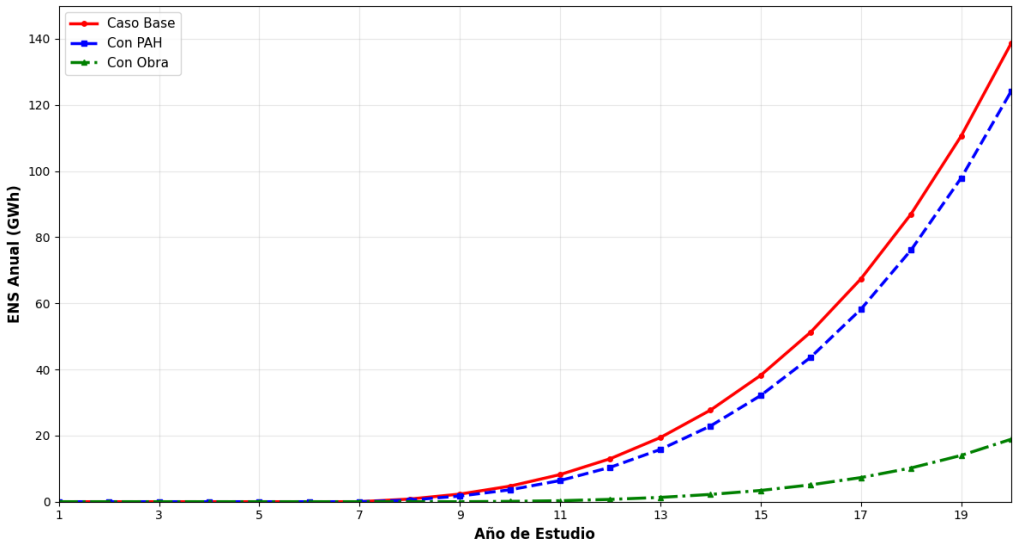


Figura 7. Evolución de ENS anual - Subsistema Setúbal

Resultados Económicos

La evaluación económica confirma la superioridad financiera de las obras convencionales en dos de los tres subsistemas analizados. Los indicadores financieros recalculados se presentan en la Tabla 3.

Con relación a los 3 subsistemas en estudio, se tienen las siguientes particularidades:

- Subsistema Timbúes: Ambas alternativas presentan viabilidad económica. La obra convencional muestra un retorno de la inversión extremadamente rápido (1,1 años) y una rentabilidad relativa excepcional (VAN/INV = 114,39), generando 114,4 USD por cada USD invertido. El PAH, si bien tiene un VAN absoluto mayor (261,65 MUSD), requiere una inversión 19 veces superior y presenta una rentabilidad relativa significativamente menor (VAN/INV = 8,70). Los flujos acumulados muestran que la obra convencional supera al PAH a partir del año 4 (ver Figura 8).
- Subsistema Pueblo Andino: Solo la obra convencional resulta económicamente viable, con un VAN positivo de 10,92 MUSD y una TIR del 48%. El PAH presenta indicadores negativos en todos los parámetros (VAN = -10,87 MUSD, TIR = 5%), confirmando su inviabilidad financiera. El flujo de caja acumulado del PAH nunca alcanza valores positivos, mientras que la obra convencional recupera la inversión en 2,5 años y genera crecimiento constante (ver Figura 9).
- Subsistema Setúbal: La obra convencional mantiene viabilidad económica marginal (VAN = 3,15 MUSD, TIR = 24%), mientras el PAH resulta financieramente inviable (VAN = -17,26 MUSD). La obra convencional requiere 4,8 años para recuperar la inversión, reflejando los menores beneficios económicos en este subsistema. El flujo de caja acumulado del PAH apenas alcanza valores positivos al final del período de estudio (ver Figura 10).

Tabla 3. Indicadores económicos de rentabilidad

Subsistema	Alternativa	VAN [MUSD]	TIR [%]	VAN/INV	Payback [años]
Timbúes	PAH	261,65	40	8,70	3,2
	Obra	178,45	135	114,39	1,1
Pueblo Andino	PAH	-10,87	5	-0,36	-
	Obra	10,92	48	14,96	2,5
Setúbal	PAH	-17,26	2	-0,57	-
	Obra	3,15	24	2,16	4,8

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

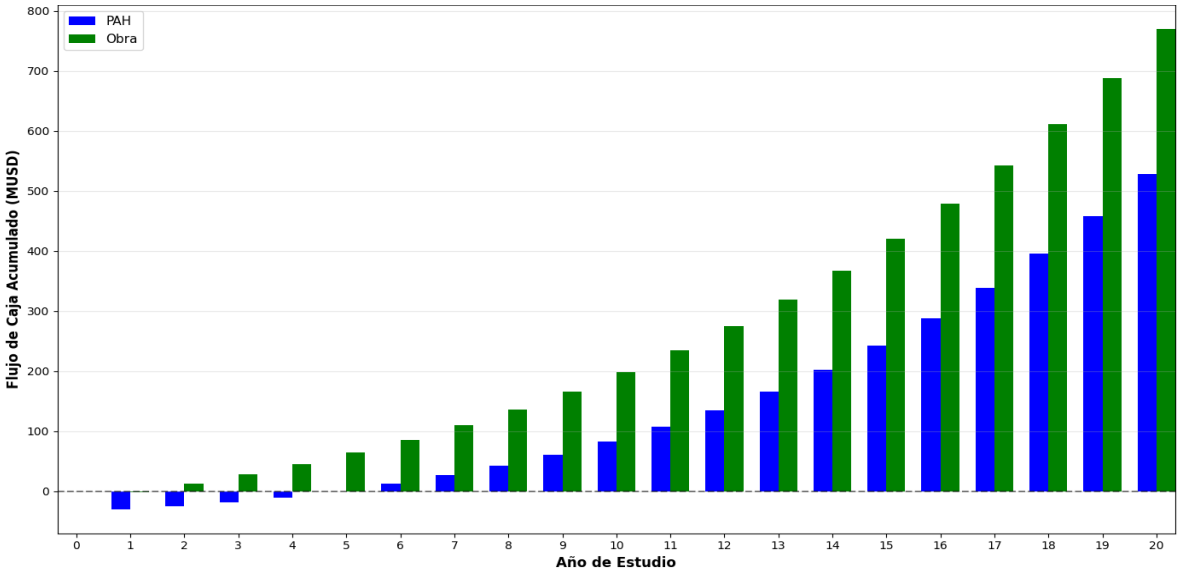


Figura 8. Flujo de Caja Acumulado - Subsistema Timbúes

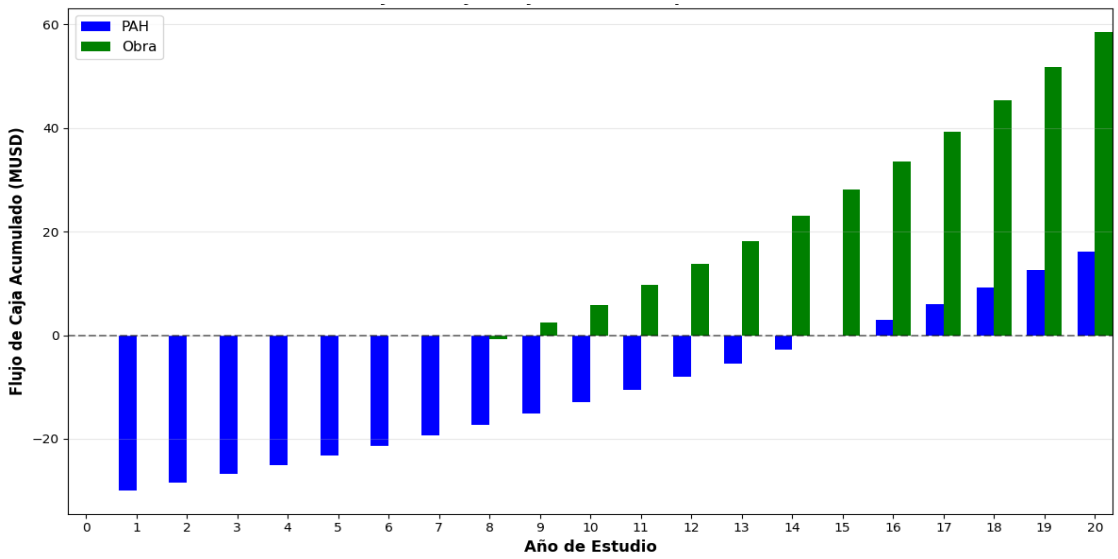


Figura 9. Flujo de Caja Acumulado - Subsistema Pueblo Andino

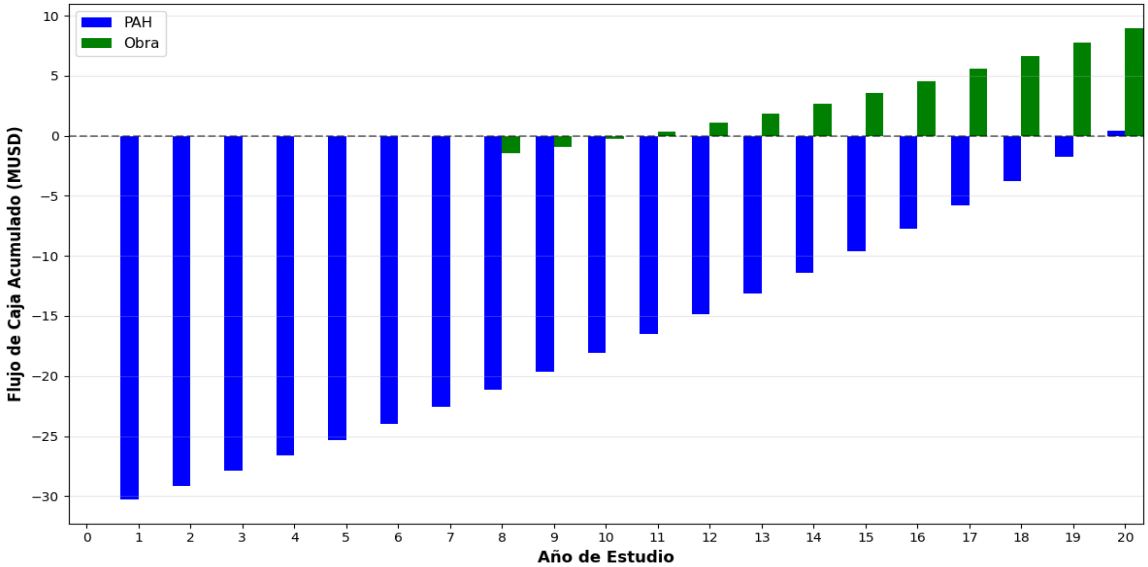


Figura 10. Flujo de Caja Acumulado - Subsistema Setúbal

Los resultados obtenidos revelan una dicotomía fundamental entre eficiencia económica inmediata y sostenibilidad energética de largo plazo. El análisis evidencia que las obras convencionales constituyen la alternativa técnico-económicamente óptima para la mayoría de los escenarios analizados, mostrando indicadores de rentabilidad consistentemente superiores.

La relación inversión/ENS evitada (ver Figura 11) demuestra la clara ventaja de las obras convencionales, con valores entre 8,28 y 77,25 USD/kWh frente a los 140,14-328,52 USD/kWh de los PAHs. Esta diferencia de 4 a 17 veces en eficiencia de capital establece un argumento económico irrefutable a favor de las soluciones convencionales cuando el objetivo principal es la maximización del retorno financiero por unidad invertida.

Los flujos de caja acumulados (Figuras 8-10) revelan patrones temporales distintivos: las obras convencionales presentan períodos de recuperación más cortos (1,1-4,8 años) y curvas de acumulación más pronunciadas, indicando una generación temprana de valor. Esta característica es particularmente valiosa en contextos de restricciones presupuestarias o altos costos de capital.

La excepción notable ocurre en Timbúes, donde el excepcional potencial hidrocinético (5 m/s) permite al PAH alcanzar viabilidad económica, aunque con menor eficiencia relativa de capital. Este caso particular ilustra cómo la calidad del recurso natural puede compensar las desventajas económicas inherentes a la tecnología hidrocinética.

Desde la perspectiva técnica, ambas alternativas resuelven efectivamente las restricciones operativas identificadas, pero difieren en su mecanismo de acción: mientras las obras convencionales aumentan la capacidad de transporte del sistema, los PAHs inyectan energía localmente aliviando las cargas críticas.

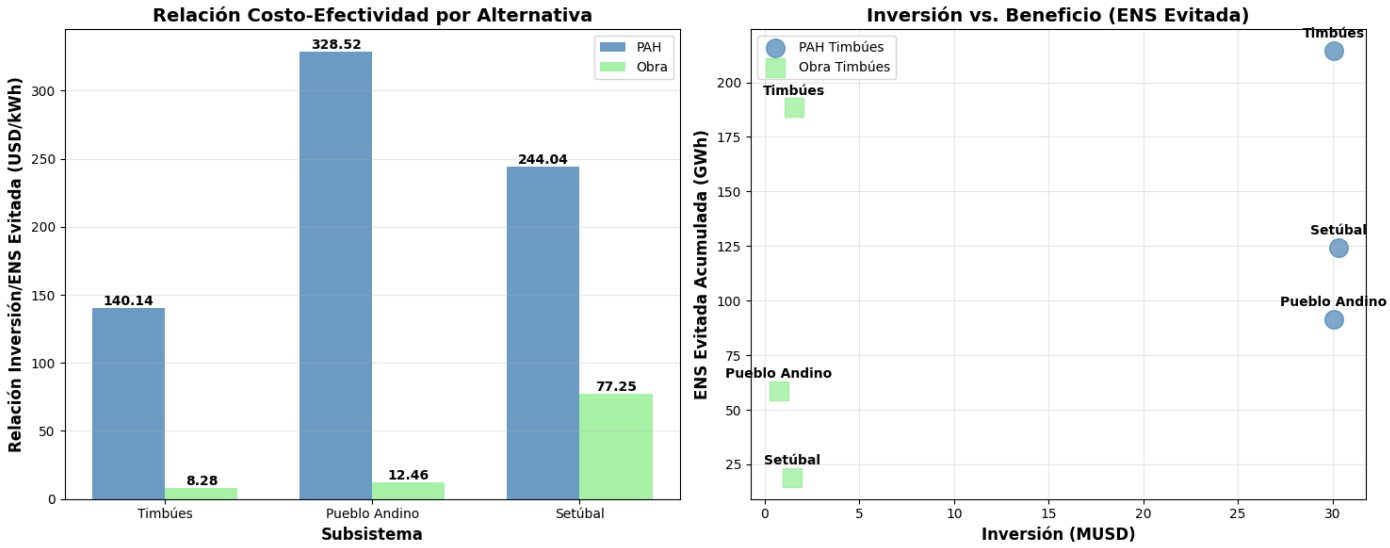


Figura 10. Relación Inversión/ENS evitada por alternativa

Conclusiones

El estudio demuestra que las obras de infraestructura convencional representan la alternativa técnico-económicamente más eficiente para el fortalecimiento de las redes de subtransmisión analizadas. Su superioridad se manifiesta en indicadores de rentabilidad consistentemente favorables, con períodos de recuperación de inversión significativamente más cortos y una mejor relación costo-beneficio medida a través de la ENS evitada. Esta ventaja económica resulta particularmente evidente en los subsistemas de Pueblo Andino y Setúbal, donde los PAHs no alcanzan viabilidad financiera bajo los supuestos del estudio.

La excepción a esta tendencia se verifica en el subsistema Timbúes, donde el excepcional potencial hidrocinético permite al PAH alcanzar rentabilidad económica. Sin embargo, incluso en este caso favorable, la obra convencional mantiene una

ventaja considerable en términos de eficiencia relativa del capital invertido. Este hallazgo subraya la dependencia crítica de los PAHs respecto a la calidad del recurso natural disponible, constituyendo una alternativa viable únicamente en contextos de condiciones hidrológicas excepcionales.

Desde la perspectiva de la planificación energética, los resultados sugieren la conveniencia de priorizar las obras convencionales como solución principal para las restricciones de capacidad en redes de subtransmisión. Los PAHs, por su parte, emergen como una opción complementaria a considerar en casos específicos donde se busque simultáneamente contribuir a la diversificación de la matriz energética y se disponga de recursos hídricos de alta calidad. Esta aproximación permite optimizar el uso de recursos financieros escasos mientras se avanza progresivamente hacia objetivos de sostenibilidad energética.

El marco metodológico desarrollado provee una herramienta robusta para la toma de decisiones en planificación de inversiones en infraestructura eléctrica, validando la importancia de los análisis técnico-económicos integrales que consideren múltiples alternativas de solución. Futuras investigaciones podrían enriquecer este enfoque mediante la incorporación de externalidades ambientales y análisis de sensibilidad multivariable, lo que permitiría refinar los criterios de selección entre alternativas convencionales y basadas en energías renovables.

Referencias bibliográficas

CAMMESA. (2020). "Anexo 4: Control de tensión y despacho de potencia reactiva". *Procedimientos técnicos de CAMMESA**. Disponible en https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/

CAMMESA. (2022). "Potencia instalada por región y tecnología". *Reporte anual de capacidad instalada*. Disponible en https://cammesaweb.cammesa.com/potencia-instalada/

Cea, M., Vega, J., Sanseverinatti, I., Fernandez, J. y Acosta, J. (2023). “Estudio del impacto de aprovechamientos hidrocinéticos en redes eléctricas de la provincia de Santa Fe”. *Actas de Jornadas de Ciencia y Tecnología de la UTN, Facultad Regional San Francisco 2023,* San Francisco, Argentina, 13 y 14 de Septiembre, pp. 405-410.

Gallo, Á., Cea, M., Manassero, U., Furlani, R., Acosta, J. y Loyarte, A. (2023). "Análisis de localización y dimensionamiento de turbinas hidrocinéticas en cuencas hídricas de la provincia de Santa Fe". *Actas del VIII Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica & III Congreso Argentino de Ingeniería Ferroviaria*, Santa Fe, Argentina, 13-15 de septiembre, pp. 1-12.

Gobierno de la Nación. (2022). "Ley 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica". *Boletín Oficial de la República Argentina*. Disponible en http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm

Pérez-López, M., Sánchez, I. y Díaz, G. (2020). "Planificación de redes de distribución con integración de generación renovable". *Revista Iberoamericana de Ingeniería Eléctrica*, vol. 15, pp. 45-60.

Rodríguez, L., Herrera, J. y Mendoza, A. (2021). "Evaluación económica de proyectos de energía renovable en redes de distribución". *Congreso Latinoamericano de Energía*, Buenos Aires, Argentina, 10-12 de noviembre, pp. 234-245.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Sistema de Protección para Microrredes DC

Protection System for DC Microgrids

Rodrigo M. Schierloh
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Argentina.
rodrigoschierloh@frp.utn.edu.ar

Jorge R. Vega
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Argentina.
Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina.
jrvega@frsf.utn.edu.ar

José L. Godoy
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Argentina.
Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina.
jlgodoy@santafe-conicet.gov.ar

Fabio M. Vincitorio
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Argentina.
fabiovincitorio@frp.utn.edu.ar

Resumen

La necesidad de abastecer el rápido aumento del consumo mundial de energía a través de generación limpia y sostenible ha impulsado el desarrollo de microrredes como parte fundamental del paradigma de las redes eléctricas inteligentes y la generación distribuida. La operación de microrredes implica una serie de desafíos asociados a la gestión de la energía, pero también asociados a los sistemas de protección, necesarios para garantizar un funcionamiento seguro y estable. La variabilidad de los recursos renovables y la baja inercia de los convertidores electrónicos generan corrientes de falla variables en las microrredes durante eventos de fallas, especialmente al operar en modo aislado. Por esta razón, los sistemas de protección tradicionales basados en niveles de corriente definidos pueden ser ineficientes. En este trabajo, se propone un método de supervisión de fallas basado en comunicación y en modelo, que provee resiliencia a microrredes DC que incluyen generación renovable y dispositivos de almacenamiento frente a fallas de cortocircuito o circuito abierto. El método proporciona una capa adicional de seguridad respecto a las protecciones tradicionales, incluida la de los convertidores electrónicos, a través de la detección, identificación, localización y aislación de fallas en microrredes DC. El método requiere conocer las tensiones y corrientes en cada carga y en cada convertidor electrónico de la microrred, utilizando la capacidad de comunicación que estos últimos poseen para enviar estos datos a una central de cómputo. La central resuelve un problema de optimización que incluye el modelo de las líneas de la microrred y detecta si se produjo una falla, identifica de qué tipo es y dónde sucedió. La aislación de la falla se produce a partir de que la central envía una señal de apertura a los *circuits breakers* y/o convertidores electrónicos que la contenga. Esta señal se envía por las líneas y buses de la microrred, utilizándolos como canal de comunicación, a través de modulación armónica. El esquema se aplica a un modelo de simulación de falla de una microrred aislada que incluye paneles fotovoltaicos y baterías. Se realizan simulaciones en diferentes escenarios, que tienen diferentes niveles de radiación solar y estados de carga de las baterías, además de fallas de distintos tipos y en distintas ubicaciones. En particular, para escenarios de falla con baja radiación solar y baja carga de batería, las protecciones del convertidor no funcionan debido a las bajas corrientes de falla. Sin embargo, el esquema de protección permitió detectar, localizar y finalmente aislar la falla mediante los *circuits breakers* correspondientes, permitiendo que la carga siga siendo alimentada.

Palabras clave: detección de fallas, identificación de fallas, aislación de fallas.

Abstract

The need to meet the rapidly increasing global energy demand through clean and sustainable generation has driven the development of microgrids as a key component of the smart grids and distributed generation paradigm. The operation of microgrids involves a number of challenges related to energy management, but also related to protection systems, which are essential to ensure safe and stable operation. The variability of renewable resources and the low inertia of power electronic converters cause fault currents in microgrids to vary significantly during fault events, especially when operating in islanded mode. For this reason, traditional protection systems based on predefined current levels can be inefficient. In this paper, a model- and communication-based fault monitoring method is proposed, providing resilience to DC microgrids that include renewable generation and energy storage devices against short-circuit and open-circuit faults. The method adds an extra layer of safety compared to traditional protections—including those integrated into power converters—by enabling the detection, identification, localization, and isolation of faults in DC microgrids. The method requires knowledge of voltage and current at each load and power electronic converter in the microgrid, using the converters' communication capabilities to transmit these data to a central computing unit. The central unit solves an optimization problem that includes the microgrid's line model and determines whether a fault has occurred, what type it is, and where it happened. Fault isolation is achieved when the central unit sends an opening signal to the circuit breakers and/or power converters involved. This signal is transmitted through the microgrid's lines and buses, which act as the communication channel via harmonic modulation. The proposed scheme is applied to a simulation model of an islanded microgrid that includes photovoltaic panels and batteries. Simulations are performed under different scenarios, featuring varying solar irradiance levels and battery states of charge, as well as faults of different types and locations. In particular, for fault scenarios with low solar irradiance and low battery charge, converter protection systems fail to operate due to low fault currents. However, the proposed protection scheme successfully detected, located, and ultimately isolated the fault using the corresponding circuit breakers, allowing the load to remain supplied.

Keywords: fault detection, fault identification, fault isolation.

Introducción

Los sistemas de protección de las microredes (MRs) deben asegurar que su operación sea confiable y segura durante funcionamiento en modo aislado y con conexión a red (Vegunta et al., 2021). El principal inconveniente es la naturaleza intermitente de los recursos renovables que resultan en corrientes de fallas variables (Teimourzadeh et al., 2016), la bidireccionalidad de los flujos de potencia (que en los sistemas de energía tradicionales son unidireccionales) y la utilización de convertidores electrónicos (Asian Development Bank, 2020). Las protecciones necesarias para operación en modo aislado son más complejas respecto al funcionamiento conectado a red debido a los bajos niveles de corrientes de cortocircuito y a la diversidades de topologías posibles (Al Hassan et al., 2018).

La detección e identificación de fallas en MRs eléctricas consiste en ubicar la falla lo suficientemente rápido para poner en acción un sistema de protección o una reconfiguración de la MR. Trabajos actuales abordan esta temática con un amplio rango de metodologías (Hussain et al., 2020), que en general pueden clasificarse en métodos basados en modelo (*model-based method*) y métodos basados en datos (*data-driven method*) (Hare et al., 2016). Los primeros, utilizan modelos físicos verificados para representar el sistema durante el funcionamiento normal y durante las fallas. Usualmente se componen de dos etapas: 1) generación residual, donde se calcula la diferencia (residuo) entre mediciones reales y valores estimados por modelo (diferencia planta-modelo); y 2) evaluación residual, donde se analiza el residuo obtenido para detectar o identificar una falla. Por otro lado, los métodos puramente impulsados por datos utilizan información obtenida mediante medición o simulación del sistema para entrenar algoritmos, por lo que requieren mucha información y tiempos de muestreo lo suficientemente elevados para poder extraer las características o *features* de las señales (Jadidi et al., 2020).

Muchos trabajos proponen estrategias adaptativas frente a la incertidumbre de la generación renovable (S S Senarathna et al., 2019), como en (Wheeler et al., 2017), donde se utilizan relés de sobre-corriente adaptativos con una estrategia diferencial sencilla para detectar y aislar fallas. Los relés se instalan al final de cada línea y miden la corriente a través de

transformadores de corriente. En caso que la diferencia entre las corrientes sea mayor a un umbral, se detecta la falla y se aísla el tramo afectado. El umbral se modifica según la MR esté o no conectada a la red. Es efectivo y escalable, pero requiere de gran cantidad de relés con capacidad de comunicación entre ellos. Otros métodos detectan fallas utilizando procesamiento de señales, evitando la necesidad de comunicación. Por ejemplo, los autores de (Baloch et al., 2021), utilizan minería de datos y la transformada ondita multi-resolución para detectar, identificar y clasificar fallas. De manera similar, en (Jamali et al., 2020), se utiliza minería de datos, pero en conjunto con paquetes de onditas para extraer *features* de las señales de tensión y corriente, pudiendo en ambos casos detectar fallas simultaneas. Por otro lado, se observa una tendencia reciente en la utilización de técnicas de aprendizaje maquinal para el desarrollo de método basados en modelos. En este sentido, los autores de (Bayati et al., 2022) proponen un método basado en una máquina de soporte vectorial para detectar fallas en una MR DC. La ventaja de estos métodos es que requieren de una única medición, pero necesitan una frecuencia de muestreo elevada de las señales de falla y de una gran cantidad de datos precisos para la etapa de entrenamiento, difícil de obtener mediante simulación. En (Khan et al., 2022) se propone un esquema para MRs aisladas basadas en convertidores electrónicos, donde la comunicación entre los componentes de la MR se lleva a cabo mediante señales inyectadas en las propias líneas de alimentación, similar a la operación de la tecnología PLC (*Power-Line Communication*). Los convertidores detectan fallas de manera individual e inyectan señales armónicas a la red para indicar a los relés de protección la ubicación de la falla de modo de poder aislarla. Las fallas son detectadas por los terminales de los convertidores a través del análisis de las secuencias positivas y negativas de la tensión. El esquema es práctico porque no requiere comunicación adicional y porque es escalable, pero no es robusto debido a que falla en determinados escenarios.

En general, en la literatura se encuentran soluciones complejas, poco robustas o muy redundantes en cuanto a la necesidad de comunicación. Los métodos sin comunicación, como los basados en aprendizaje supervisado (redes neuronales o máquina de soporte vectorial) o transformada ondita, son soluciones particulares que dependen de la topología de cada MR. Además, requieren de mucha información precisa para entrenar modelos u obtener *features* de modo de lograr resultados satisfactorios. En este sentido, los trabajos encontrados hacen uso de simplificaciones teóricas que difieren de la realidad. Una de la más difundida es la suposición de que los inversores entregan el doble de potencia durante un cortocircuito cuando en realidad la señal transitoria de la falla depende del diseño del convertidor electrónico, principalmente del filtro de salida, y de su modo de funcionamiento frente a fallas (*Short-Circuit Currents Information on short-circuit currents of SMA PV inverters*, s. f.). Por otro lado, los convertidores electrónicos poseen módulos de comunicación, por lo que hoy en día es posible desarrollar soluciones basadas en la comunicación que sean aplicables desde un punto de vista práctico y económico. La utilización de comunicación implica un desempeño mucho más robusto, sin embargo, los métodos encontrados en la literatura requieren excesiva cantidad de nodos de comunicación (equipos y relés), siendo poco prácticos y aplicables.

En este trabajo se propone un método sencillo y eficaz de protección para MRs DC, frente a fallas de cortocircuito y circuito abierto, que adiciona una capa de protección a las tradicionales de corriente incluidas en convertidores. El método utiliza un algoritmo sencillo basado en un principio de optimización y en la comunicación de los convertidores electrónicos y las cargas con una central de cómputo. La detección de las fallas en las líneas de la MR requiere de la medición de corriente y tensión, además de modelos de impedancia de las líneas. La detección se lleva a cabo a través de la comparación de variables medidas en distintos puntos de la MR con variables predichas a través de modelos. El esquema se aplica al lado DC de una microrred híbrida DC/AC compuesta por generación fotovoltaica, baterías, cargas AC y los respectivos convertidores electrónicos asociados. La elección del caso de aplicación se fundamenta en la continuidad de un trabajo previo de los autores sobre gestión de energía en la misma microrred (Godoy & Schierloh, 2022), permitiendo extender el enfoque hacia una operación integral en trabajos futuros.

Método propuesto

Se propone un método de protección de una capa superior a la de los sistemas de protección tradicionales capaz de detectar, identificar, localizar y aislar fallas. Su objetivo es mejorar la estabilidad, confiabilidad y resiliencia de la MR a través de la aislación de fallas, lo que permite continuar con el funcionamiento de la MR aún bajo situaciones de falla. Para su funcionamiento, el método se basa en modelos de fallas para líneas de MRs (descritos mediante ecuaciones de mallas y de nodos) y en la capacidad de comunicación de los convertidores y las cargas. Se asume que, tanto los convertidores electrónicos

como los generadores y las cargas poseen capacidad de comunicación para enviar sus valores instantáneos de corriente y tensión a una central de cómputo que ejecuta el algoritmo. Actualmente, los convertidores incorporan tecnología de comunicación, por lo que en sistemas con protocolos compatibles solo sería necesario adicionar módulos de comunicación y de medición en los puntos de conexión de las cargas eléctricas. En general, es preferible utilizar canales de comunicación independientes de las líneas de alimentación en redes DC debido al contenido armónico inyectado por lo convertidores electrónicos. En cuanto a los retardos asociados a la transmisión de datos, no constituyen una limitación para el esquema propuesto, dado que su finalidad no es la aislación de fallas críticas que requieren una actuación inmediata, función que corresponde a los sistemas de protección tradicionales, sino la mejora de la estabilidad y del desempeño operativo global del sistema. Para el modelo de fallas, se requiere únicamente el valor resistivo de las líneas, fácilmente calculable. Además, el método tiene bajo costo computacional dado que se basa en la resolución de ecuaciones algebraicas, facilitando su implementación en cualquier hardware.

Su funcionamiento es secuencial y se constituye por las siguientes etapas: 1) detección, 2) identificación, 3) localización y 4) aislación de la falla. Los criterios de detección de falla de cortocircuito o circuito abierto utilizan valores umbrales de corriente y de tensión, respectivamente, que permiten identificar la falla para luego ser localizada a través de la reconciliación de las mediciones con el modelo de la MR.

A. Asunciones

Para el desarrollo del método, se realizaron asunciones que simplifican tanto los modelos de falla como los cálculos necesarios, pero manteniendo la validez del método. Estas asunciones son las siguientes:

Asunción 1: los convertidores y las cargas tienen módulos de medición y de comunicación. En la actualidad, los convertidores electrónicos tienen módulos de comunicación con distintas tecnologías y protocolos. Por otro lado, se requiere anexar a las cargas módulos de medición de corriente y tensión, además de módulos de comunicación. Las mediciones de corriente y tensión instantáneas deben enviarse a una central de cómputo (CPU, *Central Processing Unit*), encargada de ejecutar el algoritmo.

Asunción 2: solo se produce una falla a la vez. Esta asunción es válida en la mayoría de los casos dado que rara vez se producen fallas simultaneas en una microrred.

Asunción 3: las impedancias de línea son puramente resistivas. Esta consideración es válida dado que el método se aplica a MRs de continua, por lo que los efectos resistivos predominan ampliamente por sobre los reactivos.

Asunción 4: los circuits breaker constan de filtros pasa-banda. Se supone que cada CB consta de un filtro sintonizado a una frecuencia específica de manera de poder detectar la señal armónica inyectada en el bus DC, según la ubicación de la falla determinada por la CPU.

B. Modelado de fallas en líneas

Se desarrollan modelos básicos de fallas de cortocircuito (*short circuit*, SC) y circuito abierto (*open circuit*, OC) para líneas de alimentación, que pueden ser aplicados a MRs complejas y extensas.

Sobre la base de la *asunción 3*, estos modelos sólo requieren conocer como único parámetro a la resistencia eléctrica, la cual puede calcularse fácilmente en base a la resistividad del conductor y a su longitud. Además, utilizan asunciones para simplificar los cálculos y disminuir la cantidad de variables del problema.

- *Falla de cortocircuito*

El modelo para fallas de cortocircuito se muestra en la Figura 1.a. Se observa que, al producirse un cortocircuito en una línea, la misma se divide en dos tramos a partir de la aparición de una resistencia de falla (R_f) que produce una corriente de falla (i_f).

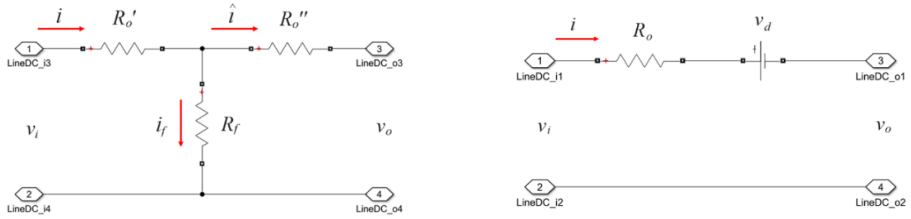


Figura 1. Modelos de fallas de: a) cortocircuito (izquierda), b) circuito abierto (derecha)

Como la línea es puramente resistiva (*asunción 3*) la suma del valor de cada tramo (R_o' y R_o'') es igual a la resistencia total de la línea (R_o), la cual puede determinarse fácilmente a través de su resistividad y longitud:

$$R_o=R_o^{'}+R_o^{''} \tag{1}$$

Por lo tanto, los valores de R_o' y R_o'' están determinados por el valor total R_o y por la ubicación de la falla sobre la línea.

Planteando las ecuaciones de malla y nodo del circuito de la Figura 1.a, se obtiene (2) y (3), respectivamente.

$$v_i-i\cdot R_o^{'}-\hat{i}\cdot R_o^{''}-v_o=0 \tag{2}$$

$$i-\hat{i}-i_f=0 \tag{3}$$

La ubicación exacta del cortocircuito en la línea no es información relevante en MRs, ya que solo se necesita identificar qué línea contiene la falla para poder aislarla. En este sentido, es posible introducir en el modelo una asunción adicional que considera la ubicación de la falla en la mitad de la línea, es decir $R_o' = R_o''=\frac{R_o}{2}$. Si bien esta asunción puede producir un error en la localización de la falla (que aumenta conforme la falla se aleja del centro de la línea), permite disminuir la cantidad de variables del problema y localizar con éxito la falla en la mayoría de los casos. Teniendo en cuenta esto, e introduciendo (3) en (2):

$$v_o=v_i-i\cdot R_o+i_f\cdot\frac{R_o}{2} \tag{4}$$

La ecuación (4) muestra que, si no existe falla, es decir i_f=0, la tensión de salida es igual a la de entrada menos la caída de tensión en la línea. Por otro lado, si existe una falla, se adiciona un término de tensión.

- *Falla de circuito abierto*

El modelo de fallas de circuito abierto se muestra en la Figura 1.b. El mismo se basa en la incorporación de una fuente de tensión virtual V_d que representa la diferencia de potencial entre los extremos de la línea cuando se abre el circuito.

La ecuación del modelo se expresa en (5).

$$v_i-i\cdot R_o-v_d-v_o=0 \tag{5}$$

De esta manera, si la línea funciona normalmente, v_d=0; pero si la línea se abre, la corriente se hace cero y v_d se hace igual a la diferencia de potencial entre los extremos de la línea.

C. Aplicación de los modelos básicos de fallas a una microrred

Se propone la aplicación de los modelos de fallas propuestos en una MR genérica de estudio, cuyo diagrama unifilar se expone en la Figura 2. Se observan los sentidos de circulación propuestos para las corrientes y la ubicación de los interruptores de protección de corriente continua (SSCB, *solid state circuit breaker*). Los modelos de fallas expuestos anteriormente se aplican a cada una de las líneas de la MR.

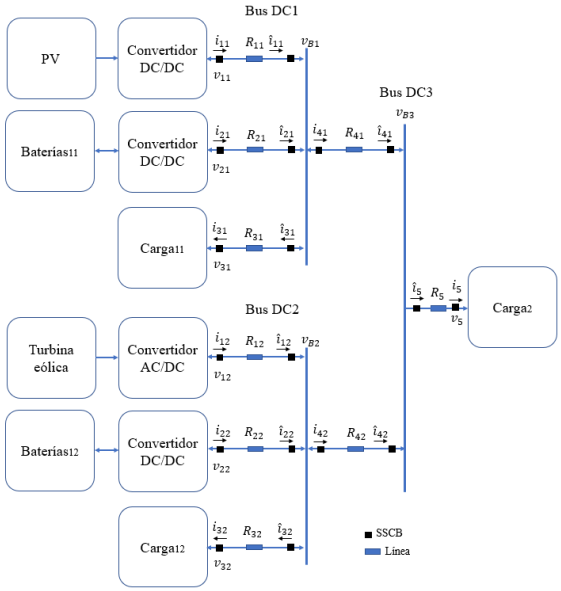


Figura 2. Topología y diagrama unifilar de la microrred de estudio para el desarrollo del método de protección de fallas.

Dado que los convertidores y cargas miden y envían los valores de corriente y tensión instantánea a la CPU (*asunción* 1), las corrientes [i_{11}, i_{21}, i_{31}, i_{12}, i_{22}, i_{32}, i_5] y las tensiones [v_{11}, v_{21}, v_{31}, v_{12}, v_{22}, v_{32}, v_5] son conocidas. Por lo contrario, las corrientes de las líneas i_{41} e i_{42} y las tensiones de buses v_{B1}, v_{B2}, y v_{B3} son incógnitas.

- *Modelo para análisis de falla de cortocircuito*

Aplicando el modelo de la Figura 1.a a todas las líneas de la MR bajo estudio, y planteando las ecuaciones de mallas en las líneas del Bus DC1 y DC3, se obtiene (6). $LKV1_{SC}$-$LKV3_{SC}$ son las ecuaciones obtenidas de la aplicación de la Ley de Kirchhoff de tensión (*LKV*) en cada malla. $LKV1_{SC}$ se obtiene de la malla del convertidor DC-DC de los paneles fotovoltaicos, el bus DC1, el bus DC3 y la carga$_2$. $LKV2_{SC}$ se obtiene de la malla del convertidor DC-DC de las baterías, el bus DC1, el bus DC3 y la carga$_2$. Finalmente, $LKV3_{SC}$ se obtiene de la malla Carga$_{11}$, bus DC1, bus DC3 y carga$_2$.

$$\begin{aligned} LKV1_{SC}&: v_{11}-i_{11}R_{11}+i_{f11}\frac{R_{11}}{2}-i_{41}R_{41}+i_{f41}\frac{R_{41}}{2}-i_5R_5-i_{f5}\frac{R_5}{2}-v_5=0 \\ LKV2_{SC}&: v_{21}-i_{21}R_{21}+i_{f21}\frac{R_{21}}{2}-i_{41}R_{41}+i_{f41}\frac{R_{41}}{2}-i_5R_5-i_{f5}\frac{R_5}{2}-v_5=0 \\ LKV3_{SC}&: v_{31}+i_{31}R_{31}+i_{f31}\frac{R_{31}}{2}-i_{41}R_{41}+i_{f41}\frac{R_{41}}{2}-i_5R_5-i_{f5}\frac{R_5}{2}-v_5=0 \end{aligned} \quad (6)$$

La corriente i_{41} es incógnita, pero puede calcularse aplicando la Ley de Kirchhoff de corriente (*LKC*) al bus DC1:

$$LKC1_{SC}: i_{41}=\hat{i}_{11}+\hat{i}_{21}-\hat{i}_{31}=i_{11}-i_{f11}+i_{21}-i_{f21}-i_{31}-i_{f31} \quad (7)$$

Como i_{11}, i_{21} e i_{31} son corrientes conocidas (medidas), i_{41} queda expresada en función de las corrientes incógnitas i_{f11}, i_{f21} e i_{f31}.

Por otro lado, la corriente del nodo de salida (Bus DC3) es:

$$LKC3_{SC}: \hat{i}_5=\hat{i}_{41}+\hat{i}_{42}=i_{41}-i_{f41}+i_{42}-i_{f41} \quad (8)$$

Dado que la topología conectada al Bus DC1 y su conexión con el Bus DC3 es simétrica respecto a la topología del Bus DC2 y su conexión con el Bus DC3, el mismo conjunto de ecuaciones (6)-(7) puede ser reutilizado para el caso de $LKV4_{SC}$-

*LKV*6$_{SC}$ y *LCK*2, respectivamente. Teniendo esto en cuenta y reemplazando (7) en las ecuaciones (6), las ecuaciones de todas las ramas (*LKV*1$_{SC}$-*LKV*6$_{SC}$) pueden ser escritas de manera matricial, según (9):

$$\mathrm{LKV_{sc}}: \mathrm{G}\cdot \mathrm{i_f}+\mathrm{f}=0 \tag{9}$$

donde $\mathrm{i_f}$ es el vector de corrientes de falla (incógnitas): $\mathrm{i_f}=[i_{f11},i_{f21},i_{f31},i_{f12},i_{f22},i_{f32},i_{f5},i_{f41},i_{f42}]'$. Las componentes del vector f son las constantes de cada ecuación de malla y las componentes de la matriz G son aquellos términos que se multiplican por las corrientes de falla:

$$\mathrm{f}=\begin{bmatrix} v_{11}-i_{11}(R_{11}+R_{41})-i_{21}R_{41}+i_{31}R_{41}-i_5R_5-v_5 \\ v_{21}-i_{11}R_{41}-i_{21}(R_{21}+R_{41})+i_{31}R_{41}-i_5R_5-v_5 \\ v_{31}-i_{11}R_{41}-i_{21}R_{41}+i_{31}(R_{31}+R_{41})-i_5R_5-v_5 \\ v_{12}-i_{12}(R_{12}+R_{42})-i_{22}R_{42}+i_{32}R_{42}-i_5R_5-v_5 \\ v_{22}-i_{12}R_{42}-i_{22}(R_{22}+R_{42})+i_{32}R_{42}-i_5R_5-v_5 \\ v_{32}-i_{12}R_{42}-i_{22}R_{42}+i_{32}(R_{32}+R_{42})-i_5R_5-v_5 \end{bmatrix}, \mathrm{G}=\begin{bmatrix} \frac{R_{11}}{2}+R_{41} & R_{41} & R_{41} & \frac{R_{41}}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{R_5}{2} \\ R_{41} & \frac{R_{21}}{2}+R_{41} & R_{41} & \frac{R_{41}}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{R_5}{2} \\ R_{41} & R_{41} & \frac{R_{31}}{2}+R_{41} & \frac{R_{41}}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{R_5}{2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{R_{12}}{2}+R_{42} & R_{42} & R_{42} & \frac{R_{42}}{2} & -\frac{R_5}{2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{42} & \frac{R_{22}}{2}+R_{42} & R_{42} & \frac{R_{42}}{2} & -\frac{R_5}{2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{42} & R_{42} & \frac{R_{32}}{2}+R_{42} & \frac{R_{42}}{2} & -\frac{R_5}{2} \end{bmatrix}$$

- *Modelo para análisis de falla de circuito abierto*

Si se aplica el modelo de la Figura 1.b a todas las líneas de la MR bajo estudio, y se plantean las ecuaciones de mallas (*LKV*) y nodos (*LKC*) en las líneas asociadas al Bus DC1 y Bus DC3, se obtiene:

$$\begin{aligned} LKV1_{OC}&: v_{11}-i_{11}R_{11}-v_{d11}-i_{41}R_{41}-v_{d41}-i_5R_5-v_{d5}-v_5=0 \\ LKV2_{OC}&: v_{21}-i_{21}R_{21}-v_{d21}-i_{41}R_{41}-v_{d41}-i_5R_5-v_{d5}-v_5=0 \\ LKV3_{OC}&: v_{31}+i_{31}R_{31}-v_{d31}-i_{41}R_{41}-v_{d41}-i_5R_5-v_{d5}-v_5=0 \end{aligned} \tag{10}$$

Para escribir las ecuaciones de nodo, se supone que no hay falla de cortocircuito por lo que las ecuaciones de corrientes de línea (7) y (8) pueden ser reutilizadas considerando las corrientes de fallas iguales a 0:

$$LCK1_{OC}: i_{41}=i_{11}+i_{21}-i_{31} \tag{11}$$

El conjunto de ecuaciones (11) y (12) puede ser planteado para el bus DC2.

$$LCK3_{OC}: i_5=i_{41}+i_{42} \tag{12}$$

Siguiendo el mismo procedimiento aplicado al caso de cortocircuito, las ecuaciones de malla para circuito abierto (*LKV*1$_{OC}$-*LKV*6$_{OC}$) pueden ser escritas de manera matricial, según (13):

$$\mathrm{LKV_{OC}}: \mathrm{H}\cdot \mathrm{v_d}+\mathrm{b}=0 \tag{13}$$

donde $\mathrm{v_d}$ es un vector que contiene las fuentes virtuales: $\mathrm{v_d}=[v_{d11},v_{d21},v_{d31},v_{d12},v_{d22},v_{d32},v_{d5}]'$. b y H son:

$$\mathrm{b}=\begin{bmatrix} v_{11}-i_{11}R_{11}-i_{41}R_{41}-i_5R_5-v_5 \\ v_{21}-i_{21}R_{21}-i_{41}R_{41}-i_5R_5-v_5 \\ v_{31}+i_{31}R_{31}-i_{41}R_{41}-i_5R_5-v_5 \\ v_{12}-i_{12}R_{12}-i_{42}R_{42}-i_5R_5-v_5 \\ v_{22}-i_{22}R_{22}-i_{42}R_{42}-i_5R_5-v_5 \\ v_{32}+i_{32}R_{32}-i_{42}R_{42}-i_5R_5-v_5 \end{bmatrix}, \mathrm{H}=\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & -1 \end{bmatrix}$$

D. Algoritmo de protección

El diagrama de flujo del algoritmo se expone en la Figura 3.

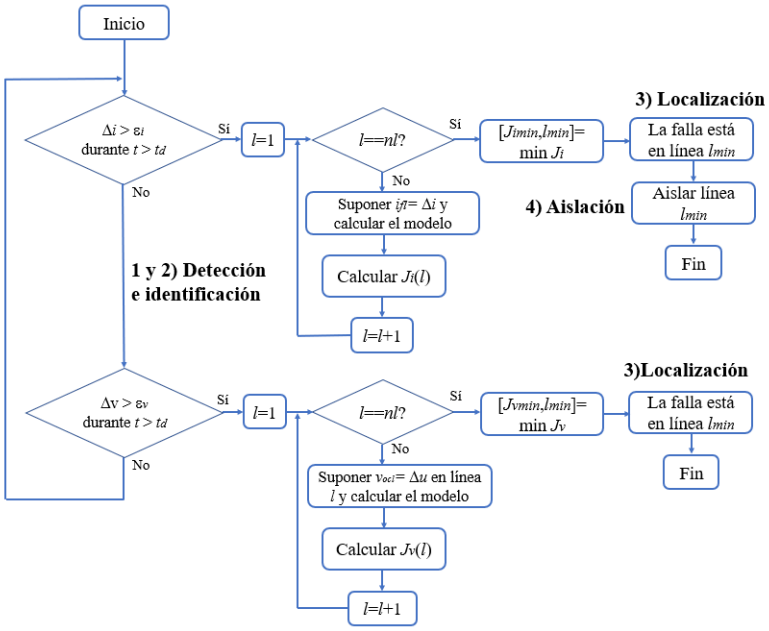


Figura 3. Algoritmo para la detección, identificación, localización y aislación de falla.

El método consiste en las etapas de 1) detección, 2) identificación, 3) localización y 4) aislación de fallas. Las etapas de detección e identificación se ejecutan simultáneamente, pero de manera secuencial respecto al tipo de falla. Esto quiere decir que primero se detecta/identifica la falla de cortocircuito y, en caso de no existir, continúa con la detección/identificación de falla de circuito abierto. Esto se debe a que el criterio de detección de cortocircuito es inequívoco, mientras que el de circuito abierto requiere que las corrientes de falla sean cero. En ambos casos, las etapas 3 y 4 se ejecutan únicamente si en la etapa 1 se detectó una falla.

Los criterios utilizados para la detección de ambos tipos de fallas son diferenciales, calculando la diferencia planta-modelo (Δi para cortocircuito y Δv para circuito abierto). Una vez detectada e identificada la falla, se localiza a partir de la evaluación de una función costo de cortocircuito (J_i) o de circuito abierto (J_v), según corresponda. Estas funciones costos se calculan iterativamente para cada línea posible l (número de línea que la identifica) de las líneas totales nl (cantidad de líneas de la MR). La línea l_{min} que minimice dichas funciones, es la candidata más probable a contener la falla. Posteriormente se realiza la aislación.

- *Falla de cortocircuito*

La detección de cortocircuito se basa en la evaluación de la diferencia entre la corriente entregada por los generadores y la absorbida por las cargas, considerando un umbral de disparo ε_i. Si los generadores entregan más corriente que la demandada por las cargas, se supone la existencia de una corriente de fuga Δi. Si el criterio (14) se cumple para un tiempo mayor a un tiempo de disparo de falla (t_d), entonces se detecta e identifica la falla de cortocircuito:

$$\sum_{g=1}^{m} i_G - \sum_{l=1}^{n} i_L = \Delta i \geq \varepsilon_i \tag{14}$$

Luego de que se detecta e identifica el cortocircuito, se localiza la falla a partir de la resolución de un problema simple de optimización. Teniendo en cuenta la *asunción 2*, la hipótesis para la localización consiste en considerar la falla en un único lugar a la vez, es decir anular todas las corrientes de falla excepto la de la línea l y considerarla igual a la corriente de fuga Δi. Finalmente se calcula la función costo de cortocircuito $J_i(l)$ como la función cuadratura del error de (9), que cuantifica la diferencia planta-modelo para la hipótesis de la falla en la línea l:

$$J_i(l)=(G\cdot i_f+f)'\delta(G\cdot i_f+f) \tag{15}$$

donde δ es la matriz identidad.

La línea l_{min} que arroje el valor mínimo de la función costo (15), es la que probablemente contenga la falla. Luego se aísla a través de los SSCB.

- *Falla de circuito abierto*

Por otro lado, la metodología de detección y ubicación de las fallas de circuito abierto es análoga a la de cortocircuito. El criterio de detección de circuito abierto utiliza la diferencia planta-modelo de las ecuaciones de malla (9), considerando que no existe en la MR una falla de cortocircuito, condición que debe evaluarse previamente. Bajo esta condición (donde if=0), los términos $G\cdot i_f+f$ de las tensiones de malla de (9) se reducen a f. Si la diferencia planta-modelo es superior a un umbral de disparo ε_v en alguna de las ramas y por un tiempo mayor a t_d, entonces se detecta e identifica la falla de circuito abierto. Esta condición se expresa en (16).

$$|f|=\Delta v\geq\varepsilon_v \tag{16}$$

Una vez detectada la falla, se localiza a partir de ubicarla hipotéticamente en cada una de las líneas y evaluando la función costo $J_v(l)$ asociada a cada caso. La función costo J_v para la localización de la línea abierta es la función cuadratura del error de (13):

$$J_v(l)=(H\cdot v_{oc}+b)'\lambda(H\cdot v_{oc}+b) \tag{17}$$

donde λ es una matriz identidad.

La ubicación l_{min} que arroje el valor mínimo de la función costo (17), representa la línea con mayor posibilidad de contener la falla.

- *Aislación de la falla*

Para aislar la falla sin necesidad de agregar comunicación entre los CBs y la CPU, se propone utilizar el bus DC como medio de comunicación a través de modulación de armónicos y la *asunción 4*. Una metodología similar fue propuesta en (Khan et al., 2022). Se monta una señal armónica sobre la señal de potencia y, en función del armónico inyectado en el bus, se activa el CB específico deseado. Además, se supone que la CPU puede enviar la señal de desconexión a un convertidor de manera de que aísle su salida.

E. Entorno de simulación para la evaluación del método

Se desarrolla un modelo de una MR de interés regional, el cual tiene un alto nivel de detalle para poder evaluar el desempeño del método propuesto de la manera más real posible. Se propone una topología típica de microrred aislada, integrada por generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y un grupo de cargas de AC. La potencia nominal en paneles es de 8.53 kW_p, la capacidad nominal de las baterías es 3 kWh y la demanda máxima de la carga es 6 kW. En el bus DC se conectan los convertidores DC-DC de los paneles fotovoltaicos y de las baterías, estas últimas encargadas de regular la tensión del bus en 400 V. El bus DC se conecta a la alimentación del inversor monofásico (convertidor DC-AC) que abastece las cargas AC, como se ve en la Figura 4.

Se utilizó un modelo de simulación detallado para evaluar de la manera más real posible el desempeño del método en la MR bajo estudio. Por este motivo, el modelo de simulación de las líneas es resistivo-inductivo, a diferencia de los modelos de fallas antes propuestos. Además, los convertidores electrónicos incorporan controladores primarios (control con escala de tiempo pequeña). El modelo utilizado el descrito por (Schierloh et al., 2021).

Las baterías son de gel, con una tensión nominal de 200 V, una capacidad de 15 Ah y el estado de carga (*state of charge*, SoC) mínimo permitido es de 20 % (valor típico para cuidar la vida útil). El arreglo de paneles está compuesto por 4 ramas en paralelo de 10 paneles en serie en cada rama, siendo la potencia por panel de 213.15 W_p (modelo Soltech 1STH-215-P).

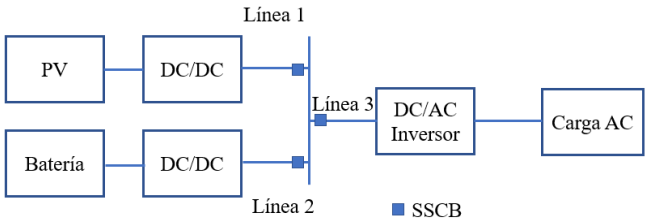


Figura 4. Topología de la microrred simulada.

Resultados

Se simula el sistema de tiempo continuo utilizando un *solver* de paso variable. Las fallas se ejecutan en todos los casos en un tiempo igual a 0.5 s, siendo 0.6 s el tiempo de simulación total. Los parámetros de protección son ε_i = 2 A, ε_v = 5 V y t_d = 800 µs. Se analizan algunos escenarios de interés, evaluando el desempeño del esquema frente a fallas de cortocircuito, circuito abierto producidos en el lado DC y cambios repentinos en la carga. Además, se proponen escenarios de falla en los que las protecciones tradicionales no son efectivas (por ejemplo, con radiación solar baja o baterías descargadas). En la Tabla 1 se muestra la parametrización de los escenarios simulados. Cada escenario se define por el estado de la carga, la radiación solar sobre los paneles, la carga conectada al inversor, la resistencia de falla en caso de cortocircuito, la línea que posee la falla, el tipo de falla y su ubicación expresada en porcentaje de la longitud de la línea. Las fallas de cortocircuito se denominan SC (*short circuit*) y las de circuito abierto OC (*open circuit*).

Tabla 1. Escenarios de falla simulados.

Escenario	SoC %	Radiación [W/m^2]	Carga AC [Ω]	R_f [Ω]	Línea con falla	Tipo de falla	Ubicación % línea	¿Funciona?
1	50	1000	30	-	-	-	-	Sí
2	50	1000	30	10	1	SC	20	Sí
3	50	500	30	100	1	SC	50	Sí
4	50	1000	30	10	1	SC	80	Sí
5	50	0	30	10	1	SC	80	Sí
6	50	0	15	30	1	SC	50	Sí
7	20	500	30	1	2	SC	20	Sí
8	20	500	30	1	2	SC	50	Sí
9	20	1000	10	10	2	SC	80	Sí
10	20	1000	30	10	3	SC	20	Sí
11	50	500	30	30	3	SC	50	Sí
12	50	500	30	30	3	SC	80	Sí
13	50	1000	30	-	1	OC	-	Sí
14	50	1000	30	-	2	OC	-	Sí
15	50	1000	30	-	3	OC	-	Sí

En el escenario 1, no existe falla, pero se conecta en paralelo a la carga de 30 Ω del lado AC, otra carga pulsante de igual impedancia, que está activa por 100 ms; el método no detecta este cambio repentino como una falla del sistema. Por otro lado, los escenarios 2 – 6 resultan de particular interés desde un enfoque de resiliencia de la MR, porque la falla se produce en la línea asociada a los convertidores de los paneles fotovoltaicos. En este caso, el método propuesto aísla la falla rápidamente (más rápido que las protecciones de corriente asociado a las baterías) de modo que la MR continúa abasteciendo la carga a través de las baterías, que tienen suficiente carga para hacerlo. Se observa que el método detecta y aísla la falla correctamente en el tramo asociado a la generación fotovoltaica incluso con resistencias de cortocircuito elevada (Rf=100) y que también detecta y aísla la falla en este tramo incluso cuando la radiación solar es nula (escenario 5 y 6).

Las salidas del esquema de protección para el escenario 3, se muestran en la Figura 5, lado izquierdo. Las salidas se identifican a través del tipo de falla que detectan (es decir, OC o SC) y un número que indica la línea asociada. El pequeño retraso que se observa desde la ejecución de la falla (que se ejecuta a los 0.5 s) hasta la detección/identificación de la misma se asocia a que la falla tiene una resistencia elevada en este caso, al parámetro i de corriente seteado y al tiempo de detección t_d.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

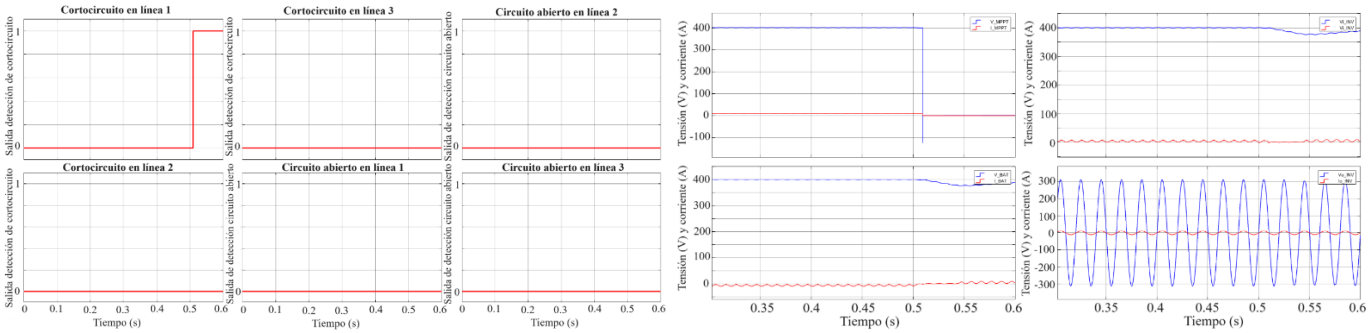


Figura 5. Escenario 3, detección/identificación del método (izquierda) y señales de corriente y tensión (derecha).

Las señales de corriente para el escenario 3 se muestran en la Figura 5, lado derecho, donde en azul se aprecian las señales de tensión y en rojo las de corriente. Los cuadrantes representan las señales a la salida del convertidor de los paneles (arriba, a la izquierda), las del convertidor de las baterías (abajo, a la izquierda), las de entrada del inversor (arriba, a la derecha) y las de salida del inversor (abajo, a la derecha). Al producirse el cortocircuito e identificarlo, se aísla la falla a través del SSCB correspondiente, permitiendo que la carga se alimente correctamente a través de la batería, una vez reestablecido su control, luego de la caída de tensión. La corriente positiva de la batería indica que las mismas entregan potencia, mientras que valores negativos indican un proceso de carga.

Frente a fallas de circuito abierto, el esquema funcionó correctamente en los tres escenarios propuestos (13 – 15) en los que se abren cada una de las posibles líneas. La identificación de la falla para el escenario 13 se expone en la Figura 6, lado derecho. Al abrirse la línea asociada a la generación fotovoltaica, la misma se aísla a través del CB y desactivando la salida del convertidor, según se muestra en la Figura 6, lado izquierdo. Las baterías, que estaban siendo cargadas previamente a la falla, comienzan a abastecer la carga.

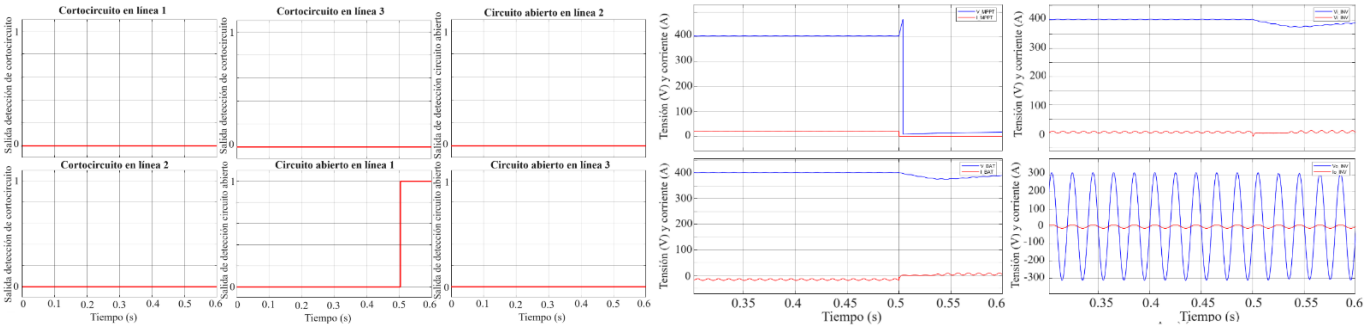


Figura 6. Escenario 13. Detección/identificación del método (izquierda) y señales de corriente y tensión (derecha).

Conclusiones

El esquema propuesto de protección para microrredes DC tiene un enfoque particularmente práctico ya que posee un bajo costo computacional (se basa en la resolución de ecuaciones algebraicas sencillas) y utiliza parámetros fácilmente calculables, como el valor de las resistencias de las líneas y los valores umbrales de detección. Además, requiere de pocas mediciones en comparación a otros métodos basados en la comunicación, dado que utiliza únicamente los valores de corriente y tensión de los dispositivos finales, como convertidores y cargas, sin considerar los de los buses.

Se desarrolló un entorno de simulación detallado que permitió analizar fallas de diversa naturaleza en una microrred aislada y evaluar el desempeño del método de protección frente a variaciones en la generación y en la carga, condiciones que suelen provocar falsas detecciones en enfoques basados en señales. Los resultados de simulación evidencian que el esquema identifica y aísla correctamente fallas de circuito abierto y cortocircuito en todos los escenarios considerados, independientemente de su ubicación a lo largo de la línea y para distintos valores de resistencia de falla, incluso en presencia de discrepancias planta-modelo y en situaciones donde las protecciones tradicionales basadas en corriente resultan ineficaces, particularmente cuando los sistemas de almacenamiento se encuentran descargados.

Como trabajo futuro, se prevé la integración del esquema propuesto con una estrategia de gestión de energía predictiva aplicada a una microrred piloto, con el objetivo de optimizar la utilización de los recursos energéticos distribuidos incluso bajo escenarios de falla, garantizando simultáneamente la estabilidad del sistema.

Referencias bibliográficas

Al Hassan, H., Reiman, A., Reed, G., Mao, Z.-H., & Grainger, B. (2018). Model-Based Fault Detection of Inverter-Based Microgrids and a Mathematical Framework to Analyze and Avoid Nuisance Tripping and Blinding Scenarios. Energies, 11(8), 2152. https://doi.org/10.3390/en11082152

Asian Development Bank. (2020). Handbook on Microgrids for Power Quality and Connectivity: (0 ed.). Asian Development Bank. https://doi.org/10.22617/TIM200182-2

Baloch, S., Samsani, S. S., & Muhammad, M. S. (2021). Fault Protection in Microgrid Using Wavelet Multiresolution Analysis and Data Mining. IEEE Access, 9, 86382–86391. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3088900

Bayati, N., Balouji, E., Baghaee, H. R., Hajizadeh, A., Soltani, M., Lin, Z., & Savaghebi, M. (2022). Locating high-impedance faults in DC microgrid clusters using support vector machines. Applied Energy, 308, 118338. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118338

Godoy, J. L., & Schierloh, R. M. (2022). Predictive management of the hybrid generation dispatch and the dispatchable demand response in microgrids with heating, ventilation, and air-conditioning (HVAC) systems. Sustainable Energy, Grids and Networks, 32, 100857. https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100857

Hare, J., Shi, X., Gupta, S., & Bazzi, A. (2016). Fault diagnostics in smart micro-grids: A survey. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, 1114–1124. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.122

Hussain, N., Nasir, M., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2020). Recent Developments and Challenges on AC Microgrids Fault Detection and Protection Systems–A Review. Energies, 13(9), Article 9. https://doi.org/10.3390/en13092149

Jadidi, S., Badihi, H., & Zhang, Y. (2020). Fault Diagnosis in Microgrids with Integration of Solar Photovoltaic Systems:A Review. IFAC-PapersOnLine, 53(2), 12091–12096. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2020.12.763

Jamali, S., Ranjbar, S., & Bahmanyar, A. (2020). Identification of faulted line section in microgrids using data mining method based on feature discretisation. International Transactions on Electrical Energy Systems, 30(6). https://doi.org/10.1002/2050-7038.12353

Khan, M. A. U., Hong, Q., Egea-Àlvarez, A., Dyśko, A., & Booth, C. (2022). A communication-free active unit protection scheme for inverter dominated islanded microgrids. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 142, 108125. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108125

S S Senarathna, T., T M Udayanga Hemapala, K., & Department of Electrical Engineering, University of Moratuwa, Moratuwa, Sri Lanka. (2019). Review of adaptive protection methods for microgrids. AIMS Energy, 7(5), 557–578. https://doi.org/10.3934/energy.2019.5.557

Schierloh, R. M., Godoy, J. L., Vincitorio, F. M., & Vega, J. R. (2021). Simulación y Análisis de Fallas Eléctricas en una Microrred Aislada con Integración de Generación Fotovoltaica y Almacenamiento en Baterías [Not available in English]. 2021 IEEE URUCON, 138–142. https://doi.org/10.1109/URUCON53396.2021.9647183

Short-Circuit Currents Information on short-circuit currents of SMA PV inverters. (s. f.).

Teimourzadeh, S., Aminifar, F., Davarpanah, M., & Guerrero, J. M. (2016). Macroprotections for Microgrids: Toward a New Protection Paradigm Subsequent to Distributed Energy Resource Integration. IEEE Industrial Electronics Magazine, 10(3), 6–18. https://doi.org/10.1109/MIE.2016.2569620

Vegunta, S. C., Higginson, M. J., Kenarangui, Y. E., Li, G. T., Zabel, D. W., Tasdighi, M., & Shadman, A. (2021). AC Microgrid Protection System Design Challenges—A Practical Experience. 23.

Wheeler, K. A., Faried, S. O., & Elsamahy, M. (2017). A microgrid protection scheme using differential and adaptive overcurrent relays. 2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 1–6. https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286150

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Modelado y Análisis de un Sistema Híbrido Residencial con Producción y Uso de Hidrógeno

Modeling and Analysis of a Residential Hybrid Energy System with Hydrogen Production and Use

Adrián Gonnet
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca, Argentina.
gonnet@frbb.utn.edu.ar

Carlos Mainetti
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca, Argentina.
mainetti@frbb.utn.edu.ar

Resumen

En la actualidad muchos países realizan esfuerzos para generar sistemas energéticos libres de emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, el hidrógeno se presenta como una prometedora fuente de energía secundaria (portador de energía) que puede convertirse, almacenarse y utilizarse eficientemente. La energía eléctrica producida cerca de los usuarios finales con múltiples fuentes renovables y portadores de energía otorga importantes beneficios al sector energético actual. Específicamente, la integración de sistemas de producción de hidrógeno con fuentes de energía solar fotovoltaica para abastecer a edificios es objeto de análisis en varios artículos científicos internacionales. En este artículo se simula un sistema híbrido con tres capacidades de paneles fotovoltaicos, producción de hidrógeno y celda de combustible que abastece la carga eléctrica de una vivienda tipo en la región central de la Argentina. Los resultados muestran que el sistema híbrido logra abastecer el 100 % de la energía eléctrica requerida por la vivienda.

Palabras clave: Hidrógeno, celdas de combustible, energía solar fotovoltaica

Abstract

Many countries are currently striving to develop energy systems free from greenhouse gas emissions. Within this framework, hydrogen has emerged as a promising secondary energy carrier that can be efficiently converted, stored, and utilized. Distributed electricity generation based on multiple renewable sources and energy carriers provides significant advantages to the modern energy sector. In particular, the integration of hydrogen production systems with photovoltaic (PV) solar energy for building applications has been widely analyzed in recent scientific studies. This work presents a simulation of a hybrid system composed of PV panels with three capacity configurations, a hydrogen production unit, and a fuel cell designed to supply the electrical demand of a typical household located in central Argentina. The results indicate that the proposed hybrid configuration is capable of meeting 100% of the household's electricity requirements.

Keywords: Hydrogen, fuel cells, solar photovoltaic energy

Introducción

Actualmente, los países realizan grandes esfuerzos en el campo científico para acelerar el desarrollo y la adopción de acciones que permitan la transición hacia sistemas energéticos con bajas emisiones, aumentando rápidamente la generación de energía limpia y el despliegue de medidas de eficiencia energética. Uno de los esfuerzos más destacados está dedicado a lograr el reemplazo total o parcial de los combustibles fósiles para producir electricidad y calor a partir de fuentes renovables, principalmente el sol y el viento. La variabilidad en la disponibilidad de estas energías hace necesario su almacenamiento en aquellos momentos de superávit de generación. En este contexto, el hidrógeno se presenta como una alternativa muy prometedora debido a su eficiencia y los enormes beneficios medioambientales que produce su utilización en celdas de combustible para producir electricidad y calor. Sin embargo, su obtención y almacenamiento representan desafíos tecnológicos en los que se debe trabajar para lograr mejores resultados y, por lo tanto, la aceptación por parte de los usuarios. La obtención de hidrógeno a través de la electrólisis del agua con fuentes de energía renovable representa la forma más sustentable de producción. Por otro lado, el hidrógeno obtenido a través del reformado del gas natural también puede considerarse una alternativa con ventajas medioambientales y de eficiencia frente a la forma convencional de producir electricidad en las centrales térmica y calor con calderas. (Gonnet & Mainetti, 2024).

La utilización de celdas de combustible alimentadas con hidrógeno a partir del reformado de gas natural (hidrógeno gris) en los sectores residencial e industrial se ve favorecida por la infraestructura existente de redes de distribución y puede considerarse una transición hacia la utilización plena del hidrógeno producido por electrolisis del agua a partir de fuentes renovables (hidrógeno verde).

Sistemas híbridos que utilizan energía solar fotovoltaica e hidrógeno pueden trabajar junto a una celda de combustible. En estos sistemas se electroliza agua para generar hidrógeno cuando existe un exceso en la producción fotovoltaica. Esto permite utilizar una porción del hidrógeno verde en lugar del hidrogeno gris. De esta forma, con la celda de combustible se logra abastecer los consumos en el horario donde no se puede generar desde el sistema fotovoltaico, y así evitar la instalación de sistemas de almacenamiento basados en baterías.

Sin embargo, la producción de hidrógeno verde plantea desafíos tecnológicos, como su almacenamiento y la necesidad de sobredimensionar la instalación fotovoltaica para generar la cantidad suficiente. Es importante avanzar en la obtención de resultados en la operación de estos sistemas híbridos con producción de hidrógeno en la región donde se deseen implementar. Cada avance científico en la utilización de hidrógeno y celdas de combustible podría contribuir a solucionar muchos de los problemas energéticos actuales.

Una celda de combustible constituye un componente fundamental en el sistema, convirtiendo hidrógeno en electricidad. La conversión se realiza directamente desde energía química del combustible a energía eléctrica y calor, por lo tanto, logra una eficiencia más alta que las tecnologías basadas en máquinas que convierten primero la energía química en mecánica y luego en eléctrica y calor (Ellamba et al., 2015). En su esencia, una celda de combustible está formada por un conjunto compuesto por ánodo, cátodo y un electrolito. El hidrógeno y el aire abastecidos al conjunto reaccionan químicamente para producir un flujo de electrones que circulan externamente desde el ánodo al cátodo. En este proceso se emite calor y agua o vapor de agua en estado puro.

Existen varios tipos de celdas de combustible, sin embargo, para los sistemas residenciales se utilizan casi exclusivamente dos de ellos: las de electrolito de óxido sólido, denominadas SOFC, que funcionan a alta temperatura (500°C a 1.000°C) y las de electrolito de membrana polimérica, denominadas PEMFC, cuyo funcionamiento es a bajas temperaturas (30°C-100°C), (Ellamba et al., 2015).

Cuando se utiliza gas natural como combustible, debe implementarse un proceso previo denominado “reformado” para obtener el hidrógeno. Este proceso, se realiza en un equipo externo a la batería de celdas cuando se trata de celdas de baja temperatura de funcionamiento, o internamente en celdas que funcionan a alta temperatura.

Diversos estudios han abordado el diseño y análisis de sistemas energéticos híbridos que combinan fuentes renovables y no renovables, celdas de combustible y producción local de hidrógeno. Trabajos iniciales han analizado el potencial de las tecnologías solar–hidrógeno para la generación y el almacenamiento de energía (Pagliaro et al., 2010; Yilanci et al., 2009). En el ámbito residencial, se ha investigado el dimensionamiento óptimo de paneles fotovoltaicos y celdas de combustible en escenarios con conexión a red, como el estudio de caso desarrollado en la región de Diyala, Irak (Hassan, 2020). Asimismo, se han realizado evaluaciones técnico-económicas de sistemas aislados que integran paneles fotovoltaicos y celdas de combustible para el abastecimiento de cargas residenciales en el noreste de la India (Pal & Mukherjee, 2021).

Por otra parte, varios trabajos se han centrado en aplicaciones de mayor escala, tales como edificios comerciales y educativos. El modelado y la simulación de sistemas híbridos desconectados de la red, que incorporan paneles fotovoltaicos, celdas de combustible, almacenamiento en baterías y generadores diésel para alimentar edificios comerciales, fueron presentados por Ghenai y Bettayeb (2017). De manera complementaria, se analizaron configuraciones híbridas solares con celdas de combustible, tanto conectadas como aisladas de la red, destinadas al abastecimiento energético de edificios educativos, evaluando su desempeño y eficiencia bajo distintas condiciones de operación (Ghenai & Bettayeb, 2019a, 2019b). Más recientemente, se han estudiado sistemas híbridos que combinan paneles fotovoltaicos, celdas de combustible y almacenamiento en baterías para el suministro conjunto de energía eléctrica y térmica en instalaciones educativas (Gonnet et al., 2021).

En este trabajo se presentan resultados obtenidos mediante la simulación del funcionamiento de un sistema híbrido de generación eléctrica constituido por paneles fotovoltaicos y una celda de combustible. La producción de hidrógeno, tanto verde como gris, se realiza de manera local en el mismo punto de consumo. El esquema general del sistema analizado se muestra en la Figura 1. El hidrógeno se obtiene a través de dos vías alternativas: i) mediante electrólisis del agua, utilizando el excedente de energía generada por los paneles fotovoltaicos, y ii) a partir del reformado de gas natural proveniente de la red. El combustible producido alimenta la celda de combustible que, en conjunto con los paneles fotovoltaicos, suministra la energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda de la vivienda. La simulación del comportamiento del sistema se realiza empleando el software de análisis de sistemas de energías renovables HOMER Pro.

Luego de esta introducción, el artículo presenta al apartado materiales y métodos donde se describe el sistema simulado, luego se establecen las conclusiones sobre su funcionamiento y por último se enuncian las referencias.

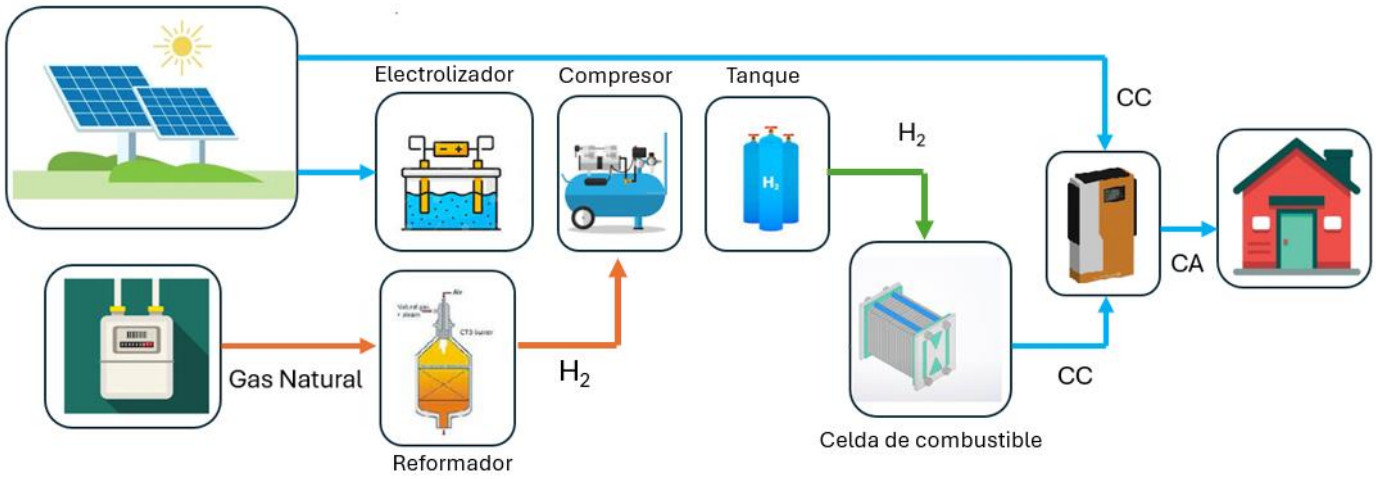


Figura 1. Esquema del sistema híbrido

Materiales y métodos

El sistema de generación hibrido a simular y analizar se compone de una celda de combustible (FC), paneles fotovoltaicos (PV), un electrolizador, un reformador y un tanque de almacenamiento de hidrógeno (HTank). La carga eléctrica corresponde a una vivienda familiar. La Figura 2, muestra la arquitectura del sistema en el programa de cálculo Homer Pro. En la tabla 1, se indica la capacidad nominal de cada componente y las distintas capacidades de paneles solares evaluadas. Se presentan

tres sistemas que difieren en su capacidad de potencia en paneles fotovoltaicos. La estrategia del control se basa en "Homer Cycle Charging".

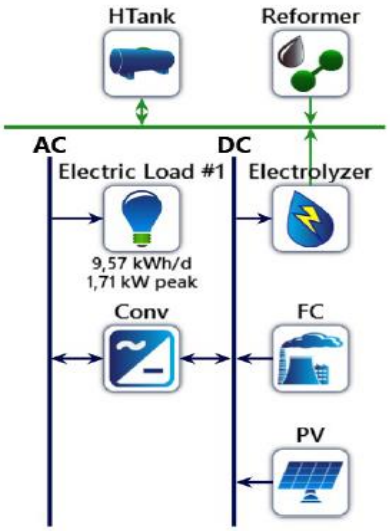


Figura 2. Arquitectura del sistema en el programa Homer Pro.

Tabla 1. Capacidad nominal de los componentes.

Componente	Capacidad
Carga eléctrica promedio de la vivienda (Electric Load)	3.493 kWh /año
Paneles fotovoltaicos (PV)	2 kW, 3 kW y 4 kW
Celda de combustible (FC)	2 kW
Electrolizador (Electrolyzer)	1 kW
Convertidor CC/AC (Conv)	3 kW
Tanque de almacenamiento de H2 (HTank)	1 kg (inicialmente sin carga)
Reformador (Reformer)	1 kg/h

En la Tabla 2, se observan los valores y porcentajes de la producción de electricidad anual para las tres capacidades de paneles fotovoltaicos en conjunto con la celda de combustible.

Tabla 2. Valores de la producción de electricidad

	PV – 2 kW		**PV – 3 kW**		**PV – 4 kW**	
	Solar	Celda	Solar	Celda	Solar	Celda
kWh/año	3.071	2.289	4.606	2.166	6.142	2.089
%	57,3	42,7	68	32	74,6	25,4

Para todos los casos analizados el programa de simulación establece que no existe desabastecimiento de electricidad para el consumo anual propuesto.

La Figura 3, muestra la proporción del abastecimiento de la carga durante un año de funcionamiento, discriminando lo entregado directamente por las tres capacidades de potencia fotovoltaica de lo abastecido por la celda de combustible alimentada con el hidrógeno producido localmente.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

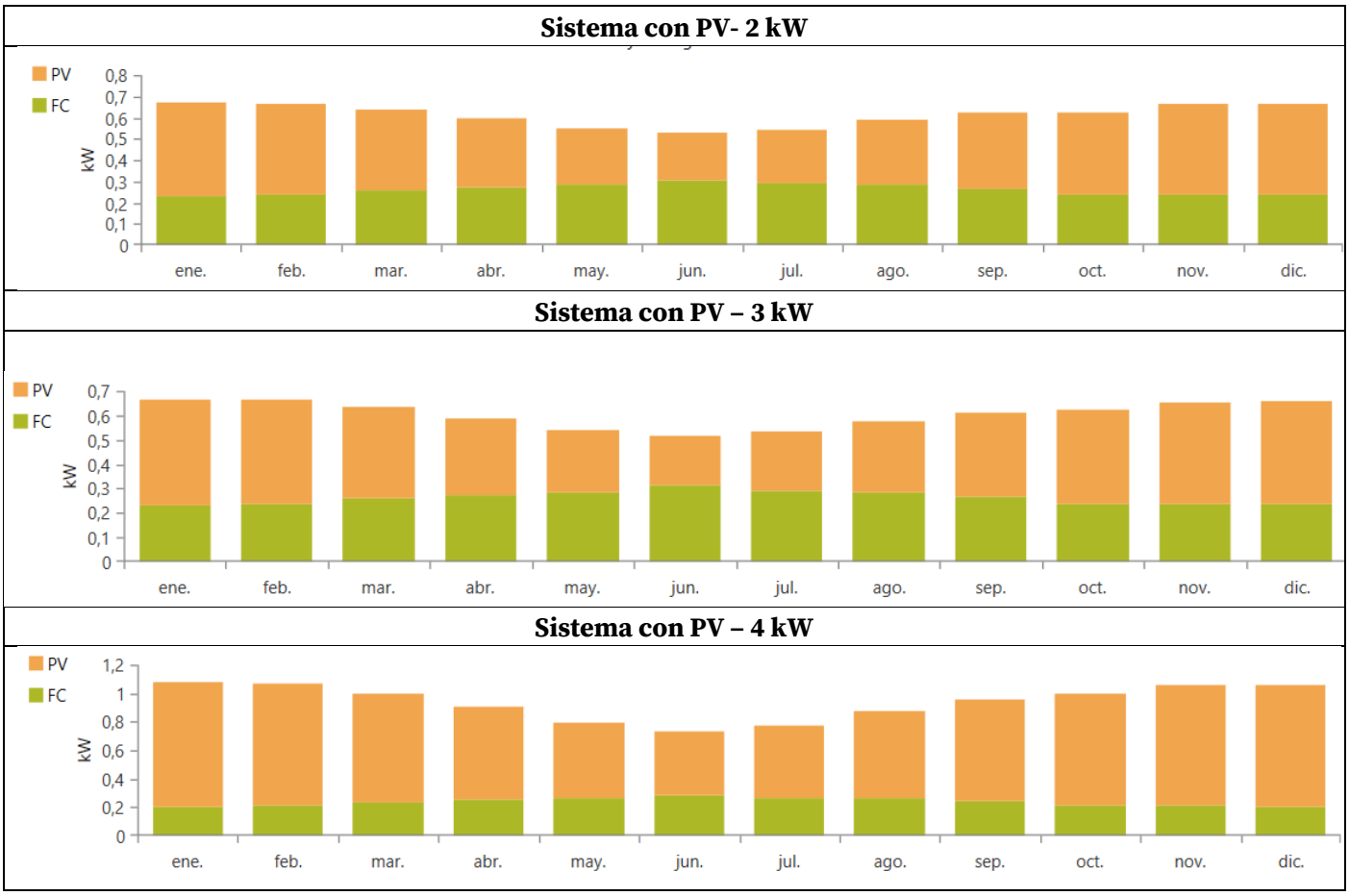


Figura 3. Abastecimiento eléctrico de paneles fotovoltaicos y celda de combustible.

En cuanto a la producción anual de hidrógeno, en la Tabla 3 se indican los valores de las cantidades obtenidas por electrólisis y las obtenidas por el reformado del gas natural para las tres capacidades de paneles fotovoltaicos.

Tabla 3. Valores de la producción anual de hidrógeno

	PV – 2 kW		**PV – 3 kW**		**PV – 4 kW**	
	Electrólisis	Reformado	Electrólisis	Reformado	Electrólisis	Reformado
kg/año	35	217	49,3	189	57,5	173
%	13,9	86,1	20,7	79,3	25	75

En la Figura 4, se muestra para un año de funcionamiento la proporción de hidrógeno obtenido por electrólisis (Electrolyzer) y el hidrógeno producido por el reformado del gas natural (reformer) para los tres casos analizados.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento



Figura 4. Producción de hidrógeno

Conclusiones

En este trabajo se modeló y simuló un sistema híbrido de generación eléctrica y producción local de hidrógeno destinado al abastecimiento de la carga eléctrica de una vivienda tipo ubicada en la región central de la Argentina. Se analizaron tres configuraciones con distintas capacidades de generación fotovoltaica, manteniendo constantes la potencia de la celda de combustible, el sistema de producción de hidrógeno y el almacenamiento, utilizando la estrategia de control Cycle Charging del software HOMER Pro.

Los resultados obtenidos muestran que, en las tres configuraciones analizadas, el sistema híbrido es capaz de cubrir el 100 % de la demanda eléctrica de la vivienda sin la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías, combinando generación fotovoltaica y generación eléctrica mediante celda de combustible. En particular, para la configuración de menor costo, correspondiente a una potencia fotovoltaica instalada de 2 kW, la generación anual de electricidad se compone en un 57,3 % de energía solar y en un 42,7 % de energía producida por la celda de combustible, mientras que el hidrógeno utilizado proviene mayoritariamente del reformado de gas natural.

Asimismo, se observa que el incremento en la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos produce un aumento significativo tanto en la generación eléctrica de origen solar como en la producción de hidrógeno mediante electrólisis, reduciendo la participación del reformado de gas natural y de la celda de combustible en el balance energético. En este sentido, el aumento de la potencia fotovoltaica instalada permite incrementar la fracción de hidrógeno verde producido localmente,

constituyendo una ventaja relevante desde el punto de vista de la transición energética y la reducción del uso de combustibles fósiles.

Referencias

Darrow, K., Tidball, R., Wang, J., & Hampson, A. (2015). Catalog of combined heat and power technologies. U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership.

Ellamla, H. R., Staffell, I., Bujlo, P., Pollet, B. G., & Pasupathi, S. (2015). Current status of fuel cell–based combined heat and power systems for residential sector. Journal of Power Sources, 293, 312–328. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.05.050

Ghenai, C., & Bettayeb, M. (2017). Optimized design and control of an off-grid solar PV/hydrogen fuel cell power system for green buildings. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 93(1), Article 012073. https://doi.org/10.1088/1755-1315/93/1/012073

Ghenai, C., & Bettayeb, M. (2019a). Grid-tied solar PV/fuel cell hybrid power system for university building. Energy Procedia, 159, 96–103. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.035

Ghenai, C., & Bettayeb, M. (2019b). Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/fuel cell/diesel generator power system for university building. Energy, 171, 180–189. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.176

Gonnet, A., & Mainetti, C. (2024). The role of fuel cells in the energy transition of Argentina's residential sector. In Proceedings of the European Hydrogen Energy Conference (EHEC 2024) (p. 122). Bilbao, España. https://ehec.info/wpcontent/uploads/2024/03/programaA5_EHEC24_v14-1.pdf

Gonnet, A., Anton, M., Mainetti, C., Guillermo, E., Borja, F., & Bournod, L. (2021). Sistemas de microcogeneración que integran paneles fotovoltaicos con generadores de electricidad y calor combinados (CHP) y almacenamiento en batería. Ingenio Tecnológico, 3, e023. https://doi.org/10.26422/it.2021.3.e023

Hassan, Q. (2020). Optimisation of solar–hydrogen power system for household applications. International Journal of Hydrogen Energy, 45(58), 33111–33127. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.105

Pagliaro, M., Konstandopoulos, A. G., Ciriminna, R., & Palmisano, G. (2010). Solar hydrogen: Fuel of the near future. Energy & Environmental Science, 3(3), 279–287. https://doi.org/10.1039/B922234F

Pal, P., & Mukherjee, V. (2021). Off-grid solar photovoltaic/hydrogen fuel cell system for renewable energy generation: A techno-economic feasibility assessment for end-user load demand in North-East India. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149, 111421. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111421

Yilanci, A., Dincer, I., & Ozturk, H. K. (2009). A review on solar–hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications. Progress in Energy and Combustion Science, 35(3), 231–244. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.01.002

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Dispositivo para Cálculo de Indicador de Desempeño de una Planta Fotovoltaica

Device for Calculating the Performance Ratio of a Photovoltaic Power Plant

Edgardo Marino
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
cemarino63@gmail.com

Marcelo Castello
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
castellomarcelo@gmail.com

Ignacio Arraña
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
ignacioarrana@gmail.com

Juan Salerno
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
juansalerno63@gmail.com

Resumen

El PRMeter es un dispositivo asociado a una plataforma basada en software libre y arquitectura IoT, diseñado para el cálculo permanente del Performance Ratio (PR) en plantas fotovoltaicas. Mide variables como radiación, temperaturas, energía y calcula el PR. Corrige un error metodológico de prototipos previos al asegurar la captura simultánea de todos los parámetros. Su desarrollo se basó en la norma IEC–61724-1:2021. Su calibración se efectuó en laboratorio mediante trazabilidad a patrones de referencia. Los resultados incluyen el montaje final en la planta de Armstrong y su integración a una plataforma Thingsboard que complementa el monitoreo en tiempo real. Esta plataforma ofrece visualización de curvas de PR, irradiancia, potencia y temperaturas. Tiene asociado comandos de comunicación remota y una herramienta que permite mensajes de alertas. El PRMeter proporciona elementos clave para la misma y mejora la gestión y el mantenimiento. Se proyecta su uso para transferencia tecnológica y como herramienta de formación académica universitaria.

Palabras claves: Performance ratio, Indicador, Desempeño, rendimiento, Central fotovoltaica

Abstract

The PRMeter is a device associated with a platform based on open-source software and IoT architecture, designed for the permanent calculation of the Performance Ratio (PR) in photovoltaic plants. It measures variables such as radiation, temperatures, and energy, and calculates the PR. It corrects a methodological error found in previous prototypes by ensuring the simultaneous capture of all parameters. Its development was based on the IEC–61724-1:2021 standard. Calibration was carried out in a laboratory with traceability to reference standards. Results include the final mounting at the Armstrong plant and its integration into a ThingsBoard platform that complements real-time monitoring. This platform offers visualization of PR, irradiance, power, and temperature curves. It is associated with remote communication commands and a tool that enables alert messages. The PRMeter provides key elements for the platform and improves management and maintenance. Its use is projected for technological transfer and as a university academic training tool.

Keywords: Performance ratio, Indicator, Performance, yield, Photovoltaic power plant

Introducción.

El indicador de desempeño de una planta fotovoltaica o Performance Ratio (PR) es un factor clave para el mantenimiento y la operación de plantas fotovoltaicas, ya que ayuda a identificar y diagnosticar rápidamente problemas en el sistema. Liao y Xu (como se citó en Salazar Alava, 2016) sostienen que "Este factor es frecuentemente utilizado como una herramienta para

determinar el correcto funcionamiento, rendimiento, detección de fallas y planificación de mantenimientos de las centrales de generación fotovoltaica". El Performance Ratio (PR) mide la eficiencia real de un sistema en comparación con su rendimiento ideal o teórico. Se calcula como el cociente entre la Energía Real Generada y La Energía Teórica Esperada para una instalación dada y para las condiciones de irradiancia de determinada zona.

Se asume que el índice de rendimiento es mejor indicador que el rendimiento final de la planta fotovoltaica debido a su capacidad para captar mejor la radiación real. Por lo tanto, el rendimiento final no puede utilizarse para comparar sistemas fotovoltaicos ubicados en diferentes regiones debido a la significativa variación en sus valores reales de radiación. (Ahmad et al, 2016)

Muchos autores ofrecen una contextualización exhaustiva del PR, definiéndolo y explicando su función crítica en la operación de plantas fotovoltaicas. En las investigaciones se mencionan múltiples modelos de cálculo existentes, que exponen debilidades y fortalezas, donde la mayor debilidad se presenta en la relación con la temperatura de trabajo de los paneles. Hay autores que lo definen como un producto de factores de depreciación. (Marino et al, 2025)

Según la IEC – 61724-1:2021, es el cociente entre el rendimiento final del sistema y su rendimiento de referencia e indica el efecto global de las pérdidas en el sistema. Es importante incluir el PR en el cálculo de los indicadores de rendimiento ya que permite determinar directamente los desperfectos técnicos relacionados con la captación de radiación de las centrales fotovoltaicas tomando en cuenta las pérdidas que son inherentes a su operación y causando una menor generación de energía y una mayor imprevisibilidad. Esto se asocia a inconvenientes económicos y operativos, entendiendo a los mismos como menor rentabilidad, dificultad en la planificación y riesgos de fallas. Una generación de energía más baja significa un retorno de la inversión más lento y menores ingresos para la central. La producción de energía es menos predecible, lo que complica la gestión de la oferta y la demanda y puede requerir el uso de fuentes de respaldo. Un bajo indicador puede ser síntoma de problemas subyacentes, como conexiones sueltas o componentes defectuosos, que pueden llevar a fallas mayores y costosas reparaciones.

Entre las pérdidas que no se relacionan con fallas, se destacan:

- Pérdidas de radiación: Suciedad o polvo en los paneles, sombras (por vegetación, edificios, etc.)
- Pérdidas por oscurecimiento o desajustes de los paneles.
- Pérdidas de temperatura: Las altas temperaturas pueden reducir la eficiencia de los paneles solares.
- Pérdidas de cableado: Resistencia en los cables que genera pérdidas de energía.
- Eficiencia del inversor: La conversión de corriente continua a corriente alterna genera pérdidas.

Algunas de estas pérdidas son fijas y otras pueden variar con el tiempo y con el funcionamiento de la central.

Las técnicas de monitoreo, visualización y tracking (rastreo) permiten seguirlas y corregirlas rápidamente cuando sus valores tienen incidencias técnicas y económicas sobre la gestión de la central fotovoltaica. Un PR entre el 75% y el 85% se considera generalmente un buen indicador de un sistema eficiente. Valores que estén por debajo del 75% pueden ser motivo de análisis por parte de los operadores de una central, quienes tienen como misión mejorar el rendimiento de la planta a partir de trabajar sobre los factores de pérdidas variables antes enunciados. (Marino, et al 2025)

Numerosos trabajos se centran en estudiar las transformaciones asociadas a la producción de energía, sin embargo, son escasos aquellos que además analicen la gestión de las redes eléctricas, entendidas como sistemas complejos, en permanente mutación, que comprenden flujos, infraestructura y actores. (Carrizo et al, 2023)

Gestionar una planta fotovoltaica y mejorar su eficiencia requiere de conocer los factores que generan pérdidas y que puedan corregirse. La temperatura del panel es un factor importante que afecta la cantidad de energía disponible en los bornes de generación. La norma IEC 61724, fija como 25°C a la temperatura de unión de la célula (PV cell junction temperature) y la define para las Condiciones Normales de Ensayo (STC - Standard Test Conditions). Si la temperatura aumenta por encima de los 25 °C, la tendencia del punto de máxima potencia (MPP) de un panel fotovoltaico generalmente baja, mientras que, si la temperatura es menor, la tendencia de máxima potencia se incrementa.

Otro factor que debe conocerse se refiere a las pérdidas por sombreado o por efecto mismatch que se origina por la diferencia que existe en la irradiancia que reciben los módulos fotovoltaicos ante la presencia de sombras. Este es un concepto más aplicable para plantas de gran superficie pero que también puede afectar a plantas de menor escala. La sombra influye de manera negativa el paso de radiación directa sobre el panel, lo que provoca la activación automática de los diodos de la caja de conexiones, aumentando aún más las pérdidas, pero evitando que las distintas celdas que componen un panel trabajen a diferentes condiciones y desbalanceadas térmicamente y de que no aparezcan puntos calientes y finalmente potenciales daños en el panel. Este desbalance térmico se conoce como efecto mismatch y se refiere a la dispersión de las características eléctricas de los módulos como una causa de pérdidas de captura. Dentro de este concepto se encuentran las pérdidas por sombra. El concepto de mismatch abarca aspectos que van desde los parámetros de los paneles fotovoltaicos (valores circuitales) hasta las condiciones ambientales y otras situaciones externas (sombreado, suciedad, etc.). Desde el punto de vista de los parámetros circuitales, la condición ideal corresponde a que todos los paneles del arreglo tengan los mismos parámetros (por ejemplo, Iph, Isat, Vt, R y Rh), pero debido a las tolerancias de fabricación, esta condición podría no cumplirse. (Trejos Grisales. 2018). Los parámetros mencionados anteriormente se refieren a: Iph: corriente fotovoltaica, Isat: corriente de saturación, Vt: voltaje térmico, Rs: resistencia serie y Rh: resistencia paralelo.

En resumen, la medición permanente del PR se justifica no solo para conocer y mejorar la eficiencia, sino como un método esencial para la detección de problemas técnicos y la gestión proactiva de la planta

Determinar el PR de una instalación FV es importante para la evaluación de proyectos porque ayuda a comprender qué ubicaciones proporcionarán las plantas más productivas, o bien, permite determinar si las condiciones en las que opera una planta existente son satisfactorias o requieren de acciones correctivas para aumentar su rendimiento. (González, et al. 2019)

A continuación, el cuerpo del documento se articula a través de diversas secciones que detallan el proceso de creación, validación e implementación del dispositivo PRMeter. Los temas que se suceden y forman parte integral del trabajo son Materiales y métodos, Resultados y discusión, Conclusiones, Agradecimientos y Bibliografía.

Materiales y métodos.

Existen diferentes desarrollos que sustentan el diseño del dispositivo presentado en este trabajo. El cálculo de PR puede entenderse como uno de los objetivos planteados en el proyecto “Desarrollo de un Sistema de Gestión de Planta Fotovoltaica de Baja Escala. Telemedición y Telegestión. Implementación en la Cooperativa de Armstrong”, cuya vigencia fue desde 01/01/2022 hasta el 01/01/2025. La premisa principal de este proyecto fue desarrollar un sistema de gestión que permita operar y monitorear en tiempo real para optimizar el rendimiento de centrales fotovoltaicas a partir de calcular el PR. Este proyecto fue dirigido por investigadores del Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), grupo perteneciente a la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario.

Del análisis de lo estudiado, pudo detectarse que en la forma de captura de datos necesarios para calcular el PR se estaba cometiendo un error metodológico, por lo cual se propuso el desarrollo de un dispositivo que permita corregirlo. Este dispositivo se definió como PRMeter.

El PRMeter se enmarca en un nuevo proyecto titulado “Diseño y desarrollo de un datalogger destinado al monitoreo de plantas fotovoltaicas” actualmente en vigencia y también aplicado a la gestión de la planta fotovoltaica de Armstrong.

El PRMeter beneficia a las cooperativas eléctricas al calcular permanentemente el Performance Ratio (PR), que se entiende como un indicador clave para la operación eficiente de plantas fotovoltaicas (FV). El PRMeter funciona asociado a una plataforma específica de visualización y de esta forma se completan las herramientas de telegestión remota, esenciales para optimizar las centrales de pequeña potencia y mejorar su funcionamiento como se planteaba en uno de los proyectos antes mencionado. Todo el sistema, plataforma y PRMeter, está basado en software libre, con el propósito de garantizar que la cooperativa eléctrica de Armstrong sea "propietaria de los datos" que se recogen, una característica que no brindan los sistemas comerciales mayormente extranjeros, que suelen apropiarse de la información.

Se busca de este modo estudiar la planta, definir acciones y mejorar la eficiencia operativa. La eficiencia operativa resultante permite un mayor ahorro económico al evitar proporcionalmente, compra de energía al Mercado Eléctrico

Mayorista. En resumen, la importancia del desarrollo de un adquisidor de datos como el PRMeter se centra en calcular y mostrar en tiempo real el PR de una central fotovoltaica, con funciones clave para el mantenimiento y la rápida identificación de problemas. Es el elemento principal de una plataforma diseñada para la gestión y la evaluación de rendimiento. Entre sus potencialidades radica el objetivo de dotar a las cooperativas eléctricas de herramientas de gestión remota, permitiendo la operación eficiente de los sistemas de generación y asegurando que sean "propietarias de los datos". Este dispositivo corrige errores metodológicos de prototipos previos al capturar todos los parámetros de cálculo simultáneamente y sienta las bases para una metodología de mantenimiento precisa.

La necesidad de disponer de un datalogger con prestaciones específicas como el propuesto en este nuevo proyecto, surge a partir del conocimiento de potencialidades y debilidades de los sistemas de generación solar estudiados y trabajados por el OES. Entender el funcionamiento y las prestaciones de una red de energía distribuida, permitirá precisar y analizar el desempeño del sistema y puntualizar recomendaciones que permitan optimizar el diseño y posteriormente la telegestión y teleoperación.

El modelo conceptual de todo el sistema está basado en el modelo convencional de IoT (Internet of Things) y está compuesto por sus tres capas, a saber: Percepción - Transporte - Procesamiento. (Entendiendo esta última capa como capa de “Persistencia de datos, visualización y alarmas”).

La capa de percepción en el modelo conceptual de IoT es la base física que recopila datos del mundo real a través de sensores y actuadores. Esta capa interactúa directamente con el entorno para obtener información bruta de parámetros físicos (como temperatura, humedad, movimiento) y puede incluir también la identificación de otros dispositivos mediante RFID o cámaras. Además, esta capa también recibe instrucciones de las capas superiores para controlar actuadores y realizar acciones, así como para preparar los datos para su transmisión posterior. En el caso de una central fotovoltaica y para el PRMeter, es la responsable de la captura de los datos en el sitio donde se producen. Estos datos provienen de los sensores de temperatura, del sensor de radiación, de los inversores y en los casos estudiados del medidor de energía.

La capa de transporte es la encargada de gestionar el flujo de datos entre los dispositivos y la nube (base de datos), utilizando protocolos de comunicación específica para asegurar la transmisión entre la capa de percepción (dispositivos) y la capa de procesamiento. Se encarga de la entrega fiable y ordenada de paquetes y se comunica a través de redes como Wi-Fi, Bluetooth, ethernet, entre otros.

La capa de procesamiento se encarga de procesar y analizar los datos que provienen de la capa de percepción para transformarlos en información útil. Es donde se aloja la herramienta de visualización con sus widgets o paneles y la base de datos para el almacenamiento de las telemetrías y otros datos requeridos para la configuración del sistema.

El equipo propuesto permite la gestión de la generación de energía en centrales fotovoltaicas y está basado en software libre. Mide y monitorea numerosas variables y magnitudes que hacen al funcionamiento de una planta, como ser radiación solar proveniente de piranómetros, temperatura de paneles, temperatura ambiente, energía, tensiones de fase, corrientes de fase y cos φ. De varios de estos datos obtiene máximos y mínimos y calcula, potencia, PR, desvío estándar y promedio.

Para evaluar correctamente el desempeño de una central fotovoltaica se utiliza la expresión de Performance Ratio planteada por la IEC–61724-1:2021 en la siguiente expresión:

$$PR_{25°C} = \left(P_{out,k} \times \tau_k\right) \Big/ \left(\sum_k \frac{\left(C_{k,25°C} \times P_0\right) \times G_{i.k} \times \tau_k}{G_{i,Rf}}\right) \quad (1)$$

$$C_{k,25°C} = 1 + \gamma\left(T_{mod,k} - 25°C\right) \quad (2)$$

Donde:

$PR_{25ºC}$: performance ratio ajustado a 25 °C.
$P_{out,k}$: potencia de salida en corriente alterna, expresada en kW.
τ_k: duración del intervalo de registro, expresado en horas.

$C_{k,25°C}$: coeficiente de variación de potencia con la temperatura, expresado en °C^{-1}.

P_0: potencia fotovoltaica nominal, expresada en kW.

$G_{i,k}$: irradiancia en el plano de los paneles fotovoltaicos, expresado en W/m^2.

$G_{i,Rf}$: irradiancia de referencia, equivalente a 1000 W/m^2.

γ: es el coeficiente de temperatura de máxima potencia relativa, que se obtiene del catálogo del panel instalado, expresado en °C^{-1}.

$T_{mod,k}$: Temperatura real del módulo.

La Ec. (1). incorpora la corrección del desempeño de los paneles a partir de un factor de ajuste de temperatura de potencia nominal Ck, que permite ajustar la potencia nominal en cada intervalo de registro para compensar las diferencias de rendimiento entre la temperatura real del módulo fotovoltaico y la temperatura de referencia en condiciones de prueba estándar (STC) de 25°C. (IEC–61724-1:2021)

El desarrollo del dispositivo presentado, denominado PRMeter, fue motivado por un error metodológico identificado en un adquisidor de datos anterior. El sistema previo, montado en la planta solar de Armstrong, calculaba el indicador de PR obteniendo valores de potencia, corrientes y tensiones del medidor de energía propio de la planta solar. Este método incorporaba un error debido a que los datos requeridos por la Ec. (1) no se captaban en el mismo instante (mismo timestamp o marca temporal). Dado que se desconocía el momento exacto en que el medidor de energía tomaba, integraba y devolvía los datos al adquisidor, se decidió implementar un nuevo desarrollo capaz de capturar todos los parámetros necesarios simultáneamente.

Arquitectura y Componentes del PRMeter.

El diseño del dispositivo presenta una arquitectura (cuya representación esquemática se observa en la Figura 1) diseñada para la captura de todos los valores necesarios para el algoritmo de cálculo de PR en el mismo instante, eliminando el error metodológico del prototipo anterior. El PRMeter, como se observa en la Figura 1, se compone básicamente de cinco módulos:

1. Módulo Microcontrolador y Control.
2. Módulo de Adquisición de Señales de Sensores. (Temperatura e Irradiancia)
3. Módulo de Medición de Energía.
4. Módulo Auxiliar Interfaz de Red.
5. Módulo Auxiliar Fuente de Alimentación.

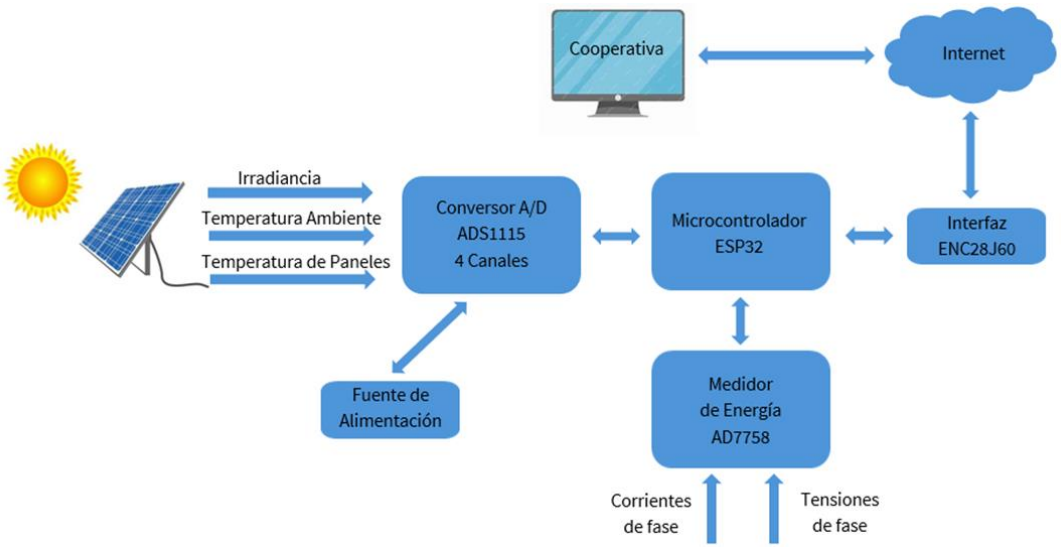


Figura 1: Diagrama en bloques del PRMeter y su arquitectura para toma de valores de variables de temperatura, irradiancia, tensiones y corrientes, cálculos y gráficos.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Módulo Microcontrolador y Control.

Este módulo es gobernado por un microcontrolador ESP32 de Espresiff. Este chip es de 32 bits y se puede usar en dual core o single core, está equipado con comunicación inalámbrica Wifi y Bluetooth. El diseño del ESP32 se basa en la tecnología de ultra-bajo consumo de 40 nm de TSMC y está destinado a aplicaciones móviles, electrónica vestible (wearable electronics) e Internet de las Cosas (IoT). Puede alcanzar hasta 600 MIPS (Millones de Instrucciones por Segundo).

Módulo de Adquisición de Señales de Sensores. (Temperatura e Irradiancia)

Este módulo se encarga de la toma de señales provenientes de los sensores e incluye un conversor ADS1115 que básicamente es un convertidor analógico-a-digital (ADC) de precisión, de bajo consumo y de 16 bits, compatible con la interfaz I2C. Forma parte de una familia de dispositivos (junto con el ADS1113 y el ADS1114) diseñados para aplicaciones de medición de sensores donde el consumo de energía debe ser bajo. Permite la medición de cuatro entradas de terminación simple (single-ended, SE) o dos entradas diferenciales (DE). Estas cuatro entradas están diseñadas para conectar cualquier tipo de sensor, siendo programables para ajustar ganancia y offset y etiquetarse a gusto del usuario. Dos canales se utilizan para medir las temperaturas (ambiente y de paneles) en modo single-ended y el otro par de canales es utilizado en entrada diferencial para medir la irradiancia. Esta configuración diferencial es crucial dado que la tensión de la irradiancia es muy baja (en el orden de los microvoltios), y esta conexión elimina la componente de ruido a la que la lectura del piranómetro podría estar expuesta. Los sensores de temperatura están implementados con un convertidor de temperatura a voltaje de precisión TC1047A (marca Microchip). El sensor de irradiancia es un piranómetro PAR diseñado por la CNEA.

Módulo de Medición de Energía.

Este módulo se encarga de medir energía. Básicamente lo compone un chip ADE7758 de Analog Devices. El ADE7758 es un circuito integrado de medición de energía multifunción polifásico de alta precisión. Es altamente compatible con configuraciones trifásicas de 3 y 4 hilos. Sus principales características incluyen la medición de energía activa, reactiva y aparente, y el cálculo simultáneo de valores eficaces (RMS) de voltaje y corriente en seis canales. Suministra datos de forma de onda muestreada y ofrece calibración digital de potencia, fase y desfasaje (offset) de RMS para cada fase. Posee funciones de monitoreo avanzadas, como umbrales programables para la detección de caída de tensión (SAG) y sobretensión e incluye detección de picos de corriente y voltaje y circuitos de detección de cruce por cero. Además, incorpora un sensor de temperatura en chip. El chip es de bajo consumo (aproximadamente 70 mW) y requiere 5 V de alimentación. La configuración y supervisión se realiza a través de su interfaz serial compatible con SPI. Las tensiones tienen una interfaz basada en una cadena de resistencias junto con filtros de resistencia y capacitores. Las tres corrientes se obtienen directamente de los transformadores de corriente propios de la central. La conexión con el microcontrolador (bus SPI) está implementada a través de un chip de aislación galvánica que separa completamente las 4 líneas de comunicación y la fuente de alimentación. El circuito integrado utilizado para esto es el ADUM5411 de Analog Devices. El chip elabora directamente la medición de la energía, almacenándola en registros consultables, lo que permite la lectura de tensiones, corrientes, potencia activa, potencia reactiva y cos φ. Para el cálculo del índice de desempeño (PR) solo se utiliza la potencia activa.

Módulo Auxiliar Interfaz de Red.

Para este módulo se utiliza un chip ENC28J60 de Microchip que es un controlador Ethernet con interfaz SPI estándar. Está diseñado para servir como una interfaz de red Ethernet para cualquier microcontrolador equipado con SPI. Esta interfaz permite una tasa de datos de hasta 10 Mbit/s.

Módulo Auxiliar Fuente de Alimentación.

El módulo de fuente de alimentación brinda las tensiones necesarias para el funcionamiento del sistema, está integrado a la plaqueta del PRMeter. Los valores de tensiones son de 5 V y 3,3 V.

Procedimiento de adquisición, procesamiento y reporte de datos.

Este proceso está basado en la norma IEC–61724-1:2021, la misma expresa valores de tiempos de muestreo (adquisición), registro y reporte y las divide en categorías o clases. Para cumplir con esta, se dotó al sistema de la posibilidad de configurar estos tiempos de manera remota y en tiempo real, de esta forma se puede situar al sistema dentro de la clase A o la clase B que propone la norma. Los tiempos de muestreo, se pueden configurar de manera libre, siendo valores normales 1 y 60 segundos. Los tiempos de registro pueden ser configurados en valores de 5, 10 o 15 minutos. La definición de estos números se realiza para asegurar la coherencia entre los tiempos de muestreo y registro. El tiempo de reporte es fijo e igual al tiempo de registro. Para los tiempos de muestreo se eligió un valor por defecto de 1 segundo y para el tiempo de registro 1 minuto. Con estos valores se ubica al sistema en la clase A de la norma.

Adquisición de la potencia.

Ya que el ADE7758 no lee potencia se deberá leer la energía activa y dividirla por el período de integración, este período se configura antes de acceder al registro de energía. Se configuró este valor en 40 cruces por cero, lo que da un valor de tiempo de integración de 0.4 segundos (para 50 Hz de frecuencia de línea). Luego de este tiempo, se lee el registro de energía y se lo divide por 0.4 para obtener la potencia.

Adquisición de las temperaturas e irradiancias.

Previamente se configura al chip ADS1115 para que el canal de entrada de irradiancia sea diferencial y el de temperaturas sea de entrada simple. Luego se leen directamente los valores digitales de los canales del conversor.

Cálculo de PR.

Para cada adquisición de las variables antes descriptas, se calcula el índice PR, según algoritmo creado para la Ec. (1). Por cada adquisición se ingresa el valor de la variable en un array transitorio que servirá para el procesamiento posterior.

Procesamiento, Reporte y Almacenamiento de Datos

El procesamiento es el mismo para todas las variables adquiridas. Cada minuto (valor por defecto del tiempo de registro), se obtienen del array los valores promedio, máximo, mínimo y desvío estándar para cada variable. Este proceso lo realiza la librería “Average”.

Una vez calculados los valores anteriores, se trasmiten al servidor vía protocolo MQTT/TLS.

Respecto a la capacidad de almacenamiento, el dispositivo dispone de capacidad suficiente para ejecutar los cálculos internos necesarios. Para lograr este objetivo el sistema almacena temporalmente los valores adquiridos de todas las variables en una matriz armada a tal efecto en memoria RAM. Luego, al llegar al tiempo de registro se hacen los cálculos de valores promedio, máximo, mínimo y desvío standard para cada variable, terminado este proceso, la matriz temporal se limpia para comenzar un nuevo ciclo. El almacenamiento definitivo de los registros o persistencia se produce cuando el sistema los transmite al servidor donde son almacenados en una base de datos PostgreSQL. La capacidad de almacenamiento de este servidor es escalable a las necesidades de la planta.

Procedimientos de Calibración, contrastación y validación

La figura 2 muestra el dispositivo desarrollado donde se pueden observar la plaqueta, la electrónica aplicada y los distintos conectores o fichas para su calibración, contrastación y funcionamiento.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

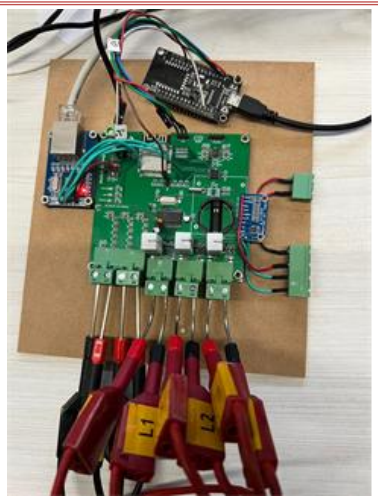


Figura 2: Plaqueta de PRMeter en etapa de calibración/contrastación

Objetivo y Entorno de Verificación.

La validación de las magnitudes registradas por el PRMeter se llevó a cabo mediante la trazabilidad a patrones de referencia y el uso de fuentes de señal controladas con equipos pertenecientes al OES. Estos procedimientos se ejecutaron en laboratorio, garantizando un ambiente controlado para la minimización de las incertidumbres de medida.

Calibración de Parámetros Eléctricos. (Tensión y Corriente)

Para la calibración primaria de los canales de tensión y corriente, se empleó el banco de ensayo trifásico MTE PTS 3.3C. Este equipo opera como un calibrador multifunción de alta precisión, integrando un patrón de trabajo de referencia con una clase de exactitud de 0.05. Adicionalmente, posee una fuente de alimentación integrada de voltaje y corriente, con una capacidad de generación y medición suficiente para cubrir el rango dinámico del ensayo planteado y cumplir con los requisitos de exactitud demandados. El banco de ensayo puede observarse en la Figura 3.



Figura 3: Banco de ensayo trifásico MTE PTS 3.3C. utilizado como patrón de calibración.

Procesos Pre-Calibración e Integración de Sensores.

En la fase preliminar a los trabajos de calibración propiamente dichos, se procedió a la integración física y lógica de los sensores reales (transductores) a sus respectivos canales de adquisición en el PRMeter. Simultáneamente, se desarrolló e implementó el subsistema de visualización gráfica (la gráfica de presentación) para asegurar la correcta correspondencia entre la señal de entrada digitalizada y su representación final al usuario.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Calibración/contrastación de Sensores.

- Sensores de Temperatura: Para la verificación y ajuste de los sensores térmicos (termopares o RTDs), se utilizó un termómetro de referencia de alta estabilidad, específicamente, el Fluke modelo T3000. Ver figura 4.
- Piranómetro (Irradiancia Solar): La contrastación del piranómetro, instrumento clave para la medición de la irradiancia global, se realizó empleando un dispositivo o unidad remota, SOLAR-02 de HT, que es un instrumento de medición de irradiación (expresadas en [W/m²]) y de temperatura (expresadas en [°C]) a través de sondas adecuadas. En este caso solo se utilizó para contrastar la irradiancia y se le asoció una sonda de 2 células de silicio tipo Irr-S2, también de la firma HT, modelo HT304N. Ambos dispositivos se observan también en la figura 4.



Figura 4: Termómetro Fluke T3000 y la unidad remota SOLAR-02 y su sonda HT304N.

El conjunto de actividades metrológicas y de validación fue llevado a cabo por el equipo técnico del proyecto, compuesto por docentes, investigadores y becarios con sólida formación en instrumentación y medidas eléctricas.

Resultados y discusión.

El sistema de medición y adquisición de datos, designado como PRMeter se asocia a una plataforma centralizada también desarrollada por el OES que complementa el monitoreo en tiempo real de la planta. Este instrumento está diseñado para procesar la información obtenida a través de sensores específicos (transductores) y realizar el registro histórico de todas las variables relevantes para el análisis de desempeño del sistema fotovoltaico. El PRMeter se integra a la plataforma con un software de interfaz gráfica que permite al usuario la visualización, el almacenamiento y el tratamiento de los datos, incluyendo la aplicación de algoritmos de validación y cálculo de indicadores. La arquitectura del hardware está centrada en una unidad de adquisición de datos de alto rendimiento, diseñada para la lectura y digitalización simultánea de múltiples canales analógicos y digitales. El sistema está equipado con módulos de acondicionamiento de señal que garantizan la compatibilidad de impedancias y la protección contra transitorios para las entradas de los sensores de campo.

Entradas de Tensión y Corriente: Los valores de tensión se obtienen de la entrada del medidor de energía propio de la planta fotovoltaica al igual que las corrientes que se obtienen de sus transformadores de intensidad, ubicados en el tablero general de baja tensión. La selección y conexión de estos elementos primarios existentes en la planta, se realizó considerando el rango nominal y la carga máxima del sistema fotovoltaico.

Entradas de Temperatura y Radiación: Los sensores de temperatura y el piranómetro se conectan a canales de baja señal que incorporan amplificadores de instrumentación de alta relación de rechazo de modo común (CMRR) para minimizar la interferencia electromagnética (EMI).

El firmware embebido en el PRMeter gestiona la rutina de muestreo con una frecuencia de adquisición definida por el usuario. Los datos digitalizados son almacenados temporalmente en RAM como se explicó anteriormente.

La transmisión de datos al servidor central se realiza a través del protocolo de comunicación MQTT con capa de ciberseguridad TLS implementada con certificados autofirmados. La interfaz de visualización (dashboard) presenta los datos en widget que pueden ser de series temporales, tablas, valores numéricos, etc. Las gráficas en series de tiempo permiten el

monitoreo gráfico de las curvas de potencia (P), irradiancia (W/m²) y temperatura (°C), además de mostrar los cálculos derivados como el índice de desempeño o PR.

En fecha 15/08/25 se realizó el montaje final en la planta fotovoltaica de Armstrong, de un tablero metálico con el dispositivo PRMeter en su interior. Se le conectaron los sensores de temperatura y de irradiancia en el sitio y se lo vinculó a los transformadores de intensidad y a las tensiones del tablero general de baja tensión. Se respetaron para su ubicación las indicaciones de los anexos de la norma IEC–61724-1:2021. En el caso de esta planta fotovoltaica y para este dispositivo se decidió por un único sensor de temperatura de paneles ubicado en la parte posterior. La fijación se realizó con un pegamento o epoxi neutro que no afecta químicamente a la capa posterior del módulo y que, además es termoconductor. Para su ubicación se siguieron las indicaciones de la norma para la condición de sensor permanente, Se lo ubicó en la parte posterior de uno de los paneles próximos al PRMeter. La posición correcta es en el centro de la celda más central del módulo, evitando los límites con otras celdas. El piranómetro, también fue ubicado próximo al PRMeter y en el plano de los paneles con el objetivo de no realizar correcciones posteriores en el cálculo.

En la Figura 5 pueden observarse al equipo técnico realizando el montaje y conexionado del PRMeter en la planta fotovoltaica de la Cooperativa de Armstrong.



Figura 5: Trabajos de montaje en planta fotovoltaica de Armstrong

Para la visualización de datos se implementó la dashboard “Thingsboard versión Community Edition” que es la versión libre de licenciamientos pero que contiene todas las funcionalidades necesarias para vincular y mostrar lo requerido en este proyecto. En esta capa, existen los siguientes servicios/aplicaciones: Base de datos Postgre SQL dentro del mismo servidor, Broker MQTT con certificados de seguridad TLS, Cadena de reglas para procesamiento de alarmas, alertas de fuera de rango y dispositivo offline/online, Configuración de dispositivos sensores e inversores, Configuración de atributos del dispositivo.

Para la visualización, se diseñaron los widgets o paneles que proporcionen información de cada dispositivo, como ser:

- Visualización de los datos en tiempo real.
- Visualización mediante gráficas de la evolución de los datos en el dominio del tiempo con entorno configurable.
- Visualización y configuración de los parámetros de alertas.
- Visualización del estado del dispositivo (fuera de rango/offline/online).
- Visualización del lugar de emplazamiento del dispositivo.
- Visualización de fecha y hora de la última telemetría.

Todo el sistema tiene además una herramienta de alertas/alarmas. Para ello se utiliza la API de Telegram, para lo cual se configura una cadena de reglas que filtra los dispositivos, confecciona los mensajes y finalmente a través de HTTPS (Hiper Text Transfer Protocol Secure), envía la notificación. Estas notificaciones se conforman a través de la configuración de canales de Telegram para cada área/usuario.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

En las figuras que siguen a continuación pueden observarse algunos widgets o paneles que se visualizan en la dashboard de la plataforma. La Figura 6 muestra la parte superior donde se destacan datos generales básicamente numéricos.

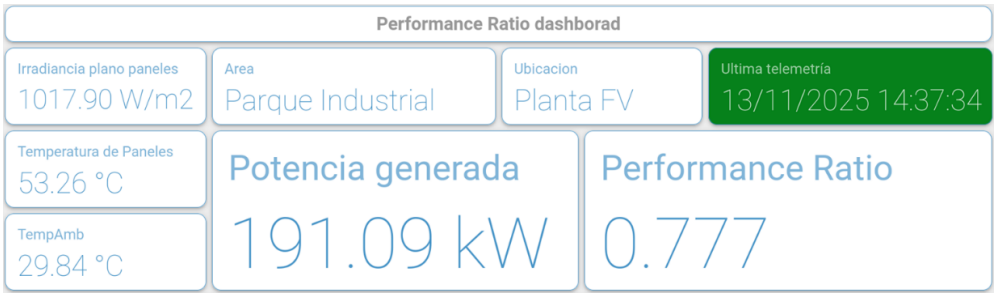


Figura 6: Panel superior de Dashboard

En la Figura 6 se destacan la ubicación o área del montaje del PRMeter, el valor de irradiancia, los valores de temperatura, la potencia generada y el valor calculado de PR. Todos estos valores son los que se corresponden con la última telemetría actualizada por el sistema.

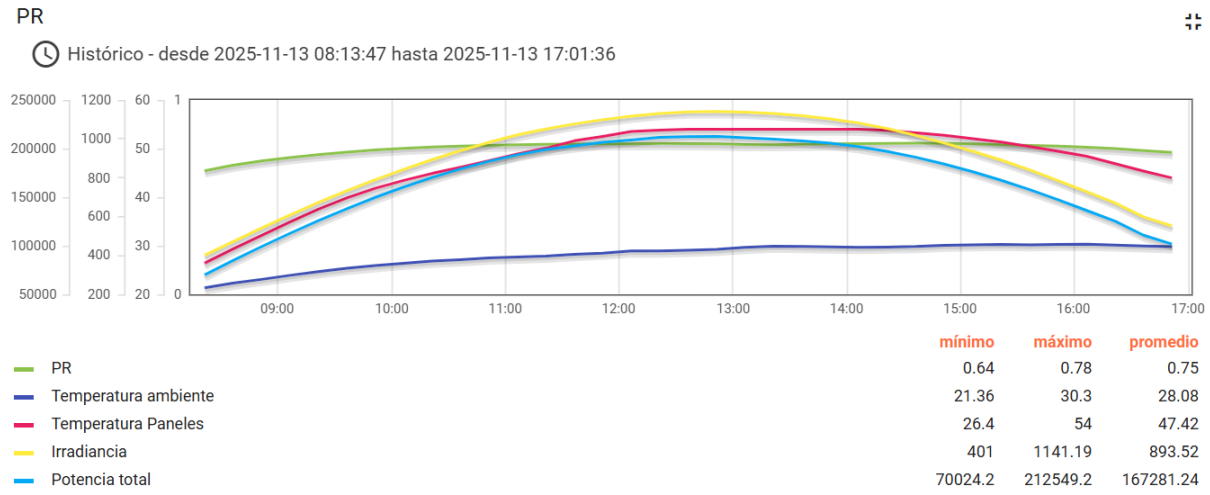


Figura 7: Gráficas de potencia total, irradiancia, temperaturas y PR.

La Figura 7 muestra el widget donde se visualizan conjuntamente el PR, las temperaturas del panel, la irradiancia y la potencia activa total. Junto a estos datos y para cada uno de ellos se muestran los máximos, los mínimos y el promedio.

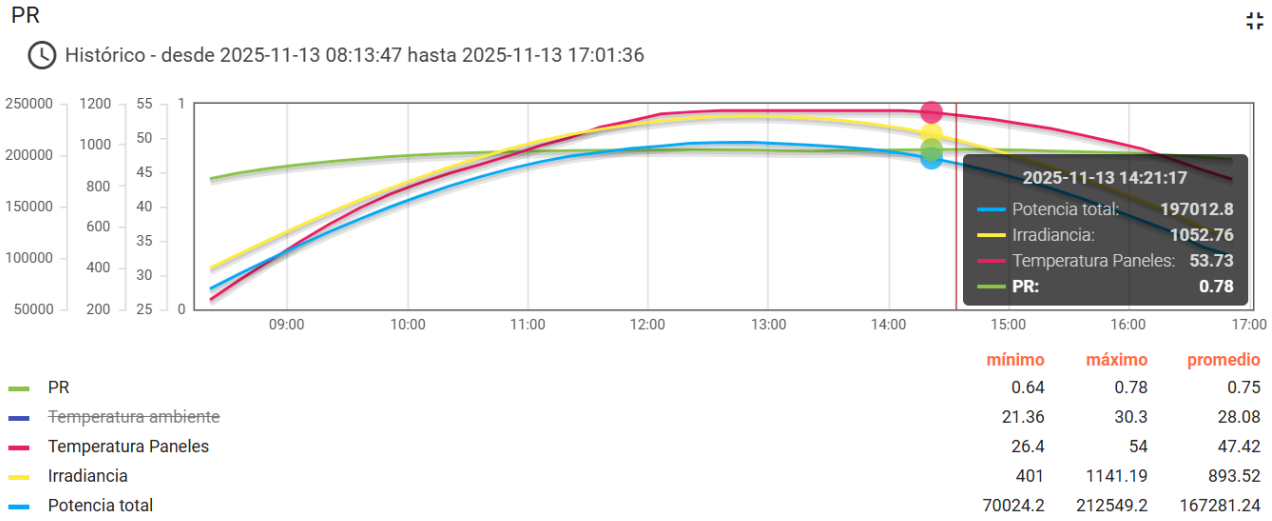


Figura 8: Valores promediados y visualizados con el cursor dinámico

La Figura 8 es la misma visualización de la figura 7, en la cual se puede observar el uso del cursor dinámico, cursor que permite obtener los valores de los datos promediados y graficados. Si se utilizan estos datos en la EC. (1) es posible calcular y observar la correspondencia entre los mismos y el valor de PR de forma manual. También, puede observarse que en este caso se eliminó la gráfica de la temperatura ambiente. Esta es otra función que tiene asociada la dashboard, que permite hacer desaparecer una o varias curvas en caso de querer visualizar correspondencias entre cualquiera de las otras o simplemente ver una sola. También es posible seleccionar cualquier periodo de monitoreo y analizarlo. La figura 9 muestra un periodo de 7 días.

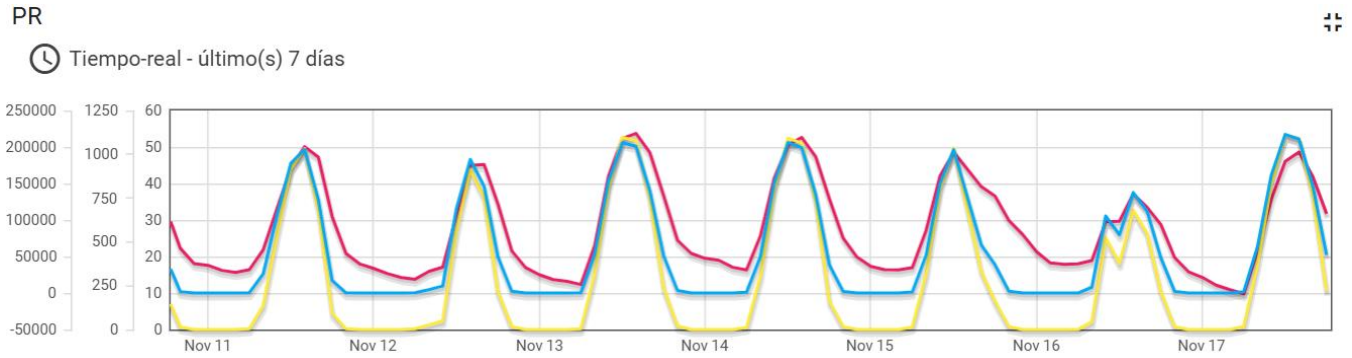


Figura 9: Histórico planta solar de Armstrong para un periodo de 7 días

Conclusiones

Como quedó demostrado en el desarrollo del artículo se diseñó, calibró y montó en planta un dispositivo adquisidor de datos al que se denominó PRMeter, que permite incorporar todas las variables que hacen al telemonitoreo y telegestión de una central fotovoltaica, con entradas programables de acuerdo con el tipo de sensor a conectar y potencialmente escalable modularmente. Mediante el conjunto de datos obtenidos y el análisis exhaustivo de los mismos se obtuvieron elementos que permiten a partir de la interpretación de los operadores de la planta, la mejora en la gestión del funcionamiento y el mantenimiento de esta. Este resultado se encuentra a disposición de operadores de otras centrales fotovoltaicas que lo soliciten. Se espera en un futuro, iniciar un proceso de transferencia tecnológica hacia otros actores locales, empresas distribuidoras, cooperativas eléctricas y usuarios que poseen o gestionan generación FV, transferencia que será útil en la mejora y perfeccionamiento de sus servicios, en un marco fructífero de cooperación mutuo entre la Universidad Tecnológica Nacional, Cooperativas Generadores de Energía Fotovoltaica y empresas locales. El perfeccionamiento y la mejora continua, las necesidades puntuales y los nuevos desafíos de este desarrollo y su integración al sistema de monitoreo permitirá crear una metodología de mantenimiento precisa y minuciosa de instalaciones reales.

El diseño integrado del sistema que muestra parámetros y curvas en forma remota y en tiempo real y su potencialidad para ser usado como herramienta de formación profesional y académica será utilizado en las cátedras universitarias que lo deseen facilitando la formación del estudiantado. El sistema en su conjunto acorta la brecha entre la teoría y la práctica en la ingeniería y haciendo que esta práctica sea menos marcada sobre todo cuando se trata de formación de competencias en instalaciones reales. De esta forma los estudiantes aplicarán los conocimientos teóricos que les permitan desarrollar habilidades blandas esenciales, como la resolución de problemas, el trabajo en equipo, la comunicación, el pensamiento crítico y la toma de decisiones bajo presión, gestión, ensayos, evaluación, aspectos difíciles de enseñar en un entorno de aula convencional. Permitirá además ser presentado como laboratorio remoto e implementar cursos y formar capacidades locales en la temática de gestión de plantas fotovoltaicas.

Otro aspecto relevante para analizar es el cálculo instantáneo de PR o en breves periodos y su utilización para gestionar las plantas, aspecto no considerado actualmente por quienes operan plantas de potencia instalada menores a 1 Mw.

Queda pendiente analizar los resultados después de un tiempo extendido de funcionamiento e identificar eventos que se salen de parámetros o comportamientos normales y actuar en consecuencia. El rastreo y análisis de estos eventos permitirá educar a los operadores de la central, generar información a partir de supervisión manual y semiautomática y en un futuro generar herramientas que entrenen al sistema (machine learnig).

Referencias bibliográficas.

Ahmad M. K., Indradip M., Werner W. y Volker S. (2016). Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 65, 1139-1158. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066

Carrizo S. C., Ise A., Clementi L., & Villalba S. (2023). Innovaciones socio-técnicas en la transición energética argentina: Hacia una red inteligente en Trenque Lauquen. Proyección, Volumen 17 (33), 152–170. https://doi.org/10.48162/rev.55.040

González S. A., Murcia G. J., Garín E., Branda J. C., Lanson A. y Aristegui r. (2019). Cálculo de la relación de rendimiento de una planta fotovoltaica mediante distintas metodologías. Caso de estudio en la Ciudad de Mar del Plata. ASADES Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 23, pp 03.29-03.41. ISSN 2314-1433.

International Electrotechnical Commission. (2021). Photovoltaic system performance (IEC 61724).

Marino E., Castello M., Salerno J., Arraña I. y García E. (2025), Avances en dispositivo de medición y cálculo de indicador de desempeño de una planta fotovoltaica. 1° Congreso de Transición Energética del Norte Santafesino, Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Reconquista.

Salazar Alava E. J., Carrión Galarza D. F. (2016). Trabajo de titulación Ingeniero Eléctrico: Análisis del factor de rendimiento y eficiencia para centrales de generación de energía solar fotovoltaica. Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito – Ecuador.

Trejos Grisales L. A. (2018). Trabajo de tesis doctoral: Modeling Techniques for Photovoltaic Systems Under Mismatching Conditions - Universidad Nacional de Colombia Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación. Manizales. Colombia.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Determinación de la potencia instalada por zona para infraestructura de carga de vehículos eléctricos en Córdoba

Zonal Determination of Installed Power for Electric Vehicle Charging Infrastructure in Cordoba

Martín Sombeck
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Córdoba, Argentina.
sombeckmartin@gmail.com
Tomás L. Suppo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Córdoba, Argentina.
tomassuppo1998@gmail.com
Sergio N. Bragagnolo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Centro de Investigación, Desarrollo y Transferencia en Ingeniería en Energía Eléctrica, Argentina.
sbragagnolo91@gmail.com
Juan I. Amaya
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Centro de Investigación, Desarrollo y Transferencia en Ingeniería en Energía Eléctrica, Argentina.
amaya.juan.92@gmail.com

Resumen

Se presenta una metodología para estimar la potencia instalada necesaria por zona en la infraestructura de carga de vehículos eléctricos de la ciudad de Córdoba. A partir del análisis del mercado de vehículos y cargadores disponibles, se definen módulos de potencia representativos para distintos tipos de electrolineras. Considerando la ubicación de las estaciones transformadoras, las arterias principales y secundarias, y la disponibilidad de espacio urbano, se proyectan electrolineras de distinta capacidad. Los resultados muestran diferencias significativas entre zonas, con mayores requerimientos en el anillo céntrico y el corredor noroeste. Además, se evalúa el impacto en las estaciones transformadoras AT/MT y se observan solo algunos nodos de margen operativo reducido. La metodología propuesta permite dimensionar la demanda eléctrica asociada a la expansión de la movilidad eléctrica sin depender de proyecciones del parque vehicular.

Palabras clave: Infraestructura de carga, Movilidad eléctrica, Potencia Instalada, Planificación eléctrica urbana, Electrolineras

Abstract

A methodology is presented to estimate the installed power required per zone for the electric vehicle charging infrastructure in the city of Córdoba. Based on an analysis of the available vehicle and charger market, representative power modules were defined for different types of charging stations. Considering the location of transformer substations, main and secondary roads, and the availability of urban space, charging stations of different capacities were projected. The results show significant differences between zones, with higher requirements in the central ring and the northwestern corridor. Additionally, the impact on high- and medium-voltage transformer substations is evaluated, with only a few nodes operating with reduced capacity margins. The proposed methodology allows estimating the electrical demand associated with the expansion of electric mobility without relying on projections of the vehicle fleet.

Keywords: Charging infrastructure, Electric mobility, Installed power, Urban electrical planning, Charging stations

Introducción

La transición del sector del transporte hacia la electromovilidad es una tendencia en crecimiento en gran parte del mundo, especialmente en los países desarrollados. Para el año 2023, circulaban aproximadamente 40 millones de vehículos eléctricos (VEs) a nivel global, de los cuales el 53% se encontraba en China, el 28% en Europa, el 12% en los Estados Unidos y el 7% en otras regiones. La cantidad de vehículos eléctricos en 2023 representa un incremento de treinta veces en comparación con 2015, año en que se firmó el Acuerdo de París (Perona et al., 2025). Este crecimiento ha sido impulsado por la necesidad urgente de reducir las emisiones contaminantes, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y aprovechar los avances en las tecnologías de baterías y sistemas de carga (Zhao et al., 2023). Además, los gobiernos de todo el mundo han implementado incentivos y regulaciones para fomentar la adopción de los VEs, apoyando el desarrollo de infraestructura de carga y la mejora en la autonomía de los vehículos (Dabush et al., 2025). Finalmente se espera que para finales de esta década, el 50 % de los nuevos patentamientos de vehículos a nivel mundial sean eléctricos (Nutkani et al., 2024)

En los últimos años, la adopción de VEs en la provincia de Córdoba ha seguido una tendencia similar a la observada a nivel nacional, aunque en menor escala. Mientras que en Argentina las ventas comenzaron a crecer de forma sostenida a partir de 2018, con un incremento marcado desde 2022, en Córdoba se registraron 12 unidades en 2023 (Perona et al., 2025). Este crecimiento contrasta con el avance acelerado de países de la región como Brasil y México, y con la consolidación del mercado europeo. Proyecciones recientes estiman que la participación de VEs en el parque automotor argentino podría superar el 38 % hacia 2034 (Perona et al., 2025), lo que anticipa una expansión significativa de la demanda de infraestructura de carga urbana.

La adopción e incremento de los VEs a nivel mundial implica un impacto directo sobre los sistemas eléctrico, especialmente los urbanos, que deben permitir o adaptarse para suministrar la energía necesaria de forma confiable y eficiente (Li & Jenn, 2024). Esta adaptación debe realizarse preferiblemente con la menor inversión posible en infraestructura eléctrica (Nutkani et al., 2024). La concentración espacial de la demanda en puntos de carga generalmente ocurre en el sistema de distribución y puede generar incrementos significativos en la potencia requerida, entonces si las redes no están preparadas, es probable que sean los cuello de botella al afectar la carga de transformadores, las corrientes de línea y los perfiles de tensión en la red de media tensión (Li & Jenn, 2024; Nutkani et al., 2024). Además, la simultaneidad en los patrones de carga y la ausencia de coordinación en la instalación de electrolineras podrían provocar sobrecargas locales y desbalances de fase, (Borroy Vicente et al., 2024; El-Hendawi et al., 2024) particularmente en zonas densamente pobladas.

En este contexto, resulta esencial anticipar la demanda eléctrica asociada a la infraestructura de carga y su distribución espacial dentro del sistema de potencia urbano, con el fin de garantizar la calidad del servicio y planificar adecuadamente la expansión del sistema. El presente trabajo aborda esta problemática mediante la estimación de la potencia instalada por zona para electrolineras en la ciudad de Córdoba. Se propone una metodología reproducible y adaptable a otras ciudades, que contribuye a la planificación técnica de la electromovilidad en entornos urbanos.

Este trabajo consta de tres grandes secciones. La primer sección, materiales y métodos, explica el relevamiento del mercado argentino de VEs, analiza el mercado de cargadores eléctricos, el dimensionamiento y clasificación de las electrolineras y el criterio para su localización geográfica. En la segunda sección de resultados y discusiones, se presentan el estado actual de la demanda eléctrica para la ciudad de Córdoba y la ubicación elegidas correspondientemente para las electrolineras. Finalmente, en la última sección se presentan las principales conclusiones.

Materiales y métodos

III-A Relevamiento del mercado

En el informe SIOMAA (2024) se observa los vehículos que se encuentran incorporados durante 2024 y hasta septiembre del 2025. En el periodo considerado se vendió un total de 1122 VE, siendo ya la venta del 2025 un 50 % superior a la del 2024, con un total de 697 frente a 425 en el 2024. De los 38 modelos vendidos se destacan los 10 más vendidos en la tabla 1, que contabilizan 916 VE, que es el 81 % del total de las ventas.

Se observa que los VEs que figuran en el top, aproximadamente un 60% su uso está pensado para un desplazamiento rutinario dentro de la ciudad. Dentro de los vehículos de Renault, que en conjunto suman 417 VEs, se observa que los tres vehículos admiten carga trifásica de 22 kW en corriente alterna (CA). Mientras que en corriente continua (CC) el Renault Kwid admite carga de 30 kW, la Kangoo E-Tech 80 kW y el Megane E-Tech de 120 kW. Siendo el Kwid pensado para la ciudad, la Kangoo un utilitario y el Megane un vehículo más deportivo (Renault, 2025a, 2025b, 2025c). Los vehículos de Coradir, de fabricación nacional, permiten una potencia máxima de carga monofásica de 20 A y solo admiten CA (Coradir, 2025). Se destaca el Ford Mustang que es un vehículo que entra en la categoría de automóvil de lujo cuya potencia de carga es de hasta 7 kW en CA monofásica, 11 kW en CA trifásica y 150 kW en CC (Ford, 2025).

Tabla 1. Vehículos eléctricos más vendidos en el periodo 2024- septiembre 2025

Posición	Modelo	Unidades Vendidas 2024	Unidades Vendidas Enero-Septiembre 2025	Unidades vendidas totales 2024+2025
1	Renault Kwid	121	87	208
2	Renault Megane	68	96	164
3	Chevrolet Spark		122	122
4	Volvo EX30		117	117
5	Coradir Tito	82	32	114
6	Coradir Tita	33	14	47
7	Renault Kangoo	27	18	45
8	Ford Mustang	33	12	45
9	Mercedez Benz EQA350	18	12	30
10	Great Wall Ora 03		24	24

A continuación, se muestra la tabla 2 que es un resumen de las características de carga de los VEs en CA y CC presentes en el mercado argentino, sumados otros confirmados o con potencial llegada al país. También, se muestran la autonomía de los vehículos y el segmento de pertenencia.

Tabla 2. Características de carga para cada VE

Marca	Modelo	Segmento	Autonomía	Cargador Opción 1		Cargador Opción 2		Cargador Opción 3	
Coradir	TITO	Citycar	100–300 km	220 V - 20 A	AC				
Renault	Kwid E-Tech	Hatchback	~292 km	30 kW	DC				
Renault	Kangoo E-Tech	Furgón	~300 km	80 kW	DC	22 kW	AC		
Renault	Megane E-Tech	Hatchback	~450 km	130 kW	DC	22 kW	AC		
BAIC	EU5	Sedán	~416 km						
Chevrolet	Blazer EV	SUV	~600 km	190 kW	DC				
Chevrolet	Equinox EV	SUV	~482 km						
Chevrolet	Spark EUV	SUV compacto	~400 km						
MG (SAIC)	MG4	Hatchback	~435 km	144 kW	DC	11 kW	AC		
MG (SAIC)	Marvel R	SUV	~402 km	11 kW	DC	11 kW	AC		
Volkswagen	ID.3	Hatchback	~420 km	100 kW	DC	11 kW	AC	7,2 kW	AC
Volkswagen	ID.4	SUV	~500 km	135 kW	DC	50 kW	DC	11 kW	AC
Volkswagen	ID.5	SUV coupé	~520 km	135 kW	DC	11 kW	AC		
Mercedes-Benz	EQA	SUV	~426 km	100 kW	DC	11 kW	AC	7,4 kW	AC
Volvo	EX90	SUV	~600 km	250 kW	DC	50 kW	DC	11 kW	AC
Volvo	EX30	SUV	~400 km	150 kW	DC				
BYD	Dolphin Mini	Hatchback	~300 km	65 kW	DC	6,6 kW	AC		
Hyundai	Inster	Hatchback	~300 km	100 kW	DC	50 kW	DC	10,5 kW	AC
Ford	Mustang Mach E	Hatchback	~541 km	150 kW	DC				
Great Wall	Ora 03	Hatchback	~370 km	60 kW	DC	11 kW	AC		

Esta información permite identificar los cargadores a instalar y las cantidades que se deben contemplar para cada tipo de carga.

III-B Análisis del mercado de cargadores

Para definir los módulos de electrolineras a instalar es necesario definir los niveles de potencia característicos de cada tipo de cargador, en función de la tecnología utilizada y del contexto de instalación. En el caso de las electrolineras, públicas o semipúblicas, se utilizan cargadores de CA y de CC, con diferentes potencias de carga, tiempo de carga y tipo de conexión.

Los cargadores de CA utilizan el cargador a bordo del VE para convertir la CA de la red en CC para la batería. Su potencia está limitada por la capacidad del convertidor interno y por la instalación eléctrica disponible, siendo adecuados para estacionamientos públicos, comerciales o residenciales de larga permanencia. En cambio, los cargadores de DC realizan la conversión en la propia estación de carga y transfieren directamente corriente continua a la batería, permitiendo potencias mucho mayores y tiempos de carga reducidos. Son los más utilizados en electrolineras de gran potencia urbanas e interurbanas (Brown et al., 2024; Srinivasa Raghavan et al., 2023).

La tabla 3 muestra una clasificación de los tipos de carga más habituales, sus rangos de potencia típicos y las aplicaciones recomendadas. La tabla fue realizada en base a (IEA, 2024, 2025; *IEC 61851-1*, 2017; *SAE J1772*, 2020; Kimura et al., 2022)

Tabla 3. Potencias típicas y características de los principales tipos de carga para vehículos eléctricos

Tipo de carga	Tecnología	Potencia típica (kW)	Tensión de suministro	Ejemplos
Carga lenta (AC nivel 1)	Monofásica 220 V - AC	3.3-3.7	220 V	208
Carga semi-rapida (AC nivel 2)	Trifásica 380 V - AC	7.4-22	380 V	Siemens VersiCharge AC22, WEG WEMOB AC22
Carga rápida (DC nivel 3)	Chevrolet Spark	50-100	400 – 800 V	ABB Terra 54/124, WEG DC150, Enel X JuicePump
Carga ultra-rápida (DC alta potencia)	Volvo EX30	150-350	800 – 1000 V	Siemens Sicharge D 300, ABB Terra 360
Carga de oportunidad o flota (DC a media potencia)	Coradir Tito	25-60	400 – 800 V	BYD Depot Charger 40, Kempower T500

En base a la tabla 3 y las referencias consultadas para realizarla se observa que en entornos urbanos la infraestructura de carga pública y semipública se concentra principalmente en los niveles AC semi-rápido (11–22 kW) y DC rápido (50–100 kW), dado que ofrecen un equilibrio entre tiempo de carga, inversión y demanda sobre la red. Los cargadores AC son adecuados para ubicaciones de larga permanencia, como estacionamientos o centros comerciales, mientras que los DC rápidos y ultra-rápidos se destinan a electrolineras con alta rotación de usuarios o ubicadas en corredores viales.

El aumento de la potencia unitaria implica mayores exigencias sobre el sistema de distribución, especialmente en lo referente a capacidad de transformadores, secciones de cableado y calidad de tensión, lo que refuerza la necesidad de estimar la potencia total instalada por zona como se desarrolla en las secciones siguientes (Awadallah et al., 2017; Li & Jenn, 2024; Nutkani et al., 2024).

III-C Dimensionamiento y clasificación de electrolineras

A partir del análisis del mercado de cargadores se proyectan los módulos de los cargadores, que se muestran en tabla 4, que permiten identificar la potencia de carga del módulo, el tipo de corriente y la cantidad de bocas por modulo, que representa la cantidad de vehículos que cada modulo puede cargar. Estos módulos son utilizados para diseñar los diferentes tipos de electrolineras.

A partir de la combinación de módulos de carga, se realiza una combinación de este considerando la utilización que tendrá cada electrolinera y la potencia total, esto permite definir los 5 tipos de electrolineras resumidos en tabla 5, para facilitar su comparación, cuyas características se discuten a continuación.

Tabla 4. Clasificación de los módulos de cargadores

Tipos de módulos			
N°	Pot	Corriente	Bocas x módulo
1	7,4 kW	AC	1
2	22,0 kW	AC	2
3	60,0 kW	DC	2
4	120,0 kW	DC	2
5	180,0 kW	DC	2

Tabla 5. Clasificación de las Electrolineras

Electrolineras									
Tipo	Nombre	Cant mod 1	Cant mod 2	Cant mod 3	Cant mod 4	Cant mod 5	Pot tot x est	Pot AC	Pot DC
P	Est. Pequeña	4	4	2	0	0	237,6 kW	117,6 kW	120,0 kW
M	Est. Mediana	6	8	4	2	0	700,4 kW	220,4 kW	480,0 kW
G	Est. Grande	6	8	8	4	2	1540,4 kW	220,4 kW	1320,0 kW
U	Est. Ultra	10	10	10	4	4	2094,0 kW	294,0 kW	1800,0 kW
DP	Est. De Paso	0	0	2	2	2	720,0 kW	0 kW	720,0 kW

Electrolinera Pequeña (EP): es la de menor potencia total instalada, pero no por ello la que posee menor cantidad de puntos de carga. Se puede implementar en pequeños estacionamientos. Los cargadores son los de menor potencia y se priorizan los de CA. En este tipo de cargadores se pueden recargar los VEs más económicos, como puede ser el Renault Kwid o la Kangoo, así como Coradir Tito y Tita. La tabla 5 muestra la potencia de carga, la cantidad de módulos de carga y la potencia máxima simultanea admitida por el sistema de gestión de carga de la electrolinera. Esta electrolinera posee 10 cargadores, 8 de CA y 2 de CC y puede cargar hasta 16 vehículos en simultaneo, lo cual representa una demanda de potencia de 237.6 kW para un factor de simultaneidad unitario (Fs=1).

Electrolinera Mediana (EM): La potencia total instalada es 3 veces mayor a la EP como se observa en tabla 5, teniendo más del doble de puntos de carga (34) y puede implementarse en grandes locales comerciales, donde se concentra una gran cantidad de vehículos en simultáneo. Además de agregarse módulos de CA, se agregan módulos de DC en 60 kW y se incorporan de 120 kW. Esto permite cargar vehículos de mayor capacidad de batería y de carga rápida

Electrolinera Grande (EG): Su potencia duplica la potencia de la EM y sextuplica la potencia de la EP, cuenta con 28 cargadores y 50 bocas. Su implementación requiere de superficies grandes por lo que se plantea para grandes áreas comerciales. Por tal motivo posee cargadores de carga lenta, semi-rápida y rápida. Se proyectan cargadores de CA y CC lo que permite adaptarse a las necesidades del usuario.

Electrolinera Ultra (EU): la tabla 5 muestra que es la de mayor potencia, permitiendo la carga de 66 VEs en simultaneo y totalizando 2094 kW. Su ubicación será en concentraciones altísimas de VEs en circunstancias particulares como un partido de futbol o un espectáculo masivo.

Electrolinera de Paso (EDP): está pensada para usuarios que se encuentran de viaje y requieren realizar solo cargas rápidas, es por ello por lo que únicamente tiene cargadores de CC como muestra la tabla 5. Su instalación se puede realizar en las estaciones de servicio en los alrededores de la ciudad. Este módulo permite la carga de 12 VE y tiene una potencia similar a la EM.

De la tabla 5 se observa que a mayor potencia de la electrolinera también es mayor la cantidad de puntos de carga, a excepción de la EDP que tiene una potencia similar a la EM y menos puntos de carga que la EP. Todas las potencias fueron calculadas con FS=1.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

III-D Criterios para la distribución geográfica de las electrolineras

La definición de los tipos de electrolineras, en función de su potencia total instalada, cantidad y tipo de cargadores, permite tener una configuración estándar que puede replicarse en diferentes sectores de la ciudad según su densidad vehicular y disponibilidad de infraestructura eléctrica. De esta forma se define la distribución espacial de las electrolineras considerando un análisis multicriterio que considera variables técnicas y urbanas:

- Cercanía a estaciones transformadoras y subestaciones de media tensión, priorizando emplazamientos con capacidad remanente para absorber la demanda adicional sin necesidad de refuerzos inmediatos.
- Disponibilidad de espacio urbano y accesibilidad vehicular, contemplando terrenos municipales, áreas de servicios y estacionamientos de gran superficie donde la instalación de infraestructura eléctrica no interfiera con el tránsito ni el uso peatonal.
- Densidad vehicular y uso del suelo, utilizando la distribución del parque automotor, los principales corredores de tránsito (anillo céntrico, avenidas de conexión y corredores noroeste y sureste)

Además, a partir de la ubicación de las estaciones transformadores y las características de la ciudad se plantea una zonificación que agrupe el área de influencia de las electrolineras. Entonces, cada zona se caracteriza por una combinación específica de electrolineras según su perfil de movilidad. En áreas centrales y comerciales predominan los módulos EM y EG, que combinan cargadores AC de 22 kW y DC de hasta 120 kW, mientras que en zonas residenciales o periféricas se priorizan módulos EP con potencias menores y mayor proporción de carga AC. Los módulos EU y EDP se destinan a sectores estratégicos: estaciones de servicio sobre arterias principales, accesos a autopistas o polos de alta concentración vehicular durante eventos masivos.

Resultados y discusión

4.1. Caso de estudio: Córdoba

La definición de los módulos de electrolineras y las consideraciones de su ubicación espacial son aplicadas en la ciudad de Córdoba para obtener la potencia instalada total y por zona. Para definir las zonas que permitirá el agrupamiento geográfico se consideró la ubicación de las estaciones transformadores de EPEC, obtenida de CAMMESA (2025), que se muestran en la figura 1.

Además. se realizó un análisis exhaustivo en Google Maps de la disponibilidad de estacionamiento, los principales corredores de tránsito y la cercanía a estaciones transformadoras y se consideró la información brindada por la municipalidad de Córdoba sobre arterias de la red vial principal y de la red vial secundaria en Municpalidad de Córdoba (2025), esto permitió realizar la zonificación de la ciudad en 7 zonas, asociadas a su conjunto de estaciones transformadoras y obtener la ubicación de 82 electrolineras y asociarlas a una zona como muestra la figura 2.

La figura 3 muestra 5 ejemplos de ubicación de las electrolineras, cada uno correspondiente a uno de los módulos. En a figura 3.a se observa en rojo el espacio ocupado por los VEs en la EP que requiere de 16 plazas y ocupa una pequeña proporción del estacionamiento disponible. La figura 3.b muestra la ubicación de una EM en el Dino Mall de ruta 20 que requiere de 34 plazas. En la figura 3.c se observa la EG ubicada en el Easy del barrio jardín que requiere de 50 plazas para su carga. La figura 3.d muestra la EU, que es la más grande y está pensada para ser ubicadas en sectores donde existen eventos masivos, por lo que se la ubica en el estadio Kempes que hay eventos deportivos y culturales y las 66 plazas necesarias no son significativas sobre el total del estacionamiento disponibles. Por último, se muestra una EDP que es pensada para personas que estén en viaje y requieran una carga rápida, por ello se eligió la estación de servicio YPF Yofre ubicada cerca de la circunvalación y se observa que las 12 plazas requeridas (en verde) tienen la disponibilidad necesaria para su implementación.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

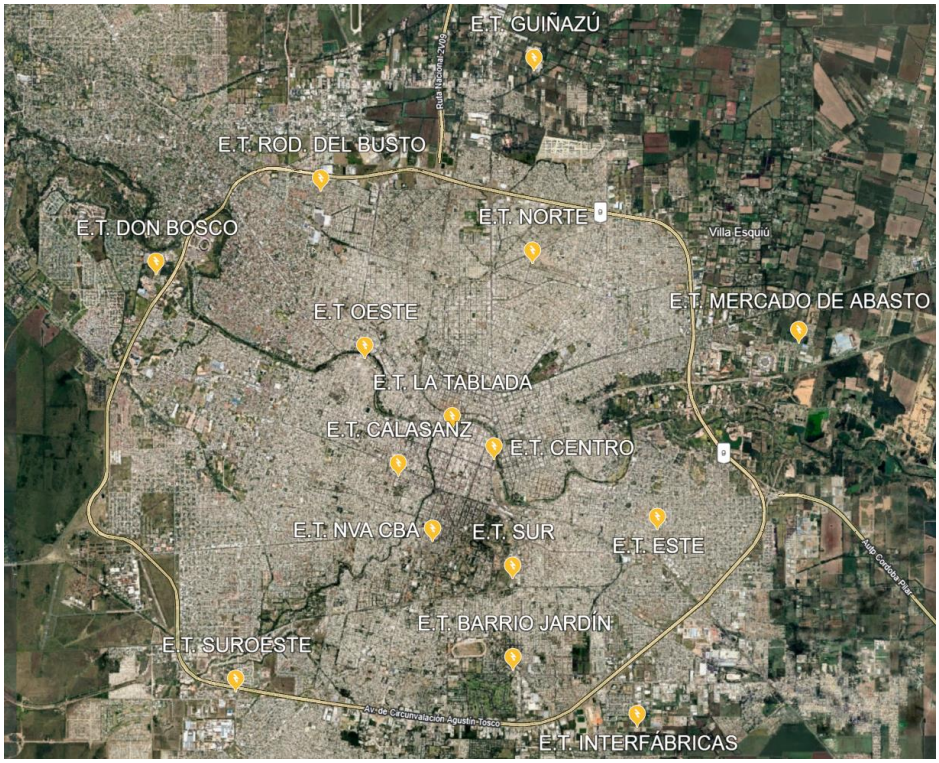


Figura 1. Ubicación geografía de las Estaciones Transformadoras de EPEC.

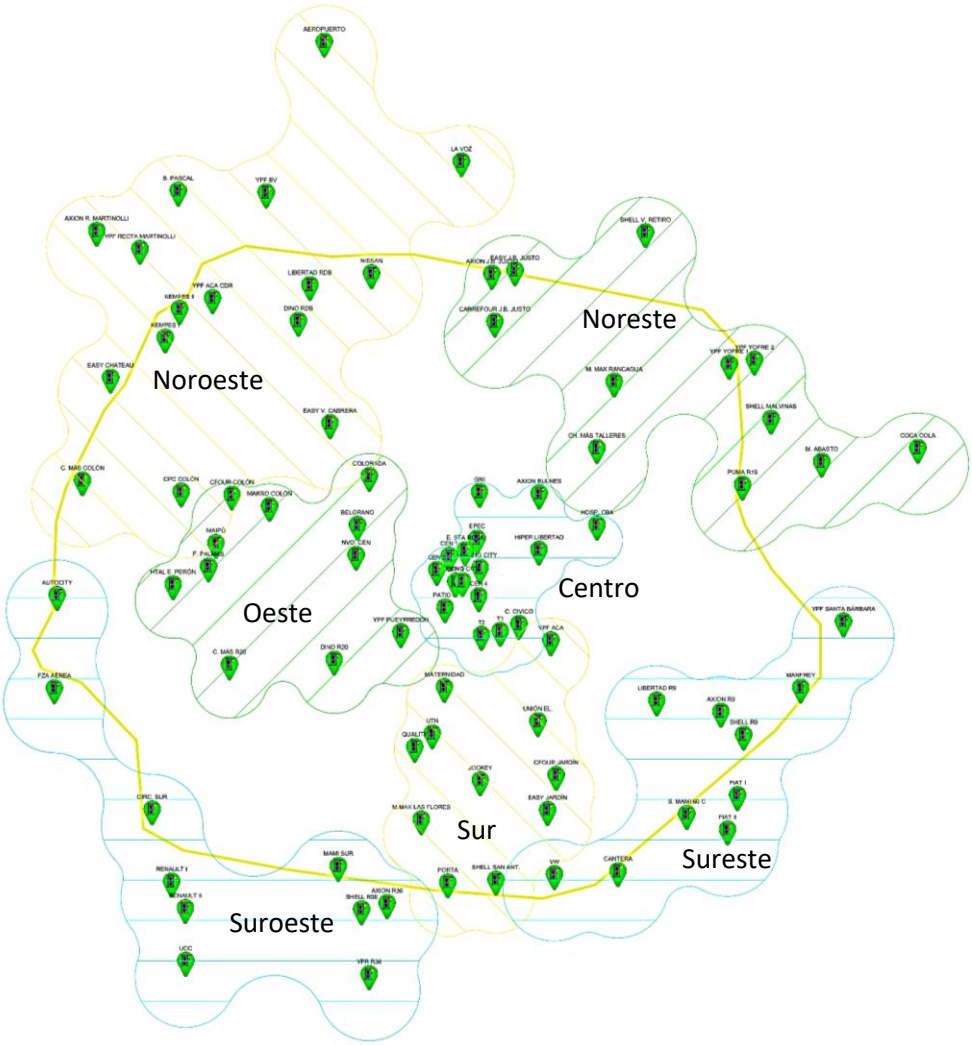


Figura 2. Distribución de electrolineras en la ciudad de Córdoba.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento



a) EP en CPC n° 4 Colon b) EM en Dino Mall Ruta 20 c) EG en Easy de Barrio Jardin



d) EU en Estadio Kempes e) EDP en YPF Yofre

Figura 3. Ejemplo de ubicación de cada uno de los módulos de electrolineras y el espacio ocupado de estacionamiento.

4.2. Potencia instalada total y por zona

En función de la distribución espacial de las electrolineras mostrada en la Figura 2 y de los módulos definidos en la Sección III-C, la Tabla 6 resume la potencia total instalada y la cantidad de electrolineras proyectadas por zona. En total se estiman 82 electrolineras, con una potencia instalada conjunta de 77,7 MW.

Tabla 6. Cantidad de electrolineras por zona

Zona	Pot instalada [kW]	Cant. EP	Cant. EM	Cant. EG	Cant. EU	Cant. EDP
Centro	9.977	3	10	1	0	1
Oeste	9.495	1	7	1	1	1
Noreste	11.042	0	3	3	0	6
Noroeste	18.277	3	1	5	3	4
Sur	9.052	2	4	1	1	2
Sureste	9.608	1	3	2	2	2
Soroeste	10.227	1	3	1	2	3
Total	**77678**	**11**	**31**	**14**	**9**	**19**

Se observa que las zonas Noroeste y Noreste concentran la mayor potencia instalada, con 18,3 MW y 11,0 MW, respectivamente. En ambos casos esto se consideró la densidad vehicular, la presencia de corredores de conexión con las avenidas de circunvalación y la disponibilidad de grandes superficies comerciales y logísticas donde es posible emplazar módulos de gran potencia (EG y EU).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

En el anillo céntrico se localiza el segundo conjunto más importante de electrolineras, con 10 EM y una potencia total cercana a 10 MW, orientadas a atender la demanda de carga semi-rápida en estacionamientos públicos y centros de alta rotación.

Las zonas Sur, Sureste y Suroeste presentan potencias similares, entre 9 y 10 MW, caracterizadas por un predominio de módulos EP y EM que favorecen la carga de larga permanencia en áreas residenciales. Finalmente, la zona Oeste, con 9,5 MW instalados, incluye una combinación equilibrada de módulos medianos, grandes y de paso, adecuados para los flujos vehiculares que conectan el centro con el acceso a Villa Carlos Paz que es uno de los principales destinos turísticos de Córdoba.

Desde el punto de vista eléctrico, ver tabla 7, se analiza el impacto considerando un factor de utilización del 90 % de la potencia instalada por las electrolineras y a esto se lo agrega como carga adicional a las estaciones transformadoras (EE TT), utilizando como demanda base el registro de demanda correspondiente a la fecha del 10 de febrero del año 2025 para la ciudad de Córdoba. En la misma se aprecia la capacidad de cada transformador correspondientemente con su carga actual, la carga adicional supuesta, el remanente de potencia disponible y el porcentaje de sobrecarga del elemento.

Tabla 7. Análisis del impacto en las EE TT de AT/MT en la potencia de transformación de la ciudad de Córdoba.

ZONA	Estacion	Elemento	Capacidad [MVA]	Carga actual [MVA]	Carga adicional [MVA]	Remanente [MVA]	Sobrecarga [%]
SURESTE	BJ	TD1	25	16,250	1,999	6,751	73%
SURESTE	BJ	TD2	25	23,181	3,198	13,620	66%
SURESTE	BJ	TD3	40	14,214	1,999	8,787	65%
SURESTE	BJ	ATD1	40	26,146	0,000	13,854	65%
OESTE	CZ	TD1	55	31,901	2,896	20,203	63%
OESTE	CZ	TD2	55	32,100	2,896	20,004	64%
CENTRO	CT	TD1	55	26,538	1,936	26,526	52%
CENTRO	CT	TD2	25	12,856	0,880	11,264	55%
CENTRO	CT	TD3	55	27,003	1,936	26,061	53%
NOROESTE	DB	TD1	55	24,501	4,026	26,473	52%
NOROESTE	DB	TD2	55	31,386	4,026	19,588	64%
NOROESTE	DB	AT1	30	1,300	0,000	28,700	4%
SURESTE	ET	TD1	55	27,035	1,980	25,984	53%
SURESTE	ET	TD2	25	0,000	0,000	25,000	0%
SURESTE	ET	TD3	55	39,001	1,980	14,018	75%
NORESTE	GZ	TD1	40	22,477	0,403	17,120	57%
NORESTE	GZ	TD2	55	24,466	0,554	29,979	45%
SURESTE	IF	TD1	55	22,926	2,515	29,559	46%
SURESTE	IF	TD2	55	23,914	2,515	28,572	48%
NORESTE	MDA	TD1	55	0,000	0,000	55,000	0%
NORESTE	MDA	TD2	40	27,946	3,961	8,093	80%
NORESTE	NT	TD1	55	44,829	2,171	8,000	85%
NORESTE	NT	TD2	25	17,701	0,987	6,312	75%
NORESTE	NT	TD3	55	37,734	2,171	15,095	73%
SUR	NC	TD1	40	31,438	0,737	7,824	80%
SUR	NC	TD2	40	30,303	0,737	8,960	78%
OESTE	OT	TD1	30	8,702	1,931	19,367	35%
OESTE	OT	TD2	30	7,006	1,931	21,063	30%
OESTE	OT	TD3	30	7,201	1,931	20,869	30%

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

ZONA	Estacion	Elemento	Capacidad [MVA]	Carga actual [MVA]	Carga adicional [MVA]	Remanente [MVA]	Sobrecarga [%]
NOROESTE	RDB	TD1	55	39,400	3,033	12,567	77%
NOROESTE	RDB	TD2	25	20,300	1,379	3,321	87%
NOROESTE	RDB	TD3	55	44,400	3,033	7,567	86%
NOROESTE	RDB	ATD1	40	36,067	0,000	3,933	90%
SUR	S	TD1	25	20,107	0,287	4,606	82%
SUR	S	TD2	25	16,907	0,287	7,805	69%
SUR	S	TD3	25	17,713	0,287	6,999	72%
SUR	S	ATD1	25	0,000	0,000	25,000	0%
SUROESTE	SUT	TD1	55	41,681	3,316	10,003	82%
SUROESTE	SUT	TD2	25	11,332	1,507	12,161	51%
SUROESTE	SUT	TD3	55	42,054	3,316	9,629	82%
CENTRO	TB	TD1	40	16,179	1,799	22,022	45%
CENTRO	TB	TD2	40	30,181	1,799	8,020	80%

De la tabla 7 se aprecia que, en la mayoría de los transformadores de potencia, de las diferentes estaciones, la carga adicional no dispara sobrecargas inmediatas siendo el nivel de utilización entre un 65% y 80%. El impacto resultante de la red resulta moderado y no es despreciable, ya que el mismo es aceptable en régimen de operación normal. En situaciones anómalas como contingencias, la adición de un crecimiento vegetativo o picos simultáneos de demanda base y demanda de electrolineras en el sistema puede presentar problemas operativos.

Asimismo, los sectores Noroeste y Noreste, ver tabla 7, podrían requerir refuerzos de capacidad en las redes de media tensión debido a la concentración de potencia en pocos nodos y la presencia de cargadores rápidos y ultrarrápidos. Además, debe estudiarse como afecta la simultaneidad en la carga de los módulos EU y EG en la red de media tensión. En contraste, las zonas periféricas y residenciales presentan una demanda más distribuida, lo que facilita su integración sin modificaciones significativas del sistema.

El análisis demuestra que la metodología propuesta permite asociar la infraestructura de carga a la topología del sistema eléctrico urbano, aportando una primera aproximación al impacto que la electromovilidad tendrá sobre la red de Córdoba. Además, el enfoque permite dimensionar la demanda eléctrica asociada a la expansión de la movilidad eléctrica sin depender de proyecciones del parque vehicular, lo que la hace aplicable en contextos con escasa información estadística o en etapas tempranas de adopción tecnológica.

Conclusiones

El trabajo presentó una metodología para estimar la potencia instalada por zona en la infraestructura de carga de vehículos eléctricos de la ciudad de Córdoba. A partir del relevamiento de vehículos y cargadores disponibles, del diseño de módulos estandarizados de electrolineras, y el estudio de la ciudad de Córdoba y las estaciones transformadores se logró proyectar una distribución espacial coherente con la estructura urbana y eléctrica existente.

Los resultados muestran una marcada heterogeneidad geográfica: las zonas con mayor densidad vehicular y disponibilidad de estaciones transformadoras (principalmente Noroeste, Noreste y Centro) concentran más del 50 % de la potencia total. Las zonas residenciales presentan menores requerimientos y predominio de carga AC. Esta información constituye una herramienta de apoyo para la planificación de la expansión de la red y para la definición de políticas municipales de electromovilidad. A diferencia de otros métodos basados en proyecciones del parque vehicular, la metodología desarrollada permite estimar la demanda eléctrica a partir de la configuración de las electrolineras y su localización urbana, ofreciendo un enfoque más robusto, reproducible y adaptable a distintos escenarios de desarrollo de la movilidad eléctrica.

La incorporación de electrolineras es técnicamente factible sobre la infraestructura existente, aunque introduce tensiones significativas en nodos ya cercanos a su límite operativo. La viabilidad plena requiere una planificación selectiva, gestión activa de la demanda y refuerzos puntuales de la red, especialmente en zonas con niveles de carga superiores al 80%.

Como líneas futuras de trabajo se plantea la simulación de flujos de potencia considerando distintos escenarios de simultaneidad para analizar la viabilidad técnica de la incorporación de las electrolineras y la integración de generación distribuida o almacenamiento para mitigar los posibles impactos locales sobre la red eléctrica.

Referencias bibliográficas

Awadallah, M. A., Singh, B. N., & Venkatesh, B. (2017). Impact of EV charger load on distribution network capacity: A case study in Toronto. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, *39*(4), 268–273.

Borroy Vicente, S., Fernández, G., Galan, N., Llombart Estopiñán, A., Salani, M., Derboni, M., Giuffrida, V., & Hernández-Callejo, L. (2024). Assessment of the technical impacts of electric vehicle penetration in distribution networks: A focus on system management strategies integrating sustainable local energy communities. *Sustainability*, *16*(15), 6464.

Brown, A., Cappellucci, J., Gaus, M., & Buleje, H. (2024). *Electric Vehicle Charging Infrastructure Trends from the Alternative Fueling Station Locator: Second Quarter 2024*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).

CAMMESA. (2025). *GeoSADI | CAMMESA*. https://cammesaweb.cammesa.com/geosadi/

Coradir. (2025). *Movilidad Eléctrica—Líderes en Vehículos Sostenibles en Argentina*. Movilidad Eléctrica. https://movilidad.coradir.com.ar/

Dabush, I., Battat, I., Cohen, C., & Lavee, D. (2025). Navigating the electric vehicle revolution: Optimal subsidy allocation for electric vehicles and charging infrastructure. *Journal of Cleaner Production*, *486*, 144586.

El-Hendawi, M., Wang, Z., Paranjape, R., Fick, J., Pederson, S., & Kozoriz, D. (2024). Impact of Electric Vehicles Charging on Urban Residential Power Distribution Networks. *Energies*, *17*(23), 5905.

Ford. (2025). *Mustang Mach-E*. https://www.ford.com.ar/crossovers-suvs-4x4/mustang-mach-e/

IEA. (2024). Global EV Otlook 2024: Moving towards increased affordability. *International Energy Agency: Paris, France*, 174.

IEA. (2025). *Global EV Otlook 2025: Expanding sales in diverse markets*. International Energy Agency. Paris, France.

IEC 61851-1:2017: Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements (No. IEC 61851-1:2017; Version Ed. 3.0 (2017)). (2017). https://webstore.iec.ch/en/publication/33644

Kimura, S., Purwanto, A., K Ueda, & Hiruma, T. (2022). Electric Vehicle Infrastructure', in Kimura,. In *Assessment of Electric Vehicle Penetration in the Lao People's Democratic Republic* (Vol. 26, p. pp.16-51). ERIA Research Project Report FY2021.

Li, Y., & Jenn, A. (2024). Impact of electric vehicle charging demand on power distribution grid congestion. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, *121*(18), e2317599121. https://doi.org/10.1073/pnas.2317599121

Municpalidad de Córdoba. (2025). *Planeamiento Urbano—Fraccionamiento (Ord. 8060)*. https://mapascordoba.gob.ar/viewer/embed/mapa/307

Nutkani, I., Toole, H., Fernando, N., & Andrew, L. P. C. (2024). Impact of EV charging on electrical distribution network and mitigating solutions–A review. *IET Smart Grid*, *7*(5), 485–502.

Perona, M., Perez, S., Bragagnolo, S., & Amaya, J. (2025, September 17). *Analysis of the impact of electric mobility on a medium voltage distribution network: A case study of the Cerro de las Rosas feeder*. RPIC 2025, San Francisco, Córdoba, Argentina.

Renault. (2025a). *Kangoo E-Tech*. https://www.renault.com.ar/vehiculos-electricos/kangoo-etech.html

Renault. (2025b). *Kwid E-Tech*. https://www.renault.com.ar/vehiculos-electricos/kwid-etech.html

Renault. (2025c). *Megane E-Tech*. https://www.renault.com.ar/vehiculos-electricos/megane-etech.html

SAE J1772: Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler (No. SAE J1772_2020). (2020).

SIOMAA. (2024). *Informe Septiembre 2025: Patentamientos Mercado 4W*. SIOMAA, Tigre, Buenos Aires, Argentina.

Srinivasa Raghavan, S., Nilsson, E., & Nordelöf, A. (2023). *Unit process inventory data for residential electric vehicle charger life cycle assessment*. Chalmers University of Technology.

Zhao, X., Hu, H., Yuan, H., & Chu, X. (2023). How does adoption of electric vehicles reduce carbon emissions? Evidence from China. *Heliyon*, *9*(9).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Automatización del cálculo de curvas P–Q para parques fotovoltaicos según los requisitos de CAMMESA mediante integración PSSE–Python.

Automation of P–Q Curve Calculation for Photovoltaic Parks According to CAMMESA Requirements Using PSSE–Python Integration

Facundo Scribano Vera
Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata - Argentina
Facundo.scribano.vera@iitree-unlp.org.ar
Carlos Ezequiel Biteznik
Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata – Argentina
cebiteznik@iitree-unlp.org.ar
Victor Fabián Corasaniti
Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata – Argentina
fcorasaniti@iitree-unlp.org.ar
María Beatriz Barbieri
Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata – Argentina
bbarbieri@iitree-unlp.org.ar
Patricia Liliana Arnera
Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata – Argentina
pla@iitree-unlp.org.ar

Resumen

Se presenta una herramienta automatizada para la determinación de la curva de capacidad P-Q de parques fotovoltaicos conectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Fue desarrollada en Python 32-bit e integrada con el entorno de simulación PSS®E 34, permitiendo evaluar de forma estandarizada el cumplimiento de los requisitos de potencia activa y reactiva establecidos por el Procedimiento Técnico N°4 de CAMMESA. El sistema reduce significativamente la intervención manual y los tiempos de análisis. El algoritmo realiza un barrido sistemático de tensiones en los bornes del generador equivalente y en el punto de conexión (PCC), generando las curvas P-Q para diferentes niveles de tensión y la envolvente global resultante, que representa los puntos factibles de operación. Además, cuando corresponde, calcula automáticamente el banco de capacitores necesario considerando el límite del 15 % de la potencia activa declarada en el PCC, según la normativa vigente.

Palabras clave: P-Q, CAMMESA, parques fotovoltaicos, PSS®E, automatización

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Abstract

An automated tool is presented for determining the P-Q capability curve of photovoltaic power plants connected to the Argentine Interconnection System (SADI). Developed in 32-bit Python and integrated with the PSS®E 34 simulation environment, it enables standardized assessment of compliance with the active and reactive power requirements established by CAMMESA Technical Procedure No. 4. The system significantly reduces manual intervention and analysis time. The algorithm performs a systematic sweep of voltages at the equivalent generator terminals and at the point of common coupling (PCC), generating P-Q curves for different operating voltage levels and the resulting global envelope that represents the feasible operating region in active and reactive power. Additionally, when required, it automatically calculates the capacitor bank to be installed, considering the 15 % limit of the declared active power at the PCC defined by current regulations.

Keywords: P-Q curve, CAMMESA, photovoltaic plants, PSS®E, automation.

Introducción

La determinación de la curva de capacidad P-Q en régimen permanente de una instalación generadora constituye una etapa esencial en los estudios de interconexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esta curva permite evaluar la capacidad de la planta generadora para operar dentro de los rangos de potencia activa y reactiva exigidos por el operador del sistema, de acuerdo con los Procedimientos Técnicos de CAMMESA (PT N°4, Anexo I – Generación Eólica y Fotovoltaica) [1].

En este trabajo se presenta una herramienta que permite la automatización de los estudios necesarios para evaluar la capacidad de intercambio de potencia activa y reactiva con la red, a la vez que verifica que ningún elemento de la red interna del PSFV, cables de interconexión, transformadores, etc.; se sobrecarguen. En caso de existir sobrecarga de algún elemento, no se considera un caso viable de operación y es descartado en la formación de la curva PQ.

De acuerdo con los lineamientos de [1], los Parques Solares Fotovoltaicos (PSFV) deben ser capaces de entregar y absorber potencia reactiva en el punto común de conexión a la red (del inglés Point of Common Coupling PCC), manteniendo un factor de potencia igual o menor a 0,90, tanto inductivo como capacitivo, cuando operan a su potencia activa declarada y tensión entre el 95 % y 105 % de su valor nominal. Además, ante situaciones de emergencia donde la tensión se encuentra al 90 % del valor nominal el parque debe ser capaz de entregar potencia reactiva adicional, correspondiente a un factor de potencia menor o igual a 0,95. En los casos en que el margen capacitivo del PSFV no sea suficiente para cumplir con el factor de potencia requerido, los Procedimientos permiten incorporar compensación en derivación fija o maniobrable, cuya potencia reactiva no debe exceder el 15 % de la potencia activa declarada del PSFV en el PCC. Estos criterios establecen un marco objetivo para verificar la capacidad de regulación de tensión y de soporte de reactivo de los PSFV conectados al SADI.

En estudios de acceso al SADI, el diagrama de capacidad activa/reactiva debe determinarse a partir de una evaluación detallada del comportamiento conjunto de todos los generadores y de la red interna del parque. Barbero et al. [2] muestraque la curva P-Q del parque no puede obtenerse mediante la suma algebraica de las curvas individuales de cada unidad, sino únicamente mediante simulaciones sucesivas que contemplen variaciones de tensión en los bornes del generador, caídas internas en el sistema colector, pérdidas y restricciones operativas particulares del equipamiento.

Tradicionalmente, este análisis se realiza mediante simulaciones sucesivas con programas de flujo de carga como PSS®E o DIgSILENT PowerFactory, modificando manualmente la tensión en bornes del generador equivalente que representa al inversor o los inversores del PSFV y en el PCC. Este procedimiento, aunque efectivo, requiere criterio y experiencia del analista para definir los puntos de simulación y evaluar visualmente los resultados, lo que puede derivar en diferencias entre estudios y limitar la trazabilidad.

La herramienta que se presenta en este trabajo, fue desarrollada en Python 32-bit integrada con PSS®E 34, uno de los programas de simulación más utilizados en el mundo para el estudio de los sistemas de potencia [3]. El objetivo es analizar el cumplimiento de los requisitos de conexión de PSFV al SADI mediante simulaciones, ejecutando un barrido sistemático

de tensiones en bornes del generador equivalente (Ugen) y en el PCC (Upcc), despachando las unidades según su potencia máxima ajustada por tensión (curva P-Q propia del inversor) y determinando la envolvente operativa P-Q mediante técnicas de geometría computacional (Shapely / Convex Hull) [4].

El código identifica automáticamente los escenarios que no cumplen con los requisitos de potencia reactiva y dimensiona, de ser necesario, un banco de capacitores en derivación en la barra de referencia o PCC, respetando los límites establecidos por CAMMESA. Los resultados incluyen curvas P-Q por tensión de operación en el PCC, envolventes globales e informes automáticos en formato Excel y GeoJSON. Esta metodología reduce drásticamente el tiempo de análisis, elimina la subjetividad en la interpretación y estandariza el procedimiento técnico de verificación de curvas de capacidad para instalaciones fotovoltaicas conectadas al sistema eléctrico argentino.

Metodología

La herramienta desarrollada se estructura en torno a un algoritmo de simulación automática que interactúa directamente con el entorno PSS®E 34 mediante su interfaz Python 3.7 (32-bit). Su objetivo es reproducir, de manera programática y estandarizada, el procedimiento de evaluación de la capacidad P-Q exigido por el operador del sistema eléctrico argentino, reduciendo la intervención manual y asegurando la trazabilidad de los resultados.

Modelo eléctrico y condiciones de simulación

El enfoque adoptado en este trabajo se basa en el uso de generadores equivalentes para representar cada agrupamiento de inversores, siguiendo las recomendaciones metodológicas establecidas por CAMMESA para el modelado estático de parques fotovoltaicos.
Gallego y Molina [5] presentan un procedimiento formal para reemplazar el sistema colector AC por una impedancia serie equivalente, obtenida a partir de las pérdidas activas y reactivas reales de los ramales internos del parque, y para representar todos los inversores mediante una única máquina equivalente con límites P-Q escalados. Este concepto, ampliamente utilizado en estudios de flujos de cargas y cortocircuitos, permite reducir la complejidad del modelo preservando el intercambio neto de potencia activa y reactiva en el PCC.

En este trabajo se adopta la misma filosofía general de equivalencia, pero extendida: en lugar de un único generador equivalente, se modelan varios equivalentes en paralelo (uno por cada agrupamiento de inversores y su transformador local) permitiendo capturar variaciones reales de tensión, pérdidas dependientes del despacho y posibles sobrecargas en ramas individuales.

El proceso de simulación parte entonces de un caso base de flujo de carga (.sav), modelado en el programa PSS®E, que contiene la topología del parque fotovoltaico, incluyendo:

- Barras de media y alta tensión del sistema colector interno.
- Transformador elevador principal (BT/MT o MT/AT según el caso).
- Cables de interconexión y elementos auxiliares (reactancias, líneas cortas, etc.).
- Generadores equivalentes de cada agrupamiento de inversores, modelados como máquinas controladas por potencia activa y reactiva, con límites definidos por el fabricante.

El parque se encuentra conectado a una barra swing que representa el sistema eléctrico del SADI mediante un equivalente Thevenin, constituido por una impedancia equivalente y un generador de referencia de tensión. Este generador de referencia controla el nivel de tensión en el PCC, lo que permite reproducir las condiciones de operación normal y de desvío de tensión (±10 %) indicadas en el Procedimiento Técnico N°4 de CAMMESA.

El archivo de flujo base en formato (.sav) se utiliza exclusivamente como modelo topológico del PSFV y su conexión al sistema eléctrico. No representa una condición de despacho determinada, sino que define la estructura eléctrica sobre la cual el algoritmo realiza las simulaciones. También posee los datos de los valores de carga admisible de los elementos que conforman la red del PSFV, los cuales son utilizados por el programa para verificar la carga de estos.

Este enfoque posibilita analizar la capacidad del parque para intercambiar potencia reactiva frente a variaciones de tensión en el PCC, bajo un esquema que refleja el comportamiento en régimen permanente de la instalación en su punto de conexión al sistema eléctrico.

Estructura del algoritmo

El proceso automático de cálculo se organiza en ocho etapas principales, desde la lectura de datos hasta la generación de los resultados gráficos y numéricos.

1. Carga de datos de entrada.

A través de una interfaz gráfica (Tkinter), (ver **Figura 1**), el usuario selecciona:

- Carpeta de trabajo para almacenamiento de resultados.
- Archivo con el flujo de carga base (caso base) en formato .sav.
- Datos de generadores en una planilla Excel con las características eléctricas de cada unidad (potencia activa y reactiva máxima, rango operativo de tensión, estado de conexión).
- Parámetros del sistema: área, zona, potencia activa declarada en el PCC y barra de conexión (PCC).

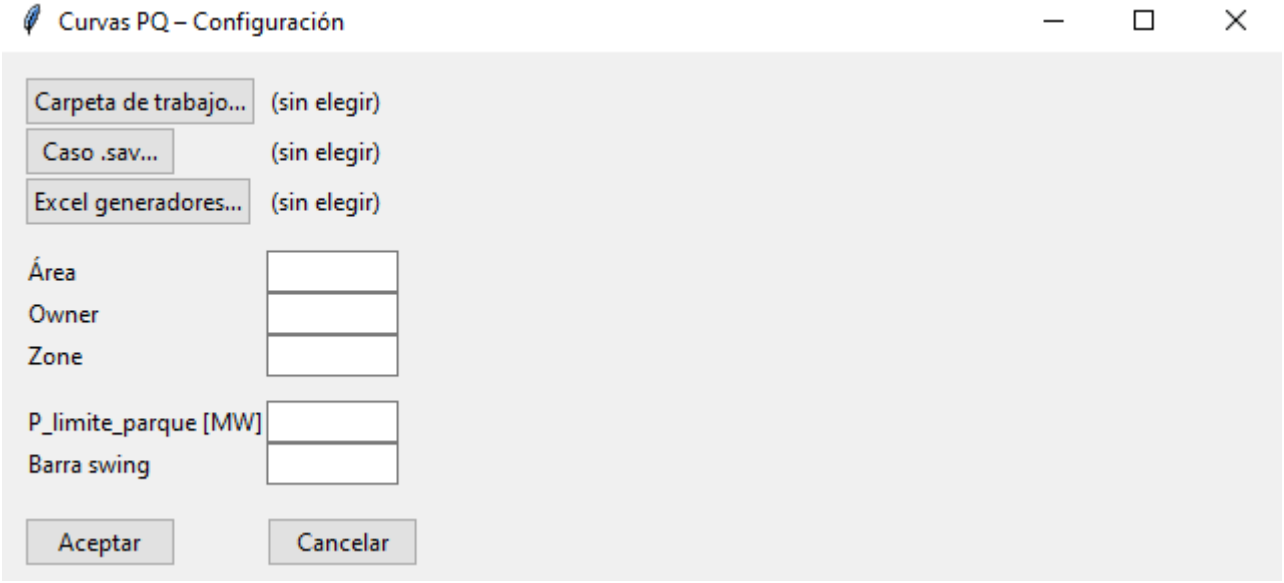


Figura 1 Interfaz gráfica de entrada de datos

2. Inicialización y verificación del modelo.

El programa valida que los generadores (inversores) definidos en la planilla, existan y estén en servicio dentro del caso base, garantizando la coherencia topológica y la consistencia eléctrica antes de iniciar las simulaciones.

3. Barrido sistemático de tensiones y potencia activa.

Para cada valor de tensión en el punto de conexión (Upcc) y en los bornes de cada generador (inversor) (Ugen), el algoritmo recorre un conjunto de factores de carga $\alpha \in [0, 1]$, que representan el nivel de despacho de potencia activa en relación con la potencia nominal de cada generador.

Dado que las unidades del parque pueden poseer potencias nominales distintas, el despacho se realiza de manera proporcional, preservando las relaciones de participación de cada generador en el total de potencia activa del parque. De este modo, se asegura que todas las combinaciones de tensión y carga simuladas mantengan una distribución coherente entre las unidades, representando adecuadamente el comportamiento global del sistema en condiciones reales de operación.

4. Cálculo de límites eléctricos individuales.

En cada punto de simulación, la herramienta calcula la potencia activa y reactiva máxima disponible considerando:

(a) la variación de la potencia generada con la tensión en bornes del generador (inversor), y

(b) la corriente nominal del dispositivo, que limita la potencia aparente total.

5. Ejecución automática de flujos de potencia.

Cada combinación de parámetros (Ugen, Upcc, α) se resuelve mediante el comando psspy.fnsl, registrando la potencia activa (P) y reactiva (Q) en el PCC, junto con los valores de tensión y el factor de carga correspondiente.

6. Evaluación de sobrecargas y filtrado de resultados.

Se analizan ramas y transformadores para detectar cargas superiores al 100 %, sobrecargas. Los casos no convergentes o con sobrecarga se excluyen del conjunto de resultados válidos, garantizando que solo se consideren condiciones representativas del régimen permanente.

7. Cálculo de la envolvente operativa.

A partir de los puntos válidos, se generan las curvas P-Q para distintos valores de tensión de operación en el PCC y se determina la envolvente resultante mediante el algoritmo de casco convexo (Convex Hull) implementado con la librería Shapely. El procesamiento y graficado de resultados se realiza con librerías estándar de análisis científico en Python.

La envolvente se compara con los requisitos mínimos de capacidad P-Q establecidos por CAMMESA, que exigen que el parque mantenga un factor de potencia igual o menor a 0,90 (inductivo y capacitivo) para tensiones en el PCC entre 0,95 y 1,05 p.u., (ver **Figura *2***) y al menos 0,95 inductivo para tensiones en el PCC de 0,9 p.u..

Dichos requisitos mínimos de CAMMESA, también son graficados por el programa con líneas discontinua de color roja, con el fin de comparar la curva PQ del PSFV con dicha curva de CAMMESA

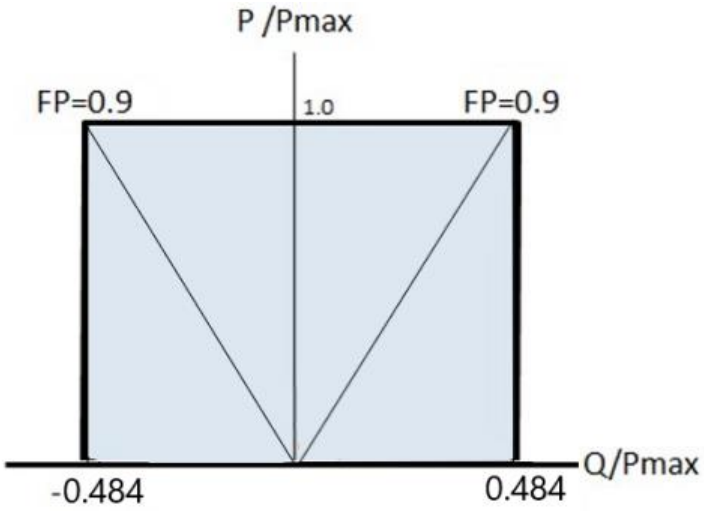


Figura 2. Capacidad P/Q mínima del PSFV. Extraído de [1]

8. Iteración con compensación capacitiva automática.

En principio, en el flujo de carga base, se debe modelar un capacitor en derivación en la barra del PCC, fuera de servicio. Si la envolvente obtenida no cumple con el margen de potencia reactiva requerida (Q > 0), el algoritmo estima automáticamente el banco de capacitores en derivación necesario, limitado su potencia nominal al máximo establecido en los Procedimientos, al 15 % de la potencia activa declarada del PSFV, conforme a la sección 9.10.2.1 de [1].

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Luego, pone en servicio dicho capacitor en derivación en la barra del parque, con el valor estimado; y repite las simulaciones con el capacitor conectado. Finalmente genera una nueva serie de curvas comparativas “sin compensación” y “con compensación”.

Resultados y discusión

Para la validación del procedimiento automatizado se consideró el caso de un PSFV con potencia declarada de 24 MW en el PCC, conectado en el nivel de 33 kV. El parque está compuesto por 90 inversores trifásicos de 330 kVA cada uno, asociados a paneles solares conectados en corriente continua (CC). La configuración eléctrica incluye tres centros de transformación (CT) idénticos, cada uno equipado con un transformador de tres arrollamientos de relación 33 / 0,8 / 0,8 kV, y potencia 9/4,5/4,5 MVA. Cada arrollamiento secundario alimenta en corriente alterna a un conjunto de 15 inversores, conectados mediante alimentadores independientes de baja tensión (0,8 kV), tal como se muestra en la **Figura *3***.

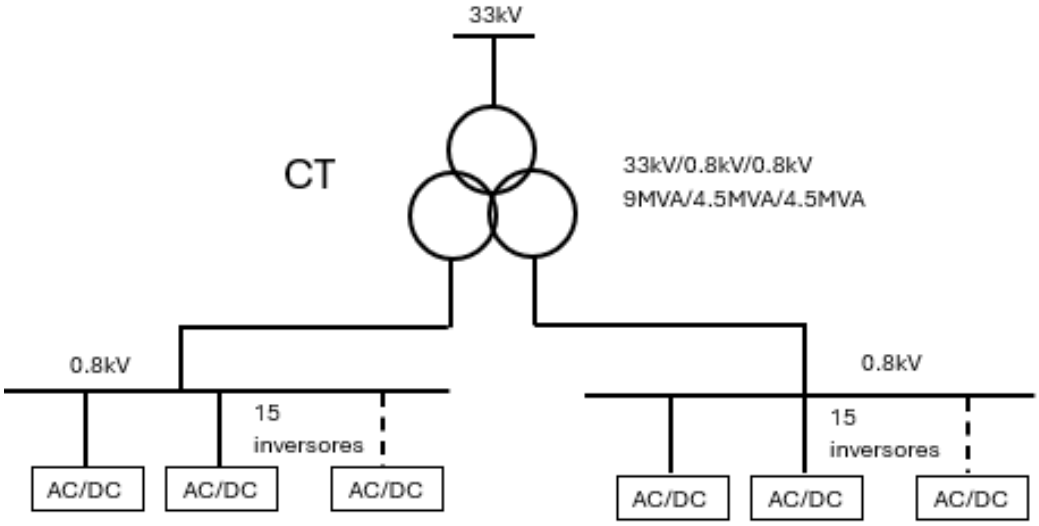


Figura 3 Topología del PSFV modelado.

En conjunto, los 90 inversores proporcionan una potencia aparente total máxima de 29,7 MVA, lo que representa un sobredimensionamiento del 24 % respecto de la potencia activa declarada del parque (24 MW). Esta condición permite disponer de un margen adicional de capacidad reactiva, lo que se traduce en un mejor desempeño del parque frente a los requisitos de capacidad P-Q exigidos por CAMMESA.

El modelo eléctrico fue representado en PSS®E 34 mediante seis barras generadoras equivalentes, cada una representando un conjunto de 15 inversores, su cable equivalente de conexión en 0.8 kV y su transformador elevador local, como se muestra en la **Figura *4***. Estas barras se vinculan mediante el sistema colector en corriente alterna de 33 kV al PCC, donde se conecta el equivalente del sistema eléctrico representado por una barra swing con control de tensión.

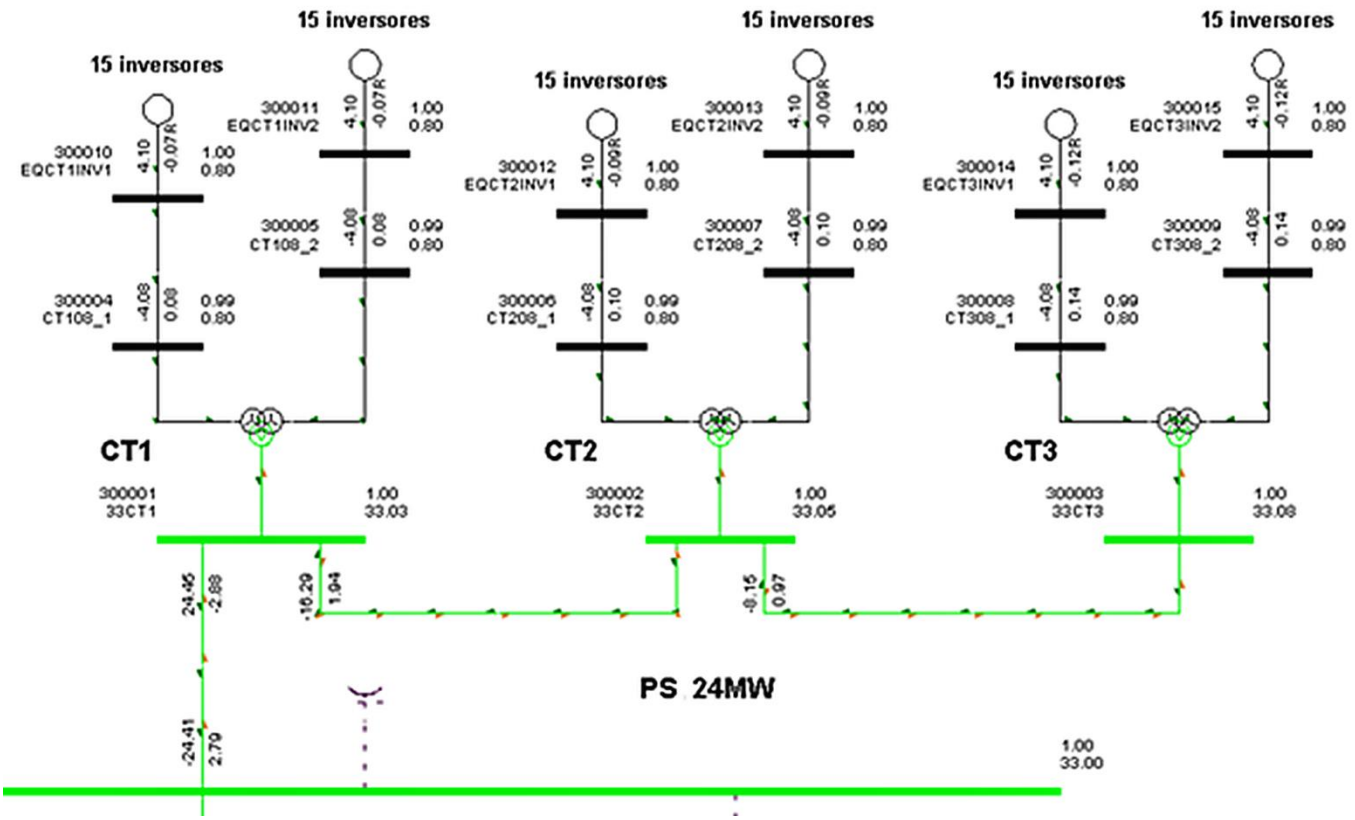


Figura 4 Modelo del PSFV en *PSS®E*.

El análisis se realizó considerando valores de tensión en el PCC de 0,95 p.u., 1,00 p.u. y 1,05 p.u., y un barrido de tensión en bornes del generador (inversor) (Ugen) dentro del rango 0,85-1,13 p.u. (tensiones de operación admisibles por los inversores). Para cada combinación (Upcc, Ugen) se despachó la potencia activa proporcionalmente a la Plímite = 24 MW, manteniendo la participación de cada generador de acuerdo con su potencia nominal.

A partir de las simulaciones, el algoritmo genera en primer lugar un conjunto de puntos discretos P-Q correspondientes a todas las combinaciones de tensión en el PCC (Upcc), tensión en bornes de generador (Ugen) y factor de carga α.

Cada punto representa el resultado de un flujo de potencia resuelto en condiciones específicas del sistema, registrando la potencia activa y reactiva intercambiada en el PCC. Cada combinación se almacena en un archivo excel (.xlsx) como se muestra en la **Figura *5***.

	A	B	C	D	E	F
1	BUS	P	PU	Q	Ugen	Upcc
10	300010	0,105187	0,85	-1,57267	0,85	0,9
11	300011	0,105187	0,85	-1,57267	0,85	0,9
12	300012	0,105187	0,85	-1,5639	0,85	0,9
13	300013	0,105187	0,85	-1,5639	0,85	0,9
14	300014	0,105187	0,85	-1,55312	0,85	0,9
15	300015	0,105187	0,85	-1,55312	0,85	0,9

Figura 5 Extracto de salida del archivo .xlsx.

Resulta importante almacenar y graficar cada punto de simulación obtenido para comprender el funcionamiento del PSFV en todo su rango operativo. En la **Figura *6*** se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos cuando la tensión en el PCC se fija en 1 P.U.

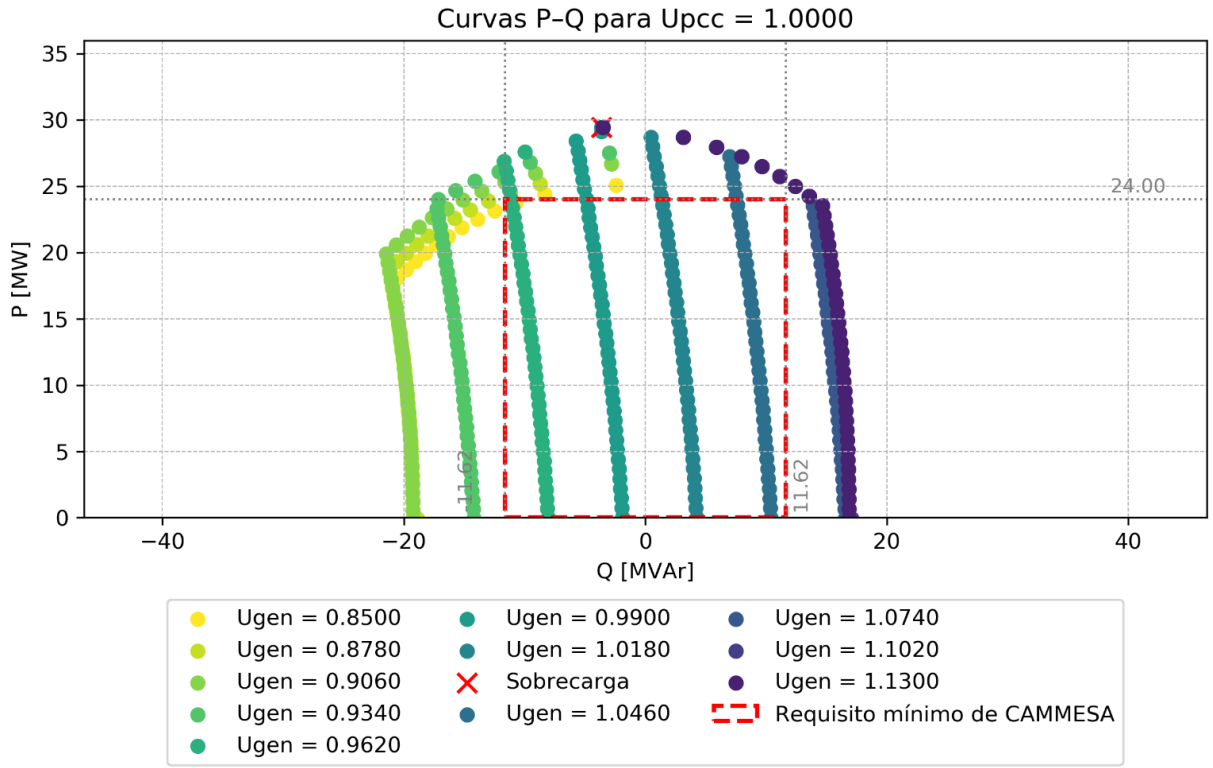


Figura 6 Puntos simulados para distintos valores de tensión en bornes de generadores con tensión 1 p.u. en el PCC.

En la **Figura *6*** se observan los puntos establecidos por el PSFV y la curva límite de CAMMESA en color roja discontinua.

Estos puntos conforman un diagrama de dispersión P-Q que muestra el comportamiento del parque en su rango operativo. Mediante cruces rojas, se denotan aquellos puntos de operación no admisibles debido a sobrecargas, en este caso en los transformadores. A partir de este conjunto de puntos válidos, para cada nivel de tensión en el PCC, el algoritmo calcula la envolvente global mediante casco convexo, que se utiliza para verificar el cumplimiento normativo y para comparar los casos sin compensación capacitiva.

Se obtiene como salida las envolventes por cada valor de tensión de operación, las cuales se presentan en la **Figura *7***. Con dichas envolventes, se genera la curva final que representa el diagrama PQ del parque a través de la intersección interior de las mismas. Para el caso en estudio, se presenta su curva PQ con rango de tensión de operación en el PCC 0,95-1,05 p.u. verificando el cumplimiento de los requisitos operativos (ver ***Figura 8***). Además, se verifica que la curva obtenida para 0,9p.u. se cumple el requerimiento de capacidad de entrega de potencia reactiva con $\cos \phi \leq 0{,}95$ (ver **Figura *9***). Para este caso no fue necesario emplear la compensación capacitiva.

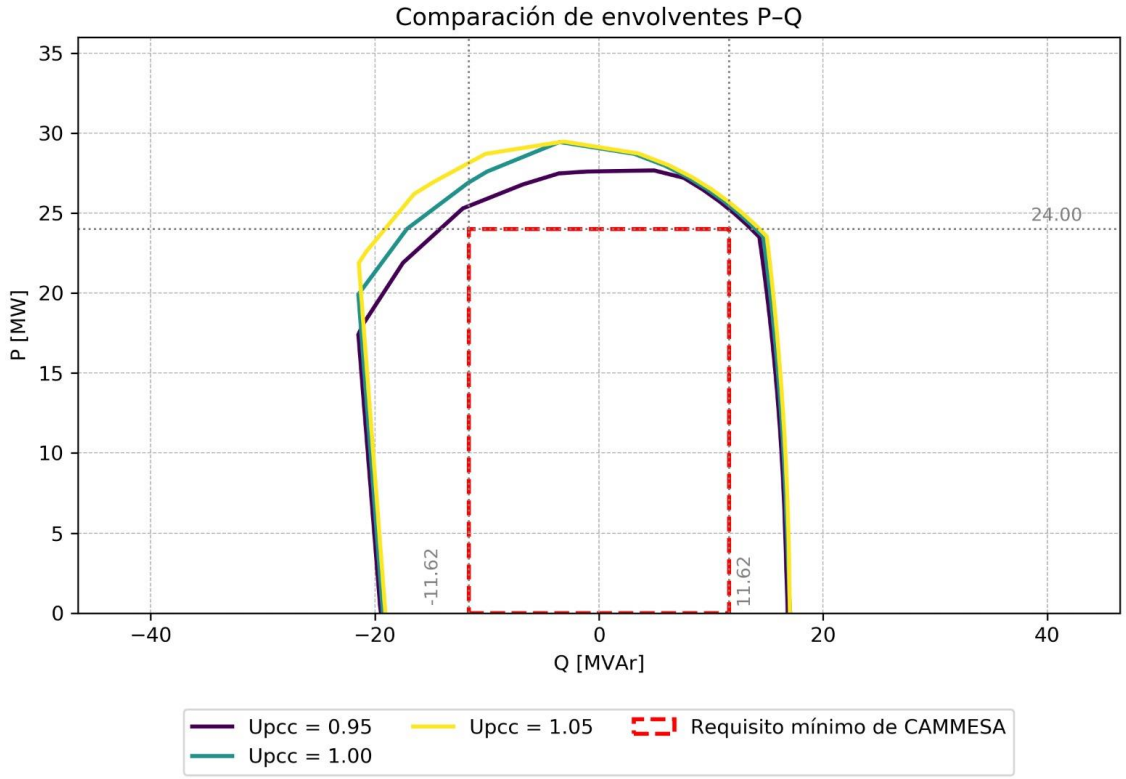


Figura 7 Comparación de envolventes para cada nivel de tensión en el PCC.

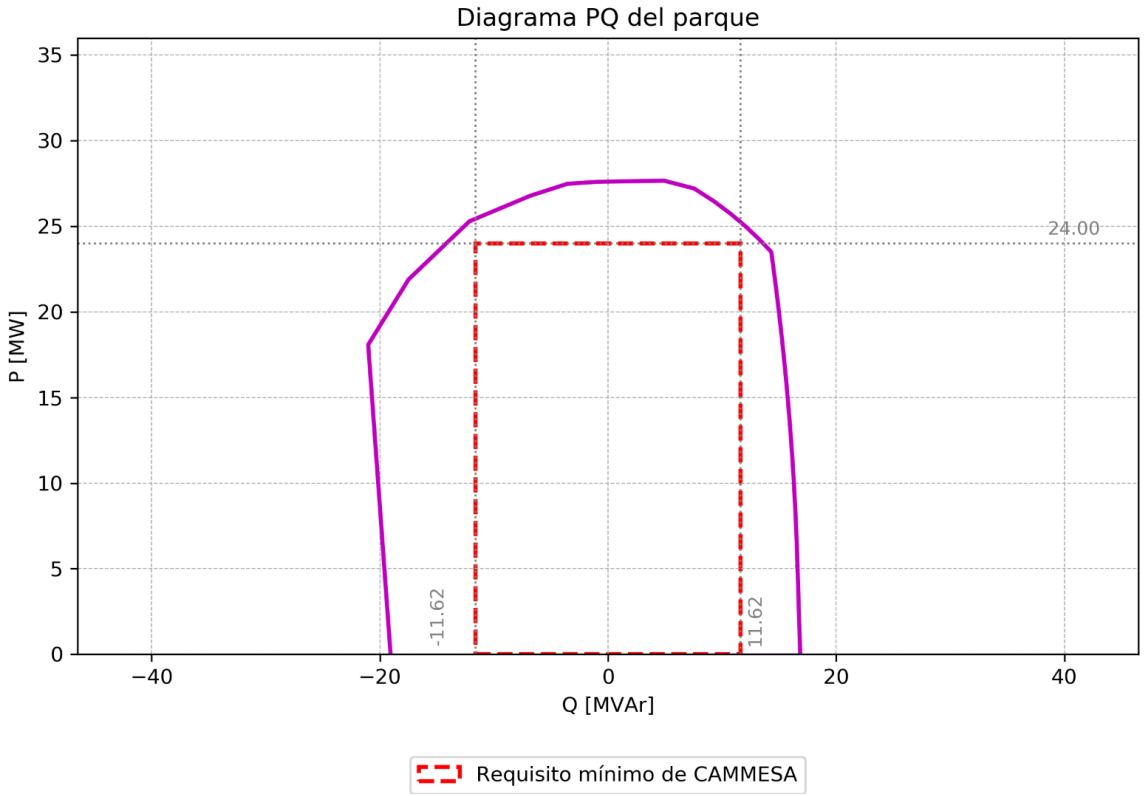


Figura 8 Diagrama P-Q final del parque.

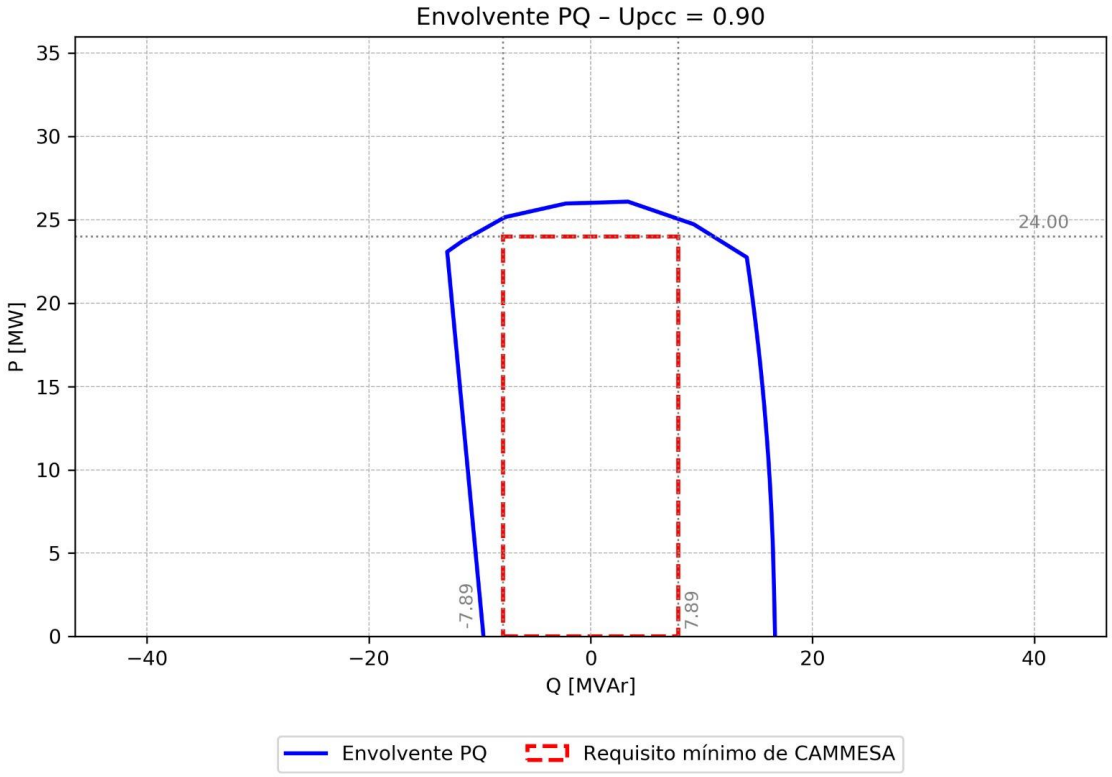


Figura 9 Curva PQ para tensión 0,9 en el PCC.

Los resultados demuestran que el método desarrollado permite obtener, en una sola ejecución, todas las combinaciones de potencia activa, reactiva y tensión relevantes, reduciendo el tiempo total de análisis de varias horas a pocos minutos, y eliminando la necesidad de ajustes manuales o iteraciones visuales en el entorno PSS®E.

Para este caso en particular, el programa PSSE realizó alrededor de 1800 flujos de carga, con distintas combinaciones de tensiones de despacho de los generadores equivalentes de los inversores, para distintas tensiones en el PCC.

Conclusiones

El estudio de capacidad P-Q constituye una etapa fundamental en los procesos de ingreso y habilitación técnica de parques de generación renovable al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), ya que permite verificar su capacidad de soporte de reactivo y cumplimiento de los requisitos operativos exigidos por CAMMESA. Tradicionalmente, estos estudios demandan varias horas de simulaciones manuales en entornos de flujos de carga, con alta dependencia del criterio del analista.

La herramienta desarrollada automatiza completamente este procedimiento, integrando la normativa argentina vigente dentro del algoritmo de cálculo y reduciendo los tiempos de ejecución. Esto representa una mejora sustancial en la eficiencia, trazabilidad y objetividad de los estudios de conexión de parques fotovoltaicos.

Como línea futura, se prevé modificar el programa para que resulte propicio para analizar diferentes códigos de red y diferentes tecnologías de generación renovable como parques eólicos y sistemas de almacenamiento (BESS).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Referencias bibliográficas

[1] CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.). (2023). *Los Procedimientos. Procedimiento Técnico N° 4: Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM.* Versión 31-Dic-2023. Buenos Aires, Argentina. Disponible en: https://cammesaweb.cammesa.com/

[2] S. Barbero, M. B. Barbieri, M. Beroqui, C. E. Biteznik, *"Metodología para el estudio de acceso a la capacidad de transporte de parques eólicos"*, IITREE-LAT, Facultad de Ingeniería – UNLP

[3] Mohan, N., & Guggilam, S. (2023). Electric Power Systems with Renewables: Simulations Using PSSE. John Wiley & Sons.

[4] Gillies, S., & Van der Wel, C. (2023). Shapely: Manipulation and analysis of planar geometric objects. Version 2.0. Python Software Foundation. Disponible en: https://shapely.readthedocs.io/

[5] F. Gallego, R. Molina, "Lineamientos para el modelado de parques fotovoltaicos", XVII ERIAC – CIGRÉ, Paraguay, 2017.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Herramienta de análisis y modelado para electrificación en zonas aisladas de la provincia de Córdoba

Analysis and modeling tool for electrification in isolated areas of the province of Córdoba.

Rocio Massó
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Córdoba, Argentina.
romasso23@gmail.com

Marcelo Bertossi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Centro de Investigación, Desarrollo, Transferencia de Ingeniería en Energía Eléctrica (CIDTIEE), Córdoba, Argentina.
marcelobertossi@yahoo.com.ar

Resumen

La falta de electrificación en zonas aisladas representa un desafío para el desarrollo socioeconómico y la calidad de vida de numerosas comunidades. Las energías renovables surgen como una alternativa sostenible para revertir esta situación. Este trabajo propuso el diseño, implementación y evaluación de una matriz de análisis orientada a la planificación de políticas públicas en electrificación rural. La herramienta se estructuró en cinco dimensiones: social, económica, político-institucional, ambiental y tecnológica. La metodología incluyó la selección y caracterización de una zona de estudio en el noroeste de Córdoba, relevamientos mediante censos, encuestas y entrevistas y el análisis de los datos obtenidos. Los indicadores definidos en cada dimensión fueron ponderados con apoyo de un panel de expertos, permitiendo evaluar distintos escenarios energéticos. Los resultados destacaron la viabilidad de los sistemas solares fotovoltaicos frente a la extensión de la red eléctrica, validando la herramienta como instrumento de apoyo a la toma de decisiones.

Palabras clave: Energías renovables; Electrificación rural; Políticas públicas. Córdoba, Argentina.

Abstract

The lack of electrification in isolated areas poses a challenge to the socioeconomic development and quality of life of numerous communities. Renewable energies emerge as a sustainable alternative to reverse this situation. This work proposed the design, implementation, and evaluation of an analytical matrix oriented toward the planning of public policies for rural electrification. The tool was structured around five dimensions: social, economic, political-institutional, environmental, and technological. The methodology included the selection and characterization of a study area in northwestern Córdoba, data collection through censuses, surveys, and interviews, and the analysis of the data obtained. The indicators defined in each dimension were weighted with the support of a panel of experts, allowing for the evaluation of different energy scenarios. The results highlighted the viability of photovoltaic solar systems compared to the expansion of the electrical grid, validating the tool as a decision-making support instrument.

Keywords: Renewable energy; Rural electrification; Public policies. Córdoba, Argentina.

Introducción

El acceso universal a la electricidad es fundamental para abordar los grandes desafíos y oportunidades en cada región, ya sea para fomentar el empleo, mejorar la seguridad, combatir el cambio climático, asegurar la producción de alimentos o aumentar los ingresos. Por tal motivo, ha tomado mayor importancia en los últimos años al estar dentro de uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). El progreso de los planes de electrificación en los países en vías de desarrollo en Latinoamérica ha sido considerable, principalmente por la extensión de la red eléctrica, y luego, por el uso de fuentes renovables de energía (solar, eólica, biomasa, etc.). De acuerdo a los datos expuestos por el Banco Mundial, en la región urbana de América Latina y El Caribe, en el año 2021, presentaron un 98.5 % de acceso a la electricidad. En cambio, en la región rural un 96.5 % pudo acceder.

Uno de los objetivos principales de esta tesis de maestría fue focalizar el estudio y análisis en algunas zonas rurales que siguen, en la actualidad, sin acceso a la electricidad.

Existe un consenso a nivel global entre distintos autores y organizaciones internacionales consultadas, sobre la importancia que tiene el nivel de acceso a la electricidad en los procesos de desarrollo socio-económico de las sociedades actuales. Particularmente en el medio rural es un elemento de suma importancia al momento de analizar las posibilidades de crecimiento, el acceso a la infraestructura y las condiciones de vida que tienen las poblaciones (ya sean comunidades aglomeradas o dispersas en el territorio).

En el caso de Argentina, el escaso o nulo acceso a la energía en zonas rurales aisladas puede ser identificado desde la instalación de las primeras redes eléctricas a finales del siglo XIX (Benedetti, 2000). Lejos de comenzar a buscar una solución a esta limitación, lo que sucedió fue que dicha problemática se intensificó cuando se inició el proceso de planificación y expansión de la red eléctrica nacional en la década de 1960, período en el que se decidió que la red integraría las grandes ciudades y a aquellas localidades productivas, dejando sin efecto a zonas rurales o territorios poco poblados. Debido a esto, las intenciones de desarrollar la infraestructura necesaria para el armado y puesta en marcha de una red que llegue a los lugares más remotos y con baja densidad poblacional ha sido considerada una propuesta inviable desde el aspecto económico (Schmukler, 2018).

Por tal motivo, estas comunidades han quedado sistemáticamente fuera del acceso a las redes nacionales de energía (electricidad y gas natural) propiciando la construcción de aglomerados de exclusión. Así, la distancia geográfica entre estos aglomerados y las redes eléctricas puede verse como la materialización explícita de cierta "distancia social". Se trata, en buena medida, de la población rural campesina dispersa que, debido a su baja densidad demográfica y su lejanía del sistema nacional de distribución de electricidad por redes, ha sido relegada, hasta el momento, en el diseño de políticas públicas de expansión del servicio eléctrico.

Muchos autores coinciden en que el acceso a los servicios eléctricos básicos depende, en gran medida, de los recursos del territorio (baja densidad poblacional) y de la infraestructura instalada. Por esta razón, se considera que es necesario, a la vez que urgente, potenciar y trabajar en relación con la sostenibilidad energética, partiendo de lograr la eficiencia energética, el ahorro de energía, y la integración de la generación renovable distribuida para garantizar el acceso a la electricidad.

La estrategia más utilizada para dar acceso a la electricidad a la población es la extensión de la red eléctrica. Sin embargo, esta estrategia es poco factible cuando se trata de llegar a zonas alejadas, de difícil acceso y con baja densidad de población. Para estas zonas, existen otras posibilidades, tales como los sistemas autónomos y descentralizados (Off-Grid, mini redes aisladas) basados en energías renovables, los que se caracterizan por ser paquetes tecnológicos cerrados (independientes de la red eléctrica y perfectamente ampliables) aplicados en diferentes realidades locales. La electrificación descentralizada representa una alternativa viable para el abastecimiento eléctrico de estas comunidades. De todas maneras, para que estos proyectos tengan continuidad en el tiempo, es necesario (entre otras cosas) garantizar la sustentabilidad financiera considerando los costos de operación y mantenimiento, aspecto que, en muchos casos de estudio, es una variable no contemplada en su totalidad.

Un aspecto primordial en este trabajo final fue destacar la centralidad de la dimensión energética en el diseño, formulación y ejecución de políticas públicas; y ligado a ello, el interés también asume el consecuente planteo de la “pobreza energética”

como un desafío a ser atendido de forma integral por estas. Esto es importante, ya que se coincide con que: "El diseño de una política energética implica la capacidad de planificar, operar, modificar e implementar una estrategia para el desarrollo completo e integrado de diferentes actores de la sociedad que dependen o están relacionados con la generación, distribución y consumo de energía" (Oliveira, 2015).

Teniendo presente todo lo antes desarrollado, y para poder profundizar ya en el ámbito de investigación local, se identificó en el territorio de la provincia de Córdoba diferentes programas y actividades en relación con la electrificación mediante energías renovables. Dichas acciones fueron llevadas a cabo por la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables (antes Dirección de Energías Renovables y Comunicación) y están orientadas a:

- Transición y transformación energética
- Sustentabilidad y sostenibilidad
- Igualdad de oportunidades
- Energía renovable como producto en cadenas de valor y no solamente como insumo
- Eficiencia energética y uso responsable como factores de competitividad
- Recursos distribuidos
- Menores impactos ambientales
- Alternativas para el tratamiento de residuos
- Economías circulares y desarrollos regionales más armónicos.

En el marco de las nuevas políticas públicas a implementar, desde dicha Secretaría se está desarrollando un nuevo programa de abastecimiento energético contemplando ciertas zonas rurales del territorio provincial, principalmente en el noroeste de la provincia de Córdoba, que hasta entonces no han accedido a la electrificación y que fueron las regiones objetos de nuestra investigación. El programa es definido como: Usuario Distribuido Remoto (de aquí en adelante UDiR).

El estudio consistió en el relevamiento de algunos elementos del programa UDiR; la incorporación de diversas variables (socio-técnico-ambiental); las conclusiones de algunas evaluaciones en la implementación mundial sobre las acciones que se llevan a cabo en otros países similares al nuestro sobre esta misma temática (América Latina y El Caribe). Para luego, finalizar, con la construcción de una matriz como herramienta de análisis, sus impactos y la síntesis de los resultados.

Materiales y métodos

El desarrollo metodológico del trabajo se organizó en tres etapas principales: identificación y caracterización del territorio, diseño de la herramienta de análisis y procedimiento de análisis (ponderación de indicadores). Cada una de ellas integró información cuantitativa y cualitativa obtenida de fuentes primarias y secundarias, con el objetivo de construir una matriz integral de apoyo a la toma de decisiones en políticas públicas de electrificación rural.

1. Identificación y caracterización del territorio: Conociendo el campo de estudio

La investigación se focalizó en el noroeste de la provincia de Córdoba (Argentina), una región caracterizada por su baja densidad poblacional, la dispersión geográfica de los hogares y las limitaciones en el acceso a la red eléctrica convencional.
El área de análisis definida corresponde específicamente al departamento Río Seco, que forma parte del conjunto de departamentos que integran el noroeste provincial junto con Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, San Alberto, San Javier, Sobremonte y Tulumba. Esta zona representa aproximadamente el 28% de la superficie total de la provincia y concentra cinco de los seis departamentos menos poblados de Córdoba (Sánchez, 2013).
Según datos del Censo Nacional 2022, el territorio relevado comprende 115 localidades, de las cuales el 69% presenta una población inferior a 2.000 habitantes (79 localidades), lo que refleja su marcada dispersión poblacional y ruralidad.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

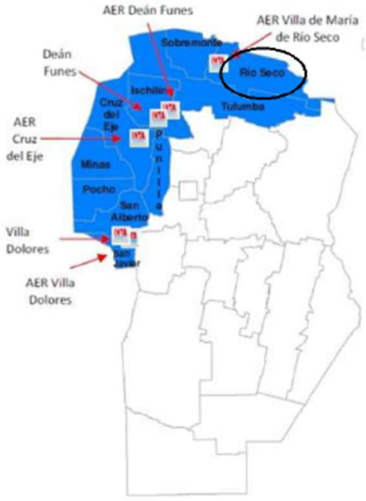


Figura 1: Mapa del territorio del noroeste de la provincia de Córdoba.
Fuente: Cruzate et al (2008)

La caracterización territorial incluyó:

- **Análisis demográfico y socioeconómico** basado en datos del Censo Nacional (INDEC, 2022), datos provinciales y relevamientos locales. Se llevó a cabo una encuesta a una muestra representativa de diversas familias con el propósito de conocer aspectos críticos de la población.
- **Identificación de actividades productivas predominantes**, infraestructura existente y condiciones de conectividad. Se llevaron a cabo diferentes entrevistas, realizadas de forma virtual y presencial, se contó con la participación del personal de la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables (SByER) y la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).
- **Estimación del recurso solar** mediante registros del Servicio Meteorológico Nacional y atlas solar provincial, lo que permitió establecer el potencial de aprovechamiento energético local.

A través del análisis meticuloso de datos censales complementado por la realización de un trabajo de campo in situ, se ha conseguido una caracterización exhaustiva en términos territoriales y demográficos del noroeste de la provincia de Córdoba. Este enfoque ha posibilitado una comprensión más profunda de las variables e indicadores relevantes, lo que ha resultado en un diagnóstico más acertado y detallado de la región en cuestión.

2. Diseño de la herramienta de análisis

Se desarrolló una **matriz de evaluación multicriterio**, la cual puede ser considerada como una guía metodológica abierta, y adaptada a la realidad que corresponda, para la identificación, formulación, ejecución, evaluación y seguimiento de proyectos de electrificación rural.

Estructurada sobre **cinco dimensiones**:

- **Social:** Considera que la energización es esencial para el desarrollo comunitario, al impactar directamente en el acceso al agua potable, la educación, la salud y la producción. Se destaca la importancia de la participación local en todas las etapas del proyecto para asegurar su aceptación y sostenibilidad. El análisis sociocultural aborda los hábitos, costumbres, nivel educativo, ingresos y relación con los servicios energéticos.
- **Económica:** Reconoce a la electricidad como un recurso esencial para el desarrollo humano y económico, siendo clave para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Su ausencia limita el progreso y perpetúa la pobreza. Esta dimensión resulta determinante en la viabilidad de los proyectos de electrificación rural, ya que los factores económicos suelen ser decisivos en su planificación, financiamiento y ejecución.
- **Político-institucional:** Aborda el rol de las instituciones como marco regulador y ejecutor de políticas públicas que respondan a las necesidades sociales. Destaca la importancia de la coordinación entre múltiples actores y la estabilidad de las políticas gubernamentales para garantizar confianza, inversión y continuidad en los proyectos.

Asimismo, enfatiza la necesidad de capacitación técnica y del respeto a los derechos y condiciones de prestación de los servicios energéticos.

- **Ambiental**: Destaca que la electrificación rural mediante energías renovables contribuye a la protección del medio ambiente y al desarrollo sostenible. La incorporación de fuentes limpias —solar, eólica o hidroeléctrica— mejora la calidad de vida de las comunidades rurales y reduce el uso de combustibles fósiles, disminuyendo las emisiones de CO_2 y otros impactos negativos sobre los ecosistemas. De este modo, se conservan los recursos naturales y se avanza en el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
- **Tecnológica**: Este enfoque permite descentralizar la producción, reducir la dependencia de grandes infraestructuras y promover un uso más equitativo y sostenible de los recursos. Además, vincula la energía con el territorio y la sociedad, reconociéndose como un derecho humano esencial, y fomenta la innovación local, la formación técnica y la creación de oportunidades económicas en las comunidades.

Cada dimensión se definió a partir de indicadores específicos, seleccionados por su representatividad y capacidad de medición. El análisis y ponderación de cada uno de ellos, fueron definidos con el apoyo de un panel de expertos, conformado por técnicos del sector energético, investigadores y representantes de organismos públicos. La matriz fue desarrollada en planillas de cálculo (Microsoft Excel), lo que permitió la implementación de fórmulas automáticas de ponderación y análisis de sensibilidad.

El proceso de selección estuvo compuesto, en términos generales, por cuatro etapas.

1. Determinación del conjunto de necesidades básicas mínimas susceptibles de ser estudiadas con la información de censos y la información complementaria.

2. Elección de indicadores censales y/o medibles que representen dichas necesidades de manera adecuada.

3. Definición del nivel crítico de satisfacción para cada necesidad identificada.

4. Verificación y confirmación de que los indicadores seleccionados representen adecuadamente las variables previamente definidas.

3. Procedimiento de análisis (ponderación de indicadores)

La metodología de aplicación contempló las siguientes etapas:

A. **Ingreso de datos de la zona evaluada**, según las variables relevadas por los indicadores seleccionados. Para la caracterización de la región noroeste de la provincia de Córdoba, se ha empleado una base de datos georreferenciada que engloba las necesidades básicas insatisfechas (NBI) y la infraestructura eléctrica de media tensión (MT 13.2 kV). El análisis combinado de estos conjuntos de datos ha generado la identificación de ciertas áreas, las cuales comprenden aquellas regiones donde no se observa presencia de conexión eléctrica y además se evidencian necesidades básicas insatisfechas. Existe una clara correlación entre las NBI, la disponibilidad de infraestructura eléctrica de media tensión (MT) y la viabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas. La falta de acceso a la electricidad contribuye significativamente a las NBI en áreas rurales, mientras que la expansión de la infraestructura eléctrica y la implementación de sistemas solares fotovoltaicos pueden abordar estas necesidades de manera efectiva.

   La correlación entre estas variables destaca la importancia de implementar estrategias integrales que combinen la expansión de la infraestructura eléctrica con la adopción de tecnologías de energía renovable, con el fin de mejorar el acceso a servicios básicos, promover el desarrollo socioeconómico y reducir las disparidades regionales.

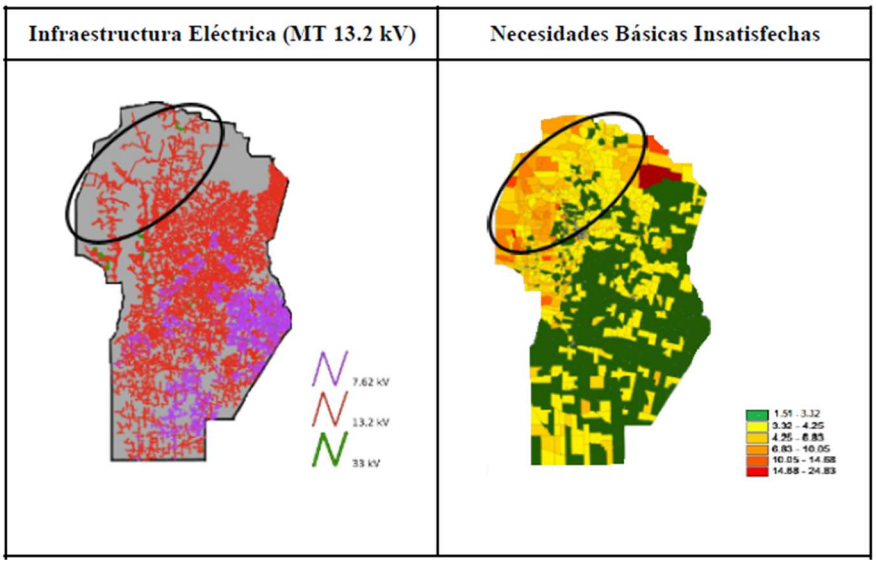


Figura 2: Infraestructura eléctrica. Necesidades básicas insatisfechas (NBI). Provincia de Córdoba, zona noroeste. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de la SByER y sistema georreferenciado (SIG).

B. **Evaluación individual de indicadores** dentro de cada dimensión. Se definió una escala de ponderación para cada indicador dentro de cada dimensión (social, económica, política - institucional y ambiental), la cual varía de 0 a 3, en la que el valor 0 denota un impacto nulo, mientras que el valor 3 indica un impacto crítico alto. La dimensión tecnológica amerita una ponderación diferenciada del resto, ya que su análisis e interpretación de datos determina la mejor forma de accesibilidad eléctrica. Es por ello que, la ponderación del indicador viabilidad técnica-económica varía de 1R, 2R, 3R a 1F, 2F, 3F. Donde los valores R acercan una ventaja en instalaciones por medio de extensión de red, mientras que, los valores F muestran una superioridad sobre los arreglos fotovoltaicos.

Este método, de pesos relativos, brinda un marco para comparar cada uno de los criterios contra todos los demás. Cabe aclarar que, esta ponderación permite caracterizar una zona determinada en función a su estado socioeconómico, ambiental y político. Conocer, mediante una primera aproximación, que tipo de tecnología es la más conveniente.

Tabla 1: Escala de ponderación.
Fuente: Elaboración propia.

Rango de Ponderación		**Definición**
Dimensión Social, Económica, Política-Institucional, Ambiental, Tecnológica	0	Nulo
	1	Bajo
	2	Medio
	3	Alto
Dimensión Tecnológica (viabilidad técnico-económica)	1R a 3R	Extensión de la red eléctrica
	1F a 3F	Arreglos fotovoltaicos

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) representan un marco universal de referencia y se constituyen como una herramienta fundamental tanto para la planificación como para el seguimiento de acciones encaminadas hacia el progreso social, económico y ambiental a nivel global.

Los ODS que representan este horizonte son:

- Objetivo 1: Contribuir al fin de la pobreza
- Objetivo 3: Salud y bienestar
- Objetivo 4: Educación de calidad
- Objetivo 6: Agua limpia y saneamiento
- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante
- Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico

- Objetivo 10: Reducción de las desigualdades

De esta manera, cada dimensión adquirirá una calificación numérica, facilitando así la evaluación, análisis y abordaje de la región en cuestión. Posteriormente, cada calificación obtenida será codificada, con colores análogos a los del semáforo, con el propósito de denotar distintos niveles de desempeño o cumplimiento. Este método conduce, en consecuencia, a una aprehensión visual más ágil y comprensiva de la información presentada. Es importante mencionar que los indicadores seleccionados han sido evaluados e interpretados a través del contraste con el estado actual del departamento seleccionado, comparándolo con un estado de referencia que se considera ideal, fundamentado en un horizonte delineado según los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Tabla 2: Definición de zonas (Resultados matriz).
Fuente: Elaboración propia.

	Descripción
Rojo (>10)	Incumplimiento significativo. Se necesitan acciones correctivas inmediatas para mejorar su situación. Muestran un rendimiento insatisfactorio en relación con los objetivos o estándares definidos.
Amarillo (6-10)	Cumplimiento parcial. Se identifican aspectos que pueden ser mejorados para aumentar su eficacia y eficiencia.
Verde (0-5)	Alta satisfacción de criterios. Presentan un riesgo mínimo o controlado en comparación con otras zonas. Representa la mejor opción o el mejor desempeño en relación con los criterios evaluados.
Celeste (1R a 3R)	Prevalece la instalación por medio de la extensión de la red eléctrica.
Verde Oscuro (1F a 3F)	Prevalece la instalación por medio de sistemas fotovoltaicos.

C. **Ejecución de matriz en zona de aplicación.** En la Figura 3 se representan, mediante datos georreferenciados, los 23 casos registrados donde se llevó a cabo la investigación. Asimismo, se han identificado las distancias con respecto a las líneas de tendido eléctrico de 13.2 kV y 66 kV. Se destacan las familias más cercanas a estas líneas:

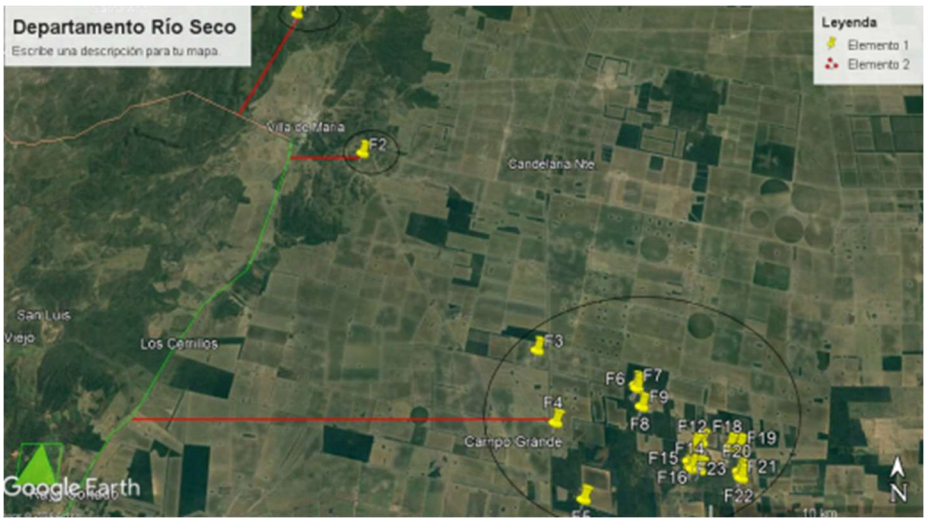


Figura 3: 23 familias (Puntos georreferenciados) y líneas de tendido eléctrico (13.2 kV y 66 kV).
Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de la SByER. Google Earth Pro.

- Familia 1 - Línea 13.2 kV: 7 km
- Familia 2 - Línea 66 kV: 5 km
- Familia 4 - Línea 66 kV: 20 km

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

En la plantilla de trabajo a campo, Figura 4, se presentan de manera esquemática las siguientes variables: las 23 familias, las posibles agrupaciones conforme a su distribución y las distancias más significativas entre ellas. Adicionalmente, se proporcionan datos pertinentes sobre las tecnologías a implementar.

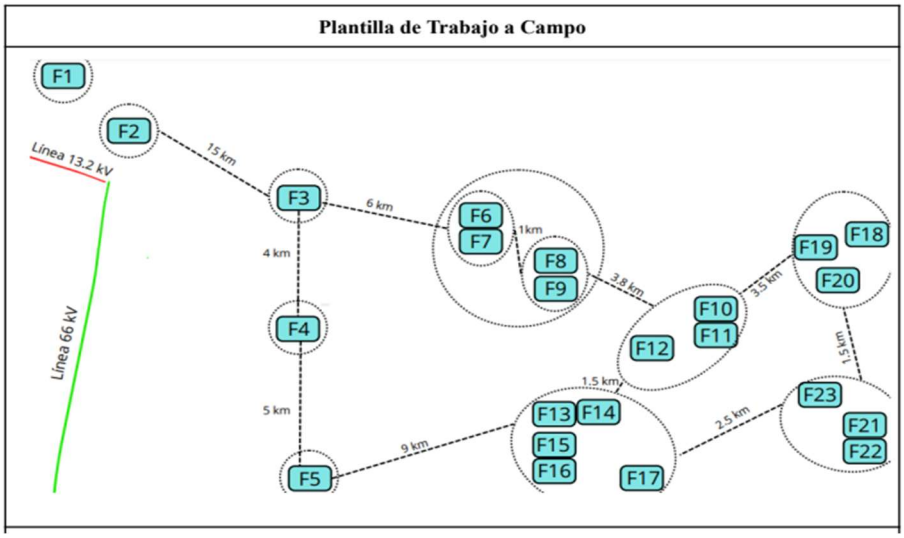


Figura 4: Plantilla de trabajo a campo (Esquema).
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se exponen los indicadores estudiados para cada dimensión y su grado de ponderación. La justificación de cada uno de ellos se puede encontrar en el documento completo de tesis.

Tabla 3: Indicadores por dimensión. Ponderación.
Fuente: Elaboración propia

Dimensión	Indicador	Ponderación
Social	Necesidades Básicas Insatisfechas - NBI	3
	Hogares sin tenencia de heladera	2
	Hogares sin provisión de agua potable	3
	Hogares sin tenencia de electricidad	3
	Densidad poblacional (hab/km2)	2
	Distancia a: Vecinos (V) - Centro de Salud (CS) - Escuela (E) *Se evaluó en la zona de referencia a 15 familias	2
	Estabilidad habitacional *Se evaluó en la zona de referencia a 15 familias más la información de CENSO.	2
Económica	Gasto mensual destinado a formas de electrificación y/o refrigeración de alimentos (Garrafa) *Se evaluó en la zona de referencia a 15 familias	3
	Ingreso mensual per cápita + Intención y/o capacidad de pago *Se evaluó en la zona de referencia a 15 familias	3
	Desarrollo Productivo Regional (DPR)	2
	Emprendimientos/Potencial de emprendimiento /Cooperativas regionales familiares *Se evaluó en la zona de referencia a 15 familias	2

Dimensión	Indicador	Ponderación
Ambiental	Calidad del aire habitacional *Se evaluó en la zona de referencia a 15 familias	2
	Reducción combustibles fósiles	2
Institucional Política	Políticas energéticas de desarrollo Rural	3
	Marco regulatorio	3
Tecnológica	Seguridad eléctrica	2
	Viabilidad técnica-económica. Este indicador está conformado por variables importantes, tales como: - N° de familias y agrupaciones tecnológicas posibles. - Distancias a la red eléctrica. - Consumos promedios (mensuales). - Potencia de generación. - Costos referenciales (Capex - Opex). *Se trabajó en una hoja de cálculo: (Ver Datos para análisis del trabajo a campo)	3

Departamento Río Seco:

Tabla 4: Resultado del tablero de control. Aplicación departamento Río Seco.
Fuente: Elaboración propia.

Escenario Inicial	
Dimensión	**Tablero de Control**
Social	17
Económica	11
Ambiental	4
Política-Institucional	6
Tecnológica	2
	3F

D. **Análisis de sensibilidad**, con el propósito de evaluar la robustez de la herramienta y sus resultados, se propone modificar las siguientes dimensiones: ***Escenario 1****:* Dimensión tecnológica (distancia -en km- a la red eléctrica) y ***Escenario 2****:* Dimensión económica (intención y/o capacidad de pago)

Con el planteo de estos nuevos escenarios, se ajustaron los siguientes indicadores y se estableció una condición secundaria que permitió simular una nueva área de aplicación. En el escenario 1, el ajuste se llevó a cabo en la dimensión tecnológica, indicador: viabilidad técnica-económica. Mientras que, las dimensiones social, económica, política - institucional y ambiental se mantuvieron constantes. En el escenario 2, la modificación se realizó en la dimensión económica, indicador: ingreso mensual per cápita + intención y/o capacidad de pago.

Tabla 5: Resultado del tablero de control. Escenario 1 y Escenario 2 (aplicación secundaria).
Fuente: Elaboración propia.

Dimensión	Tablero de Control	
	Escenario 1	**Escenario 2**
Social	17	17
Económica	11	9
Ambiental	4	4
Política-Institucional	6	6
Tecnológica	2	2
	2R	3F

Resultados y discusión

La electrificación rural en el departamento Río Seco, provincia de Córdoba, ha sido evaluada mediante una serie de indicadores que abordan diversas dimensiones: social, económica, ambiental, política-institucional y tecnológica. La metodología adoptada integra componentes técnicos, sociales e institucionales, permitiendo evaluar el impacto de la electrificación en términos de sostenibilidad y equidad territorial.

Dimensión Social: El análisis de las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) evidencia una fuerte correlación entre la falta de electrificación y las carencias socioeconómicas, destacando su impacto negativo en la calidad de vida y el desarrollo regional. Se observó que el 7,2% de los hogares no dispone de electricidad, lo que limita el progreso local; además, un 16,6% carece de heladera y un 24,8% no tiene acceso a agua potable, reflejando la urgencia de mejorar la infraestructura básica. La baja densidad poblacional (2,2 hab/km²) plantea desafíos logísticos y económicos, pero también impulsa la búsqueda de soluciones innovadoras y sostenibles. Finalmente, la estructura demográfica del departamento —con una población joven (37%) y equilibrio de género— aporta información clave para orientar políticas de electrificación inclusivas y adaptadas a las necesidades territoriales.

Dimensión Económica: El análisis evidencia una alta carga económica en los hogares rurales debido al uso de garrafas para refrigeración, con un costo promedio de $1.501 por unidad (ANSES, 2023). Solo el 13,3% de la población puede afrontar tarifas superiores a $3.000 mensuales (2023), lo que subraya la necesidad de implementar soluciones energéticas accesibles y sostenibles. Considerando que dicha capacidad de pago equivale a la compra de apenas dos garrafas, la electrificación se presenta como una alternativa clave para reducir costos energéticos, impulsar la economía local y fomentar el desarrollo de emprendimientos y cooperativas familiares.

Dimensión Ambiental: La mala calidad del aire habitacional debido a la quema de leña, kerosén, entre otros, afecta significativamente la salud de las comunidades; por lo tanto, la disminución en el uso de combustibles fósiles mediante la adopción de energías renovables es esencial para afrontar esta dificultad, como así también, reducir las emisiones de CO2.

Dimensión Política-Institucional: Se destaca la necesidad de políticas que aseguren no solo el suministro de energía, sino también el desarrollo integral y sostenible de las comunidades rurales. La creación del concepto "Usuario Disperso Remoto", junto a la regulación de tarifas, la garantía de calidad del servicio y la seguridad eléctrica (Ley 10.281) son cruciales para gestionar y facilitar la electrificación rural.

Dimensión Tecnológica: El análisis técnico-económico demuestra que los sistemas fotovoltaicos representan la alternativa más viable y sostenible frente a la extensión de la red eléctrica, ya que esta última puede implicar costos hasta diez veces superiores en zonas rurales dispersas. La energía solar, por tanto, se consolida como la opción más adecuada para la electrificación de Río Seco, al reducir costos, emisiones y mejorar la calidad de vida. Además, se resalta la importancia de implementar programas de capacitación y concientización en seguridad para garantizar la correcta operación de las tecnologías renovables. En conjunto, los resultados evidencian que la electrificación mediante fuentes fotovoltaicas es técnica y económicamente factible, y puede convertirse en un motor para el desarrollo local y la sostenibilidad regional.

Conclusiones

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) proporcionaron el marco de referencia central de esta investigación, orientando la planificación hacia un desarrollo más equitativo, inclusivo y sostenible. En particular, se destacan metas como la erradicación de la pobreza, la promoción de la salud y la educación, el acceso a energía asequible y limpia, el trabajo decente y la reducción de desigualdades, todas ellas estrechamente vinculadas con los desafíos energéticos en zonas rurales.

El análisis de antecedentes en América Latina y el Caribe permitió identificar que la falta de electrificación constituye un problema recurrente en la región, asociado a limitaciones estructurales y desigualdades históricas. Estos hallazgos refuerzan la necesidad de políticas públicas integradas, donde la cooperación entre distintos sectores y niveles de gobierno sea un componente esencial. En este marco, la herramienta de análisis desarrollada busca consolidar una matriz integral que articule las dimensiones social, económica, ambiental, tecnológica y político-institucional, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones estratégicas.

La caracterización multidimensional de la región estudiada permitió comprender las particularidades de cada territorio y priorizar intervenciones ajustadas a las necesidades locales. La selección de indicadores específicos en cada dimensión facilitó una evaluación continua del progreso, garantizando la trazabilidad de los datos y la identificación de posibles ineficiencias. A su vez, estos indicadores permitieron medir el impacto real de la electrificación en la comunidad, tanto en términos sociales como económicos, fortaleciendo la justificación de futuras inversiones y la replicabilidad del modelo.

Finalmente, el marco metodológico, representado mediante un diagrama de flujo en la Figura 5, propone un proceso iterativo con retroalimentación continua y análisis de sensibilidad. Este enfoque asegura decisiones más precisas, incrementa la eficiencia en la gestión de recursos y mejora la sostenibilidad de las acciones implementadas. En conjunto, la propuesta contribuye a optimizar los procesos de planificación y ejecución de proyectos de electrificación rural, reforzando el vínculo entre los ODS y el desarrollo territorial sostenible.

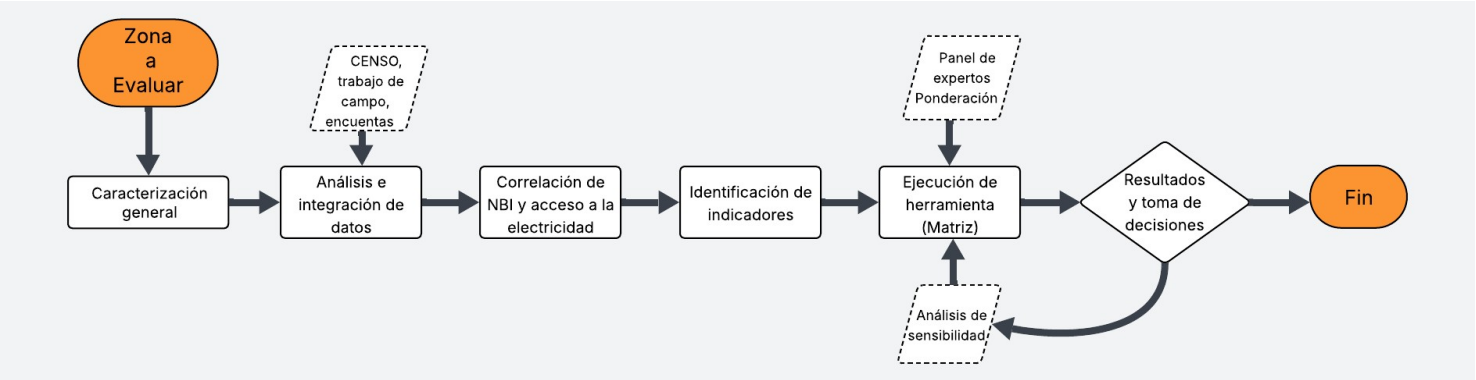


Figura 5: Diagrama de flujo de la herramienta de análisis (Desde la recepción de una zona, hasta su ejecución e interpretación final)
Fuente: Elaboración propia.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la Secretaría de Planificación Energética de la provincia de Córdoba, a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y al Ente Regulador de Servicios Públicos (ERSeP) por la predisposición y el apoyo brindado.

A mi hermana, Lic. Soledad Massó, por su incondicional y constante apoyo.

Referencias bibliográficas

ADEC. (2021). El desarrollo de las Energías Renovables en la Provincia de Córdoba.

Banco Mundial. (2010). Informe sobre el desarrollo y cambio climático.

Bello, C., Vera, L. H., Busso, A., & Cadena, C. (n.d). Proyecto de electrificación rural a través de sistemas fotovoltaicos autónomos en la provincia de Corrientes. Grupo en Energías Renovables - FaCENA UNNE.

Bello, C. (2012). Uso de sistemas fotovoltaicos para la electrificación rural en el norte argentino, en un contexto de crisis mundial. Monografía.

Cadena, C. (2006) ¿Electrificación o energización?, mediante energías alternativas en zonas rurales. Facultad de Ciencias Exactas.

Doménech, B. L. (n.d) Modelo para el diseño de proyectos de electrificación rural con consideraciones técnicas y sociales.

EDUCAN. Editorial académica universitaria (2021). Conciencia e innovación para el desarrollo sostenible. Volumen III.

Fabris, A., Servant, M., Gallo, R., Bellido, P., Sotelino, E., Quiles, E. y Frigerio, A. (1995). Programa de abastecimiento eléctrico de la población dispersa en Argentina. Secretaría de Energía y Transporte.

Iberdrola, energía sin fronteras (2016). Desarrollo de un modelo de electrificación para comunidades rurales y zonas aisladas.

Lamigueiro, O. (2013). Energía Solar Fotovoltaica. Universidad Politécnica de Madrid.

Massó, R. (2025). “Herramienta de análisis y modelado para electrificación en zonas aisladas de la provincia de Córdoba como parte del desarrollo de políticas públicas.”, Tesis (Magister en Energías Renovables, Mención Solar), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, 112 páginas, (08/05/2025).

Programa de Servicios Agrícolas Provinciales (PROSAP). Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca. Presidencia de la Nación (n.d). Electrificación rural en áreas productivas.

PERMER. (2007). Estudio de factibilidad del abastecimiento eléctrico de la población rural dispersa con energías renovables en la provincia de Corrientes.

Schmukler, M., Garrido, S. (2015). Energías renovables y políticas de electrificación rural en Argentina. Análisis de la trayectoria socio-técnica del proyecto de energías renovables en mercados rurales (PERMER). Instituto de Estudios Sociales sobre la Ciencia y la Tecnología (IESCT) - Universidad Nacional de Quilmes (UNQ).

Schmukler, M. (2018). Electrificación rural en Argentina. Alcances y limitaciones del Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) en la provincia de Jujuy. Universidad Nacional de Quilmes.

Secretaría de Gobierno de Energía. Ministerio de Hacienda. Presidencia de la Nación (2016-2019). Balance de gestión en Energía.

Banco Mundial. https://www.bancomundial.org/es/

Comisión Económica para América Latina y El Caribe. https://www.cepal.org/es/temas/agenda-2030-desarrollo-sostenible/objetivos-desarrollo-sostenible-ods. https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/da8d48c5-0807-4bd1-b330-c0a9e1566e02/contnt

Dirección General de Estadística y Censos - Córdoba. https://estadistica.cba.gov.ar/conoce-cordoba/

EPEC. https://www.epec.com.ar/institucional/generacion-transporte-y-distribucion

Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina. https://www.indec.gob.ar/

Secretaría de Planificación Energética - Córdoba (Antes: Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables), https://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/biocombustiblesyenergiasrenovables/

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Comparativa estratégica para la producción sostenible de hidrógeno verde en Argentina

Strategic Comparison for Sustainable Green Hydrogen Production in Argentina

German Cespedes
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAlTecS), Argentina.
germancespedes@gmail.com

Mariano Asteazaran
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAlTecS), Argentina.
marianoaste@gmail.com

Resumen

Se analiza la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por energía fotovoltaica en tres emplazamientos de Argentina: La Plata, San Juan y Comodoro Rivadavia. Se modeló la generación renovable con SAM y la producción de hidrógeno con un modelo en Python replicando equipos comerciales. Los resultados muestran diferencias significativas en la producción anual, uso de agua y eficiencia operativa. San Juan se destacó por su mayor rendimiento solar, mientras que La Plata y Comodoro Rivadavia ofrecen ventajas logísticas e hídricas. Se cuantificaron pérdidas por turndown y se analizó la sensibilidad del sistema a variaciones técnicas. Finalmente, se discuten implicancias para el desarrollo de polos regionales de hidrógeno verde, destacando la necesidad de evaluar simultáneamente aspectos técnicos, hídricos y logísticos.

Palabras Clave: electrólisis, hidrógeno verde, simulación energética, sistemas fotovoltaicos

Abstract

This study analyzes green hydrogen production via photovoltaic-powered electrolysis in three Argentine locations: La Plata, San Juan, and Comodoro Rivadavia. Renewable generation was modeled using SAM, and hydrogen output was simulated in Python based on commercial equipment data. Results reveal significant differences in annual production, water usage, and operational efficiency. San Juan showed the highest solar yield, while La Plata and Comodoro Rivadavia offer logistical and water availability advantages. Turndown losses were quantified and sensitivity to technical parameters assessed. The study highlights the need to evaluate technical, water-related, and logistical factors jointly for strategic planning of regional green hydrogen hubs.

Keywords: electrolysis, energy simulation, green hydrogen, photovoltaic systems

Introducción

El hidrógeno (H_2) se ha posicionado como un vector energético clave en la transición hacia energías limpias a nivel mundial (Agencia Internacional de la Energía, 2023). A diferencia de los combustibles fósiles, su uso final no emite dióxido de carbono ni otros gases de efecto invernadero, ya que la reacción del hidrógeno con el oxígeno produce únicamente vapor de agua. Esto convierte al H_2 en una alternativa limpia, un aliado potencial para mitigar la contaminación ambiental y un instrumento

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

esencial para la descarbonización de la economía. En particular, el H_2 verde (producido con fuentes renovables) se vislumbra como solución para reducir las emisiones en sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada, el transporte marítimo, la aviación y la producción de acero (Giorgi, 2025). En estos ámbitos, el vector energético puede almacenar energía renovable y suministrar combustible sin carbono, ayudando a disminuir la huella ambiental en actividades que hoy representan una porción considerable de las emisiones globales.

En los últimos años, más de 40 países han adoptado estrategias nacionales del H_2, reflejando la importancia creciente de este vector energético en las agendas energéticas y climáticas. Los principales impulsores de esta expansión son la necesidad de descarbonización, el fortalecimiento de la seguridad energética (al diversificar fuentes de energía y reducir dependencia de combustibles importados) y la búsqueda de nuevas aplicaciones industriales basadas en H_2 (Agencia Internacional de la Energía, 2023). Organismos internacionales proyectan que el H_2 limpio jugará un papel significativo en el futuro mix energético global; por ejemplo, en un escenario de cumplimiento estricto de los objetivos climáticos (limitando el calentamiento a $1{,}5\,^{\circ}C$), el H_2 y sus derivados podrían satisfacer hasta un 14 % de la demanda mundial de energía final en 2050 (International Renewable Energy Agency and World Trade Organization, 2023). Este potencial exige un enorme crecimiento en la producción: IRENA y la OMC estiman que sería necesario quintuplicar la producción actual de H_2 para alcanzar esa cuota en 2050 (International Renewable Energy Agency and World Trade Organization, 2023). Actualmente, la demanda mundial ya ronda los 95 millones de toneladas anuales (dato de 2022). Sin embargo, menos del 1 % de ese H_2 se produce con fuentes bajas en carbono, lo que implica que la producción tradicional (vía reformado de gas natural o gasificación de carbón) sigue emitiendo alrededor de 900 millones de toneladas de CO_2 al año (Agencia Internacional de la Energía, 2023).

A nivel global, el H_2 verde se ha posicionado como un vector energético central en las estrategias de descarbonización de las principales economías. La Unión Europea, en su camino hacia la neutralidad climática, proyecta alcanzar 20 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable para 2030, de las cuales 10 millones serán importadas desde regiones con abundantes recursos renovables, como América Latina (European Commission, 2020; Hydrogen Council, 2023). En este marco, ya se han anunciado más de 70 proyectos orientados a su exportación desde la región hacia Europa, movilizando inversiones por encima de los 50.000 millones de dólares (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2023). Estados Unidos, por su parte, ha lanzado una estrategia nacional basada en la creación de hubs regionales, respaldada por más de 9.000 millones de dólares de inversión pública, con el objetivo de estimular producción, infraestructura y uso local del H_2 en sectores industriales y de transporte (U.S. Department of Energy, 2023a,b). En Asia, Japón, Corea del Sur y China también avanzan en políticas nacionales que incluyen expansión de capacidad doméstica, importaciones planificadas y desarrollo de cadenas logísticas globales (Ministry of Economy, Trade and Industry, 2023; Agencia Internacional de la Energía, 2023; BloombergNEF, 2023). Estas dinámicas geopolíticas no solo evidencian el carácter estratégico del vector energético como herramienta de transición energética, sino que consolidan la visión de un mercado internacional en crecimiento.

Dentro de este panorama global, América Latina emerge como una región clave por su potencial para producir H_2 verde a bajo costo y en grandes volúmenes. La combinación de recursos solares y eólicos de clase mundial (particularmente en zonas de Chile y Argentina), extensas tierras disponibles y experiencia en exportación de commodities energéticos, posiciona a Latinoamérica como proveedor estratégico para otras regiones. Analistas destacan que el potencial renovable latinoamericano no tiene comparación en el mundo, lo que significa que, con visión estratégica, la región podría abastecer una parte significativa de su futura demanda en Europa. De hecho, el interés de Europa ya está materializándose en cooperación birregional: a octubre de 2025 se contaban más de 70 proyectos de H_2 verde en desarrollo en países latinoamericanos con compromisos de inversión superiores a 50 mil millones de dólares, impulsados en buena medida por acuerdos y alianzas con la UE. Esta dinámica sugiere que América Latina no solo exportará moléculas de hidrógeno, sino que podría integrarse en nuevas cadenas de valor compartidas, con transferencia tecnológica e inversiones que beneficien a ambos lados del mundo (Giorgi, 2025).

Argentina ha incorporado a este vector energético como pilar de su estrategia energética de largo plazo, viéndolo tanto como herramienta climática como oportunidad de desarrollo industrial. En septiembre de 2023, Argentina presentó oficialmente su Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno, que traza escenarios hasta 2050. Según este plan, hacia 2050 el país podría producir al menos 5 millones de toneladas anuales de H_2 de bajas emisiones (principalmente hidrógeno verde, aunque contemplando también su versión azul con captura de CO_2) (Secretaría de Energía de Argentina, 2023). De esa producción, solo el 20 % se destinaría al mercado doméstico (para descarbonizar usos industriales locales y fomentar nuevos usos en transporte, industria, etc.), mientras que el 80 % restante –equivalente a unas 4 Mt por año– estaría

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

orientado a la exportación de energía limpia, abasteciendo la demanda internacional de vectores energéticos sin carbono. Para alcanzar estas metas, Argentina calcula que será necesario instalar al menos 30 GW en capacidad de electrólisis alimentada por aproximadamente 55 GW de nueva generación renovable. Esto implica multiplicar por 11 la capacidad renovable actualmente instalada en el país. El desarrollo se concibe en polos productivos cercanos a los mejores recursos y con acceso a puertos para facilitar la exportación. De concretarse esta visión, Argentina podría cubrir en 2050 alrededor de 5 % del mercado internacional de largo alcance (por ejemplo, el suministro de hidrógeno para exportación intercontinental) (Secretaría de Energía de Argentina, 2023).

En este contexto, el presente trabajo tiene por objetivo analizar comparativamente el potencial de producción de H_2 verde en tres emplazamientos estratégicos de Argentina: La Plata, San Juan y Comodoro Rivadavia. Para ello, se desarrollaron simulaciones horarias de producción energética fotovoltaica mediante el software SAM, considerando perfiles meteorológicos de alta resolución, y se aplicó un modelo energético en Python para estimar su producción, el consumo de agua, las pérdidas operativas y los indicadores clave de desempeño (KPIs) para cada sitio. La selección de estos emplazamientos responde a criterios técnicos y logísticos, como disponibilidad de recurso solar, cercanía a infraestructura portuaria o industrial, y acceso a recursos hídricos. A partir de los resultados obtenidos, se evalúan además aspectos complementarios como la viabilidad de transporte y la sostenibilidad del uso del agua, en vistas a contribuir al debate nacional sobre el desarrollo de polos de H_2 verde con fines domésticos y de exportación.

Materiales y métodos

Se seleccionaron tres ubicaciones en Argentina con características climáticas e industriales contrastantes: La Plata (provincia de Buenos Aires), San Juan (Cuyo) y Comodoro Rivadavia (Patagonia) (Figura 1). Estas regiones fueron elegidas con criterios académicos para cubrir diferentes disponibilidades de recursos y contextos socioeconómicos. San Juan presenta una de las irradiaciones solares más altas del país, lo que la hace ideal para la generación fotovoltaica. Sin embargo, es una zona árida con recursos hídricos limitados, representando un escenario de escasez de agua.

En contraste, La Plata se ubica en la zona pampeana costera, con irradiación solar moderada pero abundancia de agua dulce (cercanía al Río de la Plata) y un importante polo industrial. En particular, el complejo industrial de Ensenada-La Plata alberga la refinería de petróleo más grande de Argentina, la cual consume grandes volúmenes de este vector energético en sus procesos de refinación. Esto convierte a La Plata en un caso de estudio relevante por su demanda industrial de hidrógeno (potencialmente beneficiaria de H_2 verde).

Por último, Comodoro Rivadavia, en la costa patagónica, ofrece un caso intermedio: posee un recurso solar razonable aunque menor en invierno (debido a su mayor latitud), y enfrenta serios problemas de disponibilidad de agua potable, al punto de requerir cortes frecuentes del suministro y evaluar la desalinización del agua de mar como solución. Además, Comodoro es un centro tradicional de la industria de hidrocarburos y cuenta con infraestructura portuaria, lo que podría facilitar el uso local o exportación.



Figura 1. Ubicación de los tres sitios seleccionados para el estudio: San Juan, La Plata y Comodoro Rivadavia.

Estas tres ubicaciones permiten evaluar el desempeño de la producción de H_2 solar bajo distintas condiciones de irradiación solar, disponibilidad hídrica y cercanía a potenciales consumidores industriales.

Herramientas de simulación y datos de entrada

Para estimar la producción en cada sitio se utilizaron herramientas de simulación computacional. En primer lugar, se modeló la generación eléctrica fotovoltaica mediante el software System Advisor Model (SAM) desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory). SAM es un modelo de rendimiento y financiero ampliamente utilizado que permite predecir la producción energética horaria de sistemas renovables en función de parámetros de diseño y recursos climáticos (sam, 2025). En este trabajo se empleó la versión SAM 2025.4.16 del software, configurando un proyecto de generación fotovoltaica a gran escala. Se suministró al modelo los datos geográficos de cada localidad y un archivo climático horario correspondiente a un año completo.

Las salidas del modelo fotovoltaico (potencia generada en cada intervalo de tiempo) fueron exportadas y posteriormente procesadas con un modelo energético desarrollado en Python. Se utilizó Python versión 2.7, empleando bibliotecas científicas como `NumPy` y `Pandas` para manipulación de datos, y `Matplotlib` para la generación de gráficos. Este script en Python permitió modelar la operación de un electrolizador de agua acoplado a la planta solar y calcular la producción. La combinación de SAM para la etapa de generación solar y Python+Excel para la etapa de conversión a hidrógeno brindó flexibilidad para implementar los controles operativos del electrolizador y analizar sensibilidades, más allá de las capacidades nativas de SAM.

Modelo de conversión energía-hidrógeno

El modelo de conversión de energía a H_2 se construyó replicando las especificaciones técnicas del sistema comercial de electrólisis H-TEC ME450/1400, un equipo industrial basado en tecnología PEM, con una potencia nominal de 1.000 kW eléctricos y una capacidad de producción de 450 kg H_2 por día bajo condiciones estándar. El electrolizador opera con un punto de eficiencia de 4,8 kWh/Nm^3, lo que equivale a aproximadamente 53,3 kWh por kg de H_2 producido, valor adoptado como referencia de consumo energético específico en todas las simulaciones. Asimismo, el equipo presenta un *turndown* del 20 % de su capacidad nominal, por lo que se modeló una operación mínima de 200 kW. Estas características fueron reproducidas en el modelo Python empleado, a fin de asegurar coherencia entre la simulación y una tecnología comercial disponible. Los datos técnicos fueron extraídos de la hoja de datos del fabricante H-TEC Systems (H-TEC Systems, 2023).

El consumo de agua del sistema se estimó también en base a especificaciones industriales: para el H-TEC ME450/1400, la relación de consumo real se aproxima a 18–20 L por kg de H_2 producido, incluyendo purgas, enfriamiento y pérdidas, valor que fue mantenido en el modelo numérico. Para el pretratamiento del agua, se consideró el uso de un sistema comercial de ósmosis inversa y purificación, como el equipo OVIVO H2PW, desarrollado específicamente para aplicaciones de hidrógeno verde, cuyas características generales se tomaron de su folleto técnico (Ovivo Inc., 2025).

También se incorporó al modelo la estimación de la energía consumida en el suministro y tratamiento del agua requerida, dado que en zonas áridas o costeras este aporte no es despreciable. En los casos de La Plata y Comodoro Rivadavia se supuso que el agua debe ser tratada (por ejemplo, mediante ósmosis inversa y deionización) antes de alimentar el electrolizador, debido a la presencia de sales o impurezas. Se aplicó un costo energético de $\sim$3,5 kWh por metro cúbico de agua purificada. Este valor corresponde al orden de magnitud de la desalación por ósmosis inversa de agua de mar (para Comodoro) o del tratamiento de agua superficial a agua desionizada (para La Plata), según datos industriales actuales (Kolodziejczyk, 2023; Madsen, 2022). En cambio, para San Juan se consideró que el aporte hídrico proviene de fuentes ya disponibles (e.g. embalses o acueductos existentes) y no se asignó un consumo energético adicional por agua en el caso base, reflejando una situación óptima donde el costo energético del agua es asumido por infraestructura previa. No obstante, en el análisis de sensibilidad se exploraron escenarios variando este parámetro de 0 hasta $\sim$3,5 kWh/m^3 en todos los sitios, para evaluar su incidencia en la eficiencia global.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Resultados y discusión

A continuación se muestra un resumen mensual detallado de los principales indicadores operativos para cada emplazamiento considerado. Las Tablas 1, 2 y 3 presentan, mes a mes, la energía fotovoltaica generada, la energía útil aprovechada por el electrolizador, las pérdidas por turndown, la producción de H_2 y el volumen de agua requerido en San Juan, La Plata y Comodoro Rivadavia, respectivamente. Esta información permite visualizar de forma cuantitativa la estacionalidad en la producción y el uso de recursos, así como contrastar el rendimiento técnico de los sistemas en cada contexto climático.

Tabla 1. Resumen mensual - San Juan.

Mes	Pérd. TD (kWh)	E_FV (kWh)	E_útil (kWh)	H_2 (kg)	Agua (m^3)
Enero	8275,92	211507,34	203231,43	3834,56	84,36
Febrero	7211,56	185233,59	178022,04	3358,91	73,90
Marzo	8446,11	176451,42	168000,31	3169,91	69,74
Abril	5966,15	181994,28	176020,13	3321,29	73,07
Mayo	5707,38	162766,95	157059,58	2963,39	65,19
Junio	6280,94	138701,77	132420,87	2498,51	54,97
Julio	3984,15	180622,83	176638,68	3322,81	73,32
Agosto	4269,24	203302,78	199033,92	3755,39	82,61
Septiembre	5581,69	198180,05	192599,35	3633,93	79,95
Octubre	6608,15	219548,67	212904,58	4017,75	88,39
Noviembre	7225,20	209941,49	202716,29	3824,84	84,15
Diciembre	10561,30	192467,10	181905,80	3432,18	75,51

Tabla 2. Resumen mensual - La Plata.

Mes	Pérd. TD (kWh)	E_FV (kWh)	E_útil (kWh)	H_2 (kg)	Agua (m^3)
Enero	9689,89	196530,98	186841,09	3525,30	77,56
Febrero	8271,02	166049,55	157778,53	2976,95	65,49
Marzo	9083,82	168531,80	159447,98	3008,45	66,19
Abril	7293,55	164130,07	156836,52	2959,18	65,11
Mayo	5282,42	150939,31	145565,90	2748,23	60,42
Junio	4848,76	107484,82	99036,06	1868,60	41,09
Julio	6095,41	148010,76	141915,35	2677,65	58,91
Agosto	6549,58	168777,47	162227,89	3060,64	67,34
Septiembre	11866,97	128123,83	116256,69	2198,37	48,26
Octubre	8174,67	198116,77	189113,69	3573,81	78,84
Noviembre	9055,27	188980,56	179075,30	3378,78	74,33
Diciembre	9455,81	199949,48	190493,67	3594,22	79,07

Tabla 3. Resumen mensual - Comodoro Rivadavia.

Mes	Pérd. TD (kWh)	E_FV (kWh)	E_útil (kWh)	H_2 (kg)	Agua (m^3)
Enero	9936,94	213367,93	203430,98	3838,32	84,44
Febrero	7944,75	191059,72	183114,98	3454,99	76,01
Marzo	9354,31	174712,47	165358,15	3119,97	68,63
Abril	10388,25	102308,95	91920,70	1734,35	38,16
Mayo	6220,66	109597,25	103376,59	1950,50	42,91
Junio	5924,61	87430,27	81705,66	1537,85	33,83
Julio	7249,23	77225,22	69975,99	1320,30	29,05
Agosto	7875,90	110600,30	102724,39	1938,20	42,64
Septiembre	8442,01	154879,26	146437,25	2762,97	60,79
Octubre	8985,83	195623,40	187213,39	3531,01	77,47
Noviembre	8825,92	209253,98	202048,06	3781,66	83,20
Diciembre	10684,15	220053,97	209369,82	3950,37	86,91

Producción de hidrógeno y desempeño energético

Se evaluó la producción de H_2 verde en los tres sitios considerados (La Plata, San Juan y Comodoro Rivadavia) bajo condiciones simuladas equivalentes (misma potencia pico fotovoltaica y capacidad de electrólisis). Los resultados muestran diferencias notables en la producción anual de H_2 entre las ubicaciones. San Juan alcanzó la mayor producción anual, con alrededor de 41 $\times 10^3$ kg de H_2 (≈40,7 toneladas métricas). La Plata produjo aproximadamente 35,6 $\times 10^3$ kg (∼35,6 ton), mientras que Comodoro Rivadavia registró la más baja con unos 32,9 $\times 10^3$ kg (∼32,9 ton) de H_2 al año (Figura 2). Estas cifras corresponden a un sistema de ∼1 MW de capacidad, evidenciando que San Juan supera a Comodoro en la producción de hidrógeno anual en cerca de un 25 %, y a La Plata en torno al 15 %.

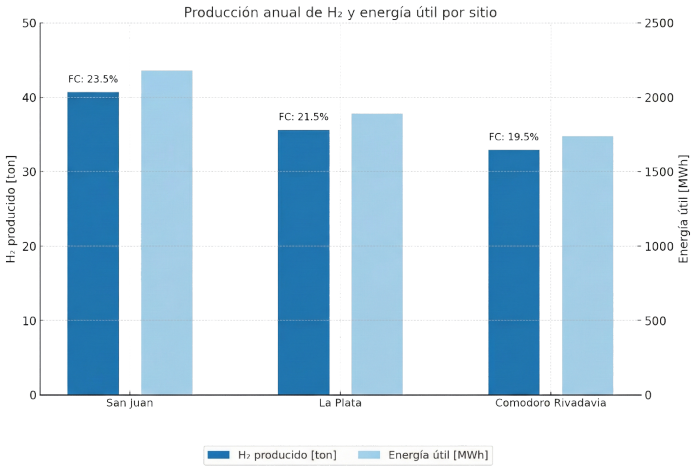


Figura 2. Producción anual de H_2 por sitio.

En términos energéticos, esto se debe a la mayor generación eléctrica renovable en San Juan: la energía fotovoltaica anual aprovechada por el electrolizador fue de ∼2,18 GWh en San Juan, comparada con ∼1,89 GWh en La Plata y ∼1,74 GWh en Comodoro (valores anuales de E_{util}). En consecuencia, el factor de capacidad efectivo del electrolizador (proporción del tiempo operando a plena potencia equivalente) fue mayor en San Juan (aprox. 23–24 %), intermedio en La Plata (∼21–22 %) y menor en Comodoro (∼19–20 %). Es decir, el sistema en San Juan logró utilizar más intensivamente la capacidad instalada

gracias a la mayor disponibilidad de recurso solar. La Figura 3 muestra la comparación mensual de las generaciones en los tres sitios de emplazamiento.

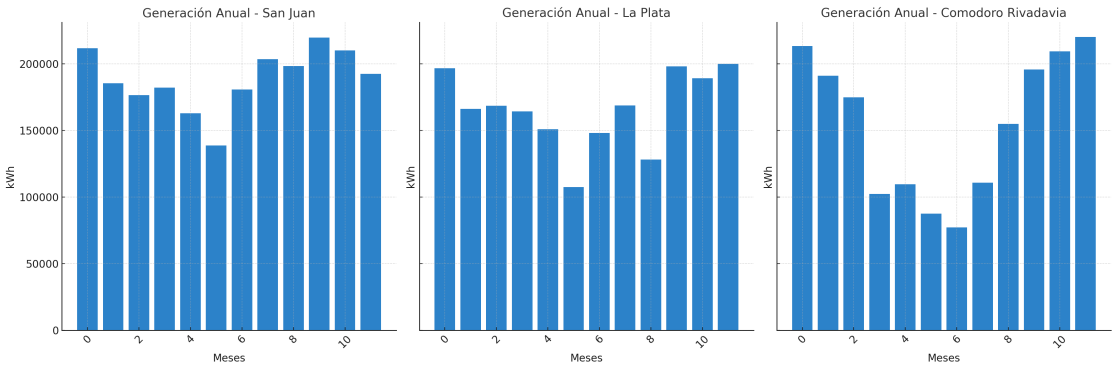


Figura 3. Comparación mensual de generación eléctrica utilizada.

Variación estacional de la producción

Las tres ubicaciones mostraron patrones estacionales marcadamente distintos en la producción. En la Figura 4 se presenta la producción mensual de H_2 (kg) en cada sitio a lo largo de un año típico. Se observa que San Juan no solo produce más hidrógeno en total, sino que también mantiene valores altos de forma más uniforme durante buena parte del año. Por ejemplo, en los meses de verano y primavera (octubre a marzo) San Juan supera consistentemente los 3300–4000 kg de H_2 por mes, con un pico alrededor de 4,0 $\times 10^3$ kg (registrado en octubre). La Plata, por su parte, alcanza máximos mensuales cercanos a 3,6 $\times 10^3$ kg (en diciembre) y se mantiene en valores intermedios el resto del año. Comodoro Rivadavia exhibe el comportamiento más estacional: en verano logra picos comparables a los otros sitios (ej.: $\sim$3,95 $\times 10^3$ kg en diciembre), gracias a los días largos y luminosos del verano patagónico. Sin embargo, en invierno su producción cae drásticamente. El mínimo mensual de Comodoro ocurre en pleno invierno (junio), con apenas $\sim$1,32 $\times 10^3$ kg de H_2, valor que representa solo un 33 % de su máximo de verano.

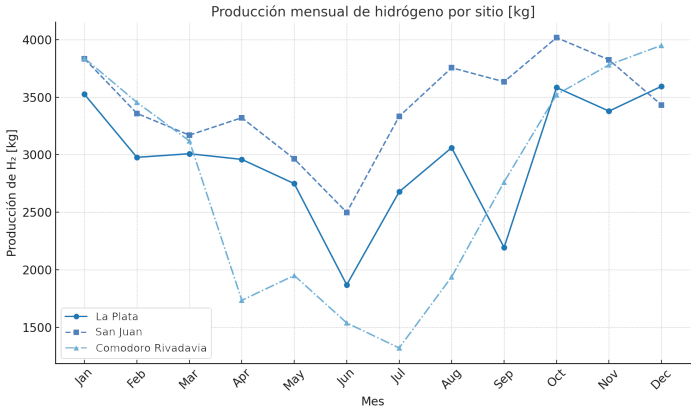


Figura 4. Producción mensual de H_2 en los tres sitios.

En La Plata, el mínimo mensual (junio) fue de $\sim$1,87 $\times 10^3$ kg, alrededor de la mitad de su pico estival, indicando una estacionalidad moderada. San Juan tuvo el mínimo mensual más alto: $\sim$2,50 $\times 10^3$ kg (en junio), que es un $\sim$60 % de su máximo; es decir, aunque disminuye en invierno, sigue produciendo una cantidad significativa de H_2 incluso en los meses menos favorables.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Aprovechamiento de la energía renovable y pérdidas operativas

El sistema fue diseñado sin grandes sobredimensionamiento fotovoltaico, evitando pérdidas por excedente (curtailment ≈ 0). Esta estrategia maximizó el aprovechamiento de la energía solar en horas de alta irradiancia, pero limitó la operación en condiciones de baja generación. Las principales pérdidas energéticas se debieron al límite inferior de operación del electrolizador (turndown del 20 %). Cuando la potencia FV disponible cayó por debajo de ese umbral, el sistema se detuvo y la energía no fue utilizada. Las pérdidas anuales por turndown fueron de aproximadamente 80 MWh en San Juan, 100 MWh en La Plata y 100 MWh en Comodoro Rivadavia. En términos relativos, San Juan presentó el mejor desempeño (96,5 % de la energía FV fue convertida en hidrógeno), seguido por La Plata (95 %) y Comodoro (94,5 %) (Figura 5).

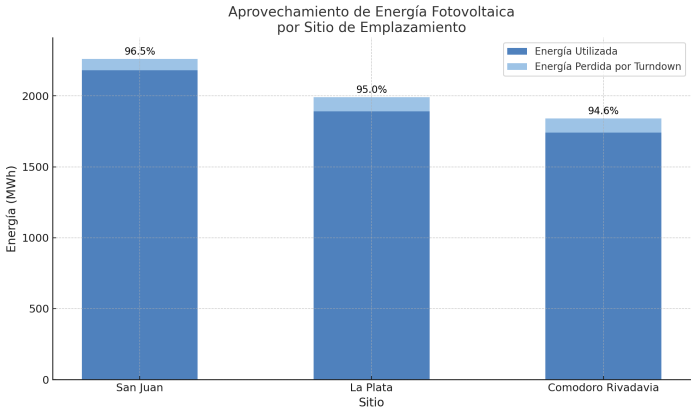


Figura 5. Proporción de energía FV aprovechada y perdida por sitio.

Esto se explica por la mayor irradiancia sostenida en San Juan, que redujo las horas en que la potencia solar estaba por debajo del mínimo operativo. Se comprobó que mejorar la flexibilidad de operación mínima tiene un efecto positivo en la producción de H_2: por ejemplo, permitir que el electrolizador funcione a cargas del 10 % de P_{el} en lugar del 20–30 % base aumentó la captación de energía en las horas de irradiancia muy baja. En el caso de La Plata, reducir el turndown de 20 % a 10 % incrementó la producción anual de H_2 en torno a un +14 % (de ∼35,5 ton a ∼40,6 ton, según la simulación). Para Comodoro, mejorar el turndown de 30 % a 20 % implicó cerca de +8 % de H_2 producido adicional. Esto sugiere que la flexibilidad operativa del electrolizador es especialmente importante en climas con gran variabilidad diaria/estacional, permitiendo aprovechar energía que de otro modo se perdería. No obstante, debe sopesarse que operar a cargas muy parciales puede reducir la eficiencia del equipo o aumentar costes de inversión, por lo que existe un compromiso técnico-económico óptimo.

Consumo de agua y requerimientos

Un aspecto crítico en la producción de H_2 por electrólisis es el consumo de agua. La reacción de electrólisis pura exige alrededor de 9 litros de agua ultrapura por cada kg de H_2 generado (estoquiométricamente 1 kg $H_2O \rightarrow$ 0,111 kg H_2). Sin embargo, en aplicaciones reales se debe considerar agua adicional debido a purgas, enfriamiento y eficiencia del sistema de purificación. Se estima que aproximadamente 18–20 litros de agua de suministro son necesarios por cada kilogramo de H_2 producido, para asegurar 9 L de agua realmente descompuesta en el electrolizador y compensar pérdidas del proceso de purificación (el resto puede desecharse como salmuera concentrada, efluentes, etc.). En nuestros cálculos se adoptó un valor de 22 L de agua por kg de H_2, ligeramente conservador pero en línea con referencias (por ejemplo, la electrólisis alcalina típicamente consume ∼22,5 L H_2O/kg H_2 incluyendo requerimientos de agua desmineralizada y de enfriamiento) (Mbaguta, 2023; Lin et al., 2025).

Dadas las producciones anuales obtenidas, se puede cuantificar la demanda hídrica anual en cada sitio para este sistema de 1 MW: en San Juan, producir ∼40,7 ton H_2 requiere unos 900–910 m^3 de agua al año; en La Plata (∼35,6 ton H_2/año) se necesitan ∼785 m^3/año; y en Comodoro (∼32,9 ton H_2/año) unos 725 m^3/año aproximadamente. Estas cifras equivalen, por ejemplo, al consumo anual de agua de unas 5–10 familias argentinas promedio, lo cual a esta escala piloto no parece

voluminoso. No obstante, a escala industrial (plantas cientos de MW) la demanda de agua sería varios órdenes mayor – e.g. una planta de 100 MW podría requerir del orden de 80 000–100 000 m^3 de agua al año para electrólisis. Por ello, la disponibilidad de agua en cada sitio se torna un factor estratégico clave para proyectos de H_2 verde de gran escala.

En este sentido, las características hidrogeológicas y de infraestructura hídrica difieren significativamente entre los tres emplazamientos estudiados:

- **San Juan**: Presenta el mayor desafío en cuanto a agua. La provincia de San Juan es árida, con muy bajas precipitaciones y recursos hídricos limitados. La producción allí demandaría extraer agua de fuentes existentes (ríos de deshielo, embalses o acuíferos) que ya están en uso para riego y consumo urbano, o bien recurrir a aguas no convencionales (e.g. tratamiento de aguas residuales). La competencia por el agua podría ser una preocupación si se escalan las operaciones, dado el estrés hídrico de la región. Alternativamente, se podría contemplar traer agua de otras cuencas o implementar plantas desaladoras en caso extremo (San Juan no tiene mar, pero podría desalarse agua de pozos salinos). Cada m^3 de agua requeriría energía de bombeo/desalación; en nuestro análisis de sensibilidad se consideró un costo energético de entre 2,5 y 3,5 kWh/m^3 para el abastecimiento de agua. Esto supone una penalización energética menor al 1 % de la producción solar total (ej.: ∼2 MWh al año para bombear los ∼900 m^3 en San Juan, comparado con ∼2 180 MWh generados), por lo que el impacto en la eficiencia energética global es despreciable. No obstante, en términos de viabilidad, asegurar el suministro hídrico sostenible en San Juan implicaría planificación cuidadosa y posiblemente inversiones en infraestructura de agua (acueductos o plantas de tratamiento).
- **La Plata**: Se encuentra en una zona húmeda, cercana al estuario del Río de la Plata y con acceso prácticamente ilimitado a fuentes de agua. El Puerto La Plata dispone de facilidades industriales que utilizan agua del río, y existen redes de abastecimiento urbano e industrial robustas. Para un proyecto de H_2 en La Plata, el agua podría provenir directamente del río o de la red, con tratamiento de desmineralización relativamente sencillo dada la baja salinidad de origen fluvial. La disponibilidad de agua dulce no sería un impedimento; los ∼785 m^3/año requeridos son insignificantes comparados con el caudal del Río de la Plata o el consumo industrial local. Además, en términos de energía, el bombeo desde fuente cercana (río/planta de agua) tendría un costo muy bajo. Por tanto, la zona ofrece condiciones óptimas en el aspecto hídrico: agua abundante y fácil de tratar. Ello reduce costos operativos y complejidad, constituyendo una ventaja logística importante frente a sitios áridos.
- **Comodoro Rivadavia**: Carece de fuentes significativas de agua dulce superficial (su clima es seco semiárido), pero colinda con el Océano Atlántico. Para abastecer una planta de H_2 en Comodoro, la desalinización de agua de mar aparece como la alternativa natural. Si bien el mar es un suministro prácticamente infinito, la desalación conlleva un consumo energético mayor (en torno a 3–4 kWh/m^3 mediante ósmosis inversa estándar). En nuestro caso, abastecer ∼725 m^3/año demandaría ∼2,5 MWh/año para desalación, apenas un 0,14 % de la energía producida por la planta solar (∼1,85 GWh/año), por lo que el impacto energético es mínimo. No obstante, se requeriría instalar una planta desalinizadora y sistemas de bombeo desde la costa, sumando costos de capital y operación. Cabe mencionar que Comodoro tiene antecedente de escasez de agua potable para la población, dependiendo en parte de acueductos desde el interior; una planta desaladora podría, de hecho, ser compartida o servir también para alivianar el suministro urbano. En cualquier caso, el uso de agua de mar obliga a un tratamiento minucioso: además de la salinidad, se debe remover impurezas para no dañar el electrolizador. Esto introduce complejidad técnica, pero es un camino viable. En suma, Comodoro dispone de agua a través del mar, a diferencia de San Juan, pero con el costo añadido de la desalación.

Consideraciones de transporte y ubicación geográfica

Además del recurso solar y el agua, la ubicación geográfica de los sitios con respecto a infraestructuras de transporte influye en la factibilidad de un proyecto de H_2 verde, especialmente si se piensa en exportación o distribución a gran escala. En este análisis comparativo, surgen diferencias importantes en cuanto a la logística de transporte del H_2 producido:

- **La Plata:** Posee ventajas logísticas significativas. Se encuentra a orillas del Río de la Plata y cuenta con el Puerto La Plata, un puerto de aguas profundas y uso comercial. Esto permite que el H_2 (posiblemente en forma líquida o

convertido en amoníaco, metanol, etc.) pueda exportarse fácilmente por vía marítima directamente desde la zona de producción. La cercanía a la Ciudad de Buenos Aires y al cordón industrial de la provincia de Buenos Aires implica además acceso a infraestructura vial, ferroviaria y de gasoductos existentes. De hecho, la región de La Plata es un polo petroquímico (refinerías, industrias) que ya maneja gran volumen de productos químicos, lo cual podría facilitar la integración del hidrógeno en la economía local (por ejemplo, suministro a refinerías para hidrotratamiento, o blending de H_2 en gasoductos).

- **Comodoro Rivadavia:** A pesar de su lejanía de los centros urbanos principales, comparte la ventaja de contar con salida directa al mar. Comodoro es un importante punto de exportación en la Patagonia; su puerto actualmente despacha petróleo, productos industriales y agrícolas de la región. Por lo tanto, la infraestructura portuaria básica existe, incluyendo tanques de almacenamiento, terminales y experiencia en manejo de commodities energéticos. Un proyecto en Comodoro podría exportar el producto vía marítima hacia los mercados internacionales sin requerir transporte terrestre de larga distancia. No obstante, hay consideraciones particulares: el aislamiento geográfico de Comodoro (1 800 km al sur de Buenos Aires) implica que insumos o equipos que no se fabriquen localmente deban transportarse hasta allí, aumentando costos logísticos durante la construcción y operación. Además, el destino de exportación influye: desde Comodoro, las rutas marítimas hacia, por ejemplo, Europa o América del Norte son algo más largas que desde puertos más al norte, lo que incide marginalmente en los costos de flete. Sin embargo, el Corredor Atlántico Patagónico es navegable y Comodoro podría convertirse en un hub de exportación de H_2/amoniaco verde dado su potencial renovable (solar más eólico). En el mercado interno, la distancia de Comodoro a los principales centros de consumo sería grande, haciendo poco práctico enviar H_2 al centro/norte del país (salvo que se construyera un gasoducto dedicado, lo cual sería costoso). Por tanto, Comodoro está orientado principalmente a la exportación internacional vía puerto, aprovechando su posición costera estratégica.

- **San Juan:** Presenta un desafío logístico importante al no contar con salida directa al mar ni estar cerca de puertos de gran calado. La provincia de San Juan se ubica en la región de Cuyo, rodeada de terreno montañoso hacia Chile y vastas distancias hacia el Atlántico. La opción más factible para exportar H_2 de San Juan sería transportarlo unos $\sim$1 000 km hasta el Océano Atlántico. En particular, el Puerto de Buenos Aires (o cercanías) se encuentran a unos 1 000–1 100 km por ruta desde San Juan. Alternativamente, el Puerto de Rosario (vía el río Paraná) está a $\sim$760 km, aunque este canal fluvial tiene restricciones de calado para buques transoceánicos. Cualquiera de estas opciones implicaría habilitar un corredor de transporte para el hidrógeno: potencialmente un oleoducto de H_2 o amoníaco dedicado, o transporte por ferrocarril/carretera en contenedores criogénicos o isotanque. Cualquiera de esas modalidades supone costos considerables y complejidad (por ejemplo, la compresión o licuefacción del H_2 para transportarlo, y la logística de seguridad). Si el H_2 se convirtiese en amoníaco para su transporte, podría aprovecharse en parte el actual sistema de oleoductos o trenes para productos petrolíferos/agroquímicos, pero requeriría adaptaciones. En términos domésticos, San Juan está distante de polos industriales mayores; no hay un consumo local grande de hidrógeno que justifique usar todo el producto *in-situ*, de modo que la viabilidad del proyecto dependería fuertemente de exportar o de enviar el H_2 a otras regiones (por ejemplo, podría pensarse en abastecer con H_2 a los polos industriales de Mendoza o Córdoba, aunque igualmente implicaría varios cientos de kilómetros). Comparativamente, San Juan sufre el mayor *handicap* logístico: el costo de trasladar el H_2 desde el lugar de producción hasta un puerto o centro de uso podría penalizar significativamente su competitividad económica frente a proyectos equivalentes ubicados en la costa. Este factor podría atenuarse si, por ejemplo, en el futuro se desarrolla un gasoducto nacional o si se integrara la producción de San Juan con la de otras provincias para justificar infraestructura de transporte conjunta. También es concebible exportar hacia el Pacífico (Chile) atravesando la cordillera, aunque esto implicaría unos 300 km hasta un posible puerto en Chile más cruces fronterizos complejos, por lo que no es necesariamente más sencillo.

Conclusiones

La simulación del desempeño de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis para la producción de H_2 verde en tres emplazamientos representativos de Argentina —La Plata, San Juan y Comodoro Rivadavia— permitió identificar diferencias significativas en el rendimiento energético, uso del recurso hídrico y condiciones logísticas asociadas.

Los resultados muestran que San Juan, con su alta irradiancia y baja demanda de ósmosis inversa, alcanza la mayor producción específica de H_2 por potencia fotovoltaica instalada. Sin embargo, La Plata se destaca por su cercanía a infraestructura portuaria e industrial, lo que podría reducir costos asociados al transporte y almacenamiento. Comodoro, aunque con menor irradiancia que San Juan, presenta un entorno favorable para exportación marítima y acceso al agua de mar. Queda pendiente de estudio su comparación con la producción local con energía eólica.

El análisis de sensibilidad indica que mejoras tecnológicas en los parámetros del electrólisis (como el consumo específico energético o el *turndown*) pueden tener un impacto relevante en la producción total. Asimismo, la disponibilidad y calidad del recurso hídrico, junto con la infraestructura logística y regulatoria local, se consolidan como variables críticas no energéticas para la viabilidad integral del H_2 verde.

Finalmente, los resultados respaldan la necesidad de una evaluación multicriterio que integre variables técnicas, hídricas, ambientales y económicas. Este tipo de herramientas puede contribuir significativamente a la toma de decisiones estratégicas para el desarrollo de proyectos de H_2 verde en el país y su inserción en mercados internacionales emergentes.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional La Plata por el apoyo institucional brindado para el desarrollo de este trabajo.

Referencias bibliográficas

(2025). System advisor model. NREL – Introduction [Online]. Available: https://samrepo.nrelcloud.org/help/index.html. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Agencia Internacional de la Energía (2023). Global hydrogen review 2023. Paris, 2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023. [Accessed: Oct. 30, 2025].

BloombergNEF (2023). Hydrogen economy outlook. Bloomberg Finance L.P., London, 2023.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2023). Hidrógeno verde en américa latina y el caribe: oportunidades para la transformación energética. Santiago.

European Commission (2020). A hydrogen strategy for a climate-neutral europe. Brussels, 2020. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Giorgi, M. (2025). Europa y latinoamérica redefinen su alianza energética en el desarrollo del hidrógeno verde. Strategic Energy Europe, 23 Oct. 2025. [Online]. Available: https://strategicenergy.eu/europa-y-latinoamerica-redefinen-su-alianza-energetica-en-el-desarrollo-del-hidrogeno-verde/. [Accessed: Oct. 30, 2025].

H-TEC Systems (2023). Me450-1400 datasheet. [Online]. Available: https://www.h-tec.com/fileadmin/Daten/Broschueren/EN/H-TEC-Datenblatt-ME_450-1400-EN.pdf. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Hydrogen Council (2023). Global hydrogen flows (2023 update). [Online]. Available: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/11/Global-Hydrogen-Flows-2023-Update.pdf. [Accessed: Oct. 30, 2025].

International Renewable Energy Agency andWorld Trade Organization (2023). Global hydrogen trade to meet the 1.5◦c climate goal.

Kolodziejczyk, B. (2023). Seawater electrolysis: a hydrogen revolution or technological dud? here are the numbers. World Economic Forum, 29 Sep. 2023. [Online]. Available: https://www.weforum.org/stories/2023/09/seawater-electrolysis-a-hydrogen-revolution-or-technological-dead-end-here-are-the-numbers/. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Lin, N., Arzumanyan, M., Rodriguez Calzado, E., and Nicot, J.-P. (2025). Water requirements for hydrogen production: Assessing future demand and impacts on texas water resources.

Madsen, H. T. (2022). Water treatment for green hydrogen: what you need to know. Hydrogen Tech World, 27 Oct. 2022. [Online]. Available: https://hydrogentechworld.com/water-treatment-for-green-hydrogen-what-you-need-to-know. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Mbaguta, O. (2023). A review of water use for hydrogen production. Public report ENG/22/PSP/EC/2957/R.

Ministry of Economy, Trade and Industry (2023). Basic hydrogen strategy – revised edition. Tokyo, 2023. [Online]. Available: https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_5.pdf. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Ovivo Inc. (2025). H2pw purification system for hydrogen production. [Online]. Available: https://www.ovivowater.com/product/h2pw/. [Accessed: Oct. 30, 2025].

Secretaría de Energía de Argentina (2023). Estrategia nacional de hidógeno 2050. Buenos Aires, 2023. [Online]. Available: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf. [Accessed: Oct. 30, 2025].

U.S. Department of Energy (2023a). National clean hydrogen strategy and roadmap. Washington, DC, 2023. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf. [Accessed: Oct. 30, 2025].

U.S. Department of Energy (2023b). Regional clean hydrogen hubs selections for award negotiations. Oct. 13, 2023. [Online]. Available: https://www.energy.gov/oced/regional-clean-hydrogen-hubs-selections-award-negotiations. [Accessed: Oct. 30, 2025].

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Metodologías y aplicaciones de pronóstico de la demanda en redes eléctricas de distribución

Methodologies and Applications of Load Forecasting in Electrical Distribution Networks

Mariano Mujica
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
mariano.mujica@outlook.com.ar

Pablo Rullo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Argentina.
prullo@frro.utn.edu.ar

Resumen

En este trabajo se presenta una primera aproximación al estudio de las metodologías de Pronóstico de Demanda y sus principales aplicaciones en redes eléctricas de distribución. El análisis se centró en identificar las etapas más relevantes en el desarrollo de modelos predictivos, incluyendo la preparación de los datos, la selección del horizonte de predicción y los criterios de evaluación. Se revisaron distintas estrategias de modelado —desde los enfoques estadísticos clásicos hasta los basados en inteligencia artificial y modelos híbridos— destacando sus ventajas y limitaciones en función del horizonte temporal y del contexto operativo. Asimismo, se analizaron aplicaciones específicas de modelos de LF en la gestión de sistemas eléctricos, tales como el control predictivo de microrredes, la gestión de la demanda y la detección de anomalías en redes de distribución. Estos casos ilustran el papel creciente de las herramientas de predicción basadas en datos para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos. Finalmente, se plantearon líneas futuras de trabajo orientadas a la implementación de modelos de pronóstico de demanda en el sistema de distribución de la localidad de Ibarlucea (provincia de Santa Fe, Argentina), como parte de una estrategia más amplia de fortalecimiento técnico y apoyo a la transición hacia redes energéticas más inteligentes y resilientes

Palabras Clave: Pronóstico de demanda, Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución, analítica de datos, gestión de la demanda, transición energética

Abstract

This work presents an initial approach to the study of Load Forecasting methodologies and their main applications in electrical distribution networks. The analysis focuses on identifying the most relevant stages in the development of predictive models, including data preparation, selection of forecasting horizons, and evaluation criteria. Different modeling strategies are discussed—ranging from classical statistical approaches to artificial intelligence and hybrid models—highlighting their strengths and limitations depending on the forecasting time frame and operational context. The study also explores specific applications of LF models in energy management, such as predictive control of microgrids, demand-side management, and anomaly detection in distribution networks. These examples illustrate the growing role of data-driven forecasting tools in improving the efficiency, reliability, and sustainability of power systems. Finally, the work outlines future research directions focused on the implementation of LF models in the local distribution system of Ibarlucea, Santa Fe, Argentina, as part of a broader effort to strengthen technical management and support the transition toward smarter and more resilient energy networks.

Keywords: Load Forecasting, Smart Distribution Networks, Data Analytics, Demand Management, Energy Transition

Introducción

El sector energético global se encuentra en medio de una transformación fundamental. Impulsada por el objetivo de contrarrestar la contaminación ambiental, mitigar los efectos del cambio climático y hallar otras alternativas a los combustibles fósiles, surge la necesidad de transformar los sistemas energéticos en modelos limpios, inteligentes y con bajas emisiones de carbono (Hasan et al., 2025). En este marco, la generación distribuida con energías renovables, entendida como la incorporación de sistemas de generación basados en fuentes renovables de pequeña y mediana escala situados cercanos a los puntos de demandas y conectados a las redes de media y baja tensión viene creciendo en todo el mundo. Esta tendencia se complementa con la integración de otros Recursos Energéticos Distribuidos (DERs, por sus siglas en inglés *Distributed Energy Resources*) como elementos de almacenamiento de energía o vehículos eléctricos, junto a la incorporación de una infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés *Advanced Metering Infrastructure*), sistemas de comunicación, protección, control y operación. La sinergia de todos estos elementos son el camino hacia lo que se conoce como Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución (SDNs, por sus siglas en inglés *Smart Distribution Networks*) o Redes de Distribución Activas (ADNs, por sus siglas en inglés *Active Distribution Networks*) Rullo et al. (2025).

La inclusión en las redes eléctricas de DERs basados en energías renovables trae aparejado un alto grado de intermitencia e incertidumbre. Esta característica, inherente a la propia naturaleza de las fuentes de generación, sumada a la posibilidad de aparición de flujos bidireccionales en las líneas, genera dificultades en cuanto a la calidad de energía que llega al usuario final (Srivastava et al., 2023). Como se ilustra en la Fig. 1, en la función tradicional del operador de la red de distribución (DNO, por sus siglas en inglés *Distribution Network Operator*), centrada en el mantenimiento de la infraestructura y en garantizar un suministro eléctrico fiable, se está ampliando para convertirse en la de un operador proactivo del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés *Distribution System Operator*). Esta nueva función implica gestionar activamente los flujos de energía bidireccionales, mitigar las fluctuaciones de tensión y resolver los problemas de congestión, entre otros desafios (Fose et al., 2024).

En las SDNs, el sistema AMI junto y sistemas de monitoreo SCADA generan grandes volúmenes de datos que constituyen una oportunidad para aplicar técnicas de analítica orientadas a extraer conocimiento valioso y mejorar las tareas de planificación y operación de los DSOs. Aplicaciones que abarcan desde la gestión de interrupciones hasta la detección de pérdidas no técnicas y la gestión de activos se benefician del uso de herramientas avanzadas de análisis de datos. En este contexto, el pronóstico de la demanda eléctrica se consolida como una de las aplicaciones más relevantes, al permitir anticipar patrones de consumo, optimizar la gestión de recursos energéticos distribuidos y respaldar la toma de decisiones operativas y estratégicas para una operación más eficiente y confiable del sistema eléctrico (Athanasiadis et al., 2024).

En este sentido, según Pinheiro et al. (2023), una de las aplicaciones más relevantes para los DSOs es el pronóstico de la demanda (LF, por sus siglas en inglés *Load Forecasting*). Esta herramienta resulta esencial para las empresas al momento de planificar el transporte y la distribución de energía, las operaciones y el mantenimiento, la gestión de la demanda, la optimización de los DERs y la planificación financiera. Además, su aplicación abarca toda la cadena de valor del sector eléctrico (desde la generación y el transporte hasta la distribución y la comercialización), constituyéndose en un componente clave para la gestión eficiente y estratégica de los sistemas eléctricos.

En este trabajo se lleva a cabo una revisión bibliográfica de la metodologías para el desarrollo de modelos de pronóstico de demanda. Se describen etapas como la contextualización del modelo a desarrollar, la selección del horizonte de predicción y se describen algunos métodos disponibles para llevar a cabo el pronóstico. Finalmente, se desarrollan tres casos de aplicaciones de modelos de LF para su potencial incorporación a sistemas eléctricos.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

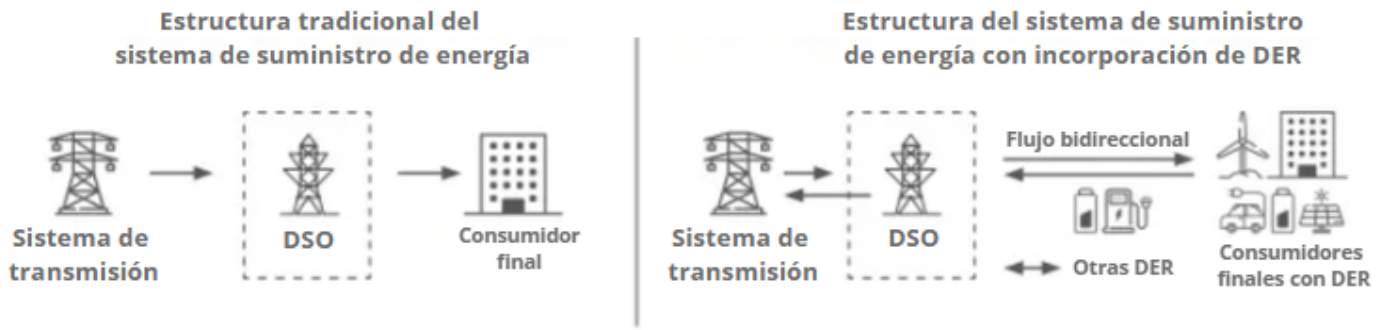


Figura 1. Comparación de estructuras del sistema eléctrico

Desarrollo de un modelo de Pronóstico de la Demanda

En la Fig. 2 se presenta el flujo de desarrollo típico para el desarrollo de modelos de LF. En Hasan et al. (2025), los autores consideran las etapas de adquisición y preparación de datos, el modelado y, finalmente, la predicción y evaluación del modelo generado. A esta estructura es apropiado agregarle etapas previas relacionadas a la contextualización y aplicación final del modelo y determinación del horizonte de predicción, ya que estas dos etapas influirán en la selección del modelo y en los criterios de evaluación del mismo (Coignard et al., 2021).

Las variables empleadas en cualquier algoritmo de Load Forecasting (LF) se conforman a partir de un conjunto de muestras de datos que pueden incluir registros de consumo eléctrico, variables meteorológicas, factores temporales (como hora del día, días laborables o feriados) e incluso indicadores socioeconómicos de la región analizada. Una vez recopilada la información, resulta fundamental llevar a cabo una adecuada preparación de los datos antes del entrenamiento del modelo, ya que la calidad de estos incide directamente en la precisión de las predicciones. Este proceso comprende tareas como el filtrado, la detección y el tratamiento de valores atípicos (outliers), así como la verificación de la consistencia y completitud de las series temporales.

La selección del modelo está estrechamente vinculada con el horizonte temporal del pronóstico, dado que, a medida que este se amplía, intervienen más variables que influyen en el comportamiento de la demanda. Además, las relaciones entre dichas variables suelen ser no lineales, por lo que el modelo seleccionado debe ser capaz de capturar adecuadamente estas complejidades (Fose et al., 2024).

Posteriormente, se ajustan los datos de entrada correspondientes a las variables recopiladas y se ejecuta el modelo para obtener la demanda eléctrica futura como variable de salida. La evaluación de la precisión requiere el cálculo y análisis de diferentes métricas de desempeño. Asimismo, es fundamental considerar el equilibrio entre precisión y eficiencia computacional, ya que modelos excesivamente precisos pueden implicar tiempos de cómputo elevados que limiten su aplicabilidad práctica (Coignard et al., 2021).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

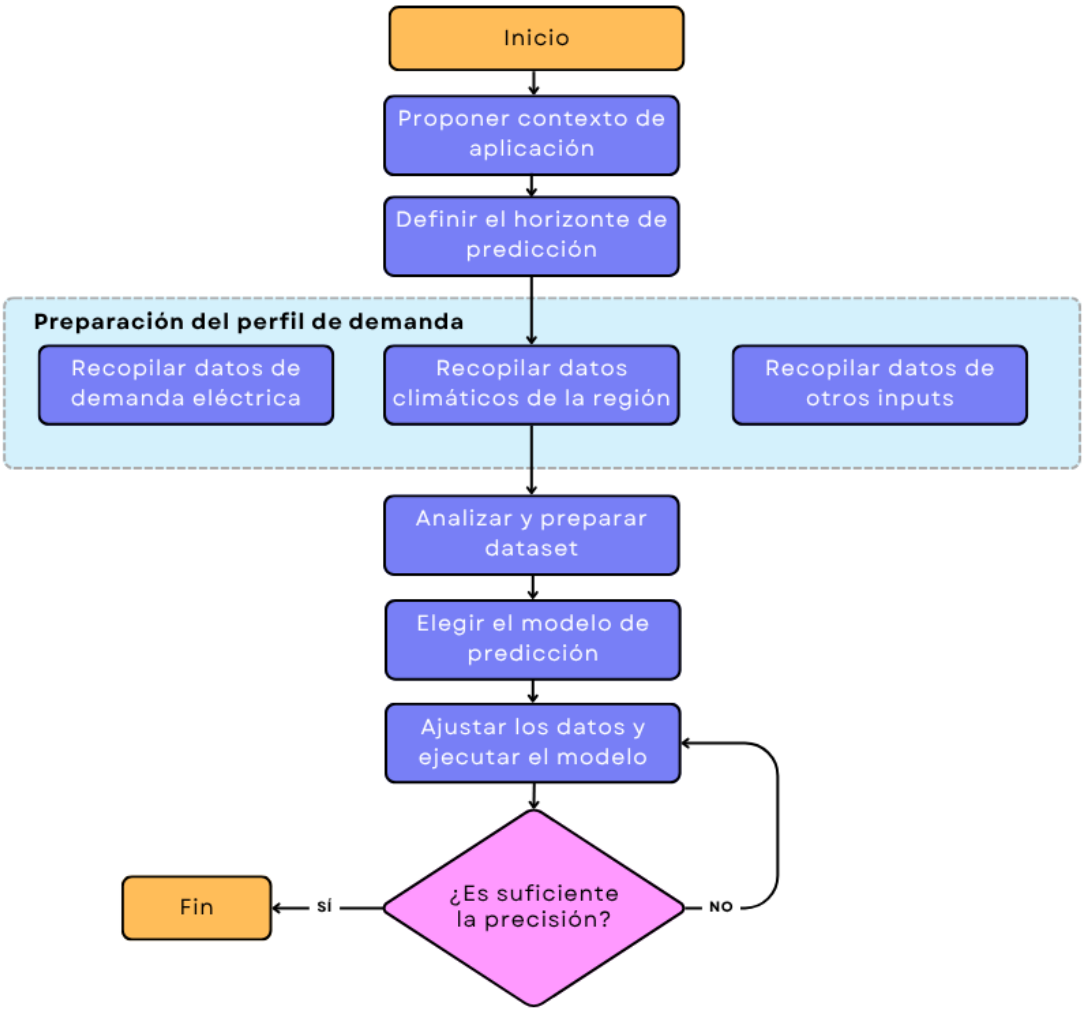


Figura 2. Diagrama de flujo del proceso de LF

Horizontes de predicción

Una de las etapas iniciales al momento de desarrollar una herramienta para LF, es definir el período de tiempo que debe abarcar la predicción. Para ello, la mayoría de los autores destacan cuatro categorías de horizontes de predicción:

- Predicción en períodos de tiempo muy cortos (VSTLF, por sus siglas en inglés *Very Short Term Load Forecasting*)
- Predicción en períodos de tiempo cortos (STLF, por sus siglas en inglés *Short Term Load Forecasting*)
- Predicción en períodos de tiempo medianos (MTLF, por sus siglas en inglés *Mid-Term Load Forecasting*)
- Predicción en períodos de tiempo largos (LTLF, por sus siglas en inglés *Long Term Load Forecasting*)

En Hasan et al. (2025), los autores definen un VSTLF como un modelo que realiza una predicción en un rango de minutos hasta tres horas y destaca su utilidad para transmitir esta información en tiempo real a sistemas de control. Por otro lado, Fose et al. (2024) define el horizonte de segundos hasta una hora y sugiere no modelar las correlaciones entre la carga, el tiempo, las condiciones meteorológicas y otros elementos que influyen en la carga, sino centrarse en extrapolar el patrón de carga observado recientemente al futuro próximo. Finalmente, Mamun et al. (2020) coincide con el primer autor y sugiere

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

varios modelos para realizar este tipo de predicciones, entre ellos Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA), Redes Neuronales Artificales (ANN, por sus siglas en inglés *Artificial Neural Network*) y algoritmos genéticos (GA).

La definición de las STLF es aún más variada. Mientras que Hasan et al. (2025) lo delimita a horizontes de predicción que van desde un día hasta una semana, Fose et al. (2024) propone un rango más amplio, comprendido entre una hora y dos semanas. En contraste, Mamun et al. (2020) lo acota a escalas temporales de minutos hasta unas pocas horas. Según Hasan et al. (2025), el STLF resulta fundamental para la elaboración de planes operativos eficientes, fiables y seguros dentro del sistema eléctrico. Su aplicación permite equilibrar la generación y la demanda como parte esencial de la programación del despacho, y una estimación precisa contribuye a reducir el desperdicio energético y prevenir situaciones de emergencia.

En cuanto al MTLF, tanto Hasan et al. (2025) como Mamun et al. (2020) coinciden en definirlo para horizontes de varios días hasta un año. Estas predicciones son de gran utilidad para la planificación del suministro de combustible y las tareas de mantenimiento, además de contribuir a la gestión de riesgos y desempeñar un papel clave en la evaluación de los aspectos financieros del sistema energético.

En el caso de LTLF los tres autores coinciden en que abarca períodos de más de un año. Además, en Fose et al. (2024) los autores remarcan los desafíos de realizar una predicción para horizontes tan extensos, ya que se deben tener en cuenta un gran número de variables como los datos históricos de carga y meteorológicos, el número de clientes en diversas categorías, las instalaciones locales y sus características (incluida la antigüedad), los datos económicos y demográficos, entre otros. Según Hasan et al. (2025) este tipo de pronóstico es de vital importancia para coordinar la planificación de varias divisiones de una empresa de servicios públicos, incluyendo la planificación del sistema, las finanzas y la gestión de la demanda. Los planes futuros de generación y transmisión se ven directamente afectados por la precisión del LTLF. Por lo tanto, estos modelos son fundamentales para planificar y pronosticar el estado futuro de una red eléctrica. También sugiere el uso de modelos dentro de la categoría de las ANN, ya que la relación entre las variables de entrada y salida es altamente no lineal y abordarlo únicamente con métodos estadísticos autoregresivos (como ARIMA) puede dar resultados con índices de precisión bajos. Estos modelos pueden ser empleados de forma híbrida en conjunto con herramientas de Deep Learning (DL). Siguiendo los criterios analizados, en la Fig. 3 se propone una serie de definiciones para cada categría de horizonte de predicción en función de sus potenciales aplicaciones.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

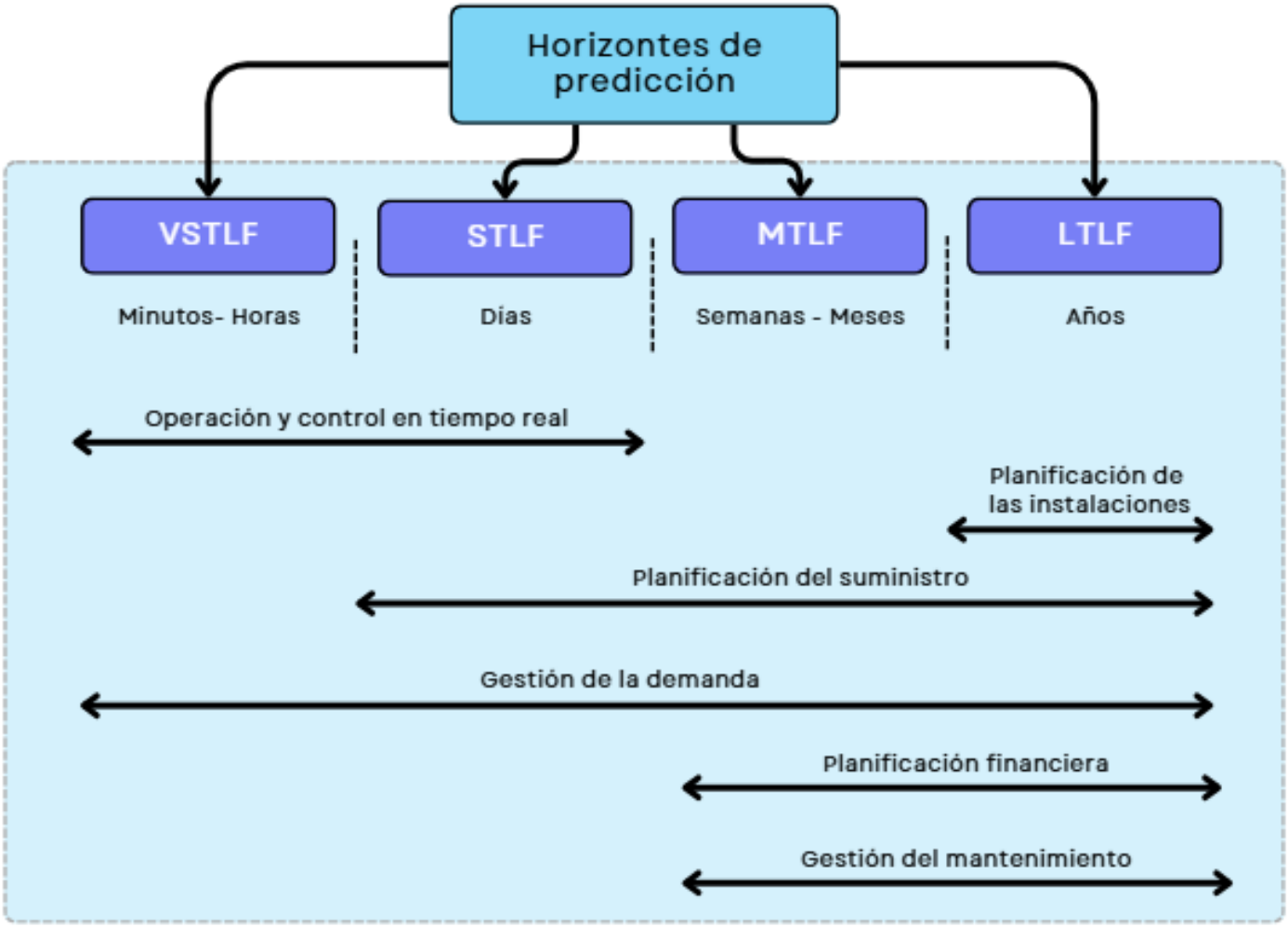


Figura 3. Horizontes de predicción y sus aplicaciones

Modelos de predicción

Una forma sencilla de clasificar los modelos de predicción desarrollados es agruparlos en tres categorías: métodos estadísticos clásicos, redes neuronales y métodos híbridos.

En el primer grupo se encuentran principalmente los métodos autorregresivos, desarrollados por Box and Jenkins (1976). Entre ellos se encuentran Autoregressive Moving Average (ARMA), Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA), y sus respectivos modelos que incluyen variables exógenas (ARMAX y ARIMAX). Estas herramientas consisten esencialmente en obtener el valor de predicción como una combinación lineal de valores y errores pasados. Aunque los modelos autorregresivos pueden tener un alto rendimiento de predicción en conjuntos de datos grandes o lineales, no otorgan buenos resultados en conjuntos de datos pequeños o no lineales. Por lo tanto, se han propuesto algunos modelos ARIMA mejorados para resolver los datos no lineales o pequeños (Lee and Tong, 2011). Según Park and Yang (2024), uno de los casos de modelos ARIMA mejorado que se emplea con mayor frecuencia es el Seasonal ARIMA (SARIMA), este modelo es capaz de captar la estacionalidad en los datasets, lo que resulta de gran utilidad para captar las variaciones del día y la noche para realizar predicciones de tipo STLF. Yang et al. (2013).

Para abordar el desafío de modelar sistemas altamente no lineales, se incorporan las metodologías basadas en Inteligencia Artificial. Entre ellos se destacan las redes neuronales profundas (DNN, por sus siglas en inglés *Deep Neural Network*). Este término reemplaza al anteriormente conocido como Aprendizaje Profundo. Además diferencia redes neuronales poco profundas o Multilayer Perceptron (MLP), que constan de una capa de entrada, una capa oculta y una capa de salida, de las redes neuronales

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

profundas que contienen más capas. Por su capacidad de modelar la no linealidad, las DNN se utilizan ampliamente en diversas aplicaciones de LF. Puede representar funciones complejas de alta dimensión y funciones multivariables. Una desventaja importante de estos modelos es el problema del sobreajuste debido al requisito de un gran número de capas para obtener una salida precisa. Debido a la complejidad de sus algoritmos, las DNN a menudo requieren una gran cantidad de tiempo de ejecución. (Mamun et al., 2020)

Una metodología para generar modelos que representen sistemas con alto grado de no linealidad, reduciendo el tiempo de cómputo, consiste en combinar modelos de distintos grupos, llamados híbridos. En Mamun et al. (2020), los autores realizan una descripción profunda de los distintos tipos de modelos híbridos. Los definen como una combinación de dos o más métodos individuales en los que cada uno contribuye a que la predicción sea más precisa y eficiente. La Fig. 4 ilustra los tipos de modelos híbrios más populares en base a las metodologías Support Vector Machine (SVM) y ANN, combinadas con otros métodos individuales.

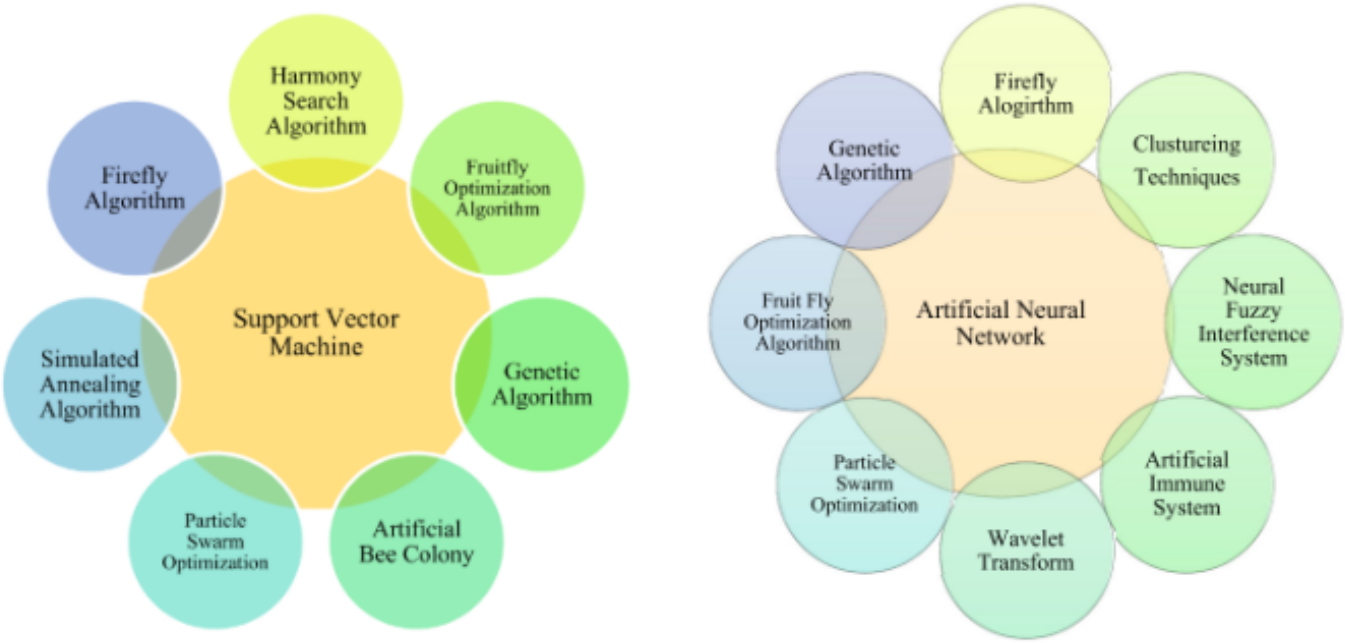


Figura 4. Tipos de modelos híbridos según Mamun et al. (2020)

Indicadores de precisión

Para analizar y comparar diferentes metodologías de LF, Hasan et al. (2025) identifica un conjunto de indicadores cuantitativos destinados a evaluar su desempeño. Las expresiones matemáticas y las descripciones asociadas a estos indicadores se presentan de forma resumida en la Tabla 1.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Tabla 1. Indicadores de precisión para LF.

Indicador	Ecuación	Descripción
Root Mean Squared Error (RMSE)	$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)^2}$	Mide la desviación cuadrática promedio entre los valores observados y los predichos. Penaliza más los errores grandes. Útil para errores con distribución no uniforme.
Determination Coefficient (R^2)	$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \overline{y})^2}$	Indica la proporción de la variabilidad de los datos explicada por el modelo. Cuanto más cercano a 1, mejor ajuste.
Mean Squared Error (MSE)	$MSE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)^2$	Promedio del cuadrado de los errores. Es sensible a valores atípicos debido a la elevación al cuadrado.
Mean Absolute Error (MAE)	$MAE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\lvert y_i - x_i\rvert$	Promedio del valor absoluto de los errores. Representa el error promedio en las mismas unidades de la variable. Es recomendable para errores con distribución uniforme.
Mean Absolute Percentage Error (MAPE)	$MAPE = \frac{100}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{\lvert y_i - x_i\rvert}{y_i}$	Error porcentual medio absoluto. Expresa el error relativo en porcentaje, útil para comparar modelos. Es independiente de la escala.

Donde n representa el número total de muestras, y x_i e y_i los valores medidos y proyectados de la muestra i-ésima, y $\overline{y_i}$ el promedio de los valores proyectados de todas las muestras.

Por otro lado, Coignard et al. (2021) recurre a una definición de la calidad de una predicción evaluada desde dos perspectivas: la precisión y el valor. La calidad se refiere a la correspondencia entre las predicciones y las observaciones correspondientes (por ejemplo, la precisión), y el valor se corresponde con la ganancia operativa que se obtiene al tener en cuenta las predicciones dentro de un proceso de bloques funcionales en la fase de toma de decisiones. Para evaluar un modelo de LF mediante ambas perspectivas, se incorpora dicho modelo a un problema de optimización de los índices de autosuficiencia y autoconsumo de una instalación. No evalúan únicamente las métricas resumidas en la Tabla 1, sino también cómo afectan al problema de optimización. De esta forma, destacan la importancia de contextualizar los métodos de predicción para evaluar adecuadamente el valor incremental que aportan, en lugar de seleccionar un método simplemente por su precisión general.

Aplicaciones de modelos de LF en sistemas eléctricos

LF en estrategias de control para microrredes

En Alarcón et al. (2025), los autores proponen una estrategia de gestión de la energía para una microrred utilizando un control predictivo basado en modelos (MPC, por sus siglas en inglés, *Model Predictive Control*). A su vez, como estrategia de mejora del rendimiento del control, se propone un modelo de LF para hacer frente a las perturbaciones de la demanda energética. Para ello, se utiliza una red neuronal recurrente (RNN) del tipo LSTM, entrenada con datos históricos registrados cada diez minutos en un periodo de un año. Se midió el rendimiento de la red neuronal utilizando dos métricas: (i) el error cuadrático medio y (ii) el coeficiente de determinación. Las pruebas realizadas con los datos de prueba mostraron una alta precisión en la realización de las predicciones. Se realizaron dos simulaciones diferentes con distintos escenarios y se observó un correcto

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

funcionamiento del sistema de gestión propuesto. Por último, a modo de comparación, realizaron una tercera simulación en la que se evaluaron dos perfiles de consumo: (i) el generado por la red neuronal artificial y (ii) el basado en el consumo medio de la facultad durante un día completo. En ambos casos, el funcionamiento del controlador fue correcto. Sin embargo, mejoró la precisión del controlador al incorporar un modelo de predicción de perturbaciones en el problema de optimización.

LF en estrategias de gestión de la demanda

La creciente integración de DERs basados en energía renovable ha incrementado la necesidad de una gestión precisa de la demanda, dado que la generación fotovoltaica y eólica depende directamente de variables meteorológicas como la irradiancia solar, la temperatura, la humedad y la velocidad del viento. En este contexto, las empresas distribuidoras y cooperativas eléctricas pueden optar por estrategias de reducción de picos de demanda (Peak Shaving), mediante inversiones en sistemas de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés, *Energy Storage Systems*) o programas de control directo de la carga. Sin embargo, la eficacia de estas estrategias depende en gran medida de la capacidad de pronosticar con precisión el comportamiento de la demanda eléctrica diaria. Incluso pequeñas desviaciones en las estimaciones pueden generar impactos económicos significativos, ya que una predicción inexacta puede conducir a decisiones operativas que aumenten, en lugar de reducir, los costos de la energía (National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), 2019).

Con el propósito de mejorar la precisión de estos pronósticos, la National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) desarrolló dos herramientas de libre acceso basadas en redes neuronales. Ambas operan sobre la plataforma abierta de modelado de NRECA y permiten realizar pronósticos de demanda para el día siguiente y estimaciones del pico de demanda mensual, facilitando la planificación operativa y financiera de las cooperativas eléctricas.

Por otra parte, en redes de distribución que carecen de sistemas de supervisión activa de picos de demanda, las sobrecargas constituyen un problema recurrente, especialmente en entornos urbanos donde las líneas de distribución poseen una capacidad limitada. Estas condiciones pueden generar cortes de suministro, pérdidas energéticas y fallas en los equipos. Para abordar esta problemática, en Chen et al. (2023), los autores propusieron un modelo híbrido que combina una red neuronal LSTM con el algoritmo Prophet, orientado al pronóstico de picos mensuales de demanda. El valor práctico de este enfoque radica en su capacidad para anticipar condiciones de sobrecarga y contribuir a la programación eficiente del despacho de carga, favoreciendo la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Modelos LF para detección de anomalías

Para satisfacer la demanda energética de manera eficiente, las empresas distribuidoras deben enfrentar dos tipos de pérdidas: técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son inherentes a las características físicas de los sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y se asocian principalmente con la disipación térmica en conductores, transformadores y equipos. En cambio, las pérdidas no técnicas (Non-Technical Losses, NTL) se definen como la energía consumida pero no facturada, generalmente causada por fallas en los equipos de medición o por manipulaciones intencionales y fraudulentas de los mismos. Este tipo de pérdidas resulta particularmente difícil de prever. Tradicionalmente, las empresas distribuidoras recurren a inspecciones masivas para identificarlas, aunque dichas acciones suelen ser costosas, demandar gran cantidad de recursos humanos y presentar una baja eficiencia debido a la falta de herramientas de análisis avanzado para procesar la información disponible antes de realizar las inspecciones (Guerrero et al., 2018).

Según Feng et al. (2020), la identificación y mitigación de NTLs constituye una de las principales preocupaciones de los DSOs. Los enfoques convencionales de detección de anomalías en la red requieren un esfuerzo operativo significativo y ofrecen tasas de detección limitadas. En este contexto, la incorporación de herramientas basadas en analítica de datos y aprendizaje automático resulta esencial para automatizar la detección de irregularidades y optimizar el uso de recursos.

En Wang et al. (2024), los autores clasifican los enfoques modernos de detección de anomalías en dos grandes categorías: métodos basados en clasificación y métodos basados en regresión. En este último grupo, la detección de anomalías se apoya en los principios de LF, utilizando modelos predictivos que ajustan los datos históricos de consumo y estiman la demanda

futura. Las discrepancias significativas entre los valores predichos y los medidos permiten identificar posibles anomalías o comportamientos irregulares en la red.

En Wang and Ahn (2020), los autores analizaron diversas herramientas de detección de anomalías basadas en modelos de regresión y concluyeron que este enfoque ofrece una solución eficaz para mejorar la eficiencia operativa, dado que permite integrar en una única plataforma las funciones de predicción y detección. Sin embargo, los autores señalan también ciertas limitaciones persistentes. En primer lugar, la independencia y variabilidad del consumo eléctrico residencial dificultan el desarrollo de modelos predictivos eficientes en tiempo real. En segundo lugar, dado que el objetivo principal es detectar irregularidades como el robo de energía o las fugas no registradas, los detectores tradicionales dependen excesivamente de los resultados del modelo de predicción, careciendo de un mecanismo de validación independiente que garantice la corrección de los datos de carga. Esta dependencia genera un ciclo de retroalimentación negativa que puede afectar la precisión del proceso de detección.

Con el fin de superar estas limitaciones, los autores propusieron el marco Residential Electric Load Anomaly Detection (RELAD), aplicado al análisis de carga de una planta fotovoltaica aislada ubicada en Ngurudoto, Tanzania. RELAD combina dos componentes principales: un predictor híbrido un paso adelante (One-Step Ahead Load Predictor, OSA-LP) y un detector de anomalías basado en reglas (Rule Engine Anomaly Detector, RE-AD). El OSA-LP integra las capacidades del modelo ARIMA con ANN no lineales, logrando una alta precisión en la estimación de la carga. Por su parte, el RE-AD incorpora técnicas de Support Vector Machine (SVM), k-Nearest Neighbour (kNN) y una función de pérdida de entropía cruzada, lo que permite desarrollar un proceso de detección independiente que analiza la coherencia de los datos sin depender exclusivamente de los resultados del modelo predictivo.

Este enfoque híbrido representa un avance significativo hacia la detección automática y robusta de pérdidas no técnicas en redes de distribución, contribuyendo al fortalecimiento de la eficiencia y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos

Conclusiones

En este trabajo se realizó una revisión bibliográfica sobre las metodologías de LF y sus principales aplicaciones en redes eléctricas de distribución. Se abordaron los distintos enfoques empleados para el desarrollo de modelos predictivos, analizando sus etapas fundamentales (desde la adquisición y preparación de datos hasta la selección del horizonte de predicción y la evaluación de desempeño). Asimismo, se identificaron las características distintivas de los modelos estadísticos, basados en inteligencia artificial e híbridos, destacando sus ventajas, limitaciones y adecuación según el tipo de horizonte temporal y el contexto operativo.

El análisis comparativo permitió evidenciar que los modelos de LF constituyen una herramienta clave para el planeamiento y la operación de los sistemas eléctricos modernos, especialmente en entornos con alta penetración de DERs y creciente variabilidad en la generación . La capacidad de anticipar el comportamiento de la demanda contribuye a optimizar el despacho de generación, reducir pérdidas, mejorar la confiabilidad del suministro y facilitar la integración eficiente de energías renovables y sistemas de almacenamiento.

Asimismo, las aplicaciones revisadas demostraron el potencial del LF como componente transversal en múltiples ámbitos: desde la gestión predictiva de microrredes hasta las estrategias de peak shaving, mantenimiento proactivo y detección de anomalías. En todos los casos, la incorporación de modelos de predicción basados en datos se mostró como una herramienta eficaz para mejorar la eficiencia operativa y la toma de decisiones de los DSOs.

En este sentido, el desarrollo de herramientas de pronóstico se configura no solo como un avance técnico, sino como un elemento estructural dentro del proceso de modernización de las redes eléctricas. La combinación de modelado predictivo, digitalización y analítica de datos resulta un pilar fundamental para el desarrollo de redes más resilientes, sostenibles e inteligentes.

Finalmente, los resultados obtenidos en esta revisión permitieron concluir que la implementación de modelos de predicción de demanda eléctrica representa una oportunidad concreta y fundamental para avanzar hacia una red eléctrica inteligente. En base a ello, se propone como línea futura de trabajo la aplicación de estrategias de pronostico de la demanda en casos reales

de distribuidoras de energía de la región. En particular, se trabajará en el pronostico de demanda y generación, y detección de anomalias en el caso piloto de red eléctrica inteligente de la Cooperativa de Energía y Consumos de Ibarlucea Ltda., con el objetivo de desarrollar una herramienta operativa de pronóstico que contribuya al fortalecimiento técnico y a la planificación energética local.

Referencias bibliográficas

Alarcón, R. G., Alarcón, M. A., González, A. H., and Ferramosca, A. (2025). Artificial neural networks for energy demand prediction in an economic mpc-based energy management system. International Journal of Robust and Nonlinear Control, 35(2):642–658.

Athanasiadis, C., Papadopoulos, T., Kryonidis, G., and Doukas, D. (2024). A review of distribution network applications based on smart meter data analytics. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 191:114151.

Box, G. and Jenkins, G. (1976). Time Series Analysis: Forecasting and Control. Holden-Day series in time series analysis and digital processing. Holden-Day.

Chen, Z., Wang, C., Lv, L., Fan, L., Wen, S., and Xiang, Z. (2023). Research on peak load prediction of distribution network lines based on prophet-lstm model. Sustainability, 15(15).

Coignard, J., Janvier, M., Debusschere, V., Moreau, G., Chollet, S., and Caire, R. (2021). Evaluating forecasting methods in the context of local energy communities. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 131:106956.

Feng, L., Xu, S., Zhang, L., Wu, J., Zhang, J., Chu, C., Wang, Z., and Shi, H. (2020). Anomaly detection for electricity consumption in cloud computing: framework, methods, applications, and challenges. EURASIP Journal on Wireless Communications and Networking, 2020(1):194.

Fose, N., Singh, A. R., Krishnamurthy, S., Ratshitanga, M., and Moodley, P. (2024). Empowering distribution system operators: A review of distributed energy resource forecasting techniques. Heliyon, 10(15).

Guerrero, J. I., Monedero, I., Biscarri, F., Biscarri, J., Millán, R., and León, C. (2018). Non-technical losses reduction by improving the inspections accuracy in a power utility. IEEE Transactions on Power Systems, 33(2):1209–1218.

Hasan, M., Mifta, Z., Papiya, S. J., Roy, P., Dey, P., Salsabil, N. A., Chowdhury, N.-U.-R., and Farrok, O. (2025). A state-ofthe-art comparative review of load forecasting methods: Characteristics, perspectives, and applications. Energy Conversion and Management: X, 26:100922.

Lee, Y.-S. and Tong, L.-I. (2011). Forecasting time series using a methodology based on autoregressive integrated moving average and genetic programming. Knowledge-Based Systems, 24(1):66–72.

Mamun, A. A., Sohel, M., Mohammad, N., Haque Sunny, M. S., Dipta, D. R., and Hossain, E. (2020). A comprehensive review of the load forecasting techniques using single and hybrid predictive models. IEEE Access, 8:134911–134939.

National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) (2019). Load forecasting and load/storage dispatch using machine learning in the omf. Business & technology advisory, National Rural Electric Cooperative Association (NRECA).

Park, M.-J. and Yang, H.-S. (2024). Comparative study of time series analysis algorithms suitable for short-term forecasting in implementing demand response based on ami. Sensors, 24(22).

Pinheiro, M. G., Madeira, S. C., and Francisco, A. P. (2023). Short-term electricity load forecasting—a systematic approach from system level to secondary substations. Applied Energy, 332:120493.

Rullo, P., Luppi, P., Braccia, L., Feroldi, D., and Zumoffen, D. (2025). Optimized multivariable control structures for voltage regulation in active distribution networks. International Journal of Emerging Electric Power Systems.

Srivastava, P., Haider, R., Nair, V. J., Venkataramanan, V., Annaswamy, A. M., and Srivastava, A. K. (2023). Voltage regulation in distribution grids: A survey. Annual Reviews in Control, 55:165–181.

Wang, X. and Ahn, S.-H. (2020). Real-time prediction and anomaly detection of electrical load in a residential community. Applied Energy, 259:114145.

Wang, X., Wang, H., Bhandari, B., and Cheng, L. (2024). Ai-empowered methods for smart energy consumption: A review of load forecasting, anomaly detection and demand response. International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology, 11(3):963–993.

Yang, Y., Wu, J., Chen, Y., and Li, C. (2013). A new strategy for short-term load forecasting. Abstract and Applied Analysis, 2013(1):208964.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Optimización de microrredes mediante control predictivo basado en modelo

Microgrid optimization using model predictive control

Rodrigo Germán Alarcón
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista, Grupo de Investigación en Programación Electrónica y Control, Reconquista, Santa Fe, Argentina.
ralarcon1493@comunidad.frrq.utn.edu.ar

Martín Alejandro Alarcón
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista, Grupo de Investigación en Programación Electrónica y Control, Reconquista, Santa Fe, Argentina.
malarcon@comunidad.frrq.utn.edu.ar

Resumen

Es sabido de la necesidad de modificar la matriz energética de los recursos empleados para generar electricidad, donde actualmente el 60 % a nivel mundial lo constituye variantes de los combustibles fósiles. Recursos de energías renovables surgen como alternativa, pero debido a su comportamiento aleatorio e intermitente, se debe contar con estructuras adecuadas para asegurar la calidad del servicio. Las microrredes ofrecen un entorno local para generar y gestionar de forma distribuida energía renovable, y lograr la coordinación en el uso de todos los recursos disponibles es un problema complejo. El sistema de gestión de la energía es el encargado de tomar estas decisiones, por lo que, en este trabajo se propone un controlador predictivo económico basado en modelo para este sistema. Su desempeño es probado sobre una microrred con generación renovable, almacenamiento híbrido y que opera conectada a una red de potencia. Los resultados demuestran un correcto funcionamiento en diversos escenarios de generación, demanda y tiempo de simulación. Finalmente, resaltar que las acciones de control óptimas elegidas se ajustan a las directrices del funcional propuesto en el controlador.

Palabras Clave: Control predictivo basado en modelo, Hidrógeno verde, Microrred, Sistema de gestión de energía

Abstract

It is well known that there is a need to modify the energy matrix of resources used to generate electricity, where currently 60 % worldwide consists of fossil fuel variants. Renewable energy resources are emerging as an alternative; however, due to their random and intermittent behavior, appropriate infrastructure is necessary to ensure service quality. Microgrids offer a local environment for generating and managing renewable energy in a distributed manner, and achieving coordination in the use of all available resources is a complex problem. The energy management system is responsible for making these decisions, and therefore, this work proposes an economical, model-based predictive controller for this system. Its performance is tested on a microgrid with renewable generation, hybrid storage, and operation connected to a power grid. The results demonstrate correct operation in various generation, demand, and simulation time scenarios. Finally, it is worth noting that the chosen optimal control actions align with the guidelines of the functional design proposed in the controller.

Keywords: Model predictive control, Green hydrogen, Microgrid, Energy management system

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

La generación del recurso eléctrico en el mundo está fuertemente ligada a la utilización de combustibles fósiles. Hace tiempo que se intentan implementar diferentes estrategias con el objetivo de reducir el consumo de este tipo de combustibles finitos y contaminantes, surgiendo así el concepto denominado transición energética. Este se centra en dos ejes fundamentales, siendo el primero precisamente el reemplazo de los combustibles fósiles por alternativas más amigables con el medio ambiente; mientras que el segundo se refiere a la reestructuración de las redes eléctricas tradicionales, que son unidireccionales y centralizadas, hacia sistemas formados por nodos con autonomía de control y generación distribuida.

Estos nodos, distritos energéticos o microrredes (Lasseter, 2001), que se definen como un sistema eléctrico con la capacidad de controlar sus recursos, donde coexisten una demanda de energía, fuentes de generación distribuida y sistemas de almacenamiento, pudiendo operar de forma aislada o conectada a una red de potencia; es una de las herramientas con mayor aceptación para alcanzar la ansiada transición energética.

En estos distritos tiene un papel preponderante su sistema de control, que debido a las características de sus objetivos, con tiempos de escala y actuación muy diferentes, son tratados con estructuras jerárquicas compuestas de tres niveles (Guerrero et al., 2010; Bidram and Davoudi, 2012). El nivel superior de esta estructura es el sistema de gestión de la energía (EMS), siendo el encargado de decidir cuándo, cómo y de qué manera utilizar los recursos disponibles en función de un criterio técnico-económico establecido. El control predictivo basado en modelo (MPC) (Rawlings et al., 2024) es una estrategia de control avanzado-optimizante que representa una interesante alternativa para desarrollarse como EMS. Prueba de ello son los siguientes trabajos publicados en el último tiempo: (Pereira et al., 2015; Alarcón et al., 2023; Li et al., 2025).

En este trabajo se propone emplear una novedosa y apropiada estrategia de MPC como EMS para los distritos energéticos renovables. El MPC se formula con un enfoque económico que cuenta con la virtud de mantener su factibilidad frente a situaciones reales de operación. Técnicamente se refiere a un control predictivo económico basado en modelo para cambios (seguimiento) en el criterio económico (EMPC).

El resto del trabajo se organiza de la siguiente manera: (i) se comienza con una sección destinada para notación matemática, (ii) luego se realiza la formulación general del EMPC aplicado como EMS, (iii) continuando con un ejemplo de aplicación sobre una microrred con generación renovable, almacenamiento híbrido por baterías de ion-litio e hidrógeno verde y que opera conectada a una red, (iv) finalizando con algunas conclusiones.

Notación

Los símbolos $\mathbb{I}$ y $\mathbb{R}$ denotan los conjuntos de números enteros y reales. $\mathbb{I}_{n:m}$ denota el conjunto $\{n, n+1, \ldots, m\}$ para $m > n$. $\mathbb{R}^n$ y $\mathbb{R}^{n\times m}$ indican vectores reales n-dimensionales y matrices reales $n \times m$-dimensionales, respectivamente. Dado un vector $q \in \mathbb{R}^n$, $q^\intercal$ indica su transpuesta, y q_i el i-ésimo componente. $\|q\|_R$ es la norma euclidiana ponderada de q, es decir, $\|q\|_R = \sqrt{q^\intercal R\, q}$, donde R es una matriz simétrica y definida positiva. x_k denota el valor de la variable en tiempo discreto x en el instante k, mientras que x_{k+1} indica el valor un paso de tiempo posterior al valor actual x_k. $x_{j|k}$ indica la predicción de la variable x al tiempo k hacia j pasos en el futuro. Dado un problema de optimización: $\min_{u_k,\ldots} V_N\left(x_k, \ldots\,;\, u_k, \ldots\right)$, la función de costo V_N está compuesta por los parámetros $x_k, \ldots$ y las variables $u_k, \ldots$. $\mathbb{1}_A(k)$ denota la función indicadora de un conjunto A, donde $A = [a, b] \subseteq \mathbb{R}$. La notación *diag*$(\cdot)$ indica una matriz diagonal con los valores especificados en su diagonal principal.

MPC como sistema de gestión de la energía

Se han propuesto diferentes formulaciones del MPC, pero el controlador desarrollado en (Ferramosca et al., 2010, 2014), el cual se refiere a un MPC económico para cambios (seguimiento) en el criterio económico (EMPC), tiene la virtud de mantener su factibilidad recursiva y estabilidad en lazo cerrado frente a posibles variaciones del criterio u objetivo a optimizar (referencia óptima del sistema). Precisamente esta propiedad es la que lo vuelve una interesante alternativa para formular el EMS de distritos energéticos renovables, debido a que las variaciones en los objetivos de control se producen por la propia naturaleza

del sistema, como ser el precio variable de energía, aleatoriedad de los recursos renovables, cambios de criterio del operador, llegada y partida de vehículo eléctricos, etc.

Esta formulación de MPC se diferencia de una estándar, en que su funcional de costo - además de las clásicas funciones cuadráticas ponderadas que penalizan la dinámica del sistema - considera una función que optimiza algún criterio económico que fuera de interés y un costo llamado de offset. Sumado a la restricción terminal y a una nueva variable de optimización artificial, esto garantiza que el controlador no pierda su factibilidad y estabilidad en lazo cerrado. El funcional de costo V_N se define de la siguiente manera:

$$V_N\left(x_k, p_k; \boldsymbol{u}, x_a, u_a\right) := \underbrace{\|x_a - x_s\|_T^2}_{\text{Costo de offset}} + \sum_{j=0}^{N-1} \Bigg[\underbrace{\ell_{\text{eco}}\left(x_{j|k} - x_a + x_s,\ u_{j|k} - u_a + u_s,\ p_k\right)}_{\text{Costo económico}} + \underbrace{\left\|x_{j|k} - x_a\right\|_Q^2 + \left\|u_{j|k} - u_a\right\|_R^2}_{\text{Costo de etapa}} \Bigg] + \sum_{j=1}^{N-1} \underbrace{\left\|x_{j|k} - x_{j-1|k}\right\|_C^2 + \left\|u_{j|k} - u_{j-1|k}\right\|_S^2}_{\text{Costo de suavidad}}, \tag{1}$$

donde la nueva variable de optimización introducida es un punto de referencia artificial (x_a, u_a), que representa el mejor par entrada-estado estable que el sistema controlado puede alcanzar en N pasos de control en el momento actual (Limón et al., 2008; Krupa et al., 2024).

El costo de offset penaliza la distancia entre el punto de referencia artificial (x_a, u_a) y el punto de equilibrio óptimo (x_s, u_s); el costo económico es la función matemática que refleja el criterio de gestión elegido para el sistema; el costo de etapa tiene en cuenta la dinámica y minimiza los estados y acciones de control con respecto a la referencia en cada paso de tiempo; y, por último, el costo de suavidad penaliza los cambios bruscos de las variables en pasos de tiempo sucesivos.

El problema de optimización $\mathbf{P}_o(x, p)$ asociado a la estrategia del EMPC se expresa como:

$$\min_{\boldsymbol{u}, x_a, u_a} \ V_N\left(x_k, p_k; \boldsymbol{u}, x_a, u_a\right) \tag{2a}$$

sujeto a:

$$x_{0|k} = x_k, \tag{2b}$$
$$w_{0|k} = w_k, \tag{2c}$$
$$x_{j+1|k} = A\, x_{j|k} + B\, u_{j|k}, \tag{2d}$$
$$B_u\, u_{j|k} + E_w\, w_{j|k} = 0, \tag{2e}$$
$$w_{j+1|k} = \mathcal{R}\left(w_{j|k}\right), \tag{2f}$$
$$x_{j|k} \in \mathbb{X}, \quad u_{j|k} \in \mathbb{U}, \qquad j \in \mathbb{I}_{0:N-1}, \tag{2g}$$
$$x_a = A\, x_a + B\, u_a, \tag{2h}$$
$$x_a \in \lambda\, \mathbb{X}, \quad u_a \in \lambda\, \mathbb{U}, \tag{2i}$$
$$x_{N|k} = x_a. \tag{2j}$$

En cada instante de tiempo se calcula la secuencia completa de las acciones de control $\boldsymbol{u} : \{u^*_{0|k}, u^*_{1|k}, \ldots, u^*_{N-1|k}\}$, y de acuerdo con la estrategia del horizonte deslizante, solo se aplica la primera acción $u^*_{0|k}$, mientras que las restantes se descartan. Cuando el sistema evoluciona tras implementar esta acción, se actualizan los valores y se vuelve a resolver el problema de optimización, por lo que la ley de control queda expresada como: $\kappa\left(x_k, w_k, p_k\right) = u^*_{0|k}$.

En cuanto a las restricciones, la Ec. (2b) indica la realimentación de los estados; mientras que la Ec. (2c) es para las variables no manipuladas o perturbaciones, que están asociadas al modelo de la Ec. (2f). Esto permite tener en cuenta en el diseño del controlador las predicciones de estas variables para todo el horizonte de control. Dichas perturbaciones se corresponden a la

demanda del sistema y a la generación renovable, por lo que tener en cuenta estas predicciones en la formulación del controlador es fundamental para la mejora de su desempeño.

Cabe señalar que se aprovecha la forma en que se aplica un MPC (horizonte deslizante), lo que permite realizar una predicción para todo el horizonte de control en cada paso de tiempo discreto, de modo que el siguiente pueda actualizar los valores de referencia de las variables y realizar una nueva predicción, lo que minimiza los posibles errores cometidos. En (Alarcón et al., 2025) se propone un MPC como EMS para la gestión de una microrred renovable, donde precisamente se incluye en la formulación del problema de optimización un modelo de redes neuronales recurrentes para realizar las predicciones de las perturbaciones.

Las Ecs. (2d) y (2e) se corresponden al modelo de predicción del sistema. La primera describe la dinámica de los sistemas de almacenamiento de energía del distrito energético (microrred), mientras que la segunda indica el balance de potencias en el nodo de la microrred. La expresión (2g) representa las restricciones sobre los estados y las entradas, donde $\mathbb{X}$ es un conjunto cerrado, mientras que $\mathbb{U}$ es cerrado y acotado.

Además, la Ec. (2h) indica que la referencia artificial debe ser un punto de equilibrio del sistema. Debe cumplir con las restricciones sobre los estados y las entradas de control a través de la Ec. (2i). Se añade una constante arbitraria $\lambda \in [0, 1)$ cercana a la unidad, cuyo objetivo es evitar una posible pérdida de controlabilidad generada por un punto de equilibrio en la frontera del espacio factible (Rao and Rawlings, 1999). Por último, la Ec. (2j) es la restricción terminal de igualdad. Esta requiere que el estado predicho al final del horizonte de control alcance la referencia artificial.

Como esta estrategia de control resuelve un problema de optimización con características dinámicas, es necesario contar con una referencia estática hacia la que el controlador guíe al sistema, denotado como punto de equilibrio óptimo (x_s, u_s). Este par óptimo se obtiene resolviendo el siguiente problema de optimización $\mathbf{P}_s(x, p)$:

$$(x_s, u_s) := \arg \min_{x \in \mathbb{X}, u \in \mathbb{U}} \{\ell_{eco}(x_k, u_k, p_k) | x_k = A\, x_k + B\, u_k\}\,, \tag{3}$$

siendo que p_k es un vector de parámetros económicos que considera precios, costos, objetivos de operación, etc.

Ejemplo de aplicación del EMPC como EMS sobre una microrred

Arquitectura y modelo de la microrred

La arquitectura de la microrred se presenta en la Figura 1. En ella se observa la integración del recurso solar como fuente de generación renovable, junto con la demanda energética del campus de la UTN-Facultad Regional Reconquista. El sistema cuenta con un almacenamiento híbrido compuesto por un banco de baterías de ión-litio y un sistema P2G2P (power-to-gas-to-power) de hidrógeno verde; además de la conexión a la red eléctrica mediante el punto de acoplamiento común (PCC).

El sistema P2G2P está compuesto por tres elementos: (i) un electrolizador que transforma energía eléctrica en hidrógeno mediante electrólisis; (ii) un sistema de almacenamiento para conservar el hidrógeno, normalmente en tanques presurizados; y (iii) una pila de combustible que reconvierte el hidrógeno en electricidad mediante una reacción electroquímica.

El electrolizador funciona exclusivamente con energía solar fotovoltaica, lo que garantiza el uso de hidrógeno verde como vector energético. Esta estrategia no solo favorece una mayor penetración de las energías renovables, sino que también promueve la descarbonización de la microrred.

La barra colectora **B** actúa como nodo central donde se acoplan todos los flujos de potencia del sistema. Su operación debe garantizar el equilibrio energético en todo instante, lo que resulta esencial para mantener la estabilidad de la microrred.

Supuesto 1. *Se asume la convención de que el flujo de potencia entrante al bus **B** se considera positivo (+), mientras que el flujo saliente se considera negativo (−).*

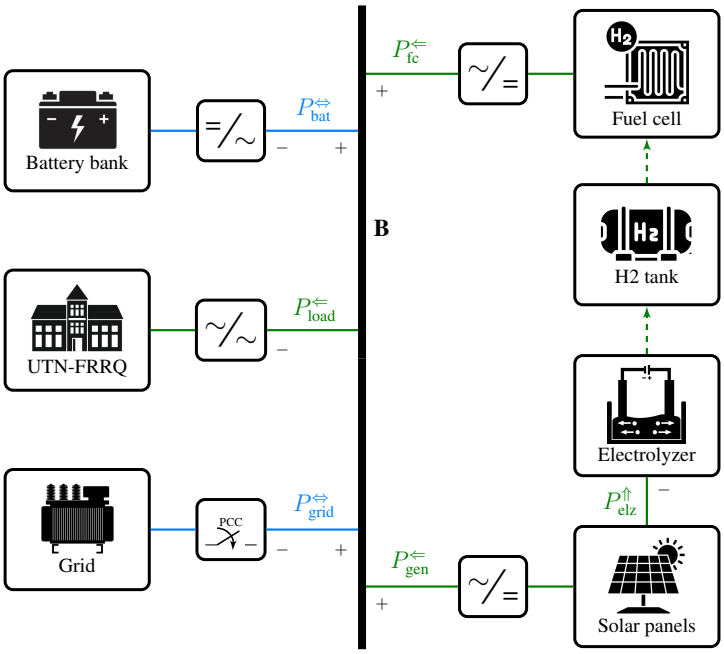


Figura 1. Arquitectura del sistema de microrred. Los principales flujos de potencia incluyen: P_{bat} (almacenamiento en banco de baterías), P_{load} (demanda de la UTN-FRRQ), P_{grid} (intercambio con la red en el PCC - Punto de Acoplamiento Común), P_{fc} (generación mediante pila de combustible de H_2), P_{elz} (consumo del electrolizador) y P_{gen} (generación fotovoltaica). Todos los componentes se interconectan mediante la barra colectora de corriente alterna (**B**), que actúa como nodo principal del sistema.

El sistema se representa mediante un modelo lineal discreto, invariante en el tiempo, en espacio de estados:

$$x_{k+1} = A\,x_k + B\,u_k, \tag{4a}$$
$$B_{\text{u}}\,u_k + E_{\text{w}}\,w_k = 0. \tag{4b}$$

La ecuación (4a) describe la evolución de los estados del sistema de almacenamiento híbrido en función de las acciones de control. La ecuación (4b), por su parte, impone el balance de potencia en el nodo principal de la microrred, en conformidad con la ley de conservación de la energía.

El vector de estado se define como:

$$x_k = \begin{bmatrix} x_{1,k} & x_{2,k} \end{bmatrix}^{\intercal} = \begin{bmatrix} \text{soc}_k & \text{loh}_k \end{bmatrix}^{\intercal}, \tag{5}$$

donde soc_k es el estado de carga de las baterías y loh_k el nivel de hidrógeno almacenado. El vector de acciones control es:

$$u_k = \begin{bmatrix} u_{1,k} & u_{2,k} & u_{3,k} & u_{4,k} \end{bmatrix}^{\intercal} = \begin{bmatrix} P_{\text{bat},k} & P_{\text{elz},k} & P_{\text{fc},k} & P_{\text{grid},k} \end{bmatrix}^{\intercal}, \tag{6}$$

donde $P_{\text{bat},k}$ es la potencia intercambiada con las baterías, $P_{\text{elz},k}$ la potencia consumida por el electrolizador, $P_{\text{fc},k}$ la potencia generada por la celda de combustible, y $P_{\text{grid},k}$ la potencia intercambiada con la red eléctrica. El vector de perturbaciones se define como:

$$w_k = \begin{bmatrix} w_{1,k} & w_{2,k} \end{bmatrix}^{\intercal} = \begin{bmatrix} P_{\text{gen},k} & P_{\text{load},k} \end{bmatrix}^{\intercal}, \tag{7}$$

donde $P_{\text{gen},k}$ y $P_{\text{load},k}$ corresponden a la generación solar y la demanda eléctrica del campus, respectivamente.

La dinámica del estado de carga de las baterías se modela como:

$$x_{1,k+1} = x_{1,k} + \frac{\phi_{\text{bat}}(u_{1,k})\,t_s}{c_{\text{bat}}}\,u_{1,k}, \tag{8}$$

donde $x_{1,k}$ está expresado en porcentaje, c_{bat} es la capacidad nominal (kWs), t_s es el tiempo de muestreo (segundos) y ϕ_{bat} modela la eficiencia de carga/descarga:

$$\phi_{\text{bat}}(u_{1,k}) = \underbrace{\eta_{\text{bat}}\mathbb{1}_{(0,\infty)}(u_{1,k})}_{\text{carga}} - \underbrace{\frac{1}{\eta_{\text{bat}}}\mathbb{1}_{(-\infty,0)}(u_{1,k})}_{\text{descarga}}. \tag{9}$$

La dinámica del sistema P2G2P se expresa como:

$$x_{2,k+1} = x_{2,k} + \frac{\eta_{\text{elz}}\, t_s}{c_{\text{elz}}}\, u_{2,k} - \frac{t_s}{\eta_{\text{fc}}\, c_{\text{fc}}}\, u_{3,k}, \tag{10}$$

donde $x_{2,k}$ representa el volumen de hidrógeno almacenado (Nm^3), y c_{elz}, c_{fc} son los consumos específicos del electrolizador y la celda de combustible (en kWs/Nm^3). Los parámetros η_{elz} y η_{fc} corresponden a sus respectivas eficiencias.

Las matrices que definen el modelo de la Eq. (4) se detallan a continuación:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \tag{11a}$$

$$B = \begin{bmatrix} \dfrac{t_s\,\phi_{\text{bat}}(u_{1,k})}{c_{\text{bat}}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \dfrac{\eta_{\text{elz}} t_s}{c_{\text{elz}}} & -\dfrac{t_s}{\eta_{\text{fc}} c_{\text{fc}}} & 0 \end{bmatrix}, \tag{11b}$$

$$B_u = \begin{bmatrix} \phi_{\text{inv}}(u_{1,k}) & -1 & \eta_{\text{inv}} & \phi_{\text{pcc}}(u_{4,k}) \end{bmatrix}, \tag{11c}$$

$$E_w = \begin{bmatrix} \eta_{\text{inv}} & -\dfrac{1}{\eta_{\text{inv}}} \end{bmatrix}. \tag{11d}$$

Las funciones $\phi_{\text{inv}}(u_{1,k})$ y $\phi_{\text{pcc}}(u_{4,k})$ modelan las eficiencias de los convertidores de potencia asociados a las baterías y al PCC, respectivamente:

$$\phi_{\text{inv}}(u_{1,k}) = \eta_{\text{inv}}\mathbb{1}_{(0,\infty)}(u_{1,k}) - \frac{1}{\eta_{\text{inv}}}\mathbb{1}_{(-\infty,0)}(u_{1,k}), \tag{12a}$$

$$\phi_{\text{pcc}}(u_{4,k}) = \eta_{\text{pcc}}\mathbb{1}_{(0,\infty)}(u_{4,k}) - \frac{1}{\eta_{\text{pcc}}}\mathbb{1}_{(-\infty,0)}(u_{4,k}). \tag{12b}$$

La demanda energética del sistema se basa en los perfiles de consumo reales de la facultad. Para ello, se dispone de una extensa base de datos obtenida mediante un registrador instalado en el tablero general de la planta física, lo que permite construir una curva diaria de demanda con alta precisión. Las mediciones indican un consumo promedio diario de 400 kWh. Este valor se utilizó como referencia para dimensionar los componentes del sistema híbrido de almacenamiento y la instalación fotovoltaica, cuyas características técnicas se presentan en la Tabla 1.

Función de costo económico

Definimos la función de costo económico ℓ_{eco} utilizada en el EMPC con el objetivo de operar la microrred de forma eficiente. Esta función se compone de cuatro términos, que representan los costos asociados al uso del banco de baterías, el electrolizador, la pila de combustible y el intercambio de energía con la red:

$$\ell_{\text{eco}}\,(u_k, p_k) := \ell_{\text{bat}}\,(u_{1,k}) + \ell_{\text{elz}}\,(u_{2,k}) + \ell_{\text{fc}}\,(u_{3,k}) + \ell_{\text{grid}}\,(u_{4,k}, p_k)\,. \tag{13}$$

Tabla 1. Resumen de las especificaciones técnicas de los componentes de la microrred. Se incluyen parámetros clave para la formulación de la función de costo, como los valores eléctricos máximos (I_{max}, V_{max}, P_{max}), capacidades energéticas y de almacenamiento, eficiencias (η), consumos y producción de hidrógeno, así como la vida útil estimada de cada unidad. †Voltaje nominal indicado. Abreviaturas: I_{max} (corriente máxima), V_{max} (tensión máxima), P_{max} (potencia máxima), η (eficiencia), PEM (Membrana de Intercambio Protónico), MC (Monocristalino).

Parámetro	**Paneles**	**Baterías**	**Electrol.**	**Tanque H_2**	**Pila C.**
Tipo	MC	Ion-litio	PEM	Acero (350 bar)	PEM
I_{max} (A)	140.4	100	–	–	–
V_{max} (V)	382	400†	–	–	–
P_{max} (kW)	53.6 ± 5	50	10	–	25
Capacidad	–	85 kWh	–	2.5 kg	1.8 kWh/Nm^3
η (%)	–	88	70	–	60
Prod. H_2	–	–	0.72 kg/día	–	–
Cons. H_2	–	–	–	–	1.5 kg/h
Cons. energía	–	–	5 kWh/Nm^3	–	–
Vida útil	–	5k ciclos	90k hora	15 años	50k hora

Cada término considera tanto el costo amortizado de adquisición como los efectos de la degradación del componente. En el caso de la red eléctrica, incorporamos la variabilidad horaria de tarifas para incentivar decisiones que minimicen los costos de compra y maximicen los ingresos por venta.

1. Banco de baterías:

$$\ell_{\text{bat}}\left(u_{1,k}\right) := \underbrace{\frac{\Phi_{\text{bat}}\, t_s}{c_{\text{bat}}} u_{1,k}}_{\text{depreciación}} + \underbrace{\left(\frac{u_{1,k}}{p_{\text{bat,nom}}}\right)^2}_{\text{degradación}}, \tag{14}$$

donde Φ_{bat} es el costo de adquisición, c_{bat} la capacidad nominal y $p_{\text{bat,nom}}$ la potencia nominal. Penalizamos cuadráticamente el uso intensivo para extender la vida útil del banco.

2. Electrolizador:

$$\ell_{\text{elz}}\left(u_{2,k}\right) := \underbrace{\frac{\Phi_{\text{elz}}\, t_s}{p_{\text{elz,nom}} h_{\text{elz}}} u_{2,k}}_{\text{amortizado}} + \underbrace{\left(\frac{u_{2,k}}{p_{\text{elz,nom}}}\right)^2}_{\text{degradación}}, \tag{15}$$

donde Φ_{elz} es el costo de adquisición, h_{elz} la vida útil y $p_{\text{elz,nom}}$ la potencia nominal. El segundo término penaliza la operación a potencias elevadas.

3. Pila de combustible:

$$\ell_{\text{fc}}\left(u_{3,k}\right) := \underbrace{\frac{\Phi_{\text{fc}}\, t_s}{p_{\text{fc,nom}} h_{\text{fc}}} u_{3,k}}_{\text{costo amortizado}} + \underbrace{\frac{\Delta V_{\text{fc}}\, t_s}{3600 p_{\text{fc,nom}}} u_{3,k}}_{\text{degradación}}, \tag{16}$$

con Φ_{fc} el costo de adquisición, h_{fc} la vida útil, $p_{\text{fc,nom}}$ la potencia nominal y ΔV_{fc} la caída de tensión asociada a la degradación (Vivas et al., 2020).

4. Red eléctrica:

$$\ell_{\text{grid}}(u_k, p_k) := \frac{t_s}{3600}\, u_{4,k}\, p_k, \tag{17}$$

donde p_k se define según tres periodos diarios como:

$$p_k = 0{,}20\,\mathbb{1}_{\texttt{pico}}(k) + 0{,}08\,\mathbb{1}_{\texttt{valle}}(k) + 0{,}12\,\mathbb{1}_{\texttt{resto}}(k), \tag{18}$$

con periodos: (i) `pico` de 18:00 h a 22:59 h, (ii) `valle` de 23:00 h a 05:59 h, y (iii) `resto` de 06:00 h a 17:59 h.

Supuesto 2. *Se asume un escenario idealizado del mercado eléctrico en el cual los precios de compra y venta de energía son iguales. Por lo tanto, el intercambio de energía con la red, ya sea mediante compra o venta, tiene el mismo impacto económico.*

Configuración del controlador

La función de costo económico presentada en la Ec.(13) incluye coeficientes de ponderación asignados a cada uno de sus términos. Estos pesos permiten influir en las decisiones del controlador, priorizando tecnologías más eficientes o sostenibles, y penalizando aquellas de mayor costo o impacto. En la Tabla 2 se muestra la asignación utilizada. Se busca favorecer el uso eficiente del banco de baterías, limitar el funcionamiento de la pila de combustible, reducir la dependencia de la red eléctrica y controlar la operación del electrolizador.

Tabla 2. Coeficientes de ponderación utilizados en la función de costo económico ℓ_{eco}, asignados a cada termino de la Eq. (13).

Peso	Descripción	Valor
λ_{bat}	Ponderación asociado al uso del banco baterías	120
λ_{elz}	Ponderación asociado al uso del electrolizador	150
λ_{fc}	Ponderación asociado al uso de la pila de combustible	200
λ_{grid}	Ponderación asociado al uso de la red	180

El funcional de costo mostrado en la Ec. (1) incluye términos que están ponderados mediante matrices de peso, cuya finalidad es ajustar la importancia relativa de los distintos objetivos dentro del criterio de optimización. En otras palabras, estas matrices determinan qué comportamientos del sistema son más o menos deseables según los objetivos operativos, de estabilidad y de eficiencia. En la Tabla 3 se muestran los valores adoptados.

Tabla 3. Ponderaciones utilizadas en el controlador EMPC.

Matriz	Descripción	Valor
R	Ponderación costo etapa ($\boldsymbol{u}$)	$\text{diag}(200, 100, 100, 300)$
Q	Ponderación costo etapa ($\boldsymbol{x}$)	$\text{diag}(5, 5)$
S	Ponderación costo suavizado ($\boldsymbol{u}$)	$\text{diag}(8000, 5000, 5000, 10000)$
C	Ponderación costo suavizado ($\boldsymbol{x}$)	$\text{diag}(200, 200)$
T	Ponderación costo offset	$\text{diag}(100, 100)$

Las ponderaciones se definen no solo para optimizar costos, sino también para garantizar una operación estable. Se asignan altos pesos a las penalizaciones sobre variaciones de entradas y estados, promoviendo suavidad en las acciones de control y en la evolución de variables como $u_{4,k}$, $x_{1,k}$ y $x_{2,k}$. Esto mejora la robustez ante perturbaciones, reduce el desgaste de los equipos y mejora la calidad del suministro.

Integramos las restricciones operativas y técnicas de los componentes de la microrred en la formulación del EMPC mediante los conjuntos de estados y acciones de control admisibles, denotados por $\mathbb{X}$ y $\mathbb{U}$, respectivamente.

En particular, el conjunto de estados considera los límites operativos del estado de carga de las baterías y del nivel de hidrógeno almacenado, y se define como:

$$\mathbb{X} := \left\{ x_k \in \mathbb{R}^2 \,\middle|\, 25 \leq x_{1,k} \leq 75\,\%, 7 \leq x_{2,k} \leq 22\,\text{Nm}^3 \right\}. \tag{19}$$

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Por su parte, el conjunto de acciones de control admisibles refleja los límites de potencia de los actuadores:

$$\mathbb{U} := \left\{ u_k \in \mathbb{R}^4 \,\middle|\, -30 \leq u_{1,k} \leq 30\,\text{kW}, -\bar{w}_{\text{máx}} \leq u_{2,k} \leq 0\,\text{kW},\ 0 \leq u_{3,k} \leq 25\,\text{kW}, -50 \leq u_{4,k} \leq 50\,\text{kW} \right\}. \tag{20}$$

donde $\bar{w}_{\text{máx}}$ representa el valor máximo de la generación renovable disponible dentro del horizonte de control:

$$\bar{w}_{\text{máx}} := \max_{i=1,\ldots,N} w_{1|k+i}.$$

Adicionalmente, incorporamos una restricción para garantizar la producción de hidrógeno verde. Específicamente, la energía suministrada al electrolizador debe provenir exclusivamente de fuentes renovables, lo cual se modela como:

$$\mathbb{U}_{\texttt{green}} := \left\{ u_{2,k} \in \mathbb{R} \,\middle|\, u_{2,k} \leq w_{1,k} \right\}. \tag{21}$$

Esta condición asegura que el hidrógeno se genera únicamente a partir de energía solar disponible en el instante k.

Simulación y resultados

Las simulaciones se realizaron en el lenguaje Python 3.12.2 y se utilizó para resolver el problema de optimización del MPC a CasADi (Andersson et al., 2019) empleando el solver `'ipopt'`; adoptando un tiempo de muestreo (t_s) de 5 minutos, un horizonte de control (N) de 12 horas y tiempos de simulación (t_{sim}) de 24 y 72 horas.

En las Figuras 2 y 3 se observan los resultados obtenidos para el tiempo de simulación de 24 horas. En la primera de estas se muestran las variables presentes en el sistema, tanto las acciones de control elegidas por el controlador como las perturbaciones. Se puede ver cómo la evolución de las variables manipuladas se mantiene dentro de la región definida por el conjunto de restricciones. El controlador EMPC determina estas variables óptimas teniendo en cuenta el criterio de gestión establecido a través de ℓ_{eco}, pero además considerando la dinámica del sistema y las eficiencias de operación de los componentes.

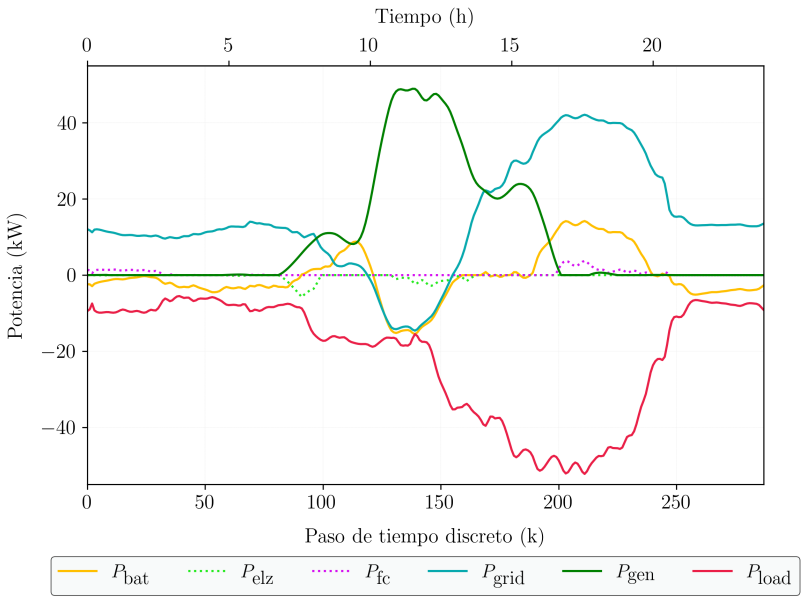


Figura 2. Acciones de control y perturbaciones. P_{bat} banco de baterías ion-litio, P_{elz} consumo del electrolizador, P_{fc} contribución de la pila de combustible, P_{grid} intercambio de potencia con la red, P_{gen} potencia generada por el arreglo de paneles y P_{load} demanda.

Observar cómo durante los momentos de mayor generación renovable se decide cargar el banco de baterías, para luego emplear el recurso ahí almacenado para cumplir con parte de la demanda en los horarios de mayor consumo. Notar cómo en el

periodo donde ya no hay generación y la demanda es importante, la carga es compartida con los sistemas de almacenamiento y la compra de energía a la red.

La Figura 3 corresponde a los niveles de carga para los sistemas de almacenamiento para esta primera simulación. Se observa cómo la zona de trabajo para ambos se encuentra dentro de las restricciones definidas en la configuración, percibiendo un comportamiento suave y sin cambios bruscos de estados para instantes de tiempo sucesivos, lo cual es una premisa para el controlador con el objetivo de no colaborar con el proceso de degradación.

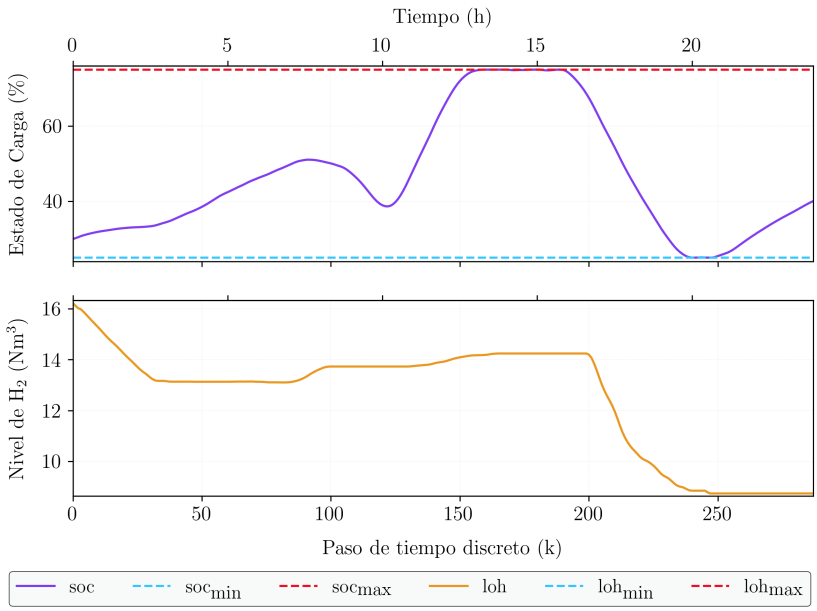


Figura 3. Niveles de carga de los sistemas de almacenamiento. soc banco de baterías ion-litio, lho nivel de hidrógeno en el tanque.

También se realizó una simulación que representa varios días de operación del sistema, que pueden verse en las Figuras 4 y 5 para un tiempo de 72 horas. Nuevamente se aprecia un correcto desempeño del controlador y en línea a los objetivos.

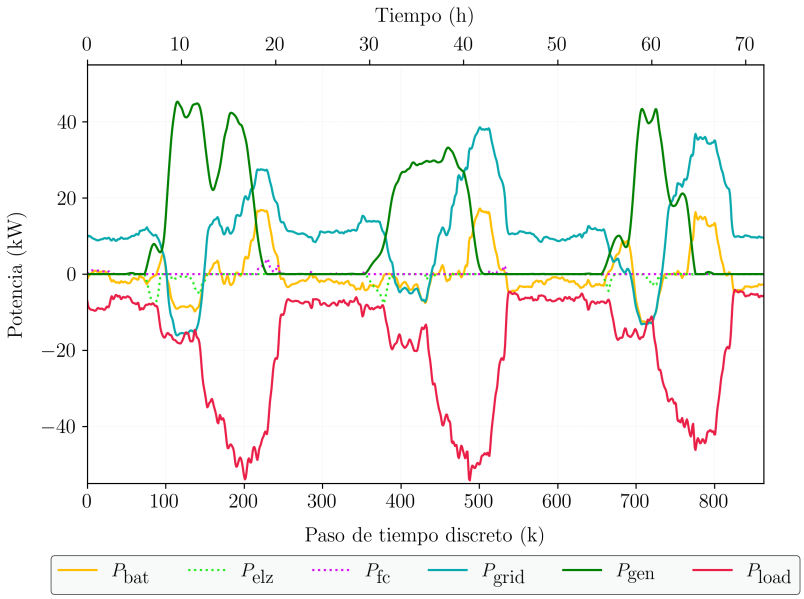


Figura 4. Acciones de control y perturbaciones. P_{bat} banco de baterías ion-litio, P_{elz} consumo del electrolizador, P_{fc} contribución de la pila de combustible, P_{grid} intercambio de potencia con la red, P_{gen} potencia generada por el arreglo de paneles y P_{load} demanda.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

En ambos resultados de simulación exhibidos, se puede ver una interacción reducida en valores del sistema de almacenamiento por hidrógeno verde. Esto se debe a que el controlador en su fundamento para la elección del control tiene en cuenta la eficiencia de los equipos, y el sistema P2G2P en su conjunto tiene un valor del 42 %. Esta muy baja eficiencia resulta que la acción óptima no siempre sea emplear este sistema de almacenamiento, optando en su lugar por el uso de las baterías. Esta tendencia se puede modificar al disminuir la constante de peso asociada al uso de estos equipos.

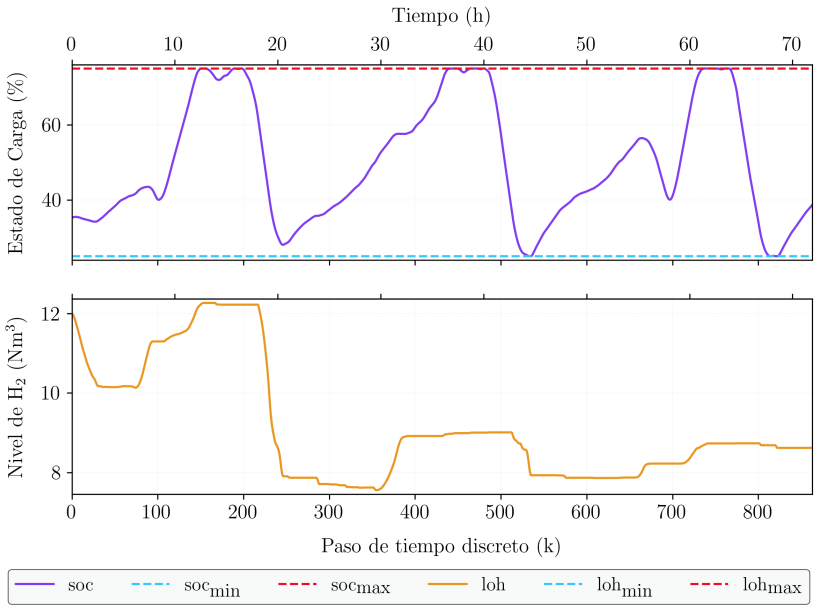


Figura 5. Niveles de carga de los sistemas de almacenamiento. soc banco de baterías ion-litio, lho nivel de hidrógeno en el tanque.

Otra arista del controlador a notar en su accionamiento, es ver cómo efectivamente solamente se emplea recurso renovable solar fotovoltaico para generar hidrógeno, el cual era una de las restricciones impuestas en su diseño. Esto habilita a poder considerar fácilmente otro tipo de restricciones para el controlador, como ser restringir la compra de energía en ciertos periodos de tiempo, y el controlador deberá determinar las acciones óptimas en estas nuevas condiciones, lo cual es una característica a destacar.

Conclusiones

En este trabajo se presentó una estrategia de control avanzado de MPC para ser empleado como EMS en distritos energéticos renovables. El controlador es un MPC económico que tiene la propiedad de mantener su factibilidad de solución y estabilidad en lazo cerrado frente a modificaciones de los objetivos de control. Además, el funcional de costo considera aspectos económicos y dinámicos del sistema, tiene en cuenta restricciones sobre las variables en el diseño del controlador y se pueden incluir modelos predictivos de las perturbaciones en su formulación, las cuales son características deseables para obtener un desempeño óptimo del EMS.

Se implementó el controlador propuesto sobre una microrred con generación solar, almacenamiento de baterías ion-litio e hidrógeno verde y conectada a una red eléctrica de potencia. Se propuso un criterio de gestión que tiene como objetivo maximizar el intercambio de energía con la red, considerar el costo de amortización y minimizar procesos de degradación de los equipos. Los resultados de simulación evidenciaron un correcto funcionamiento en línea con el criterio de gestión establecido, mostrando el controlador gran flexibilidad para la operación de la microrred frente a las condiciones variantes expuestas.

Por último, indicar que el EMS óptimo es extensible a cualquier configuración de sistemas energéticos, pudiendo considerar restricciones variables en su propio diseño y establecer objetivos de control de acuerdo a los lineamientos de gestión que se proyecten.

Referencias bibliográficas

Alarcón, M. A., Alarcón, R. G., González, A. H., and Ferramosca, A. (2023). A scenario-based economic-stochastic model predictive control for the management of microgrids. Sustainable Energy, Grids and Networks, 36:101205.

Alarcón, R. G., Alarcón, M. A., González, A. H., and Ferramosca, A. (2025). Artificial neural networks for energy demand prediction in an economic mpc-based energy management system. International Journal of Robust and Nonlinear Control, 35(2):642–658.

Andersson, J. A. E., Gillis, J., Horn, G., Rawlings, J. B., and Diehl, M. (2019). CasADi – A software framework for nonlinear optimization and optimal control. Mathematical Programming Computation, 11(1):1–36.

Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. IEEE Transactions on Smart Grid, 3(4):1963–1976.

Ferramosca, A., Limon, D., and Camacho, E. F. (2014). Economic mpc for a changing economic criterion for linear systems. IEEE Transactions on Automatic Control, 59(10):2657–2667.

Ferramosca, A., Rawlings, J. B., Limón, D., and Camacho, E. F. (2010). Economic mpc for a changing economic criterion. In 49th IEEE Conference on Decision and Control (CDC), pages 6131–6136. IEEE.

Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G., and Castilla, M. (2010). Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. IEEE Transactions on industrial electronics, 58(1):158–172.

Krupa, P., Köhler, J., Ferramosca, A., Alvarado, I., Zeilinger, M. N., Alamo, T., and Limon, D. (2024). Model predictive control for tracking using artificial references: Fundamentals, recent results and practical implementation. In 2024 IEEE 63rd Conference on Decision and Control (CDC), pages 2977–2991. IEEE.

Lasseter, B. (2001). Microgrids [distributed power generation]. In 2001 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 01CH37194), volume 1, pages 146–149. IEEE.

Li, Y., Cao, X., and Li, Z. (2025). Real-time energy management strategy for shore power hybrid energy supply system based on pg-mpc. Journal of Energy Storage, 125:116807.

Limón, D., Alvarado, I., Alamo, T., and Camacho, E. F. (2008). Mpc for tracking piecewise constant references for constrained linear systems. Automatica, 44(9):2382–2387.

Pereira, M., Limon, D., de la Peña, D. M., Valverde, L., and Alamo, T. (2015). Periodic economic control of a nonisolated microgrid. IEEE Transactions on industrial electronics, 62(8):5247–5255.

Rao, C. V. and Rawlings, J. B. (1999). Steady states and constraints in model predictive control. AIChE Journal, 45(6):1266–1278.

Rawlings, J. B., Mayne, D. Q., and Diehl, M. (2024). Model Predictive Control: Theory, Computation, and Design. Santa Barbara, California: Nob Hill Publishing, 2nd edition.

Vivas, F., Segura, F., Andújar, J., and Caparrós, J. (2020). A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems. Energy Conversion and Management, 219:113053.

Análisis de la rentabilidad económica en la facturación eléctrica residencial con un sistema solar fotovoltaico on-grid híbrido con y sin banco de baterías

Economic Profitability Analysis of Residential Electricity Billing for a Hybrid On-Grid Solar Photovoltaic System With and Without Battery Storage

Mario Ros
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista, Santa Fe, Argentina.
mros@comunidad.frrq.utn.edu.ar
Walter Capeletti
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista, Santa Fe, Argentina.
cienciaytecnologia@frrq.utn.edu.ar

Resumen

Este trabajo tiene como objetivo analizar el impacto económico en la facturación eléctrica de un usuario residencial al incorporar un sistema solar fotovoltaico híbrido on-grid, con y sin sistema de baterías, en la ciudad de Avellaneda, provincia de Santa Fe. El estudio, realizado durante el período enero-diciembre de 2024, compara inicialmente dos escenarios: el costo total de la energía consumida proveniente de la red de distribución de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) sin adherir al programa ERA, y el ahorro obtenido al contar con dicho programa. Dentro de este último escenario, se analiza además la influencia de la incorporación de un banco de baterías en el valor del ahorro económico, comparando los casos con y sin sistema de almacenamiento.

El sistema analizado está conformado por seis módulos fotovoltaicos monocristalinos MONO PERC de media celda (modelo HiKu CS6W-545MS) de 545 Wp cada uno, un banco de baterías estacionarias de ciclo profundo INMALCA compuesto por cuatro unidades de 12 V y 120 Ah conectadas en serie para alcanzar una tensión nominal de 48 V, y un inversor híbrido 3 en 1 de 3 kW de potencia nominal a 48 V.Los resultados obtenidos indican un ahorro anual de $500.960,46 al contar con el programa ERA y un banco de baterías, en comparación con el escenario sin dicho programa. En el caso de contar con el programa ERA, pero sin banco de baterías, el ahorro anual asciende a $474.605,75, lo que representa una diferencia de $26.354,71 (5,55%). Este valor no constituye un porcentaje significativo respecto del ahorro total obtenido mediante la adhesión al programa ERA sin sistema de almacenamiento.

Palabras: Energía solar fotovoltaica, Sistema fotovoltaico híbrido conectado a red, Evaluación económica

Abstract

This work aims to analyze the economic impact on the electricity bill of a residential user resulting from the implementation of a hybrid on-grid solar photovoltaic system, with and without a battery storage system, located in the city of Avellaneda, Santa Fe Province.

The study, conducted during the January–December 2024 period, initially compares two scenarios: the total cost of electricity consumption supplied by the distribution grid of the Provincial Energy Company of Santa Fe (EPESF) without enrollment in the ERA program, and the savings obtained when participating in this program. Within the latter scenario, the influence of incorporating a battery bank on the economic savings is also analyzed by comparing cases with and without an energy storage system.

The analyzed system consists of six MONO PERC half-cell monocrystalline photovoltaic modules (HiKu CS6W-545MS model) rated at 545 Wp each, a deep-cycle stationary INMALCA battery bank composed of four 12 V, 120 Ah units connected in series to achieve a nominal voltage of 48 V, and a 3-in-1 hybrid inverter with a nominal power of 3 kW at 48 V.

The results indicate an annual saving of $500,960.46 when the ERA program and a battery bank are included, compared to the scenario without this program. When the ERA program is applied without a battery bank, the annual savings amount to $474,605.75, representing a difference of $26,354.71 (5.55%). This difference does not constitute a significant percentage of the total savings obtained through participation in the ERA program without energy storage.

Keywords: Solar photovoltaic energy, Grid-connected hybrid photovoltaic system, Economic evaluation

Introducción

A través del Decreto 1098/2020 se implementó el programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA) 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. A partir de una única instalación de generación eléctrica renovable, se puede abastecer a varios usuarios ampliando el derecho de acceso a las energías renovables. El Programa Energías Renovables para el Ambiente (ERA) fomenta la generación distribuida mediante incentivos para usuarios residenciales (Gobierno de la Provincia de Santa Fe, 2024) y establece los lineamientos para que estos puedan inyectar energía excedente a la red (Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe [EPESF], 2024).

Los beneficios en que se basa este programa se encuentran enmarcados en los tres pilares fundamentales de la sostenibilidad y son:

Ambientales:
- Reducción emisión de GEIs (Gases de Efecto Invernadero)
- Bajo impacto ambiental
- Acción climática

Sociales:
- Empleos verdes
- Articulación con otros programas, mayor acceso a los renovables
- Fortalecimiento de la infraestructura energética provincial

Económicos:
- Ahorro del usuario por autoconsumo
- Bonificación a la inyección de energía
- Programación de consumos
- Menores perdida de energía eléctrica en la red de distribución de energía eléctrica convencional al disminuir la demanda de los usuarios.
- Mayor autonomía energética

Los objetivos del programa ERA se alinean con 3 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fijados para el año 2030, fijados en la cumbre del milenio realizada por Naciones Unidas en el año 2010, y de los que participan 193 países.

Un Sistema fotovoltaico híbrido conectado a Red (figura 1) es una instalación fotovoltaica que cuenta con un grupo generador fotovoltaico (paneles Fotovoltaico) de energía eléctrica, más un inversor que posee la función de alimentar en CA (Corriente Alterna) las cargas conectadas a él y a con la opción de, ante un excedente de energía eléctrica, alimentar un banco de baterías (sistema backup) o inyectarla a la red para su venta a la empresa distribuidora. A la vez cuenta con la opción de que en temporadas donde la generación eléctrica fotovoltaica no alcance a suplir las cargas de la casa el sistema pueda tomar energía de la red eléctrica de distribución.

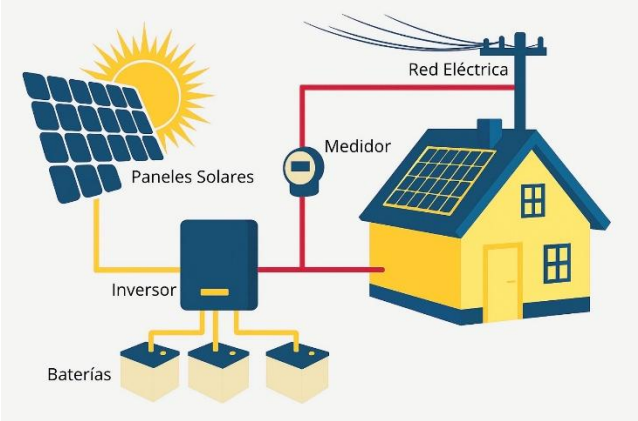


Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a Red (On-Grid).

El sistema cuenta con dos medidores de energía, uno para medir la energía entregada por el grupo generador fotovoltaico (medidor unidireccional) y otro bidireccional para medir la energía inyectada a la red (que se vende) y la energía que se compra a la empresa distribuidora que es la que se observa en la figura.

De esta manera para comprender como funciona el sistema fotovoltaico descripto, en lo que respecta a como es el modo de facturación, se tiene el siguiente esquema representativo por parte de la empresa distribuidora de energía (figura 2).

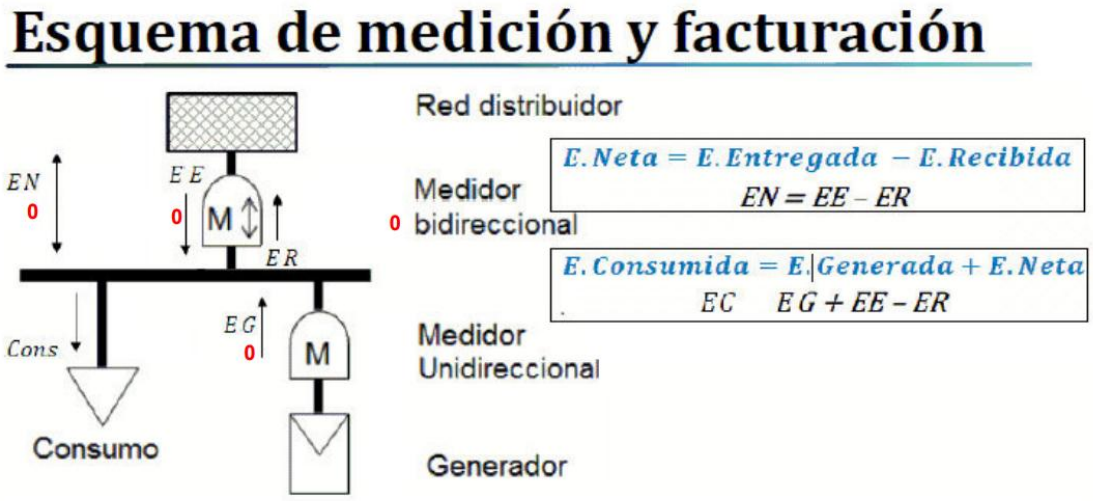
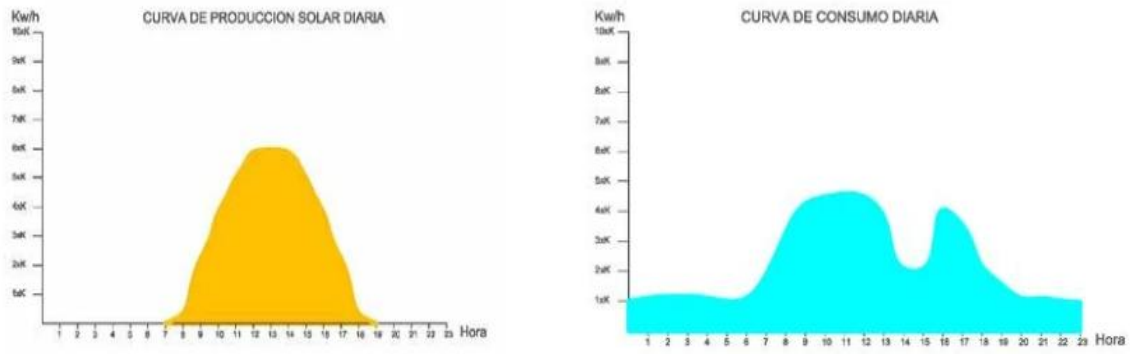


Figura 2. Esquema de medición y facturación de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

Desarrollo

1) Autoconsumo y Balance Neto sin sistema de banco de batería (almacenamiento de energía):

- Curva de generación de energía solar fotovoltaica, donde se puede observar que la curva de generación de energía eléctrica por un panel fotovoltaico se corresponde a la curva de captación de Irradiancia solar diaria, como por ejemplo en la figura siguiente (figura 3) que corresponde a un día claro, donde a las 7h inicia la curva, llegando a su pico entre las 12 y 14 h, para finalizar a las 19h. Dependiendo dicha gráfica de la Latitud del lugar de emplazamiento y de la estación en el año.



Figuras 3 y 4. Curva de producción solar diaria y curva de consumo diaria por hábito de los residentes.

- Curva de consumo diario (Figura 4), donde el mismo se factura según tarifas de energía eléctrica vigentes. En dicha figura se observa de manera conceptual la curva de consumo diario según hábitos de sus residentes, con picos bajos y altos por actividad en la residencia en función de las horas.

- Curva de autoconsumo (figura 5), la misma se obtiene mediante la superposición de las dos graficas anteriores (curvas de las figuras 3 y 4).

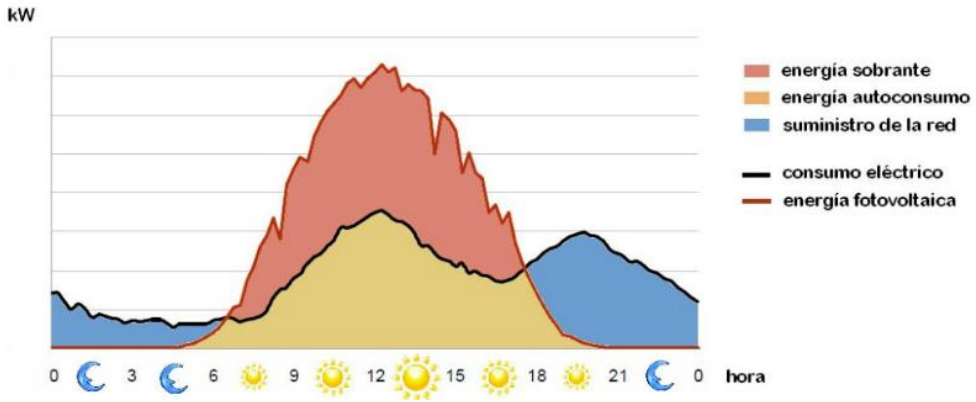


Figura 5. Gráfica de autoconsumo, mediante la superposición de la curva de producción diaria de energía y la de consumo domiciliaria por hábito.

En la figura anterior se tiene las siguientes regiones;

Área de Autoconsumo (color amarillo): la energía asignada a cada Usuario-Generador destinada a su autoconsumo es un ahorro o costo evitado, ya que es el generado por el grupo de paneles FV (Fotovoltaico) y que deja de tomarse del suministro eléctrico de la red como se aprecia en la figura 5.

Área de energía generada sobrante (color naranja): representada entre las curvas de color naranja y negra, hace referencia a la energía excedente en la generación por parte de los paneles FV (Fotovoltaico), para un día despejado, y que se inyecta a la red de la EPESF y que por lo cual posee un reconocimiento económico según normativas vigentes del programa.

La suma de estas dos áreas representa la gráfica de la figura 3, es decir, la cantidad de energía generada por el panel FV en función a la Irradiancia solar captada según la hora del día.

Área de suministro de la Red (color azul): representa la energía comprada a la EPESF (Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe) en horas en que no hay generación por parte de los paneles FV (energía solar) y que además no se cuenta con un banco de baterías o también llamado sistema de *backup*.

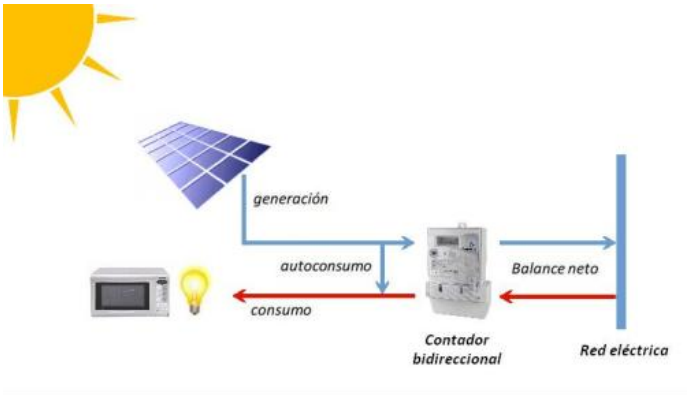


Figura 6. Esquema de autoconsumo y balance neto sin banco de baterías.

De esta manera la modalidad de suministro eléctrico con balance neto sin banco de baterías (figura 6) es un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su autoconsumo, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda. De esta forma, la compañía distribuidora que proporcione la energía eléctrica cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura los excesos vertidos a la misma (generación propia).

2) Autoconsumo y Balance Neto con sistema de banco de almacenamiento de energía (baterías):

En la figura 7 siguiente se aprecia el caso en que se cuenta con un banco de baterías o sistema de backup para el almacenamiento de energía generada sobrante, la cual es la energía representada por el área blanca que se almacena en el banco de baterías y la cual es aprovechada para su consumo en intervalos horarios donde no se cuenta con radiación solar (flecha indicativa azul) indicada por el área de color naranja.

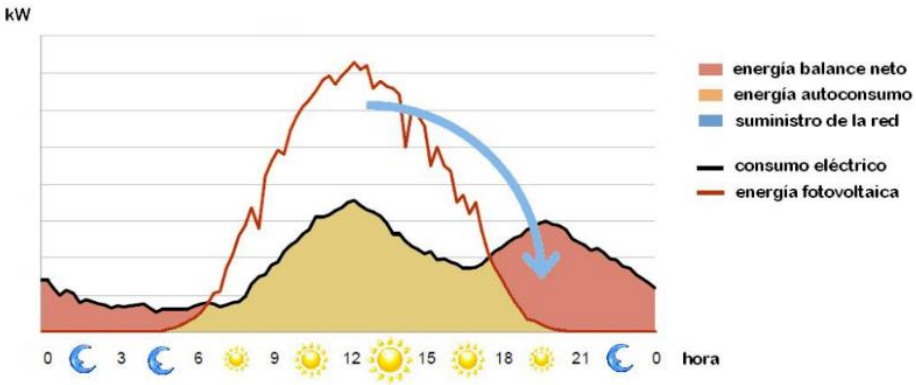


Figura 7. Gráfica de balance neto con banco de baterías.

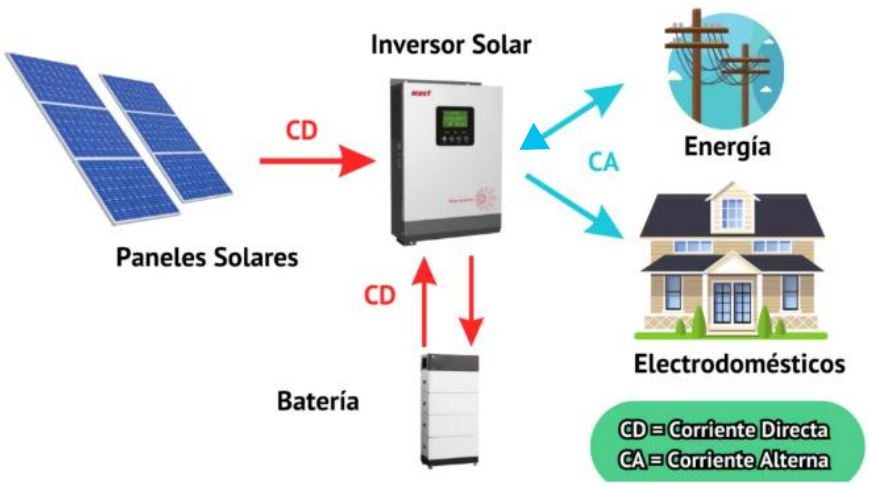


Figura 8. Esquema de autoconsumo con banco de baterías.

Lógica del flujo de energía en funcionamiento del Sistema representado en la Figura 8.

- Durante las horas de Sol, los paneles generan energía en CD, flecha de color roja del PV al Inversor.
- Primero, esa energía alimenta las cargas del hogar (autoconsumo), flecha de color azul de "CA" en un solo sentido.
- El excedente se envía al sistema de almacenamiento (baterías), flecha roja en "CD" del inversor a la batería.
- Si las baterías están cargadas y aún se tiene más energía disponible, ese excedente va a la red a través del medidor bidireccional, generando crédito económico, flecha de color azul en "CA" de doble sentido.
- Durante horas sin generación (noche, días nublados), las cargas se alimentan primero desde las baterías, y si se agota esa energía, sobre la base de un porcentaje programado por el usuario, se recurre a la red de suministro de la empresa prestadora del servicio, flechas indicativas de color azul en "CA" de doble sentido y la de un solo sentido hacia la casa.

Metodología

1. Análisis con banco de baterías (sistema con backup)

A continuación, se presentará el detalle de Facturación, enmarcado en la categoría Residencial Urbana N1 (Altos ingresos) en un simulador electrónico para el mes de diciembre de 2024, para los casos en que no se tuviera el programa ERA y con el programa ERA mostradas en las figuras 9 y 10 respectivamente.

Detalle de Facturación SIN PROGRAMA — Importe
Se facturan 416 kWh de consumo mensual

Cuota de servicio:	1107,0023	$/Mes	$	1.107,00
Primeros 75 KWh:	109,6621	$/KWh	$	8.224,66
Siguientes 75 KWh:	115,7519	$/KWh	$	8.681,39
Siguientes 150 KWh:	141,3249	$/KWh	$	21.198,74
Ultimos 116 KWh:	160,9846	$/KWh	$	18.674,21
		Importe Básico	$	57.886,00
Ley N° 12692 Energia renovable		$/mes	$	18,75
Capitalización		10,0%	$	5.788,60
Gravamen municipal		3,0%	$	1.736,58
IVA (21% de básico + CAP):		21,0%	$	12.156,06
CONSUMIDOR FINAL				
		Subtotal General:	$	77.585,99
		TOTAL:	$	77.585,99

Detalle de Facturación con PROGRAMA ERA — Importe
Se facturan 116 kWh de consumo mensual. Autoconsumo: 300 kWh

Cuota de servicio:	1107,00	$/Mes	$	1.107,00
Primeros 75 KWh:	109,66	$/KWh	$	8.224,66
Siguientes 41 KWh:	115,75	$/KWh	$	4.745,83
Siguientes 0 KWh:	141,32	$/KWh	$	-
Ultimos 0 KWh:	160,98	$/KWh	$	-
		Subtotal Básico:	$	14.077,49
EPESF (se aplica sobre la energía recibida por EPE):	78,140	$/KWh	-$	13.205,66
		Importe Básico:	$	871,83
Ley N° 12692 Energia renovable		$/mes	$	18,75
Capitalización		10,0%	$	87,18
Gravamen municipal		3,0%	$	26,15
IVA (21% de básico + CAP):		21,0%	$	183,08
CONSUMIDOR FINAL				
		Subtotal General:	$	1.187,00
.30/21, se aplica sobre la energía recibida por EPE):	0,000	$/kWh	$	-
		Reintegro Monetario (período anterior):	$	-
		TOTAL:	$	1.187,00

Figura 9 y 10. Detalle de Facturación SIN PROGRAMA ERA y Facturación CON PROGRAMA ERA.

En la parte superior del simulador electrónico de facturación SIN PROGRAMA ERA (figura 9) se puede observar 416kWh a facturar, los cuales se discriminan en función a distintos importes o costos según franjas de consumo, en este caso 109,6621$/kWh los primeros 75kWh, 115,7519 $kWh los siguientes 75kWh, en la tercera franja de los 150kWh a un costo de 141,3249$/kWh y los últimos 116kWh a 160,9846$kWh. Además, se observa otros importes correspondientes a; Ley N° 12692 Energía Renovable, Capitalización, Gravamen municipal e IVA (21% de básico + CAP).

Bajo el programa ERA se aplica los mismos valores para los mismos segmentos o franjas de consumo, siguiendo con el estudio y como se observa en la figura 10, se tiene en la simulación de facturación un total a pagar por parte del usuario de $1.187 vs. $77.585,99 si no contaría con el programa ERA. De esta manera se logra un ahorro del 98%. En la tabla 1 siguiente se desglosa por items lo comprendido en el ahorro de 98% en la facturación al contar con el programa ERA del mes de diciembre de 2024 tomado como ejemplo, en el cual se observa el monto de "Reconocimiento EPE por Energía inyectada" en un total de $13.205,66 (para el mes de ejemplo) sobre un valor estipulado por la EPESF de $/kWh 78,140.

Tabla 1. Tabla de discriminación por items respecto al ahorro por tener el programa ERA.

Ahorro por tener el programa ERA:	$	76.398,99	98 %
Ahorro por autoconsumo:	$	43.808,51	57 %
Ahorro en impuestos:	$	19.384,82	25 %
Reconocimiento EPE por Energía Inyectada:	$	13.205,66	17 %
Reconocimiento extra GOB. PROV:	$	-	0 %
Reintegro Monetario:	$	-	

En la tabla 2 siguiente se expresa los valores de energía generada por el usuario, la energía vendida por parte de la EPESF (Empresa Provincial de Energía de Santa FE) y la energía recibida por la EPESF de parte del usuario o la energía vendida por el usuario a la empresa distribuidora, correspondiente lo antes dicho al mes de diciembre de 2024 para continuar con el mes de ejemplo de los simuladores electrónicos. Se debe detallar que los valores de los items nombrados resultan de la diferencia acumulada mes a mes y comenzando en la fecha en que la instalación fotovoltaica entró en servicio generando e inyectando energía eléctrica a la red distribuidora.

Tabla 2. Tabla de discriminación por items del balance neto con banco de baterías.

Energía Generada EG:	**7018**	**7487**	469	**KWh**	**EG - Energía generada**
Energía Entregada EE:	**3266**	**3382**	116	**KWh**	**EE - EPE a Usuario**
Energía Recibida ER:	**3296**	**3465**	169	**KWh**	**ER - Usuario a EPE**
Consumo total real:			**416**	**KWh**	

En función a la tabla 2 para cada mes se tiene la tabla 3 siguiente con valores del lado de la EPESF para el período de estudio enero-diciembre de 2024, en donde la energía Neta resulta de la diferencia de energía que entrega o vende la EPESF y la recibida o comprada por esta (empresa distribuidora de la provincia de Santa Fe).

Tabla 3 y 4. Balance neto con banco de baterías y de Energía consumida respecto de la EG vs. EN

Lado EPE (kW-h)			
Mes	E. Entregada (EE)	E. Recibida (ER)	EN (Neta) = EE-ER
Enero	72	118	-46
Febrero	126	148	-22
Marzo	124	140	-16
Abril	104	142	-38
Mayo	195	152	43
Junio	154	161	-7
Julio	285	218	67
Agosto	181	206	-25
Setiembre	104	174	-70
Octubre	107	206	-99
Noviembre	130	165	-35
Diciembre	116	169	-53

Lado Usuario (kW-h)		
E. Generada (E.G.)	E.N. (Neta)	E.Consumida (EC)
371	-46	325
326	-22	304
334	-16	318
279	-38	241
284	43	327
222	-7	215
358	67	425
337	-25	312
289	-70	219
453	-99	354
392	-35	357
469	-53	416

A continuación, se muestra la expresión (4) de la energía consumida por el usuario y en la tabla 4 la aplicación de esta expresión por cada mes.

$$\text{Energía Consumida} = EE + EG - ER = EG + EN \tag{4}$$

En la tabla 5 siguiente se observan los costos mensuales del consumo de energía sin contar con el programa ERA y contando con programa ERA y con banco de baterías más una columna en la tabla 6 que menciona el ahorro por tener el programa.

Tabla 5. Energía consumida y costo sin programa ERA vs.
Energía comprada con Programa ERA y su ahorro respectivamente con banco de baterías.

Mes	E.Cons (EC) kW-h	Sin Prog. ERA ($)	Energía a facturar kWh	Con Prog. ERA ($)	Ahorro ($)
Enero	325	18.348,71	72	2.985,62	15.363,10
Febrero	304	30.766,21	126	1.407,81	29.358,40
Marzo	318	38.788,46	124	2.441,96	36.346,50
Abril	241	32.845,82	104	3.195,64	29.650,18
Mayo	327	46.807,12	195	14.944,62	31.862,50
Junio	215	34.202,05	154	6.334,66	27.867,38
Julio	425	75.602,95	285	24.009,60	51.593,35
Agosto	312	53.347,13	181	7.264,16	46.082,97
Setiembre	219	36.967,97	104	1.400,36	35.567,62
Octubre	354	64.078,79	107	4.290,52	59.788,26
Noviembre	357	64.858,55	130	3.777,34	61.081,21
Diciembre	416	77.585,99	116	1.187,00	76.398,99
	Costo en $:	***574.199,75***	Costo en $:	*73.239,29*	*500.960,46*

En la figura 11 siguiente se muestra la gráfica de costos por mes a facturar SIN Programa ERA y con Programa ERA con sistema de banco de baterías (almacenamiento de energía, “backup”).

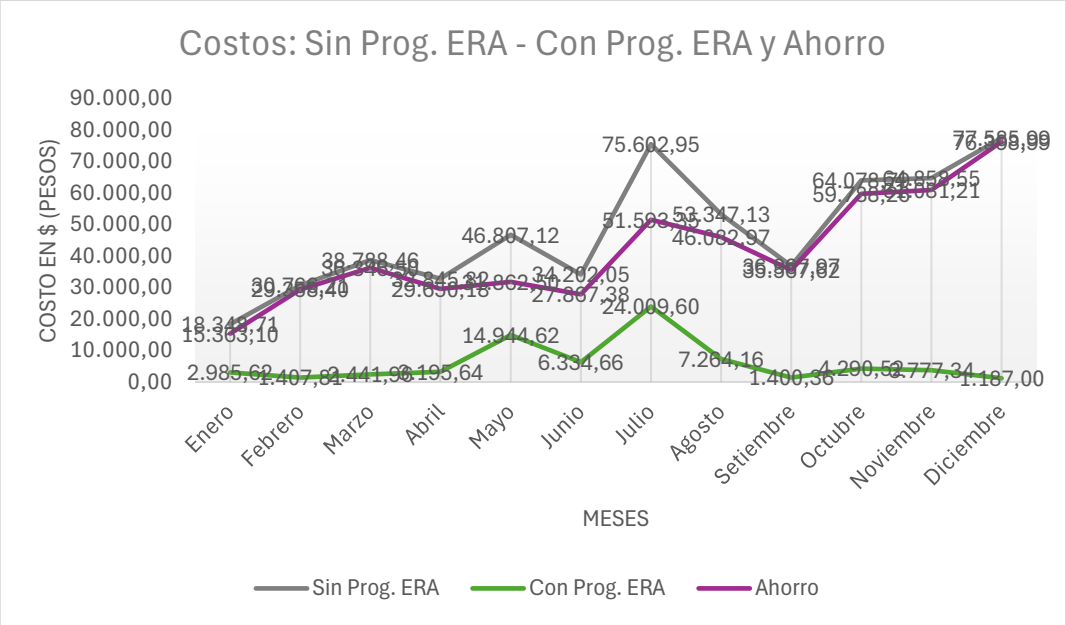


Figura 11. Gráfica de costos; sin contar con el programa ERA, con el programa ERA y de Ahorro con banco de baterías.

En la tabla 6 siguiente se analiza y se discrimina los valores por mes de energía generada por el Sistema fotovoltaico "E. Generada (E.G.)" en: "Energía Vendida" en kWh, "E. banco de bat. (40%)" que representa la energía extraída del banco de baterías, la de "Consumo directo del panel FV" que es la de alimentación directa desde los paneles FV a las cargas del hogar y la de "Autoconsumo" que resulta de la suma de las dos anteriores.

Hipótesis o consideración;
Si se programa el Sistema de Backup para extraer solo un 40% de energía máxima del banco de batería (como se mencionó), se tiene la siguiente disponibilidad de energía:

Energía extraída = 0.4 x 5,76kWh (total del banco) = 2,304kWh x día

Al mes sería; 2,304kWh x 30días = 69,12kWh;

Si se afecta por el rendimiento del banco en un 80% se tiene 55,3kWh, ya que según Rydh y Sandén (2005), la eficiencia de las baterías de plomo-ácido en sistemas fotovoltaicos varía entre 80% y 85%.

Perdida por rendimiento del inversor = 93%= 51,43kWh (surge del catálogo del fabricante), donde este valor final se aprecia en la tercera columna.

Tabla 6. Valores mensuales de energía Generada, discriminada entre la vendida y la de autoconsumo con sistema de banco de batería.

Mes	E. Generada (E.G.)	E. Vendida (kWh)	E. banco de bat. (40%)	Consumo directo del panel FV	Autoconsumo
Enero	371	118	51,4	201,6	253
Febrero	326	148	51,4	126,6	178
Marzo	334	140	51,4	142,6	194
Abril	279	142	51,4	85,6	137
Mayo	284	152	51,4	80,6	132
Junio	222	161	51,4	9,6	61
Julio	358	218	51,4	88,6	140
Agosto	337	206	51,4	79,6	131
Setiembre	289	174	51,4	63,6	115
Octubre	453	206	51,4	195,6	247
Noviembre	392	165	51,4	175,6	227
Diciembre	469	169	51,4	248,6	300

La gráfica de la figura 12 muestra las siguientes curvas: la curva “Consumo de Energía Activa” que representa la energía comprada, a “factura con programa ERA (Energía a facturar)” de la tabla 6, la curva de “Autoconsumo” que es la energía de autoconsumo de la tabla anterior y la curva de Energía consumida resultante para cada mes que resulta de la suma de las dos anteriores; energía activa y autoconsumo.

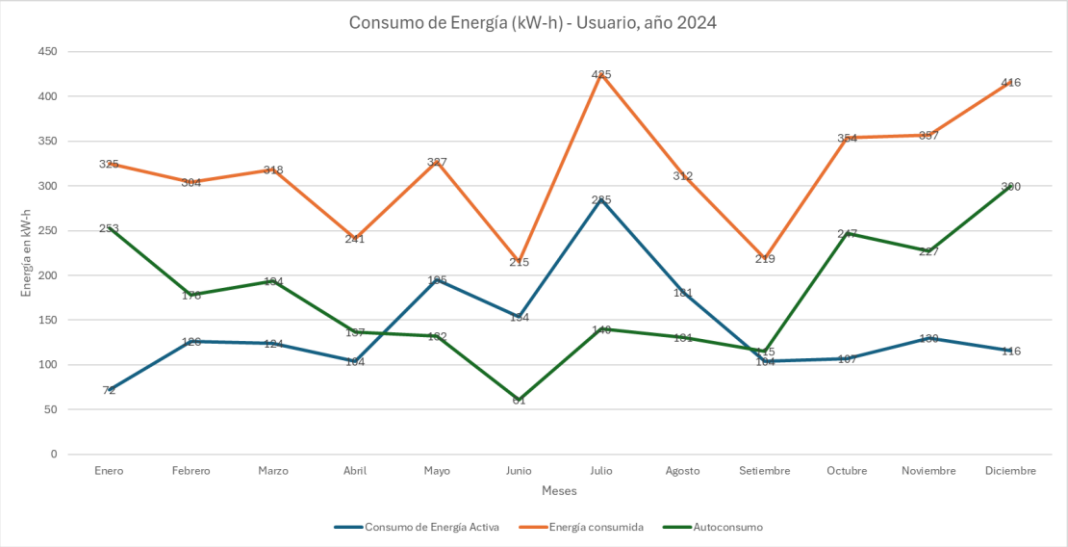


Figura 12. Gráfica de energía consumida, discriminada entre la de autoconsumo y la comprada a la EPESF con banco de batería.

A continuación, se presenta la tabla 7, la cual muestra (primera columna) la Energía vendida (kWh) a la red como excedente del sistema con banco de baterías, la segunda columna muestra el valor en $/kWh por cada mes según lo estipulado por la empresa distribuidora, en la cual se aprecia 3 cuadros o valores tarifarios ($/kWh: 26,02 – 53,08 – 78,14), y la última columna el monto a retribuir al usuario en $/mes y su total anual.

Tabla 7. Energía vendida a la red como excedente de la misma en el sistema con banco de baterías por cada mes (según tarifa) y el total anual.

Mes	E. Vendida = ER (kWh)	Fact. EPE $/kW-h	Venta ($)
Enero	118	26,02	3.070,36
Febrero	148	53,08	7.855,84
Marzo	140	53,08	7.431,20
Abril	142	53,08	7.537,36
Mayo	152	53,08	8.068,16
Junio	161	78,14	12.580,54
Julio	218	78,14	17.034,52
Agosto	206	78,14	16.096,69
Setiembre	174	78,14	13.596,36
Octubre	206	78,14	16.096,84
Noviembre	165	78,14	12.893,10
Diciembre	169	78,14	13.205,66
		Total venta en $:	***135.466,63***

2. Análisis de facturación con el programa ERA sin banco de batería.

En la figura 12 siguiente se observa el esquema conceptual de un sistema on-grid sin banco de baterías, donde en la misma se observa que la energía generada por el grupo generador fotovoltaico alimenta en forma directa a la carga (artefactos eléctricos) y de haber excedente se inyecta a la red, en los dos casos dicho paso o etapa es previamente transformada y gestionada por un inversor. Por último, al no poseer banco de almacenamiento de energía (baterías) se toma energía de la red ante un aumento del consumo en caso de que el conjunto de paneles FV no suplan dicho exceso de demanda de energía o en horas de poca o nula radiación solar.

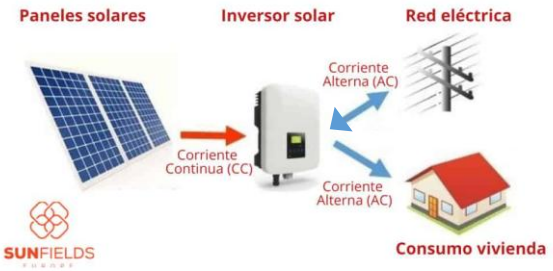


Figura 12. Esquema on-grid sin banco de baterías.

Para elaborar el estudio del caso sin banco de baterías se emplearon los datos del caso anterior, procediendo de la siguiente manera; en la tabla 8 siguiente, se detalla los valores de energía generada en; "E. vendida sin Backup" (igual que el caso anterior) y la de "Consumo dir. del panel FV" que corresponde a la de Autoconsumo y sin banco de batería, donde del valor de energía en kW-h vendida se obtiene de la suma de la energía vendida de la tabla 7 anterior (primera columna), la cual considera el valor de la fracción de energía que se vendió (detallada en Energía Recibida por EPE del usuario), más la que se demandaba del banco de baterías (51,43kWh) por lo que, si no se cuenta con un banco de baterías la energía almacenada pasaría a ser primero vendida a la EPESF y luego comprada por el residente a la empresa distribuidora.

Tabla 8. Energía generada; E. vendida sin Backup (sin banco de batería) y de consumo directo del panel FV.

Mes	E. Generada (E.G.)	E. vendida sin Backup	Consumo dir. del panel FV
Enero	371	169,3	201,6
Febrero	326	199,3	126,6
Marzo	334	191,3	142,6
Abril	279	193,3	85,6
Mayo	284	203,3	80,6
Junio	222	212,3	9,6
Julio	358	269,3	88,6
Agosto	337	257,3	79,6
Setiembre	289	225,3	63,6
Octubre	453	257,3	195,6
Noviembre	392	216,3	175,6
Diciembre	469	220,3	248,6

Autoconsumo

En la figura 13 siguiente se observa el mismo concepto que en la figura 12 que contempla el banco de baterías (sistema de *backup)*, donde la energía consumida es igual pero la diferencia radica en que varía la de autoconsumo, siendo esta menor por no contar con banco de baterías como en el caso anterior y donde solo toma la energía generada de manera directa por los paneles FV, a la vez la energía comprada es mayor por la misma razón técnica, es decir, por no contar con banco de batería para su uso en horas de poca o nula radiación solar.

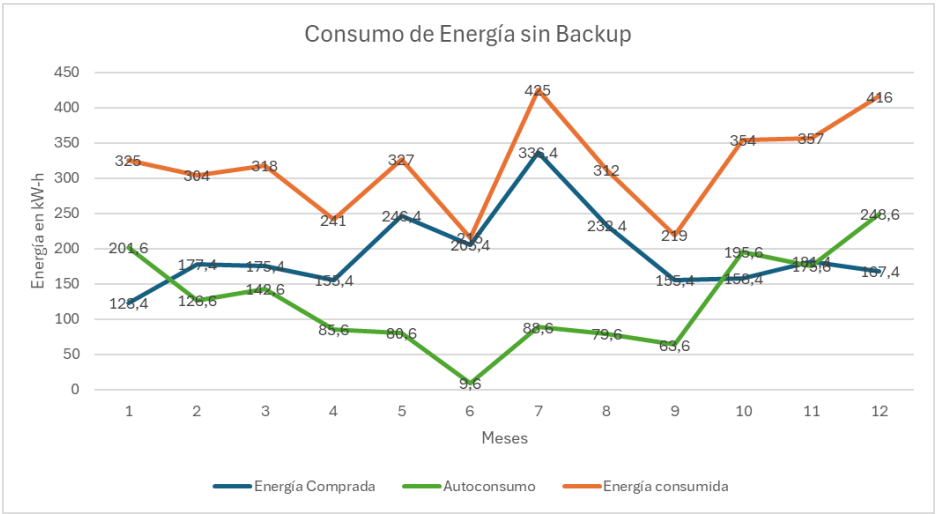


Figura 13. Gráfica de energía comprada, autoconsumo y energía consumida sin banco de baterías.

En la tabla 9 siguiente se analizó el nuevo caso para el cual se vendió más energía al no contar con almacenamiento de esta en un banco de baterías como en el primer caso de estudio.

Tabla 9. Energía vendida sin banco de baterías y su remuneración por parte de la EPESF en función a la tarifa estipulada por cada mes.

Mes	E. vendida sin Backup	Fact. EPE $/kW-h	A recibir ($)
Enero	169,3	26,02	4.405,19
Febrero	199,3	53,08	10.578,84
Marzo	191,3	53,08	10.154,20
Abril	193,3	53,08	10.260,36
Mayo	203,3	53,08	10.791,16
Junio	212,3	78,14	16.589,12
Julio	269,3	78,14	21.043,10
Agosto	257,3	78,14	20.105,42
Setiembre	225,3	78,14	17.604,94
Octubre	257,3	78,14	20.105,42
Noviembre	216,3	78,14	16.901,68
Diciembre	220,3	78,14	17.214,24
	Remuneración anual en $:		***175.753,70***

En la tabla 10 se observa ahora la comparación en facturación entre; no contar con el programa ERA y con contar con dicho programa, pero la energía comprada que se analiza ahora al no contar con sistema de banco de batería es la suma de la energía comprada del caso anterior (con banco de baterías) más la energía que se disponía en el banco de batería y que se contempló en un 40% de descarga diaria equivalente a 51,43kWh, según tamaño del banco de baterías especificado.

Tabla 10. Energía comprada sin Prog. ERA y con Prog. ERA y ahorro sin contar con banco de baterías.

Mes	E.Cons (EC) kW-h	Sin Prog. ERA ($)	Energía comprada	Con Prog. ERA ($)	Ahorro ($)
Enero	325	18.348,71	123,4	2.326,63	16.022,08
Febrero	304	30.766,21	177,4	754,00	30.012,21
Marzo	318	38.788,46	175,4	6.255,93	32.532,53
Abril	241	32.845,82	155,4	5.924,96	26.920,86
Mayo	327	46.807,12	246,4	19.210,84	27.596,28
Junio	215	34.202,05	205,4	10.229,52	23.972,53
Julio	425	75.602,95	336,4	28.923,50	46.679,45
Agosto	312	53.347,13	232,4	11.369,33	41.977,80
Setiembre	219	36.967,97	155,4	1.302,61	35.665,36
Octubre	354	64.078,79	158,4	1.478,96	62.599,83
Noviembre	357	64.858,55	181,4	7.443,90	57.414,65
Diciembre	416	77.585,99	167,4	4.373,82	73.212,17
	Costo en $:	***574.199,75***		***99.594,00***	474.605,75

En la figura 14 se observa las curvas de los valores mostrados en la tabla 10 por cada mes sin contar con el programa ERA y con dicho programa para el caso de no contar con banco de baterías.

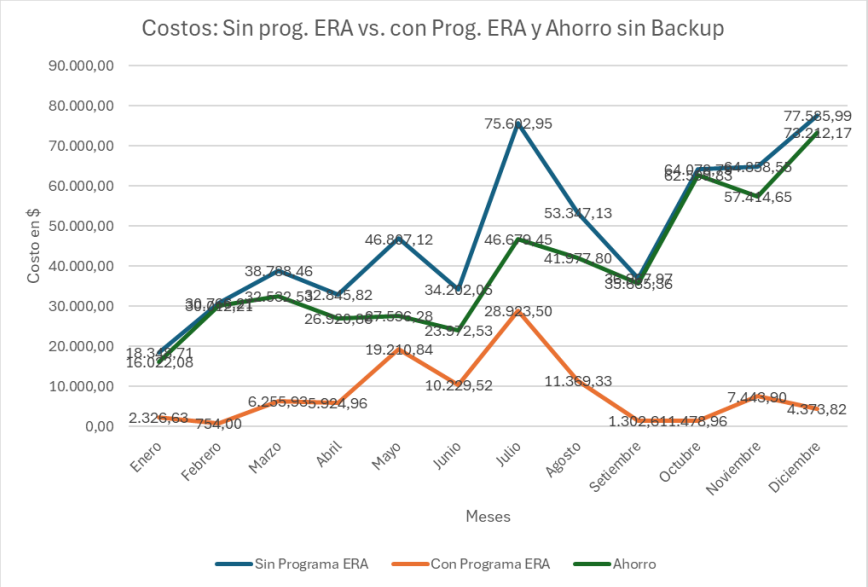


Figura 14. Gráfica de costos sin contar con el programa ERA, con el programa ERA y de Ahorro sin banco de baterías.

Discusión de resultados

Se puede apreciar en las Tablas 7 y 9, que muestran los valores de energía vendida por el usuario a la EPESF tanto mensual como anualmente, que para el caso con sistema de backup el valor total anual fue de $135.466,63, mientras que para el sistema sin backup fue de $175.753,70. Sin embargo, el ahorro indicado en la Tabla 5 para el sistema con banco de baterías fue de $500.960,46, frente a un ahorro de $474.605,75 sin banco de baterías, como se muestra en la Tabla 10.

De esta manera, se observa una diferencia de $40.287,07 a favor del sistema sin almacenamiento de energía en cuanto a energía vendida, ya que la energía no almacenada en el banco de baterías es inyectada a la red. No obstante, el ahorro anual total resulta mayor para el sistema con backup o banco de baterías ($500.960,46 frente a $474.605,75), con una diferencia de $26.354,71, equivalente a un 5,55 %.

Conclusiones

Si bien se observa una diferencia a favor del usuario en la energía vendida acumulada anualmente para el caso sin banco de baterías, equivalente a $40.287,07 respecto al sistema con banco de baterías, la diferencia en el ahorro total anual bajo el programa ERA resulta menor, siendo de $26.354,71 a favor del sistema con banco de baterías. Esto se debe a que el valor del kWh vendido a la red es inferior al valor del kWh adquirido, por lo que el almacenamiento en baterías no genera un impacto económico significativo en el ahorro total.

Por lo tanto, se concluye que la incorporación de un banco de baterías no representa una mejora apreciable en el valor de ahorro de energía bajo el programa ERA, especialmente al considerar el costo de adquisición y reposición de estas. En este estudio, el banco de baterías analizado está conformado por cuatro unidades INMALCA de 12 V y 120 Ah, cuya vida útil se estima entre 4 y 6 años bajo condiciones óptimas de funcionamiento.

Referencias

Berrada, A., & Loudiyi, K. (2016). Operational and economic performance of grid-connected photovoltaic systems with storage: A review. Energy Reports, 2, 247–260. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.10.003

Empresa Provincial de la Energía (EPE). (2024). Quiero ser usuario generador - Programa ERA. Recuperado de https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/quiero-ser-usuario-generador-

Gobierno de la Provincia de Santa Fe. (2024). Programa Energías Renovables para el Ambiente (ERA). Recuperado de https://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/237461

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. IRENA. Recuperado de https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-Costs-and-markets

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Applied Energy, 142, 80–94. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028

Rydh, C. J., & Sandén, B. A. (2005). Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. Energy Conversion and Management, 46(12-13), 1957–1979. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.10.003

Agradecimientos

A la gestión actual de la Facultad Regional Reconquista – UTN que me permite desempeñarme como docente/Investigador.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Evaluación energética de un colector solar híbrido térmico-fotovoltaico

Energy Assessment of a Hybrid Thermal-Photovoltaic Solar Collector

Hugo Daniel Zurlo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
hzurlo@gmail.com

María Florencia Zampar
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
zamparmariaflorencia@gmail.com

Gustavo Raúl Figueredo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
grfigueredo@gmail.com

Diego Martín Ferreyra
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, Argentina.
dferreyra@facultad.sanfrancisco.utn.edu.ar

Resumen
La creciente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y diversificar la matriz energética impulsa la adopción de tecnologías solares híbridas en el sector residencial. En este trabajo se evalúa experimentalmente el desempeño de un colector solar híbrido fotovoltaico-térmico (PVT) destinado a aplicaciones de agua caliente sanitaria (ACS) en la región Nordeste Argentino (NEA), caracterizada por alta radiación solar y baja cobertura de gas natural. Se comparó un panel PVT con un panel fotovoltaico convencional bajo distintas condiciones de caudal y radiación solar. Las mediciones incluyeron temperaturas de entrada y salida del agua, temperatura superficial del módulo, radiación solar y potencia eléctrica generada. Los resultados mostraron potencias térmicas entre 300 y 700 W, alcanzando valores máximos para un caudal de 69 L/h, con una temperatura media de salida de 39 °C. En cuanto al rendimiento eléctrico, el panel híbrido alcanzó una potencia máxima de 250 W (75 % de su potencia nominal), superando al panel fotovoltaico convencional (180 W, 67 %). Los ensayos evidencian un aprovechamiento más eficiente de la radiación solar mediante el uso de colectores PVT, con capacidad para generar simultáneamente energía térmica y eléctrica, constituyendo una alternativa tecnológica viable para mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo de energía convencional en el sector residencial.

Palabras clave: energía solar, colector híbrido, PVT, eficiencia térmica, eficiencia eléctrica

Abstract

The growing need to reduce greenhouse gas emissions and diversify the energy matrix is driving the adoption of hybrid solar technologies in the residential sector. This study presents an experimental evaluation of a photovoltaic–thermal (PVT) hybrid solar collector designed for domestic hot water (DHW) applications in the Northeastern region of Argentina (NEA), characterized by high solar radiation and limited natural gas infrastructure. The performance of a PVT collector was compared with that of a conventional photovoltaic panel under different flow rates and solar radiation conditions. Measurements included inlet and outlet water temperatures, module surface temperature, solar irradiance, and electrical power generation. Results showed thermal power outputs ranging from 300 to 700 W, with maximum values achieved at a flow rate of 69 L/h and an outlet water temperature of 39 °C. Electrically, the hybrid panel reached a peak power of 250 W (75 % of its nominal capacity), outperforming the conventional photovoltaic module (180 W, 67 %). These findings demonstrate that PVT systems enable a more efficient utilization of solar energy by producing both electricity and heat simultaneously, offering a promising technological alternative to enhance energy efficiency and reduce conventional energy consumption in the residential sector.

Keywords: solar energy, hybrid collector, PVT, energy efficiency, domestic hot water.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Introducción

La crisis energética global y la urgencia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado la transición hacia fuentes renovables y tecnologías más eficientes en el uso de la energía. En este contexto, el sector residencial desempeña un papel central, ya que concentra una proporción significativa del consumo final mundial y contribuye directamente a las emisiones asociadas [1].

En Argentina, el sector residencial representa aproximadamente el 26 % del consumo final de energía, con una fuerte dependencia del gas natural y de la electricidad para los usos domésticos [2]. Dentro de este sector, el calentamiento de agua para uso sanitario (ACS) constituye uno de los principales consumos energéticos, representando entre el 20 % y el 40 % de la demanda total según las condiciones climáticas y la disponibilidad de infraestructura [3], [4]. Esta situación genera presiones significativas sobre las redes de distribución de gas y electricidad, especialmente en regiones con baja cobertura de gas natural.

La región del Nordeste Argentino (NEA) presenta particularidades que agravan esta problemática. A pesar de disponer de una radiación solar promedio superior a 5 kWh/m²·día, su infraestructura energética muestra una escasa cobertura de gas natural y una alta dependencia de la electricidad para usos térmicos [5]. Ello provoca picos de demanda eléctrica en invierno y una mayor vulnerabilidad energética, lo que hace de la integración de tecnologías solares una prioridad para la sostenibilidad regional.

Los sistemas híbridos de energía solar representan una tecnología clave en la transición energética, al combinar la generación de electricidad y calor útil en una única unidad de captación [6]. Dentro de ellos, los colectores híbridos térmico-fotovoltaicos (PVT) permiten la conversión simultánea de la radiación solar en energía térmica y eléctrica, optimizando la superficie captadora y mejorando el rendimiento global del sistema [7].

La clasificación más general de los colectores PVT se basa en el fluido de trabajo utilizado para la extracción de calor. Los sistemas PVT-aire emplean aire como refrigerante, mientras que los sistemas PVT-líquido utilizan agua o mezclas anticongelantes. Estos últimos presentan ventajas termodinámicas por su mayor capacidad calorífica y conductividad térmica [9]. Dentro de los sistemas PVT-líquido, la geometría del absorbedor constituye el principal factor de diferenciación. Las configuraciones más comunes son los diseños de tipo “placa y tubo” (sheet-and-tube) y los de flujo en canal o película (channel/free-flow). En los primeros, el fluido circula por conductos discretos adheridos a la placa absorbedora, lo que implica una mayor resistencia térmica por contacto lineal, aunque permite diseños simples y robustos [9]. En cambio, los diseños de flujo en película eliminan los tubos discretos, favoreciendo un contacto superficial continuo entre el fluido y la capa fotovoltaica, reduciendo así la resistencia térmica y mejorando la transferencia de calor [10].

La presencia de cubierta (acristalada o no acristalada) también influye notablemente en el desempeño. Los colectores acristalados presentan mayor eficiencia térmica pero menor rendimiento eléctrico, debido a las pérdidas ópticas por reflexión y al aumento de la temperatura de las celdas [10].

Diversos estudios experimentales han demostrado la efectividad de estos principios de diseño. Alshibil et al. [11] evaluaron un módulo PVT enfriado por agua con serpentín de cobre adherido directamente a un módulo policristalino, observando una reducción de 13.3 °C en la temperatura de las celdas y un incremento de la eficiencia eléctrica de 6 % a 7.3 %, junto con una potencia térmica máxima de 310 W. De modo similar, Zondag et al. [12] analizaron un sistema PVT de tipo placa y tubo en los Países Bajos, concluyendo que el enfriamiento con agua mejora la eficiencia eléctrica y que las pérdidas ópticas por cubierta se compensan con las ganancias térmicas.

En este marco, los sistemas híbridos térmico-fotovoltaicos surgen como una alternativa tecnológica prometedora para el sector residencial argentino. El presente trabajo tiene por objetivo evaluar el desempeño energético de un colector solar híbrido PVT para aplicaciones residenciales en la región NEA, cuantificando su potencial de sustitución de energía convencional y su contribución a la eficiencia energética del sector.

Materiales y métodos

Para este trabajo se utilizaron dos paneles comerciales disponibles en el mercado argentino. En la siguiente tabla se detallan las características eléctricas y térmicas de los paneles ensayados.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Características Eléctricas	T-PV	PV
Potencia Nominal [W]	330	270
Tensión de circuito abierto [V]	45,64	38,4
Corrinte de cortocircuito [A]	9,33	9,06
Tensión a Potencia Nominal [V]	37,26	31,1
Corriente a Potencia Nominal [A]	8,86	8,69
Eficiencia del módulo [%]	16,97	16,6
Coeficiente de Temperatura Pmax [%/ºC]	-0,35	-0,41
Coeficiente de Temperatura Voc [%/ºC]	-0,27	-0,31
Coeficiente de Temperatura Isc [%/ºC]	0,048	0,05
Características Térmicas		
Potencia Térmica Nominal [W]	1085	
Area apertura [m2]	1,90	
Caudal [l/min]	20 - 24	
Pérdidas de flujo [mmH2O]	400 - 900	
Capacidad de fluido [l]	0,9	
Dimensiones [mm]	1960x992x41	
Peso [kg]	35	

El colector híbrido es un panel fotovoltaico normal que lleva adherida a la cara posterior de las celdas placas de aluminio que tienen embutido un canal donde encastra a presión el tubo de la serpentina por cuyo interior circula el agua, según se observa en las siguientes fotografías, como aislación térmica se utilizó 20mm de lana de vidrio y por debajo se cierra con una lámina plástica de 1 mm de espesor que esta sostenida por un perfil atornillado al marco del panel. En las figuras siguientes se pueden observar detalles del serpentín y la placa de aluminio que transporta el calor desde las celdas hacia el agua.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento



Detalle del serpentín



Serpentín adherido a la cara posterior del panel fotovoltaico

Los dos paneles fotovoltaicos están conectados a un microinversor que tiene dos entradas en corriente continua con seguimiento de punto de máxima potencia. El microinversor utilizado es de la marca Growatt NEO 1000M, con las siguientes características de entrada, tensión máx. DC 60 V, tensión de arranque 16 V, tensión nominal 16-60 V, rango de tensión MPPT (Maximum Power Point Tracking) 28-60 V, Nro. de MPPT 2, Nro. de PV module por MPPT 1, corriente máxima por MPPT 18 A, corriente de corto circuito máxima por MPPT 23 A. Como salida tiene una potencia nominal de 1000 W, potencia aparente de 1000 VA, tensión nominal de 230 V, frecuencia de 50 Hz y corriente de salida de 4,35 A. Tiene integrado un adquisidor de datos y un multímetro que mide la potencia, tensión y corriente continua en la alimentación que proviene de los paneles fotovoltaicos, simultáneamente mide en la salida de corriente alterna, la potencia, frecuencia, tensión y corriente, además de la temperatura de operación del inversor. Todas estas variables son trasmitidas por Wi-Fi e internet a un servidor externo donde quedan almacenadas con un periodo de 300 s mientras haya generación de energía solar. La potencia se mide con una resolución de 5 dígitos y una apreciación de 0,05 W, el fabricante no informa datos acerca del error o exactitud de las mediciones. Estos datos se descargan desde la nube con una frecuencia diaria. La energía eléctrica generada se inyecta directamente a la instalación del usuario, en este caso una dependencia de una universidad.

El agua que ingresa al colector proviene de un tanque de polietileno de color negro de 500L de capacidad que mantiene su nivel constante mediante una válvula comandada por nivel comercialmente conocida como “flotante para tanque”. EL

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

nivel del agua en el tanque de alimentación se encuentra 2,0 m por encima de la arista inferior del colector. El agua que sale del colector se almacena en un tanque inferior para usos varios. Es oportuno aclarar que no se recircula el agua por el colector.

En las instalaciones de colectores solares la circulación forzada de bajo caudal comprende entre 10 y 20 L/(h.m2) y las de alto caudal entre 40 y 60 L/(h.m2), la información técnica a la que se pudo acceder dice 24 L/min con una pérdida de carga de 900 mm de columna de agua, lo que resulta en 760 L/(h.m2) valor muy grande. El tubo del serpentín tiene un diámetro de 9,5 mm.

Para determinar el caudal de agua que circula por el serpentín se cronometró el tiempo correspondiente al llenado de una probeta de 500cc.

Con un periodo de 300 s se miden y registran las temperaturas de entrada y salida de agua al colector y la temperatura de la superficie superior del panel fotovoltaico en una esquina cercana al ingreso del agua, para esto se utilizan termocuplas y un adquisidor de datos Novus Fieldlogger.

Simultáneamente se registran cada 900 s las variables del tiempo, como ser temperatura, humedad relativa, radiación solar sobre superficie horizontal y velocidad del viento mediante una estación meteorológica Davis Vantage pro. También se utilizó una cámara termográfica FLUKE TIS55 para registrar las temperaturas en toda la superficie del panel fotovoltaico.

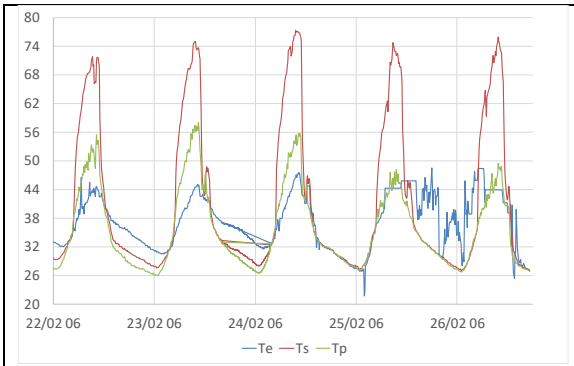
En función del estado del tiempo y la disponibilidad de personal se seleccionan lapsos de tiempo determinados para analizar detenidamente el comportamiento térmico del colector híbrido.

Una vez elegido un lapso de tiempo, generalmente de 2hs de duración, se calculan los promedios de las temperaturas y se registra el caudal como cociente entre el volumen acumulado durante un periodo de tiempo que generalmente es 60 s. A partir de estas variables se calcula la variación de entalpía del agua en la unidad de tiempo, lo que constituye la potencia térmica aportada a agua, según la siguiente ecuación:

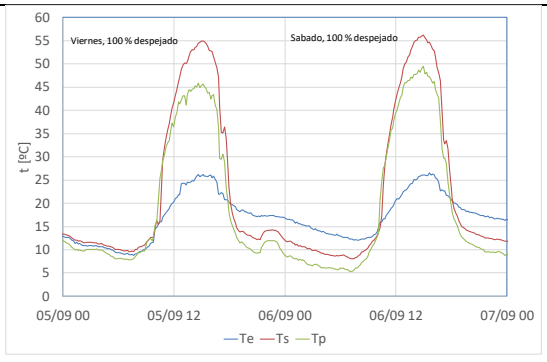
$$\Delta \dot{H} = \frac{\dot{m}.Cp.\left(\overline{ts} - \overline{te}\right)}{\Delta \tau} \qquad \text{Ec. 1}$$

Resultados y discusión

En las figuras siguiente se pueden observar las evoluciones de las temperaturas del agua a la entrada del serpentín y a la salida, además de la temperatura en un punto de la cara anterior del panel fotovoltaico para un intervalo de tiempo de 5 días de febrero y 2 días de septiembre. Para los días de febrero se ensayó con un caudal de 9,1 L/h y para los de septiembre 8,6 L/h. Durante febrero se observan temperaturas de salida del agua superiores a 70 ºC para temperaturas de entrada de 44 ºC mientras que para septiembre son de 55ºC y 25ºC respectivamente.



Temperatura del agua a la entrada, salida y de la placa, para días de febrero (caudal 9,1 L/h).

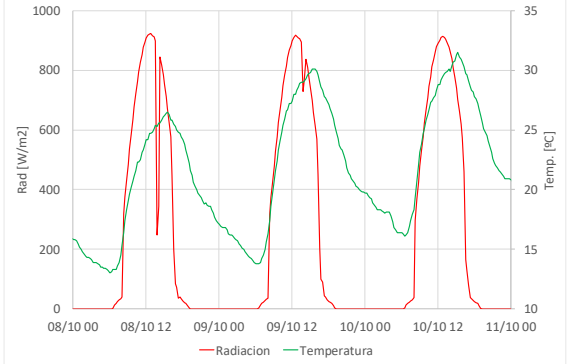


Temperatura del agua a la entrada, salida y de la placa, para días de septiembre (caudal 8,6 L/h).

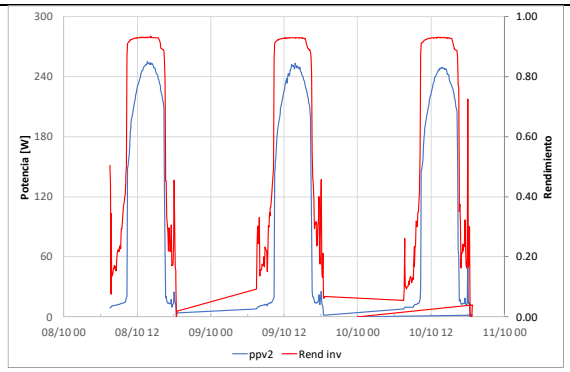
AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Temperatura del agua a la entrada, salida y de la placa, para días de febrero (caudal 9,1 L/h). Temperatura del agua a la entrada, salida y de la placa, para días de septiembre (caudal 8,6 L/h).

En las figuras siguientes se observa la radiación sobre superficie horizontal y la temperatura ambiente para 3 días de octubre junto con la potencia eléctrica en corriente continua y el rendimiento del inversor. Se observa que para una radiación máxima de aproximadamente 900 W/m2 y temperatura ambiente cercana a 30ºC se alcanza una potencia de 250W y con un rendimiento del inversor superior al 90%.



Radiación sobre plano horizontal y temperatura para un día de ensayo.



Potencia eléctrica en CC del panel y rendimiento del inversor

Radiación sobre plano horizontal y temperatura para un día de ensayo. Potencia eléctrica en CC del panel y rendimiento del inversor

Durante los ensayos las temperaturas variaban a causa del cambio en la radiación solar, temperatura ambiente y viento, entre otras causas. Para condensar esos parámetros se seleccionaron lapsos de tiempo y se hicieron los promedios de las temperaturas, de entrada, salida y de un punto del panel. El caudal se mantuvo constante durante todo el día de ensayo. En función del caudal, la temperatura de entrada y de salida se calculó la energía aportada al agua según la Ec. 1, la que partida por el lapso de tiempo da la potencia térmica media. Estos datos para distintos días de ensayo se exponen en la tabla siguiente, en la que se observan potencias térmicas entre 300W y 600W.

Dia	Inicio	Final	Caudal L/h	Te_m	Ts_m	Tp_m	Energía (kJ)	Pot_med (W)
10/03/2025	14:00	16:00	9.14	32.1	59.8	48.3	2120	294
11/03/2025	14:00	16:00	30	34.9	50.4	61.7	3903	542
12/03/2025	14:00	16:00	30	35.8	53.2	65.7	4362	606
13/03/2025	14:00	16:00	30	29.4	38.4	45.4	2271	315
15/03/2025	14:00	16:00	8.3	40.3	71.1	56.7	2138	297
16/03/2025	14:00	16:00	8.3	40.8	71.8	57.0	2154	299
19/03/2025	14:00	16:00	8.3	44.5	75.5	59.4	2159	300
01/07/2025	14:00	16:00	17	17.6	42.7	37.4	3572	496
02/07/2025	14:00	16:00	17	17.5	44.2	39.4	3792	527
06/09/2025	14:00	16:00	8.6	25.9	55.1	47.9	2102	292
09/09/2025	14:00	16:00	11	29.4	62.2	52.9	3017	419

Durante un ensayo la Tp_m registrada difiere de la Temperatura media de placa debido a que el sensor de temperatura utilizado para registrarla está ubicado en un ángulo del panel solar, a fin de evitar el sombreado de las celdas FV (imagen termográfica 1335 y 1338).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

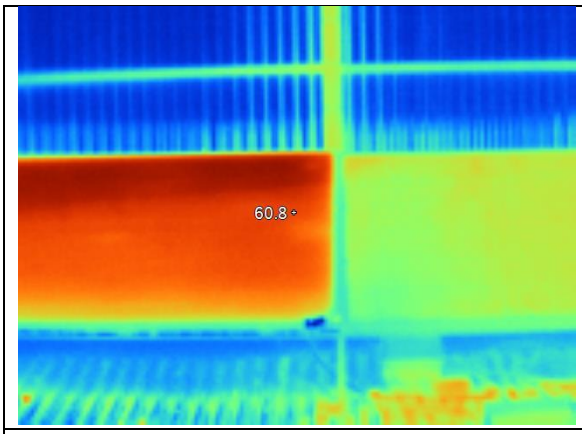


Imagen IR001335.

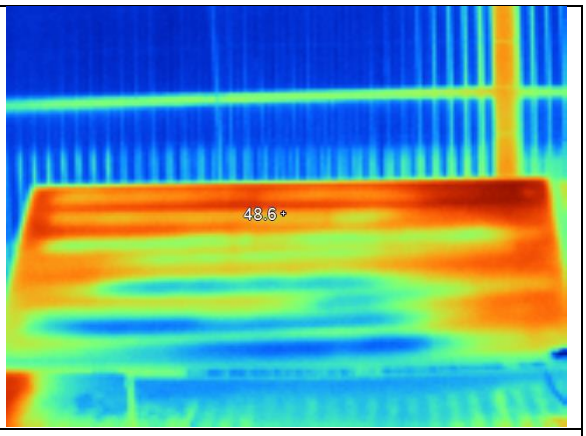


Imagen IR001338

El caudal de agua que circula por el serpentín es relevante en varios aspectos, en el rendimiento eléctrico del panel fotovoltaico y en el rendimiento térmico para calentar agua. En general al aumentar el caudal para otras condiciones constantes disminuye la temperatura del panel. Ambos rendimientos se incrementan cuando se incrementa el caudal, el rendimiento eléctrico porque las celdas generan más energía a más baja temperatura y el térmico porque las pérdidas de calor hacia el ambiente se reducen cuando se reduce la diferencia de temperatura entre la placa y el ambiente. Sin embargo, al incrementar el caudal disminuye la temperatura de salida del agua y por ende su exergía o calor útil y aumenta la pérdida de carga hidráulica junto con la potencia de bombeo necesaria.

Información técnica "informal" menciona caudales de 0,4 kg/s para una potencia térmica de 1085W lo que implica una diferencia de temperatura entre la entrada y salida de tan solo 0,06ºC. Este último valor se nos hace prácticamente imposible de medir con los sensores que disponemos, en consecuencia, no se efectuaron ensayos con caudales tan elevados.

Se ensayó el colector hibrido con caudales de hasta 0,019 kg/s con los que se podrían obtener diferencias de temperaturas superiores a 10ºC.

En la tabla siguiente se exponen los valores medios para los periodos indicados, del caudal, temperatura del agua a la entrada y salida, temperatura de la placa, energía y potencia medias, para un caudal de 0.015 kg/s; se observa una potencia térmica máxima de 642W para el periodo de 15 a 16hs con una temperatura de salida del agua de 31.3ºC.

Dia	Inicio	Final	Caudal L/h	Te_m	Ts_m	Tp_m	Energía (kJ)	Pot_med (W)
21/10/2025	*10:00*	*11:00*	*54*	*24.9*	*28.7*	*38.2*	*870*	*242*
21/10/2025	*11:00*	*12:00*	*54*	*26.0*	*33.6*	*45.7*	*1718*	*477*
21/10/2025	*12:00*	*13:00*	*54*	*27.4*	*36.4*	*50.5*	*2049*	*569*
21/10/2025	*13:00*	*14:00*	*54*	*28.6*	*38.4*	*53.6*	*2223*	*617*
21/10/2025	*14:00*	*15:00*	*54*	*30.1*	*40.0*	*55.0*	*2238*	*622*
21/10/2025	*15:00*	*16:00*	*54*	*31.3*	*41.5*	*54.4*	*2309*	*642*
21/10/2025	*16:00*	*17:00*	*54*	*32.8*	*38.0*	*42.3*	*1175*	*327*
21/10/2025	*17:00*	*18:00*	*54*	*33.2*	*35.5*	*35.4*	*516*	*143*
21/10/2025	*13:00*	*16:00*	*54*	*30.0*	*40.0*	*54.3*	*6770*	*627*

Para un caudal de 0.019 kg/s los valores homólogos de la tabla anterior se exponen en la siguiente. Se observa un incremento de potencia térmica, alcanzando los 687W entre las 15 y 16hs para una temperatura de salida del agua de 33.3ºC.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Dia	Inicio	Final	Caudal L/h	Te_m	Ts_m	Tp_m	Energía (kJ)	Pot_med (W)
22/10/2025	10:00	11:00	69	26.2	29.7	40.6	1030	286
22/10/2025	11:00	12:00	69	27.5	33.9	47.8	1868	519
22/10/2025	12:00	13:00	69	28.7	36.6	53.4	2263	628
22/10/2025	13:00	14:00	69	30.1	38.7	56.6	2494	693
22/10/2025	14:00	15:00	69	31.8	40.3	58.7	2460	683
22/10/2025	15:00	16:00	69	33.3	41.8	56.7	2474	687
22/10/2025	16:00	17:00	69	35.2	39.5	45.1	1237	344
22/10/2025	17:00	18:00	69	36.0	38.0	38.4	597	166
22/10/2025	13:00	16:00	69	31.7	40.3	57.4	7428	688

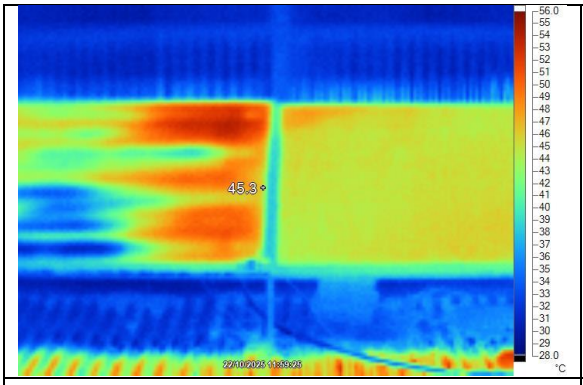
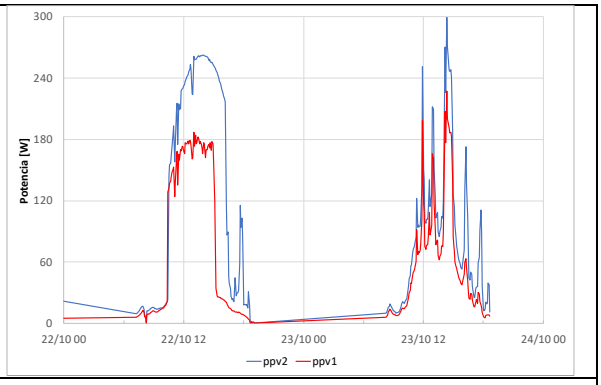


Imagen termografica del panel hibrido (izq) y del convencional (der.) par el 22/10/25 a las 12hs.



Potencia eléctrica en CC del panel hibrido ppv2 y del panel convencional ppv1

Imagen termografica del panel hibrido (izq) y del convencional (der.) par el 22/10/25 a las 12hs. Potencia eléctrica en CC del panel hibrido ppv2 y del panel convencional ppv1

Conclusiones

Las mayores potencias térmicas se registraron durante los ensayos realizados en octubre, con caudales de 69 L/h. Para una temperatura media del agua de entrada de 30 °C, se obtuvo una temperatura de salida de 39 °C, alcanzando una potencia térmica media de aproximadamente 700 W, equivalente al 65 % de la potencia térmica nominal (1085 W).

El desempeño eléctrico del colector híbrido mostró una potencia máxima de 250 W (75 % de su potencia nominal), mientras que el panel fotovoltaico estándar alcanzó 180 W (67 %), bajo iguales condiciones.

Estos resultados evidencian un mejor aprovechamiento global de la radiación solar por parte del panel híbrido PVT, tanto térmica como eléctricamente, demostrando su potencial para generación simultánea de electricidad y agua caliente sanitaria en viviendas.

Se proyecta evaluar el rendimiento exergético del sistema, considerando que la energía eléctrica posee un contenido exergético superior al de la energía térmica.

Referencias bibliográficas

[1] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2023*, Paris: IEA, 2023.

[2] U.S. Energy Information Administration (EIA), *Country Analysis Brief: Argentina*, Washington D.C.: EIA, Oct. 2024.

[3] L. E. Juanicó, “Energy efficiency in residential water heating in Argentina,” *Energy and Buildings*, vol. 174, pp. 164–175, 2018.

[4] Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), *Diagnóstico del consumo energético residencial y usos finales en Argentina*, Buenos Aires, 2021.

[5] Inter-American Development Bank (IDB), *Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande: Informe de Evaluación Ambiental y Social*, Washington D.C., 2022.

[6] A. K. Tiwari and M. S. Sodha, “A comprehensive review of photovoltaic–thermal (PVT) systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 177, 2023.

[7] A. Herez, S. El Chaar, and N. El Zein, “Review on photovoltaic/thermal hybrid solar collectors: Classifications, applications and new systems,” *Solar Energy*, vol. 207, pp. 1321–1345, 2020.

[8] H. A. Zondag, “Flat-plate PV–thermal collectors and systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 4, pp. 891–959, 2008.

[9] N. A. Rosli, M. F. M. Said, and M. Y. Othman, “Progress on flat-plate water-based photovoltaic thermal (PVT) system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 558–575, 2014.

[10] H. A. Zondag, D. W. de Vries, W. G. van Helden, R. J. C. van Zolingen, and A. A. van Steenhoven, “The yield of different combined PV–thermal collector designs,” *Solar Energy*, vol. 74, no. 3, pp. 253–269, 2003.

[11] F. Alshibil, M. Farkas, and M. Al-Shammari, “Performance assessment of direct-contact serpentine-tube based photovoltaic thermal module: An experimental comparison,” *Energy Reports*, vol. 11, 2024.

[12] H. A. Zondag, D. W. de Vries, W. G. van Helden, R. J. C. van Zolingen, and A. A. van Steenhoven, “Thermal and electrical yield of a PV–thermal collector,” *Solar Energy*, vol. 72, no. 2, pp. 113–128, 2002.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Método de cálculo de autoconsumo con generacion solar fotovoltaica aplicada. Caso: Industria maderera en la provincia de Entre Ríos.

Calculation method for self-consumption with solar photovoltaic generation applied. Case: wood industry in the province of Entre Ríos.

Facundo Cuestas
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas (LEA), Argentina.
facundocuestas@frp.utn.edu.ar

Marcos Benito
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas (LEA), Argentina.
marcosbenito@frp.utn.edu.ar

Esteban Sian
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas (LEA), Argentina.
estebansian@alu.frp.utn.edu.ar

Sergio Burgos
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Departamento de Ingeniería Electrónica, Argentina.
sergioburgos@frp.utn.edu.ar

Resumen

En este trabajo es presentado el desarrollo de un método de cálculo para determinar el autoconsumo de energía generada por una planta solar fotovoltaica en una industria maderera del departamento Federación, provincia de Entre Ríos. Fueron evaluadas tanto la matriz de demanda energética de la industria como, en paralelo, las matrices de generación correspondientes a una instalación fotovoltaica. Dichas matrices fueron utilizadas para calcular la superposición entre demanda y generación, siendo obtenidos así datos de energía autoconsumida, energía inyectada a la red y su impacto en la facturación. La facilidad de utilización fue demostrada por la herramienta desarrollada y la obtención de resultados sencillos de interpretar fue permitida por la misma, siendo constituida una base sólida para el desarrollo futuro de una aplicación masiva por la cual sea facilitado el estudio preliminar de factibilidad de instalaciones fotovoltaicas.

Palabras clave: demanda de energía, generación distribuida, solar fotovoltaica.

Abstract

This paper presents the development of a calculation tool to determine the self-consumption of energy generated by a solar photovoltaic plant in a timber industry in the department of Federación, province of Entre Ríos. The industry's energy demand matrix was evaluated, as were the generation matrices corresponding to a photovoltaic installation configured with different combinations of angles of inclination with respect to the horizontal plane and different peak powers of the generator. These matrices were used to calculate the overlap between demand and generation, thus obtaining data on self-consumed energy, energy injected into the grid, and its impact on the utility bill. The tool developed proved to be easy to use

and provided results that were easy to interpret, constituting a solid basis for the future development of mass application that facilitate the preliminary feasibility study of photovoltaic installations in a reliable manner.

Keywords: energy demand, distributed generation, solar photovoltaic.

Introducción

La Ley provincial N° 10.933: "Ley de energía eléctrica sostenible" fue promulgada en la provincia de Entre Ríos en el año 2021. En la misma, la adhesión de la provincia al régimen de generación de energía distribuida de la Ley Nacional N° 27.424 es planteada en su artículo N° 28. Además, nuevas condiciones para la generación de energía eléctrica de fuentes renovables para autoconsumo e inyección de excedentes son creadas por dicha normativa.

En el marco de esta reglamentación, el proyecto de investigación: "Ley de energía eléctrica sustentable de la provincia de Entre Ríos: factibilidad de aplicación de energía solar fotovoltaica en cada una de sus nuevas modalidades" fue llevado adelante en el Laboratorio de Energías Alternativas de la UTN Facultad Regional Paraná. En este proyecto fue trabajado, el estudio de la factibilidad de instalaciones fotovoltaicas en los principales rubros de demanda.

Las curvas de demanda fueron obtenidas a través de un convenio con Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima (ENERSA) y Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE) (EPRE, audiencias; 2022) del mercado provincial. Mediante el procesamiento de estos datos, las curvas de demanda fueron obtenidas, clasificadas y agrupadas por tipo de sistema productivo o comercial. Las correspondientes a la industria maderera fueron utilizadas para el presente trabajo, las cuales cuentan con una buena homogeneidad de las muestras dentro de la misma categoría productiva. Estas curvas son mensualizadas, con datos de potencia cada 15 minutos. Su potencia es específica, es decir kW/kWcontratados, por lo permite escalar la potencia de la curva de carga con multiplicar este dato por la potencia contratada del establecimiento a evaluar.

En base a esto, el foco será puesto en los porcentajes de autoconsumo resultantes de un procedimiento de cálculo, el cual será aplicado a la industria del proceso de la madera. Tomando como base su perfil de carga promedio normalizado. La obtención del porcentaje de autoconsumo es establecida como el principal objetivo de este trabajo, dejado un método de cálculo útil para cualquier tipo de perfil de carga, para que los análisis pertinentes del impacto de la generación solar que sean realizados posteriormente.

Materiales y métodos

Partiendo de la información obtenida en la base de datos de curvas de carga, esta herramienta se inicia ingresando una matriz de 12 curvas de carga diarias mensualizadas, compuestas por datos cada 15 minutos (12 x 96), a la que denominaremos Matriz de Carga (MC1) (Ver Figura 1). Esta matriz de carga es específica y presenta valores adimensionales (con pico unitario), los cuales se multiplican posteriormente por la potencia contratada de la planta, convirtiendo así la matriz en una Matriz de Cargas Escalada (MC2) (Ec. 1).

$$MC2\,[kW] = MC1 \times PC\,[kW] \quad (1)$$

Las curvas de generación se obtienen mediante una herramienta de simulación programada con un script en Python, que representa curvas de generación diarias segmentadas también en intervalos de 15 minutos (Hämmerly et al., 2024). Estos valores son específicos en kWh/kWp.

La Matriz de Generación Fotovoltaica (MG) (Ec. 2) se escala inicialmente considerando la potencia contratada (50kW para el ejemplo desarrollado posteriormente), generando MG1, y se subdivide en incrementos de 10 kWp (MG1, MG2, MG3, etc.) hasta alcanzar el valor de la potencia contratada (50kW). Los elementos que componen tales matrices son de **valor negativo** desde el punto de vista del medidor. Cada potencia se evalúa en tres ángulos de inclinación distintos: 10°, 15° y 25° (MG10a, MG10b, MG10c, MG15a, MG15b, etc.). Dichos ángulos se adoptaron en principio por la inclinación típica de cubiertas en aserraderos, y 25º para estructuras estándar sobre suelo.

$$MG_{n-esima}[kW] = MG1 \times (PC[kW] - \Delta PC[kW]) \quad (2)$$

Donde:

$$\Delta PC: 10[kW]$$

El siguiente paso consiste en el cálculo de la Matriz Neta Optimizada (MNO) (Ec. 3), integrando la generación solar y el perfil de carga para determinar la energía autoconsumida (Ec. 4), inyectada (Ec. 5) o demandada, las cuales a su vez se clasifican por franjas horarias de punta (18:00-23:00hs), valle (23:00-5:00hs) y resto (5:00-18:00hs), para el posterior análisis económico. Si el perfil resultante cumple con el autoconsumo deseado, se introduce al simulador de facturación para calcular el ahorro económico en función de los cuadros tarifarios de la distribuidora, realizando un escalado progresivo de la matriz de generación (MG1, MG2, MG3). Entendemos por energía autoconsumida como la energía generada por la instalación FV que abastece a la carga del establecimiento sin considerar la componente excedente de inyección. El cálculo de la matriz de Energía Autoconsumida (EAC) resulta de la diferencia de la matriz de carga escalada (MC2) y la neta (MNO) multiplicada por un cuarto de hora (15min) que es el tiempo que transcurre entre mediciones. Del resultado de esta operación se consideran solo los valores positivos porque de esta manera filtramos los valores de mayor generación respecto al de carga, evitando considerar a la energía inyectada como autoconsumida. Por lo tanto, la matriz de inyección (EIN) resulta de tomar los valores negativos del anterior cálculo.

$$MNO[kW] = MC2[kW] - MG_{n-esima}\ [kW] \quad (3)$$

$$E_{AC}[kWh] = (MC2[kW] - MNO[kW]) \times \frac{1}{4}[h]\ tomando\ solo\ los\ valores\ positivos\ de\ MC2 - MNO \quad (4)$$

$$E_{IN}[kWh] = (MC2[kW] - MNO[kW]) \times \frac{1}{4}[h]\ tomando\ solo\ los\ valores\ negativos\ de\ MC2 - MNO \quad (5)$$

Finalmente, el procedimiento muestra el porcentaje de ahorro económico alcanzado por el usuario, considerando tanto la demanda cubierta por energía solar como la optimización frente a las tarifas convencionales.

Este enfoque permite una evaluación del autoconsumo y del impacto financiero de la implementación fotovoltaica, siendo adaptable a distintos escenarios tarifarios y perfiles de consumo. En este estudio desarrollado, se evalúa una tarifa T3 en baja

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

tensión basada en el cuadro tarifario de la provincia de Entre Ríos. En el diagrama de flujo de la Figura 1 resume el procedimiento cálculo.

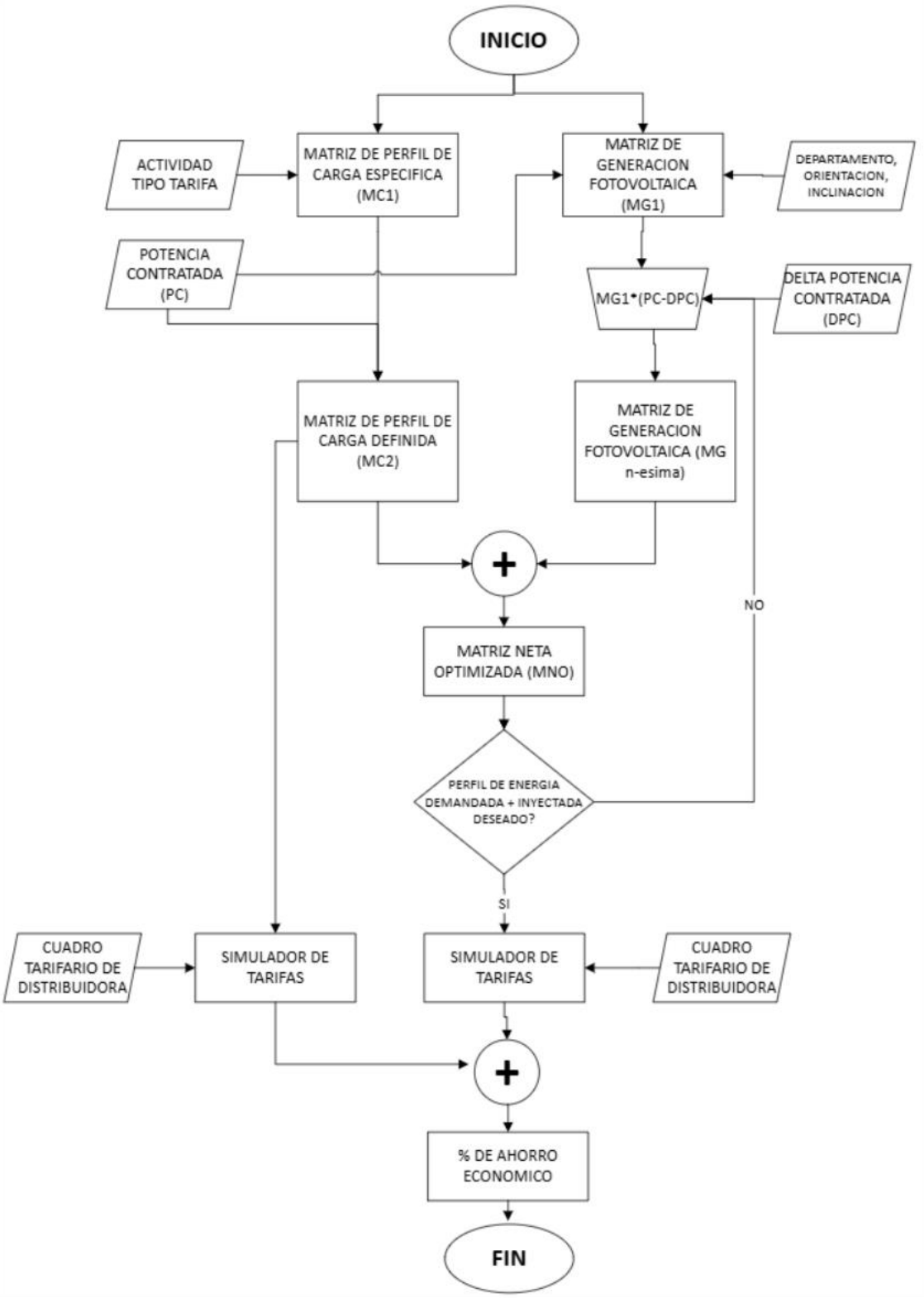


Figura 1. Procedimiento de cálculo de la herramienta.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Resultados y discusión

En las siguientes figuras y tablas serán analizados los resultados obtenidos mediante esta herramienta de cálculo. En la Figura 2 se visualiza el resultado obtenido por el simulador de energía solar fotovoltaica para el mes de enero, considerando el departamento de Federación de la provincia de Entre Ríos, con tres inclinaciones del ángulo diferentes 10 grados, 15 grados y 25 grados para una instalación de 50kWp de potencia.

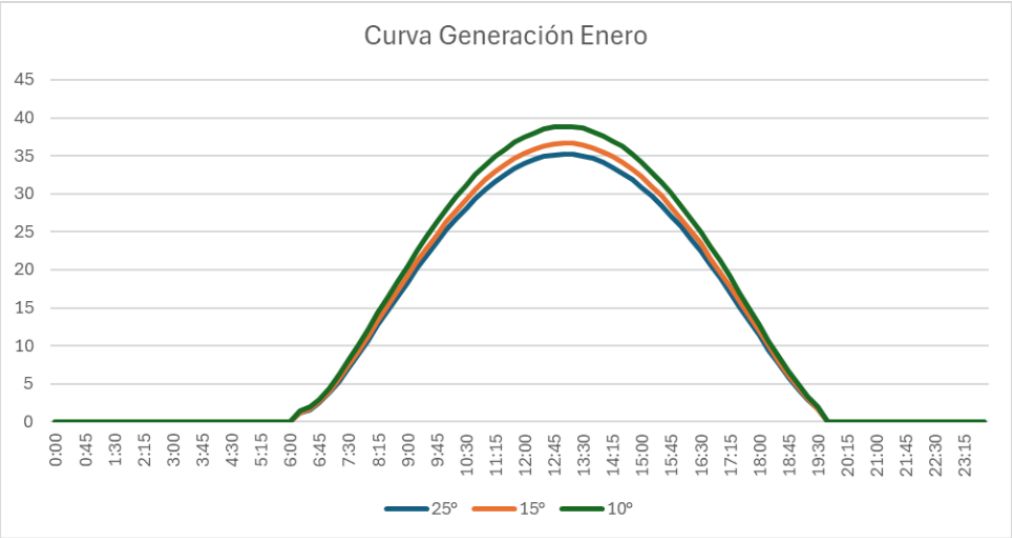


Figura 2. Generación de energía solar fotovoltaica mes de enero 50kWp

Una ejemplificación comparativa en el mes de enero es representada en esta curva, facilitando una interpretación clara y eficiente de la influencia de la inclinación del generador con respecto al plano horizontal, en las potencias generadas. En esta figura es observable que, a menor ángulo del plano inclinado de incidencia de los módulos, aumenta la potencia pico en enero. De todas maneras, la mayor energía generada anualmente es a 25 grados de inclinación. El pico de potencia generado por el simulador es de 35kW en corriente alterna, el cual es afectado por todas las ineficiencias del sistema. Dentro de las cuestiones que afectan al valor obtenido del simulador FV se encuentra en consideración días nublados los cuales impactan directamente en el valor máximo obtenido en las curvas.

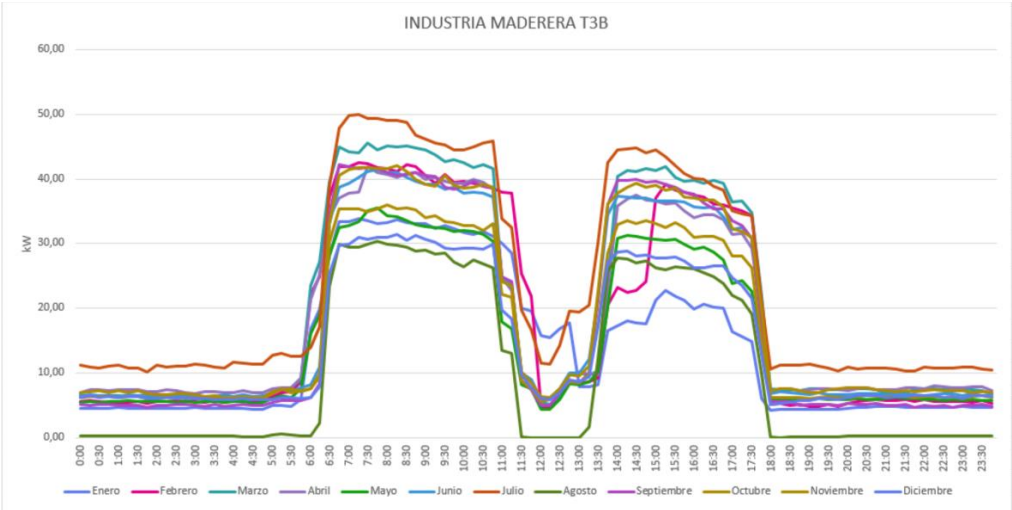


Figura 3. Curvas de carga de potencia industria maderera 50kW potencia.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

En la Figura 3, puede apreciarse la curva de carga de potencia en kW de un modelo tipo de industria maderera de la provincia de Entre Ríos. Igualmente, con las curvas de cada mes, en las cuales un marcado ciclo de dos turnos en donde hay un brusco descenso de la demanda en horario central del día es notado. Los cálculos de autoconsumo en los que se superponen las matrices de generación y de demanda se realizaron a partir de este modelo.

En la Figura 4 el efecto de la superposición de ambas matrices (Ec. 3) es observado mediante el cual 12 curvas de demanda a la distribuidora (MNO) son obtenidas. En dicha gráfica, los excedentes de generación de potencia inyectada a la red eléctrica son representados por valores negativos (Ec. 5). La potencia de la planta fotovoltaica es de 50kWp con una inclinación de 25° con respecto al plano horizontal.

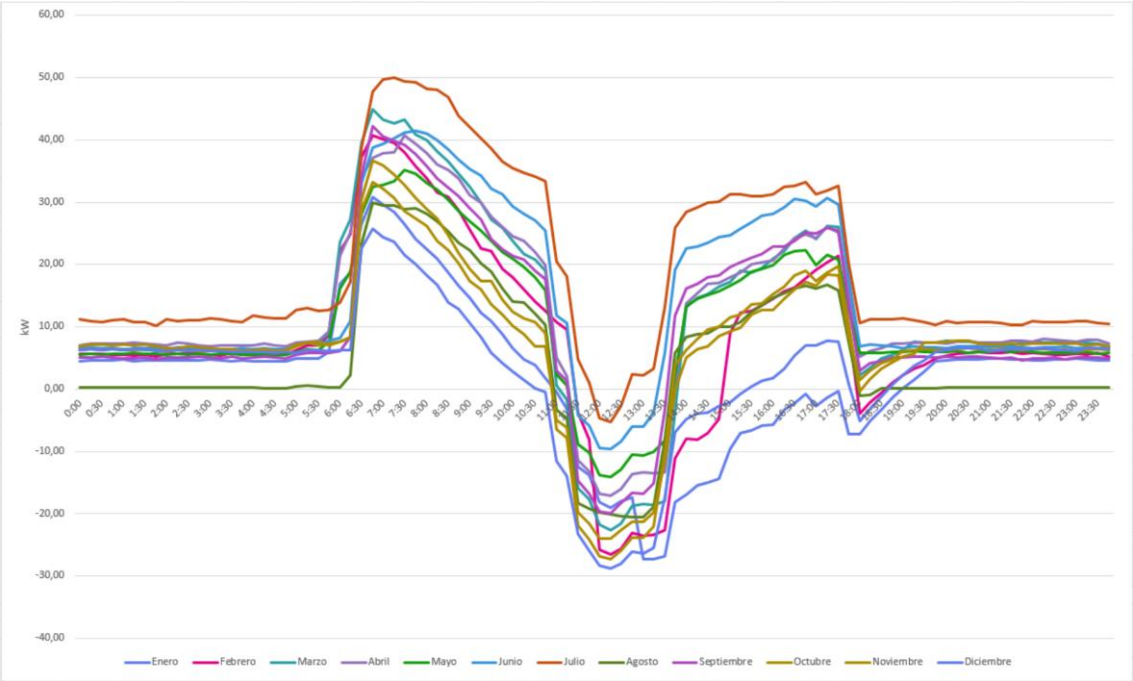


Figura 4. Curva de demanda de energía a la distribuidora con sistema FV con conexión a red.

Esta gráfica deja ver con facilidad que una potencia pico de la instalación fotovoltaica equivalente a la potencia contrata genera una gran cantidad de inyección de excedentes y no produce un gran ahorro en los extremos de la campana de demanda. Llegando a tener picos de inyección de 28kW de potencia en corriente alterna.

Las siguientes tablas permitirán ver los resultados de la superposición de las matrices de generación de energía a distintas potencias pico, con un ángulo de inclinación de 25 grados del generador fotovoltaico.

La Tabla 1 muestra los resultados de la energía autoconsumida (Ec. 4), es decir, la energía que abastece a la carga, proveniente del generador fotovoltaico y no es comprada a la distribuidora de energía. Esto resalta como el mayor impacto del autoconsumo se produce en el rango del horario "resto", que según resolución de la Secretaría de Energía es de 5 a 18hs. Los valores están expresados en kWh y al aumentar la potencia del generador fotovoltaico es observable que no produce un impacto proporcional en el autoconsumo. De los valores se encuentra que el 98% de la energía autoconsumida está en el rango de Resto y un 2% en el rango del horario valle.

Tabla 1. Autoconsumo por franja horaria [kWh]

kWp	Franja	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
10	Punta	66,8	44,7	22,9	6,3	0,0	0,0	0,0	1,2	7,9	17,6	35,6	58,3
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	1691,5	1317,4	1242,6	928,2	716,9	562,4	637,7	586,4	1052,5	1380,2	1560,9	1697,6
20	Punta	130,9	89,3	45,7	12,6	0,0	0,0	0,0	1,2	15,9	35,2	71,3	116,5
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	3242,0	2413,2	2306,1	1793,5	1376,1	1120,4	1275,3	1157,7	1962,8	2515,4	2857,4	3061,3
30	Punta	168,0	131,8	68,6	18,9	0,0	0,0	0,0	1,2	23,8	52,9	106,9	166,6
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	4517,9	3441,2	3165,6	2440,3	1893,7	1621,4	1913,0	1729,0	2717,9	3532,1	4027,2	4310,5
40	Punta	189,1	159,2	91,5	25,2	0,0	0,0	0,0	1,2	31,8	70,5	142,6	197,4
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	5404,0	4386,1	4025,1	3059,3	2354,7	2035,7	2524,0	2260,3	3473,0	4499,8	5154,7	5450,3
50	Punta	202,7	176,3	114,4	31,5	0,0	0,0	0,0	1,2	39,7	88,1	175,6	217,6
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	6005,5	5138,5	4843,5	3678,2	2815,7	2412,8	3089,1	2746,6	4203,5	5388,6	6182,4	6385,4

En la Tabla 2, los valores de la Tabla 1 están expresados en porcentajes de la energía que se autoconsume, con respecto a la energía total demandada por la carga. Es decir, cuanto aporta la energía solar fotovoltaica a las instalaciones industriales, en tiempo real, al momento que se produce la demanda. Esta tabla permite analizar el impacto de la generación fotovoltaica por rango horario y por mes al año. Estos valores se verán reflejados de manera directa en ahorro de compra a la distribuidora. Observando que, en un promedio anual, la energía ahorrada por autoconsumo es de 13,7% con 10kWp, 25,7% con 20kWp, 36,2% con 30kWp, 45,2% con 40kWp y 53,1% con 50kWp. Se destaca que no se encuentra una proporción entre el aumento de la instalación fotovoltaica y el porcentaje de ahorro de energía demandada a la distribuidora. Esto no es el impacto económico en la factura, ya que solo se analiza la demanda de energía, y la tarifa en este esquema T3B, se compone por potencia contratada y demanda de energía.

Tabla 2. Autoconsumo / Carga [%]

kWp	Franja	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
10	Punta	9,4	5,9	2,0	0,6	0,0	0,0	0,0	3,6	1,0	1,8	3,2	6,2
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	19,2	12,4	9,8	8,4	7,6	5,1	4,5	7,8	9,4	13,7	13,8	19,3
20	Punta	18,4	11,8	4,0	1,1	0,0	0,0	0,0	3,6	2,1	3,6	6,5	12,3
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	36,7	22,7	18,3	16,2	14,6	10,1	9,0	15,4	17,5	25,0	25,3	34,8
30	Punta	23,6	17,4	6,0	1,7	0,0	0,0	0,0	3,6	3,1	5,4	9,7	17,6
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	51,2	32,4	25,1	22,1	20,1	14,7	13,5	23,0	24,2	35,1	35,6	49,0
40	Punta	26,6	20,9	8,0	2,2	0,0	0,0	0,0	3,6	4,1	7,2	13,0	20,9
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	61,2	41,2	31,9	27,7	25,0	18,4	17,8	30,1	30,9	44,7	45,6	61,9
50	Punta	28,5	23,2	10,0	2,8	0,0	0,0%	0,0	3,6	5,2	9,0	16,0	23,1
	Valle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Resto	68,0	48,3	38,3	33,3	29,9	21,8	21,8	36,6	37,4	53,6	54,6	72,5

En la Tabla 3 detalla el porcentaje de energía autoconsumida, es decir, la energía generada que alimenta de manera directa a la carga. Los valores menores a 100% representa momentos en que la energía excedente es inyectada a la red eléctrica. En la tabla el aumento de la potencia del generador fovotoltaico, es inversamente proporcional al porcentaje de energía autoconsumida, indicando que aumenta la energía inyectada a la red.

Tabla 3. Autoconsumo / Generación [%]

kWp	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
10	100,0	98,5	99,8	100,0	100,0	100,0	100,0	71,5	100,0	99,8	99,6	99,2
20	95,9	90,5	92,7	96,6	96,0	99,6	100,0	70,5	93,3	91,1	91,4	89,7
30	88,8	86,1	85,0	87,7	88,0	96,1	100,0	70,1	86,2	85,3	86,0	84,3
40	79,5	82,2	81,2	82,5	82,1	90,5	99,0	68,8	82,6	81,6	82,6	79,7
50	70,6	76,9	78,2	79,4	78,6	85,8	96,9	66,8	80,0	78,2	79,3	74,6

La Tabla 4 brinda el dato inverso a la Tabla 3, es el porcentaje de la energía generada por la instalación solar fotovoltaica es inyectada a la red. Al incrementar la potencia de la instalación solar, incrementa la energía eléctrica inyectada a la red de acuerdo con lo observado en la tabla. Esto indica que una instalación de potencia pico de solar fotovoltaica a la de igual valor a la potencia nominal, produciría una inyección de energía a la red del 21,2% de su generación promedio anual.

Tabla 4. Energía inyectada / Generada [%]

kWp	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
10	0,0	1,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	28,5	0,0	0,2	0,4	0,8
20	4,1	9,5	7,3	3,4	4,0	0,4	0,0	29,5	6,7	8,9	8,6	10,3
30	11,2	13,9	15,0	12,3	12,0	3,9	0,0	29,9	13,8	14,7	14,0	15,7
40	20,5	17,8	18,8	17,5	17,9	9,5	1,0	31,2	17,4	18,4	17,4	20,3
50	29,4	23,1	21,8	20,6	21,4	14,2	3,1	33,2	20,0	21,8	20,7	25,4

La Tabla 5 resume el ahorro en el costo de la factura de servicio eléctrico, en función de los cinco tamaños de potencia pico instalada en generación fotovoltaica para apreciar comparativamente la reducción del costo. Particularmente se utilizan los datos para una instalación con paneles inclinados a 25º. Los cálculos corresponden a la etapa final del procedimiento mostrado en la Figura 1, donde el simulador de facturas nos da los resultados económicos de las diversas instalaciones estimadas, y finalmente eligiendo la que tenga valores óptimos, mostrando los resultados de la Figura 5.

Tabla 5. Ahorro por autoconsumo – Instalación inclinada 25º [%]

kWp	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
10	6,7	4,9	4,1	3,4	2,7	1,9	1,9	2,5	3,7	5,0	5,4	6,6	4,0
20	12,9	8,9	7,7	6,5	5,2	3,9	3,8	5,0	6,9	9,1	10,0	12,0	7,6
30	18,0	12,8	10,5	8,8	7,1	5,6	5,7	7,4	9,6	12,9	14,1	16,8	10,7
40	21,4	16,2	13,4	11,1	8,8	7,0	7,5	9,7	12,3	16,4	18,1	21,2	13,5
50	23,8	19,0	16,2	13,3	10,6	8,3	9,2	11,8	14,8	19,6	21,7	24,8	16,0

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

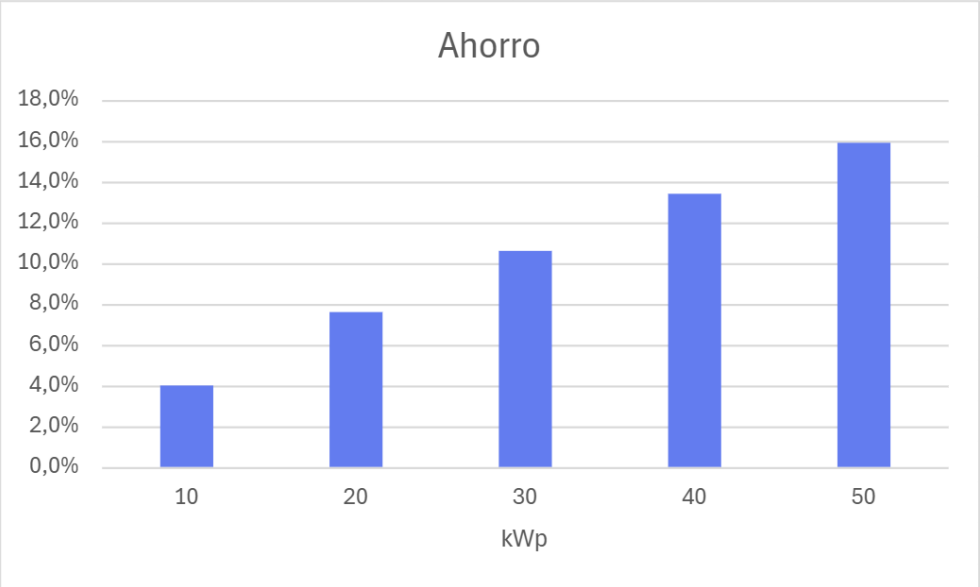


Figura 5. Curva de demanda de energía a la distribuidora con sistema FV con conexión a red.

Conclusiones

Fue permitida por este trabajo la obtención de una herramienta funcional y de fácil ejecución para la realización de análisis rápidos de factibilidad en instalaciones solares fotovoltaicas. Debido a que el porcentaje de autoconsumo es analizado con un fraccionamiento de 15 minutos durante todo el año, es logrado un nivel de precisión muy superior a las herramientas tradicionales.

Es destacado que este análisis numérico es basado en un caso de la industria maderera de la provincia de Entre Ríos, departamento Federación, con una potencia contratada de 50kW y perteneciente al segmento tarifario T3 de baja tensión. Por lo tanto, la validez de los resultados es limitada únicamente a este caso particular.

La replicabilidad de resultados es considerada una gran ventaja de esta herramienta, ya que solo es requerida una matriz de datos de demanda segmentada cada 15 minutos. El resto de los datos necesarios, como potencia y ubicación, pueden ser obtenidos de la factura del servicio eléctrico del establecimiento.

Como siguiente instancia, será buscado el avance en la programación de un software integrado a un sitio web, para que el acceso a un análisis primario de factibilidad sea dado de manera rápida.

Debido al incremento de medidores inteligentes, estos datos son obtenidos con gran facilidad en la actualidad; por ello, este insumo clave para la certeza de los resultados es de hecho cada vez más accesible. Por otro lado, la ampliación de la base de datos de demandas industriales será buscada mediante un convenio con la distribuidora. Con esto, sería permitida la generación de una mayor variedad de curvas de carga para su análisis.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Referencias bibliográficas

Denegri, M. (2016). Estimación de la irradiación global horaria en una superficie inclinada y con diferentes orientaciones en Luján. Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente. ISSN 2314-1433.

ENERSA. (2024). Responsabilidad fiscal. [Archivo PDF]. https://energiadeentreriossa.sharepoint.com/:b:/s/enersaweb/ESEx6cCDj1pAgMJ4TJRwrmIBbcebML6Y6F0TNBE gu2-5oA?e=RlsLHU

Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE). (2022). Audiencias. Revisión de tarifa integral. [Archivo PDF]. https://epre.gov.ar/audiencia/RTI%20Enersa.pdf

Guzman, C. A. (2017). Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares según los materiales utilizados y los componentes tóxicos generados [Tesis de grado, Fundación Universidad América]. Bogotá, Colombia.

Hämmerly, M. (2024). Herramienta Informática de Acceso Libre para Cálculo de Generación de Energía Solar Fotovoltaica Horaria. Laboratorio de Energías Alternativas, UTN FRP.

Ley Nº 10.933. Energía Eléctrica Sostenible. Boletín Oficial de la Provincia de Entre Ríos, Argentina, 15 de noviembre de 2021.

Ley Nº 27.424. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Boletín Oficial de la República Argentina, 27 de diciembre de 2017.

Secretaría de Energía de la Nación. (2019). Guía de recurso solar. ISBN 978-987-47110-0-7.

Sian, E. (2025). Análisis de Perfiles de Consumo Eléctrico en Actividades Productivas. Laboratorio de Energías Alternativas, UTN FRP.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Banco de emulación de turbina eólica de baja potencia aplicado a generación distribuida

Low-power wind turbine emulator for distributed generation applications

Norberto Scarone
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
nscarone@frn.utn.edu.ar

Nicolas Zúñiga
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
zcn95@outlook.es

Ruben Bufanio
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
rbufanio@frn.utn.edu.ar

Gustavo Monte
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
gmonte@frn.utn.edu.ar

Damián Marasco
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
damian.n.marasco@gmail.com

Ariel Agnello
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
aagnello@frn.utn.edu.ar

Ricardo Thomas
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
ricardoft93@hotmail.com

Matías Burgos
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén, Neuquén, Argentina.
matiasburgos_96@hotmail.com

Resumen

Este trabajo muestra los resultados de la aplicación del desarrollo de un emulador de turbina eólica de baja potencia de eje horizontal en generación distribuida. Lo implementado permite emular las variables de desempeño principales de un rotor de palas, de manera que tanto el torque como velocidad de giro impuestos al generador eléctrico, se asemejen a los que un rotor real desarrolla, reduciendo sensiblemente los tiempos de prueba de los sistemas eléctricos de conversión. Se detalla, el proceso de diseño e implementación de su control, las pruebas realizadas y los resultados obtenidos. Se comienza por los conceptos asociados al modelado computacional, luego los principales del hardware y software de control, la interfaz de usuario y sus características. Posteriormente, los detalles de la construcción del prototipo experimental, la obtención y análisis de resultados, y su validación. Se destacan los beneficios potenciales que puede aportar en el ámbito académico como en la industria.

Palabras clave: Emulador, Energía Eólica, Baja Potencia, Control

Abstract

This paper presents the results of developing and applying a low-power horizontal-axis wind turbine emulator for distributed generation. The implemented can reproduce the main performance variables of a real-bladed rotor, so that both the torque and rotational speed applied to the electrical generator, closely resemble those of an actual turbine, significantly reducing the testing time of electrical conversion systems. This work presents the complete methodology, from concept to validation. It begins by outlining the computational model developed to meet the system's specifications. Subsequently, it details the design of the control hardware and software, including the user interface and its functionalities. The construction of the experimental prototype is then described, followed by a comprehensive analysis of the results obtained and comparations for validate the emulator's performance. Finally, the paper discusses the potential benefits of the proposed system for both academic research and industrial applications.

Keywords: wind turbine emulator; distributed generation; low-power system, control

Introducción

Como se indica en (Zúñiga et al., 2023, y Bufanio et al., 2024), dadas las especificaciones de un sistema de conversión de la energía eólica del viento, de sus siglas en inglés (WECS – del inglés, Sistema de Conversión de la Energía Eólica), el análisis de su desempeño suele ser muy costoso y llevar considerable tiempo. Las experiencias transitadas en los últimos años, (Bufanio et al., 2022; Bufanio et al., 2019), ratifican la necesidad del desarrollo de un banco de ensayos que permita emular las variables de desempeño principales de un rotor de palas, de manera que tanto el torque como velocidad de giro impuestos al generador eléctrico, para el rango de velocidades de viento especificadas, sean lo más acordes a aquellos obtenidos a través de pruebas en túnel de viento o de campo. Esta posibilidad brinda en principio la ventaja de poder probar el prototipo del sistema de conversión eléctrico sin la necesidad de tener que desarrollar o adquirir un sistema de palas, mecánica completa, torre, montajes, acondicionamientos del lugar, y esperar el tiempo necesario para que se cumplan las condiciones de viento para su ensayo, o tener que recurrir a un túnel de viento, lo cual en una primera etapa de validar especificaciones de desempeño de simulaciones computacionales puede incurrir en elevados costos de implementación y evaluaciones. Por lo tanto, a través de la estandarización de un banco de ensayos del sistema de conversión de la energía eólica de baja potencia, nos permitirá evaluar al sistema completo de conversión de la energía cinética del viento en eléctrica (WECS), conformado por el generador eléctrico, prototipos electrónicos o del tipo comerciales de electrónica de potencia y su control (Bufanio et al., 2022). Por otro lado, tratando que su funcionalidad brinde flexibilidad en el cambio de las variables de salida aerodinámicas de un rotor de palas, y propicie la mejor adopción según desempeños obtenidos entre sistema aerodinámico/mecánico y el eléctrico.

Para alcanzar los objetivos, implicó un estudio bibliográfico que va de lo general a lo particular de este trabajo. Por lo tanto, se comienza analizando las recomendaciones de seguridad y diseño que se determinan para aerogeneradores de baja potencia, y por otro lado los fundamentos tecnológicos que la rigen. Aquí se utilizan dos referencias, la (Wood, 2011) que trata dichos fundamentos, y la (IEC-61400-2 Ed.3. 2013) como la normativa que regula las condiciones de diseño y seguridad. Luego, con el objetivo de comprender los conceptos que establecen las pautas para las especificaciones de evaluación y ensayo, la (Enevoldsen, 2015) que brinda detalles de documentación y certificación para con un generador eólico de baja potencia. Así mismo para poder incursionar en el control de potencia, la (Refan y Hangan 2012; Liu y Janajreh, 2012) brindan conceptos aerodinámicos, opciones de mejora y validación de la teoría de (BEM – Teoría del Elemento de Pala). En los tratados (Burton et al., 2011; Schaffarczyk, 2014; Hansen, 2015), se encuentran los conceptos fundamentales sobre las características y comportamientos estacionarios y dinámicos de los rotores de palas que permiten un mejor entendimiento de las condiciones a emular. Posteriormente se estudian métodos de ensayo de aerogeneradores de baja potencia que utilizan banco de emulación (WTE – del inglés Emulador de Turbina Eólica) destinados a la generación distribuida. Por ejemplo la (Jiawei, 2012), detalla un análisis, y demuestra experimentalmente la necesidad de aplicar un algoritmo al sistema de emulación que tenga en cuenta la dinámica de la turbina eólica en lugar de solo la estática, demostrando que con el tratamiento estacionario no se logra visualizar adecuadamente los transitorios reales debido principalmente a la diferencia en los momentos de inercia que se obtienen con un controlador de frecuencia/velocidad y máquina de inducción o sincrónica, mucho menores, respecto al de una turbina eólica real. En (Phlearn y Yuttana, 3013; Bufanio et al. 2019) se simulan a través de Simulink/Matlab el comportamiento estático y dinámico de un WECS, en la primera sin desarrollar la parte de conversión y

control eléctrico y en la segunda con detalle de dicho esquema y su control inyectando energía a la red trifásica de baja tensión. En (Devbratta y Jiang, 2017) se ha diseñado, construido y evaluado un emulador físico de aerogenerador WTE en un entorno de microrred, con el objetivo principal de investigar la integración y control de coordinación de los sistemas de energía eólica en dicho esquema. Luego (Weijie et al., 2017) investiga y da solución a la problemática de que la inercia de los WTE sea mucho menor que la de los sistemas físicos reales, aportando un esquema de compensación de inercia que replica el comportamiento mecánico "lento" de las turbinas eólicas. Por otro lado, en (Ohyama y Nakashima, 2010) se presenta un emulador de aerogenerador utilizando un algoritmo basado en BEM, la propuesta se basa en un control sobre máquina de inducción, que permite emular un diseño de aerogenerador sin tener que fabricarlo, permitiendo ensayarlo para condiciones arbitrarias de velocidad y perfil del viento. En (Tammaruckwattana y Ohyama, 2013), como aplicación del emulador, se propone y valida experimentalmente a través de un WTE, una solución a la problemática de sobretensión y velocidad de giro en que podría incurrir un aerogenerador (PMSG – del inglés Generador Sincrónico a Imanes Permanentes) de baja potencia y velocidad variable, cuando es conectado a la red eléctrica. Para lo cual, se implementa y valida, con un emulador el sistema de conversión en tres modos de operación, según diferentes regiones de trabajo y en función de la velocidad del viento.

Este trabajo, a diferencia de los planteados, intenta lograr una mejor prestación del WTE a través de un esquema “modular”, con vista de su aplicación a entornos académicos y a la ampliación de sus capacidades. Se proponen mejoras en el sistema de control, hardware y software, con modificaciones en el manejo de los niveles de consigna, aplicación de los rangos del torque y velocidades reales, y con una interfaz de usuario mejorada. En función de lo cual se organiza de la siguiente manera, en la sección 2 se brinda un breve repaso de los conceptos principales del comportamiento estático y dinámico que deben emularse de una turbina eólica, luego en la sección 3 el modelado y simulación computacional del WTE en vínculo con la red eléctrica. La sección 4, con sus subsecciones, trata los avances aplicados al desarrollo experimental del emulador de turbina eólica de baja potencia aplicado a generación distribuida, luego en la sección 5 la verificación y evaluación de resultados. Por último, en la sección 6 las conclusiones.

Comportamiento estático y dinámico de la turbina eólica a emular

Para poder garantizar el buen desempeño del emulador es esencial conocer el comportamiento estático y dinámico de la turbina eólica. El comportamiento estático o estacionario se refleja a través de las condiciones de equilibrio, definidas en las especificaciones de desempeño, entre las curvas de torque aerodinámico paramétricas según las velocidades de viento y la electromagnética, respecto ambas de la velocidad de giro de la máquina. En la Figura 1, se grafica una de ellas utilizadas durante el desarrollo de este trabajo.

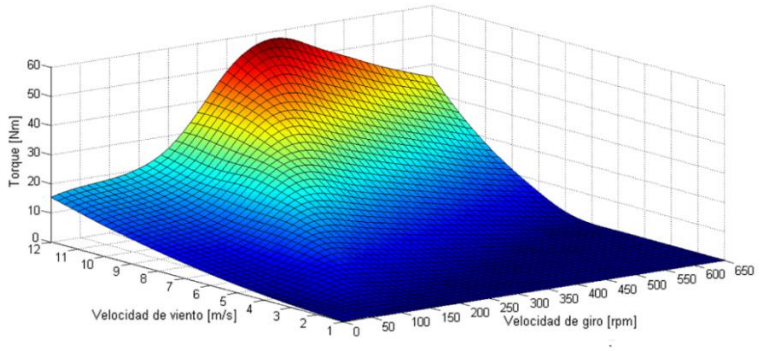


Figura 1. Características de torque para un rotor de perfil NACA 4412.

Las características aerodinámicas del rotor de una turbina pueden ser estudiadas empleando métodos físicos o numéricos, (Sirignano, 2013; Enevoldsen, 2015). Por otro lado, es posible conocida la geometría del o los perfiles alares a lo largo de la envergadura de la pala, aplicar la teoría de BEM, que se basa en una geometría 2D (dos dimensiones) de los diversos perfiles, (Burton et al., 2011). Este método, es el utilizado en este trabajo para obtener las características del rotor de la turbina eólica,

dado que, en forma simplificada, pero eficaz, brinda las características aerodinámicas necesarias para un estudio de desempeño del rotor de palas sin la necesidad de poseerlas físicamente. Se observa además que es el ampliamente utilizado en aplicaciones industriales para predicción del comportamiento de un rotor, (Schaffarczyk, 2014). Por otro lado, si bien se trata de una aproximación al comportamiento de una turbina eólica real, se ha demostrado que los resultados de este método se encuentran dentro de un rango aceptable de exactitud, (Refan y Hangan, 2012). Aunque la teoría de la variación de la cantidad de movimiento del elemento de pala permite establecer el comportamiento de una turbina en términos de torque y velocidad de giro, al implementar el banco de ensayo de emulación propuesto, Figura 2, es necesario considerar las diferencias entre el sistema mecánico de una turbina real y el sistema motor-generador implementado para su emulación, en especial por lo distinto de los momentos de inercia que se imponen entre ambos.

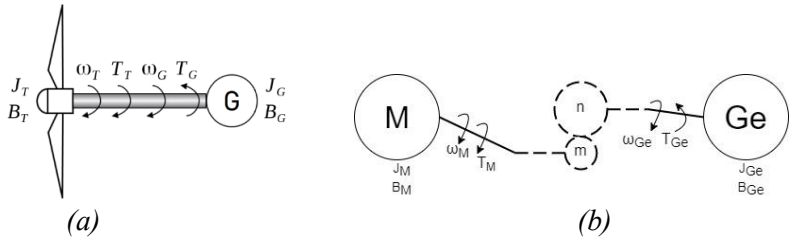


Figura 2. Modelo Mecánico, (a) Turbina Eólica Real, (b) Emulador de Turbina Eólica.

Suponiendo que el eje es infinitamente rígido, de la Figura 2a y a través de la Ec. (1), es posible obtener en forma simplificada la relación entre la diferencia entre el torque ejercido por la turbina y el aplicado al generador.

$$\boldsymbol{T_T - T_G = J_T \cdot \dot{\omega}_G} \tag{1}$$

Donde, T_T = Torque de la turbina; T_G = Torque del generador; J_T = Momento de inercia del rotor y $\dot{\omega}_G$ = Aceleración angular.

Con mismo criterio, aplicando la misma condición al sistema del emulador, Figura 2b, se obtiene la diferencia entre el torque ejercido por el motor, y el torque efectivamente aplicado al generador.

$$\boldsymbol{T_M - T_{Ge} \cdot a = J_M \cdot \frac{\dot{\omega}_G}{a}} \tag{2}$$

Donde, $a = m/n$, representa la relación de vueltas de polea utilizada, $T_G = T_{Ge}.a$, J_M = Momento de inercia de la máquina asincrónica. Luego expresando ambas Ecs. (3,4) y restándolas, se obtiene por último la Ec. (5).

$$\boldsymbol{T_T = J_T \cdot \dot{\omega}_G + T_G} \tag{3}$$

$$\boldsymbol{T_M = J_M \cdot \frac{\dot{\omega}_G}{a} + T_{Ge} \cdot a} \tag{4}$$

$$\boldsymbol{T_T - T_M = \left(J_T - \frac{J_M}{a}\right) \cdot \dot{\omega}_G} \tag{5}$$

El término de la derecha de la Ec. (5) constituye un “torque de compensación” que puede aplicarse para lograr que el comportamiento dinámico de ambos sistemas sea similar. No obstante, es importante destacar, que el método impone el uso de un derivador dentro del lazo de realimentación, (Weijie et al., 2017), que puede traer aparejado dificultades en la estabilidad del sistema debido al ruido presente en el valor de adquisición de la velocidad de giro. Por otra parte, también aumenta la complejidad de la implementación al tratarse de un cálculo que debe realizarse en tiempo real. En la Figura 3 se muestra un modelo simplificado de lo anteriormente expuesto.

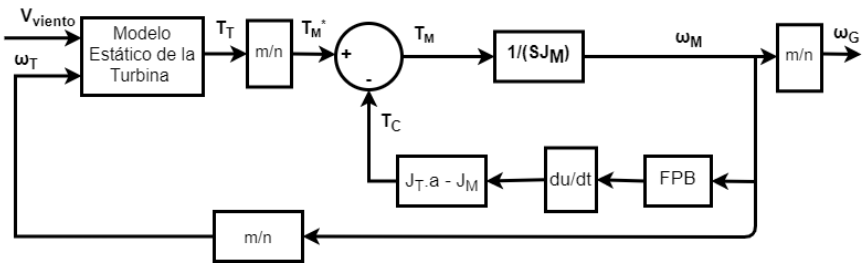


Figura 3. Diagrama de bloques simplificado de control del sistema de emulación de turbina eólica.

Modelado y simulación a través de aplicativo informático

Como se indicó en párrafos anteriores, se modela y simula la estrategia de control a llevar adelante por el prototipo experimental, de manera de tener una herramienta de prueba y comparación lo más cercana posible al banco de trabajo de emulación de turbina eólica. Para ello, se configura un diagrama de bloques de control teniendo en cuenta que se cuenta como dispositivos principales, y se informa más adelante detalle, de un Driver (controlador de torque-velocidad) de 5.5kW, máquina de inducción (asincrónica) de 4kW, y un generador PMSG, de 1kW. Además, con el fin de independizarse de la acción del motor eléctrico una relación de poleas 3:1, lo cual lo hace trabajar cercano a sus condiciones nominales con un bajo deslizamiento. En la Figura 4, se muestra el esquema de control y potencia simplificado, donde se puede observar dos lazos de control uno interno de torque entre ambas máquinas, análogo al de torque a utilizar en el prototipo, y otro externo de velocidad de giro, a través del cual se implementa la estrategia de generación PWM para el inversor trifásico, donde se emplea una consigna V/f cte. de manera de mantener flujo óptimo en la máquina de inducción. Por otro lado, se configura una tabla de la respuesta de un rotor de perfil "Clark Y", utilizado como ejemplo en este trabajo y empleado en el aerogenerador comercial EOLOCAL modelo AG1000 (1kW de potencia nominal), a través de la cual, y con ayuda de los lazos de control y potencia, se intenta emular el rotor de dicha turbina. La máquina de inducción seleccionada es una trifásica típica con rotor a jaula de ardilla, y un PMSG de polos no salientes, 6 pares de polos, con cte. de velocidad 299.28 Vpico_Línea / krpm, y cte. de torque 2.475 Nm/Apico, fricción viscosa 0.06 Nm.S, de características similares al empleado en el prototipo experimental, que puede entregar hasta 1.5kW de potencia. La salida del generador PMSG alimenta a un convertidor con dos pasos de conversión, uno primero elevador que optimiza captura de energía (MPPT), y un segundo que controla barra de DC e intercambio de potencia con la red. aquí los resultados obtenidos y la discusión de estos.

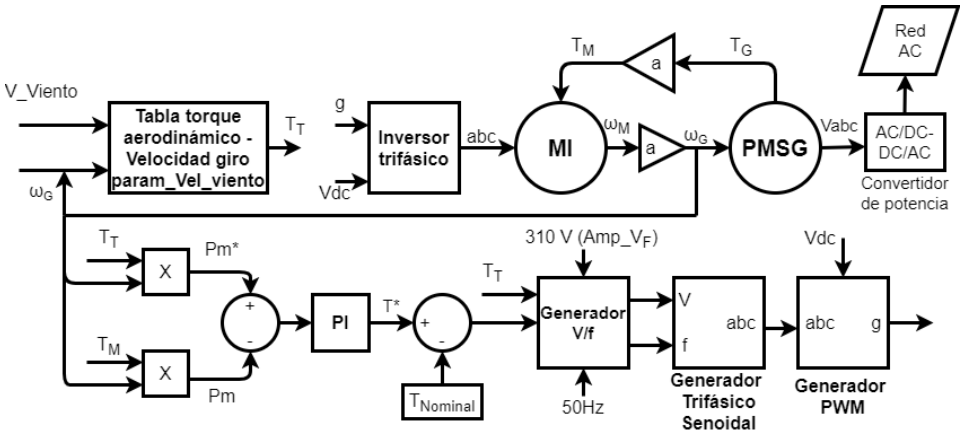


Figura 4. Diagrama de bloques de la implementación computacional del emulador de turbina eólica.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

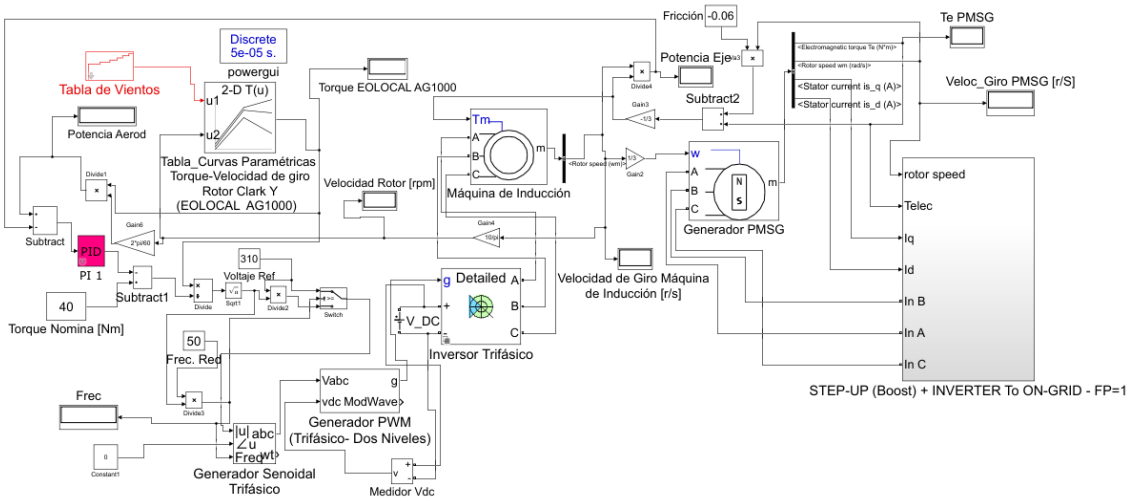


Figura 5. Modelado en herramienta informática de banco de emulación de turbina eólica.

El diagrama de bloques de Figura 4 es integrado en Figura 5 a través de la herramienta Simulink®, donde se pueden observar sus bloques principales y lazos de control. Luego los resultados de simulación se utilizan para comparar con los del prototipo experimental, teóricos del rotor de aerogenerador dado como ejemplo de estudio y con obtenidos de aerogenerador comercial.

Diseño del banco emulador de turbina eólica de baja potencia

En la Figura 6 se representa el sistema implementado para esta propuesta, se utiliza un sensor del tipo incremental para detectar la velocidad de giro del motor, cuyas señales de salida son procesadas a través de un controlador de velocidad de máquina de inducción, o variador de velocidad. El uso de dicho sensor (encoder) responde a la búsqueda de un control preciso del comportamiento del motor y por ende del generador. El variador, por su parte, tiene la posibilidad de intercambiar consignas con el circuito de control de manera que este último las interprete fácilmente. Además, provee la información de torque, lo cual permite minimizar las desviaciones que podrían ocurrir. En tanto, el lazo de realimentación se cierra mediante la consigna de torque que el circuito de control aplica al variador. También se incluye en la placa de control un conjunto de datos que permiten ejecutar distintos tipos de procesos de simulación con mayor independencia del ordenador (PC - computadora personal). Esta a su vez recibe toda la información necesaria mediante un bus USB y ejecuta una interfaz gráfica de usuario creada para seleccionar y ajustar el proceso de simulación, así como para asistir al usuario durante la ejecución.

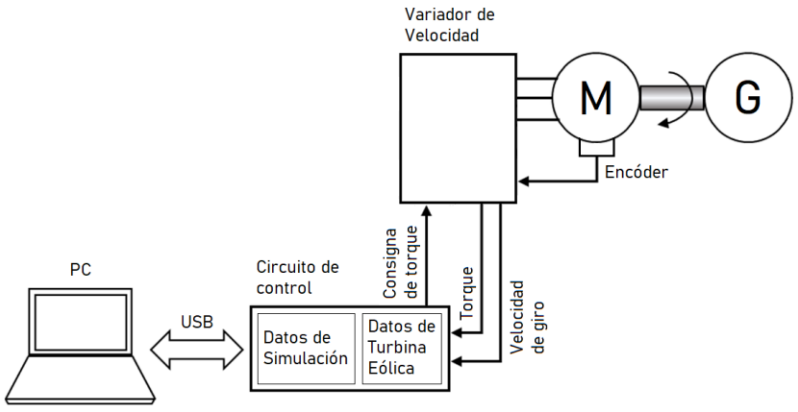


Figura 6. Sistema simplificado implementado para el emulador de turbina eólica.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Para cumplir con el objetivo de modularidad, y que el sistema tenga la suficiente flexibilidad a los cambios, se buscó dar una estructura genérica al protocolo de comunicación entre la PC y el circuito de control, así como al manejo de los niveles de consigna, torques y velocidades de giro reales.

Componentes de hardware principales utilizados

Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) de 1 kW, 450 rpm y 6 pares de polos. Esto depende directamente de las características del sistema de conversión de energía eólica que se desee emular, dado el desarrollo actual del mercado en baja potencia, se optó por un PMSG, (Bufanio et al. 2022). Además, el generador utilizado definirá en que rango de potencias y velocidades de giro se va a trabajar.

La máquina de inducción trifásica cumple la función de aplicar el torque y la velocidad de giro apropiadas al generador, se utilizó una de 4kW, potencia bastante mayor al del generador, para que sea capaz de producir el torque necesario, y no condicionar el desempeño de la emulación. En cuanto al variador de velocidad encargado de aplicar la regulación de torque, y dada las prestaciones requeridas, se recurrió a la familia Sinamics, del fabricante Siemens, con un módulo de potencia PM240-2 y unidad de control CU250S-2 PN, con panel de operador IOP-2. La versatilidad del sistema para definir el rango de voltajes para la entrada de consigna permite minimizar el requerimiento de hardware intermedio. Por otro lado, se utilizó la funcionalidad del cálculo interno del torque aplicado, este parámetro y la velocidad de giro se disponen en las salidas analógicas de voltaje del controlador de frecuencia. Se seleccionó el control vectorial por torque, ya que posee características dinámicas superadoras, frente a cambios bruscos en la consigna de torque debidos a las variaciones “rápidas” de la velocidad del viento. Por último, como principal, se encuentra un sensor utilizado para detectar la velocidad de giro, modelo 1XP8001-1 del fabricante Siemens, del tipo HTL bipolar de 1024 PPR.

Interfaz de usuario

La interfaz de usuario permite seleccionar y configurar los datos de la turbina y del proceso de simulación, así como iniciar y finalizar las mismas. El objetivo del desarrollo es que la interfaz gráfica permita la configuración de los procesos de simulación de forma ágil y sencilla. La implementación se obtuvo mediante el lenguaje de programación Python, y a modo de comparación también en C++. En ambos casos, y con la finalidad de agilizar su desarrollo, así como facilitar futuras modificaciones, el software implementado consta internamente de módulos que agrupan las funciones correspondientes a segmentos del proceso.

Los datos del rotor de la turbina a emular se obtuvieron mediante el software libre Q-Blade y luego se exportaron como archivos del tipo csv, siendo a posteriores procesados mediante el código desarrollado y ejecutado en el ordenador. La implementación actual del software automatiza la lectura y procesamiento del archivo csv que contiene los datos del rotor de la turbina a emular. Este procesamiento es el que permite disponer de la característica de la turbina en formato de una matriz de muestras, posibilitando, en los casos que sea necesario, realizar interpolaciones entre estas. Como resumen, en la interfaz de usuario se incluye la configuración de los siguientes parámetros.

- Torque máximo: el máximo valor de torque que debería permitir el sistema de control
- Velocidad máxima: la máxima velocidad angular que debería permitir el sistema de control
- Torque de referencia: valor de torque de referencia para la consigna aplicada
- Velocidad de referencia: valor de velocidad angular de referencia para la realimentación
- Relación de poleas: relación de velocidades entre el motor y el generador
- Momento de inercia: momento de inercia de la turbina que se desea emular

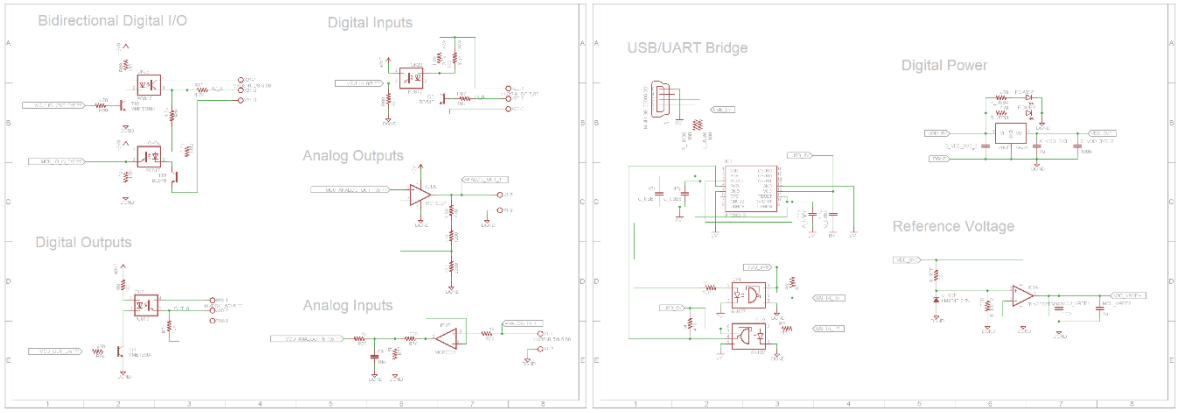


Figura 7. Esquema de interfaces de usuario del desarrollo electrónico propuesto para controlar al emulador, (a) configuración de velocidad y torque, (b) relación de poleas, (c) Carga de datos de turbina eólica, (d) carga de datos de velocidad del viento.

Mientras que los parámetros de referencia son necesarios para la correcta comunicación de las variables, los máximos definen las condiciones límites de operación. En tanto, el momento de inercia se utilizaría en caso de emular las características dinámicas de la turbina. Todos estos parámetros se emplean para que el circuito de control pueda ejecutarse dinámicamente de forma apropiada. En la Figura 7a y 7b, se muestran algunas de las pantallas correspondientes al ajuste de los parámetros arriba mencionados. En tanto, en la Figura 7c, se observa la pantalla correspondiente a la carga de los datos de la turbina eólica que se desea emular, que luego se envían por medio de un bus USB al circuito de control, previo escalamiento acorde a los parámetros ingresados en las anteriores pantallas. Por otro lado, lo propio para los datos de viento que se ingresan de forma similar o manualmente, mediante la pantalla de Figura 7d.

Esquema de control y desarrollo electrónico

Las funcionalidades básicas del circuito de control son: establecer el proceso de carga de datos, permitir e implementar el algoritmo de trabajo, configurar la simulación y ejecutarla. De forma complementaria, también debe detectar las señales analógicas que indican los valores de torque y velocidad, generar el voltaje analógico de consigna, y comunicarse con el ordenador o PC. Como elemento central del hardware de control, se utiliza dada su potencial, un microcontrolador del tipo ARM. Sus capacidades analógicas permiten procesar las señales que indican los valores de velocidad de giro y torque, y generar la señal utilizada como consigna. En la Figura 8 se muestran las distintas partes del hardware de la placa de control que acompañan al microcontrolador, en (8a) se puede observar la circuitería de la interfaz entre el microcontrolador y el variador de velocidad, donde los circuitos correspondientes a las entradas y salidas analógicas implementan una adaptación de voltajes, y un filtrado de las señales para minimizar los efectos del ruido y las interferencias. Para el caso de las entradas y salidas digitales, se utiliza un acoplamiento óptico, que facilita adaptar los diferentes voltajes de operación de cada elemento y elimina el riesgo de que un fallo o error de conexión dañe el resto del hardware. Adicionalmente, cuenta con una serie de entradas/salidas digitales bidireccionales con el fin de facilitar futuras implementaciones que las requieran. En tanto, en la Figura 8b se representa el adaptador UART-USB basado en circuito integrado, el cual se incorporó en la misma placa que el microcontrolador. Este desarrollo permite la comunicación con la PC, y el resto de la circuitería corresponde a la alimentación y los voltajes de referencia del microcontrolador.



(a) (b)

Figura 8. Esquema electrónico desarrollado de placa de control del emulador, (a) Interfaz entre microcontrolador y variador de velocidad, (b) adaptador UART-USB basado en circuito integrado.

Características del software desarrollado, comunicación, y algoritmo de control

En base a la estructura de software previamente utilizada y a las características modulares buscadas, se desarrolló una versión adaptada a un microcontrolador de mayor desempeño. Para ello el software contempla una consulta periódica a la PC para verificar la conectividad con la misma, que fue evaluada satisfactoriamente como medida de seguridad para evitar que el operador pierda acción sobre el circuito de control y con ello sobre todo el sistema. Un aspecto importante de este software es que recibe al comienzo del proceso toda la información necesaria para ejecutar la simulación. Por ello, luego de esta comunicación inicial, el algoritmo ejecuta la simulación de forma totalmente autónoma, sin requerir ningún tipo de intervención por parte del usuario. La comunicación entre la PC y el circuito de control tiene dos funcionalidades básicas, llevar a cabo un intercambio confiable de datos, y permitir al ordenador accionar sobre este durante todo el proceso de la simulación. Considerando lo anterior, se establecieron tres objetivos principales en su diseño:

1. Resolver la comunicación de los datos en una forma suficientemente genérica, que permita reemplazar el circuito de control, el ordenador o PC, o el software que esta ejecuta.
2. Incluir en el proceso de comunicación, una redundancia suficiente para garantizar la integridad de los datos que se envían desde la PC.
3. Garantizar que la PC mantenga siempre acción sobre el funcionamiento del circuito de control.

El algoritmo de control se ejecuta como una de las tareas del software multitarea, de manera que sea fácilmente modificable. En este caso, se lo implementa para una aproximación gradual al punto de funcionamiento buscado (Torque-Velocidad de giro) de la característica de la turbina a emular, esto a fin de reducir estrés mecánico y acercarse al comportamiento dinámico real. En la Figura 9, se muestra el diagrama de flujo de la tarea de control de torque, encargada de ejecutar el algoritmo de control. En dicho diagrama, tiempo torque y tiempo viento son registros de tiempo que se activan al poner en marcha la simulación. Una importante ventaja de esta implementación es la posibilidad de modificar el método para determinar el nuevo valor de consigna según el algoritmo de control que se desee ejecutar.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

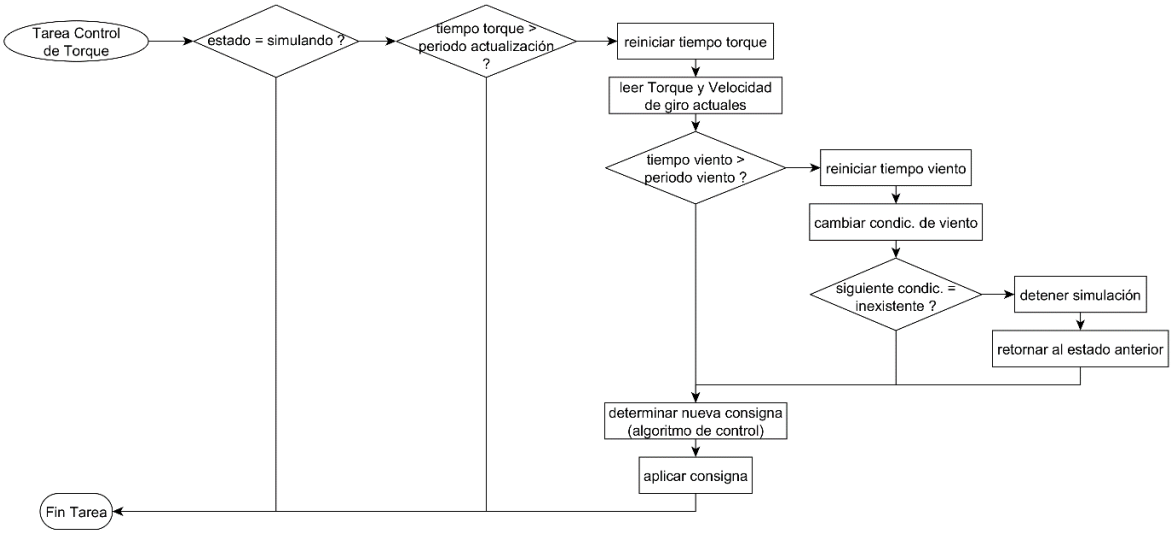


Figura 9. Diagrama de flujo de la tarea de Control por Torque implementado en el software.

Desarrollo experimental, análisis de primeros resultados y validación

Las pruebas realizadas, por el GESE, en el laboratorio de electrónica de la UTN FRN tuvieron como objetivo validar y optimizar el emulador de turbina eólica, para ello se compararon resultados de pruebas experimentales, respecto a simulación computacional, condiciones ideales de equilibrio y curva de potencia de equipo comercial. A diferencia de ensayos anteriores y con la intención de emular comportamiento en entornos distribuidos, se cargó al PMSG con un inversor on-grid para aplicaciones en energía eólica, marca Wind GTI, modelo SUN-1000GTIL-WAL LCD, de 1kW de potencia nominal con resistencia de derivación por exceso de energía. Para el análisis del desempeño se midió potencia, voltaje y corriente, y se visualizaron los valores de torque y velocidad de giro mediante un osciloscopio conectado a las salidas analógicas del variador de velocidad, ver Figura 10. La medición de los parámetros eléctricos se realizó mediante un analizador de redes de la marca Fluke 434 y además corroborado por lo obtenido del propio tie-inverter en su pantalla digital.

Las pruebas consistieron en seleccionar, mediante la GUI, distintos valores de velocidad de viento a emular, con previa programación en el inversor on-grid de valores tensión-corriente que correlacionen con velocidad de giro - torque para el modelo de aerogenerador del fabricante EOLOCAL, modelo AG1000, de 1 kW nominal. Como ejemplo se recorrieron velocidades de viento entre 4m/s hasta los 10m/s, los resultados se muestran a través de las Figuras 11, “a”, “b”, “c”, y “d”, y en función de los datos de Tabla 1. Un primer análisis permite ver con desvíos aceptables la correlación entre los valores de torque, potencia y velocidad de giro de cada punto de equilibrio con lo especificado por las características de la turbina, siendo las diferencias entre simulación, prototipo experimental y curvas de referencia del orden o menores al 10%, lo cual valida en principio la propuesta desarrollada. Por otro lado, se realiza una comparación de la curva de potencia obtenida por simulación computacional y banco WTE, con lo evaluado en campo por el INTI-NQN sobre la turbina eólica comercial. Analizado los resultados, se muestra que los principales apartamientos se concentran para las velocidades de viento más elevadas, donde por lo observado en campo, la acción prematura del furling del aerogenerador desorienta al rotor de la posición de desempeño óptima, condición a evaluar sobre la turbina.

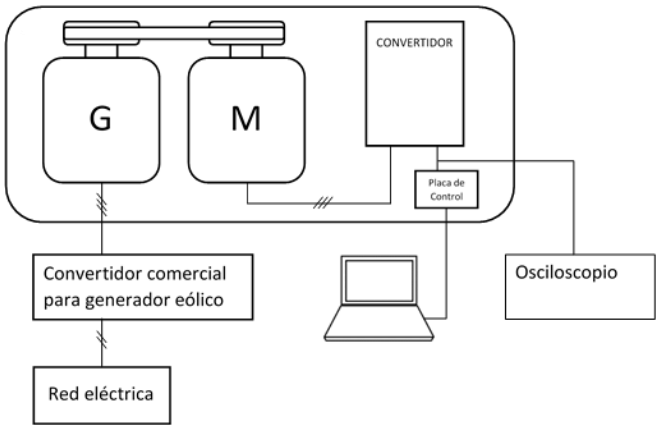
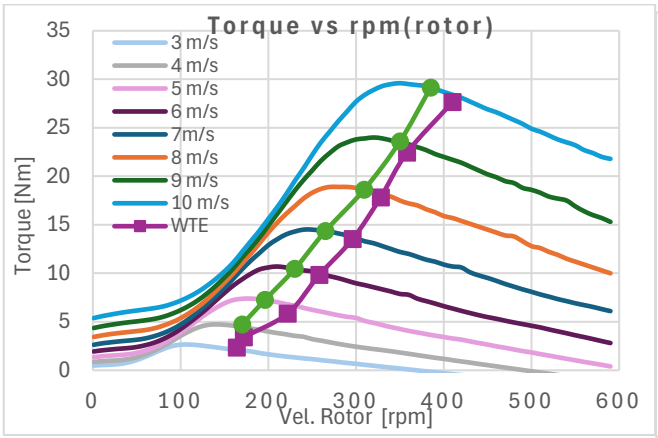


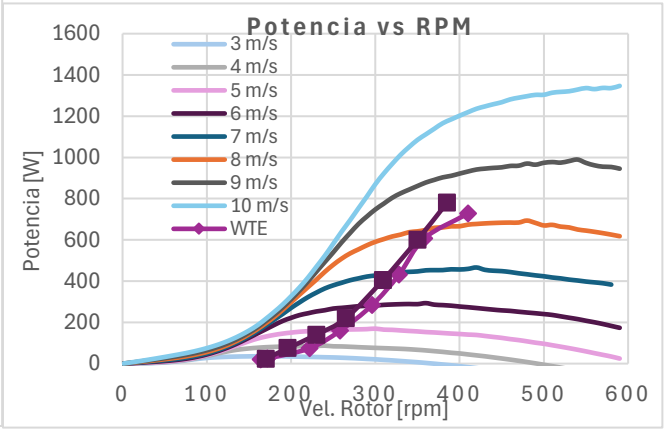
Figura 10. Diagrama en Bloques del prototipo experimental del emulador de turbina eólica de baja potencia con la disposición de los elementos utilizados durante las pruebas de laboratorio.

Tabla 1. Resultados estacionarios, simulación computacional, experimental, y referencia de rotor.

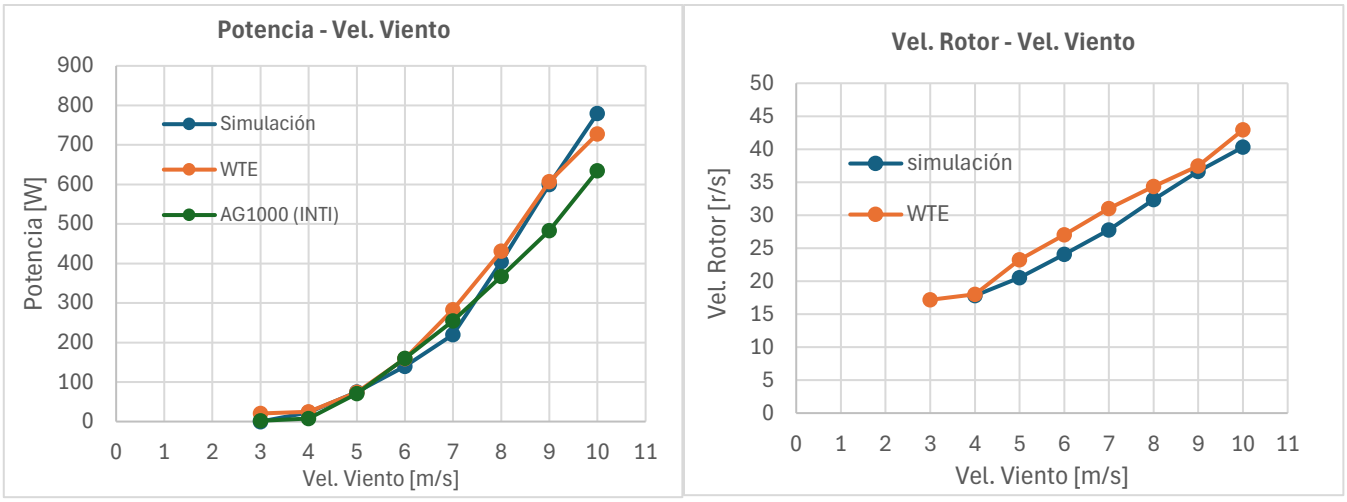
Wind Speed [m/s]	Power ouput AC, Simul. Comp. [W]	Power ouput AC WTE [W]	Curva Aerod. (Tm·ω) Simul. Comp. [W]	Rotor Speed PMSG Simul. Comp. [rpm]	Rotor Speed PMSG WTE [rpm]	Torque Simul. Comp. [Nm]	Torque WTE [Nm]
10	780	728	1177	385	410	29.13	27.65
9	600	607	864	350	358	23.58	22.42
8	405	431	602	309	328	18.6	17.82
7	220	283	398	265	296	14.35	13.52
6	140	159	251	230	258	10.44	9.83
5	75	74	148	196	222	7.24	5.83
4	23	25	84	170	172	4.7	3.38



(a)



(b)



(b) (d)

Figura 11. Curvas de desempeño y comparación, (a) Torque vs. RPM, (b) Potencia vs. RPM, Curva de potencia (potencia vs. velocidad de viento, y (d) Velocidad de rotor vs velocidad de viento.

Conclusiones

Mediante la configuración desarrollada, se logró en laboratorio por el Grupo GESE de la FRN condiciones de emulación aceptables del comportamiento aerodinámico del rotor de una turbina eólica de baja potencia de eje horizontal, donde las interfaces entre el variador y el circuito de control sean lo suficientemente genéricas y confiables para alcanzar los objetivos de modularidad y fidelidad. Se ha garantizado a través de los primeros resultados, y en línea con las referencias citadas, que el emulador posea un margen de exactitud considerado aceptable. Por otro lado, en las pruebas con un perfil de viento real, se demostró la viabilidad de la simulación en dichas condiciones, con la necesaria inserción para ello del cálculo de la compensación dinámica del sistema. Se comprobó que el funcionamiento del equipo y la interfaz de usuario fueron aceptables y la comunicación entre las unidades suficientemente confiables. En cuanto a las pruebas en un entorno distribuido e inyectando energía a la red eléctrica, como las realizadas con un inversor real y a diferencia a los alcances anteriores con una carga resistiva, se obtuvieron valores de potencia y velocidad de giro similares a los de campo de la turbina real, que a su vez mostraron opciones de mejoras u/o análisis para con el equipo. Más allá de lo anterior, se prevé ampliar las capacidades del banco de ensayo, permitiendo, por ejemplo, emular una estrategia de control que implique cambios en el ángulo del paso de pala, lo cual requeriría del desarrollo de un hardware adicional y nueva interfaz de usuario.

Agradecimientos

Los autores agradecen a los integrantes del Laboratorio de Energía Eólica, Instituto Nacional de Tecnología Industrial, (INTI), Cutral Co 8322, Neuquén, Argentina; Mariano Amadio, Andrés Zappa, Carlos Wild Cañón, por su apoyo al Grupo GESE de la Facultad Regional de Neuquén, suministrando datos de campo reales del aerogenerador AG1000.

Referencias bibliográficas

Zuñiga C., Bufanio R., Marasco D., Monte G., Scarone N., Agnello A. (2023). Estudio y desarrollo de banco de emulación de turbina eólica de baja potencia. IV Congreso de Energías Sustentables en Bahía Blanca.

Bufanio R., Arribas L., de la Cruz J., Karlsson T., Amadío M., Zappa A., Marasco D. (2022). An update on the electronic connection issues of low power SWTs in AC-coupled systems: a review and case study. Energies - MDPI.

Bufanio R. Marasco D., Monte G., Scarone N. (2019). Control de energía eólica PMSG, on-grid, para baja potencia. Programa CYTED – REGEDIS. Jornadas Científico-Técnicas, Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín Colombia, 2019. https://cyted.org/REGEDIS.

Wood, D. (2011). Small Wind Turbines: Analysis, Design and Applicatio. Springer: Berlin/Heidelberg, Germany.

IEC 61400-2 Ed.3. (2013). Wind Turbines–Part 2: SmallWind Turbines. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland.

Sven W. Enevoldsen. (2015). Small Wind Turbines Engineering. Randers Denmark.

Refan M. and Hangan H. (2012). Aerodynamic Performance of a Small horizontal axis wind turbine. Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 134.

Liu Su and Janajreh Isam. (2012). Development and application of an improved blade element momentum method model on horizontal axis wind turbines, Springer Open Journal.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. & Bossanyi, E. (2011). Wind Energy Handbook, John Wiley and Sons, Ltd.

Schaffarczyk A. (2014). Introduction to Wind Turbine Aerodynamics. 1st Ed, Springer Science & Business Media, pp. 85 – 91.

Hansen Martin. (2015). Aerodynamics of Wind Turbines. 3rd Ed, Earthscan, pp. 38 – 53.

Jiawei Chen, Jie Chen, Chunying Gong and Huizhen Wang. (2012). Design and Analysis of Dynamic Wind Turbine Simulator for Wind Energy Conversion System. Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON), pp. 971 – 977.

Phlearn Jansuya and Yuttana Kumsuwan. (2013). Design of MATLAB/Simulink Modeling of Fixed-Pitch Angle WT Simulator. Energy Procedia 34, pp. 362 – 370.

Bufanio R., Marasco D., Monte G., De Villaflor A., González J., Scarone N., and Bracco R. (2019). Low Power Wind Energy Control “WECS PMSG” On-Grid. Modern Environmental Science and Engineering, Volume 5, Number 6, June 2019.

Devbratta Thakur and Jin Jiang. (2017). Simulator for Integration to a Microgrid with Renewable Energy Source. Electric Power Components and Systems, 45(9):949–963.

Weijie Li, Minghui Yin, Zaiyu Chen and Yun Zou. (2017). “Inertia Compensation Scheme for Wind Turbine Simulator Based on Deviation Mitigation. J. Mod. Power Syst. Clean Energy, Vol. 5(2), pp. 228 – 238.

Ohyama K. and Nakashima T. (2010). Wind Turbine Emulator Using Wind Turbine Model Based on Blade Element Momentum Theory. International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), pp. 762 – 765.

Tammaruckwattana S. and Ohyama K. (2013). Modeling and Simulation of Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Power Generation System Using Boost Converter Circuit. Fukuoka Institute of Technology

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Control Óptimo Singular aplicado a CFP en Conversores Boost

Singular Optimal Control applied to PFC in Boost Converters

Carlos Benavidez
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Grupo de Estudios sobre Energía (GESE), Bahía Blanca, Buenos Aires. Argentina.
carlosbenavidez.na@gmail.com

Andrés García
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Grupo de Estudios sobre Energía (GESE), Bahía Blanca, Buenos Aires. Argentina.
andresgarcia@frbb.utn.edu.ar

Resumen

En este artículo se presenta una metodología de optimización para el proceso de rectificación de tensión aplicado en cargadores de baterías. El presente estudio busca reducir de la distorsión armónica e incrementar del factor de potencia mediante el diseño e implementación de un rectificador de tensión controlado.
Para el diseño del conversor C.A.-C.C. se hace uso de la topología Boost como corrector de factor de potencia. Mediante una ley de control óptimo realimentado es posible modificar la impedancia vista desde la red interconectada trifásica que se aproxima a una resistencia pura, reduciendo de manera significativa los armónicos inyectados en red.
Se propone una ley de control que resulta ser simple que se aplica y simula en Matlab/Simulink. El diseño opera con una tensión de entrada de 220 V (RMS), alcanzando una distorsión armónica un 30 por ciento menor al caso de modulaciones clásicas pwm.

Palabras clave: armónicos, factor de potencia, control óptimo.

Abstract

This paper presents an optimization methodology for the voltage rectification process applied to battery chargers. This study seeks to achieve the reduction of harmonic distortion and the increase of the power factor through the design and implementation of a controlled voltage rectifier.
For the AC-DC converter design, the Boost topology is used for power factor correction (PFC). By implementing an optimal feedback control law, it is possible to modify the impedance seen from the power grid to appear as a pure resistance, which significantly reduces the harmonics injected into the grid.
A simple control law is proposed that is applied directly and simulated in Matlab/Simulink. The design works with an input AC voltage of 220V (RMS), reaching an harmonic distortion 30 percent less than the classical pwm modulation.

Keywords: harmonics, power factor, optimal control.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Introducción

El almacenamiento de energía eléctrica se ha vuelto indispensable en la vida moderna (Elalfy et al., 2024). El auge de los vehículos eléctricos y la generación distribuida han impulsado la necesidad de convertir la corriente alterna (C.A.) proveniente de la red eléctrica a corriente directa (C.D.) para su almacenamiento en baterías (Hidalgo-León, et. al., 2017). Este proceso se lleva a cabo mediante circuitos electrónicos de rectificación que se integran de manera masiva a la red eléctrica introduciendo un problema significativo: las distorsiones armónicas (Wu, 2006). Estas distorsiones alteran la forma de onda de la corriente o de la tensión, apartándola de su forma senoidal ideal y degradando la calidad de la energía. Sus efectos adversos incluyen (Batarseh, I.and Wei, H., 2007):

- Pérdida de potencia: los armónicos no contribuyen a la potencia activa, lo que resulta en un bajo factor de potencia.
- Aumento de pérdidas: incrementan las pérdidas en conductores y en el hierro de los transformadores.
- Problemas en sistemas trifásicos: los armónicos impares pueden sobrecargar el conductor neutro.
- Riesgo de inestabilidad: las oscilaciones armónicas comprometen la estabilidad operativa del sistema de potencia.
- Disparos erróneos: los picos de corriente pueden activar de forma incorrecta los dispositivos de protección.
- Interferencia electromagnética (EMI): interrumpen las comunicaciones, causan fallas en el aislamiento y provocan ruido audible.

Por estos motivos, existen esfuerzos publicados para mitigar la deformación de armónicos vistos desde la red, en este sentido, es posible encontrar diseños aplicados a conversores Buck y boost con control por modulación de ancho de pulsos (pwm) (Das, et. al., 2017), (Xiang and Faqiang, 2018), y (Ding, et. al., 2019).

De todos modos, es siempre deseable obtener diseños que optimicen las formas de onda a la vez que deben resultar de simple implementación y con bajo costo de materiales. Considerando que el control óptimo permite la optimización de funciones objetivo que pueden incluir baja deformación de armónicos (THD), es importante que las leyes de control que resulten realimentadas y sin la necesidad de resolver condiciones iniciales y finales cruzadas (Geering, 2007).

Por este motivo, en el presente trabajo se recurre a una nueva ley de control óptimo presentada en (García and Roteta, 2022) y (Reucan, et. al., 2025), con un objetivo de optimización que incluye la minimización de armónicos (bajo THD) sobre un conversor DC-DC boost de potencia.

Este trabajo se organiza como sigue: En la Sección Materiales y Métodos se presenta el modelo matemático en variables de estado y la formulación de control óptimo con su solución realimentada. En la Sección Resultados Y Discusión se presentan simulaciones comparativas en Simulink entre el control óptimo obtenido y el clásico pwm sinuosidal. Finalmente, en la Sección Conclusiones se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

Materiales y métodos

MODELADO

Considerando un circuito de conversor boost con una carga general alimentado desde la red de 220V con puente rectificador (Figura 1) (ver por ejemplo (Wu, 2006):

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

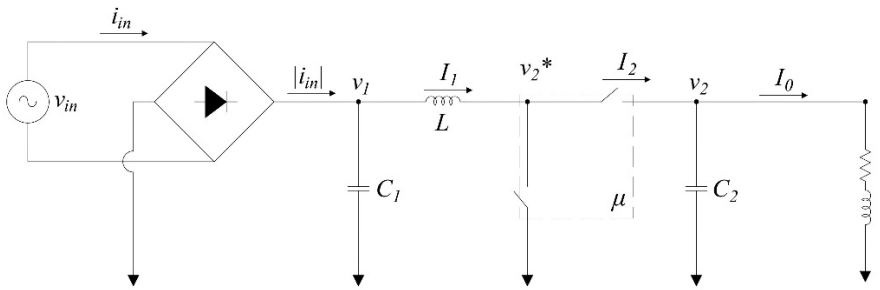


Figura 1: Diseño boost utilizado para modelado y control

Las ecuaciones de estado pueden ser escritas como se describe en la ecuación (1):

$$
\begin{aligned}
&v_1 - v_2^* = L \cdot \dot{I}_1 \\
&v_2 = \begin{cases} v_2^*, u = 1 \\ v_{c2}, u = 0 \end{cases} \\
&I_2 = C_2 \cdot \dot{v}_2 - I_o \\
&I_2 = \begin{cases} I_1, u = 1 \\ 0, u = 0 \end{cases} = u \cdot I_1 \\
&u = \{0,1\}
\end{aligned} \tag{1}
$$

Entonces:

$$
\begin{aligned}
&v_1 - v_2^* = L \cdot \dot{I}_1 \\
&v_2 = v_{c2} \cdot u + v_2^* \cdot (1-u) \\
&I_2 = C_2 \cdot \dot{v}_2 - I_o = u \cdot I_1
\end{aligned} \tag{2}
$$

Multiplicando la ecuación la primera ecuación en (2) por $1-u$ *y reconociendo que* $v_2 = v_{c2}$, se obtiene:

$$
\begin{aligned}
&(1-u) \cdot v_1 - (1-u) \cdot v_2 = L \cdot \dot{I}_1 \cdot (1-u) \\
&C_2 \cdot \dot{v}_2 - I_o = u \cdot I_1
\end{aligned} \tag{3}
$$

El modelo descrito en la ecuación (3) puede ser escrito de forma compacta como sigue:

$$
\begin{cases}
\dot{I}_1 = \dfrac{v_1 - v_2}{L} \\
\dot{v}_2 = \dfrac{u}{C_2} \cdot I_1 + \dfrac{1}{C_2} \cdot I_o
\end{cases}, u \neq 1 \tag{4}
$$

CONTROL ÓPTIMO

Con el objetivo de minimizar los armónicos vistos desde la red, antes de rectificar, es posible definir una función de costo en un contexto de control óptimo como se detalla en la ecuación (5), usando el modelo en variables de estado (4), notando que $v_1 = |v|$:

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

$$\min_{u\in(0,1]} \frac{\left[\dot{v}(t)^2 - K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \dot{I}_1\right)^2\right]^2}{2}$$

sujeto a:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \dfrac{v_1 - v_2}{L} \\ \dot{v}_2 = \dfrac{u}{C_2}\cdot I_1 + \dfrac{1}{C_2}\cdot I_o, u \neq 1 \\ v_1 = |v| \end{cases} \tag{5}$$

Donde K es una constante positiva arbitraria. Aplicando la técnica de control óptimo singular presentada en (Garcíay Roteta, 2022) y (Reucan, et. al., 2025), se obtiene la minimización descrita en (6):

$$\min_{u\in(0,1]}\left[\dot{v}(t)^2 - K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \frac{v_1 - v_2}{L}\right)^2\right]\cdot\left[0 \quad -2\cdot K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \frac{v_1 - v_2}{L}\right)\cdot\left(-\frac{1}{L}\right)\right]\cdot\begin{bmatrix}\dfrac{v_1 - v_2}{L} \\ \dfrac{u}{C_2}\cdot I_1 + \dfrac{1}{C_2}\end{bmatrix} \tag{6}$$

En forma compacta:

$$\min_{u\in(0,1]}\left[\dot{v}(t)^2 - K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \frac{v_1 - v_2}{L}\right)^2\right]\cdot\left[0 \quad -2\cdot K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \frac{v_1 - v_2}{L}\right)\cdot\left(-\frac{1}{L}\right)\right]\cdot\frac{I_1}{C_2}\cdot u \tag{7}$$

Notando que (7) es una simple minimización lineal, se obtiene la ley de control realimentada presentada en (7):

$$u = \begin{cases} 0, \left[\dot{v}(t)^2 - K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \dfrac{v_1 - v_2}{L}\right)^2\right]\cdot\left[0 \quad -2\cdot K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \dfrac{v_1 - v_2}{L}\right)\cdot\left(-\dfrac{1}{L}\right)\right]\cdot\dfrac{I_1}{C_2} > 0 \\ 1, \left[\dot{v}(t)^2 - K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \dfrac{v_1 - v_2}{L}\right)^2\right]\cdot\left[0 \quad -2\cdot K\cdot\left(C_1\cdot\ddot{v}_1^{\,2} + \dfrac{v_1 - v_2}{L}\right)\cdot\left(-\dfrac{1}{L}\right)\right]\cdot\dfrac{I_1}{C_2} < 0 \end{cases} \tag{8}$$

Claramente, además de ser una ley de control realimentada, es una ley simple que sólo requiere mediciones y comparaciones.

Resultados y discusión

Teniendo en cuenta el control optimo desarrollado en la sección anterior descrito con la ley (8), el diagrama de bloques de Simulink se muestra en la Figura 2:

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

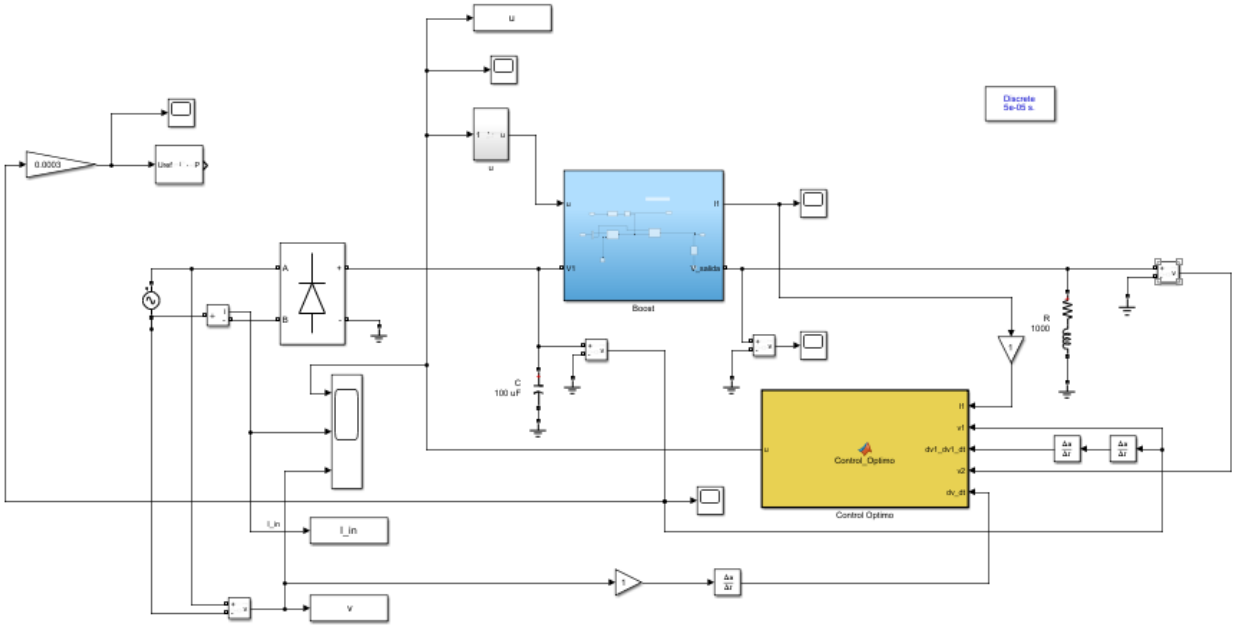


Figura 2: Esquema de bloques de Matlab/Simulink

Considerando los siguientes valores:

$$L = 50mHy, C_1 = 1\mu f, C_2 = 100\mu f$$

Donde se obtienen las formas de onda y THD mostrados de manera comparativa en las Figuras 3 y 4, habiendo elegido por diseño un factor de rizado de corriente de salida de 5%:

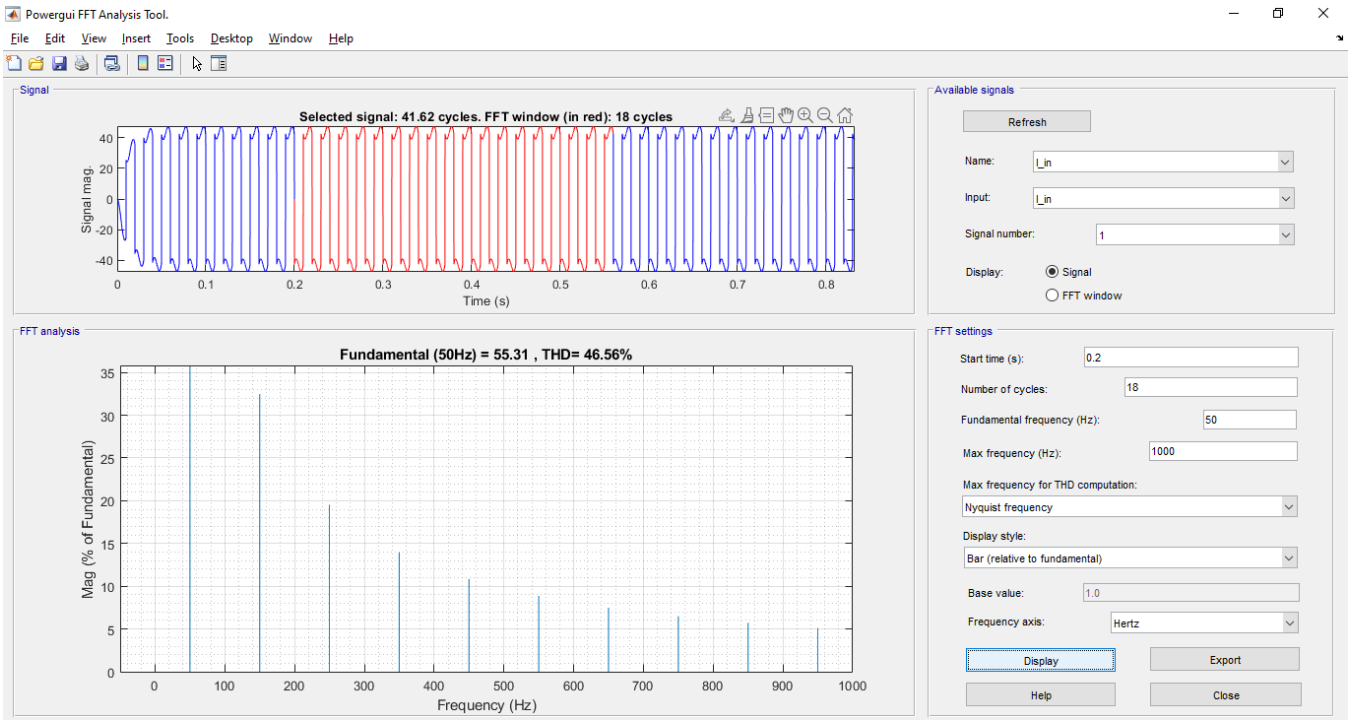


Figura 3: Forma de onda de corriente desde red t THD usando pwm sinusodal

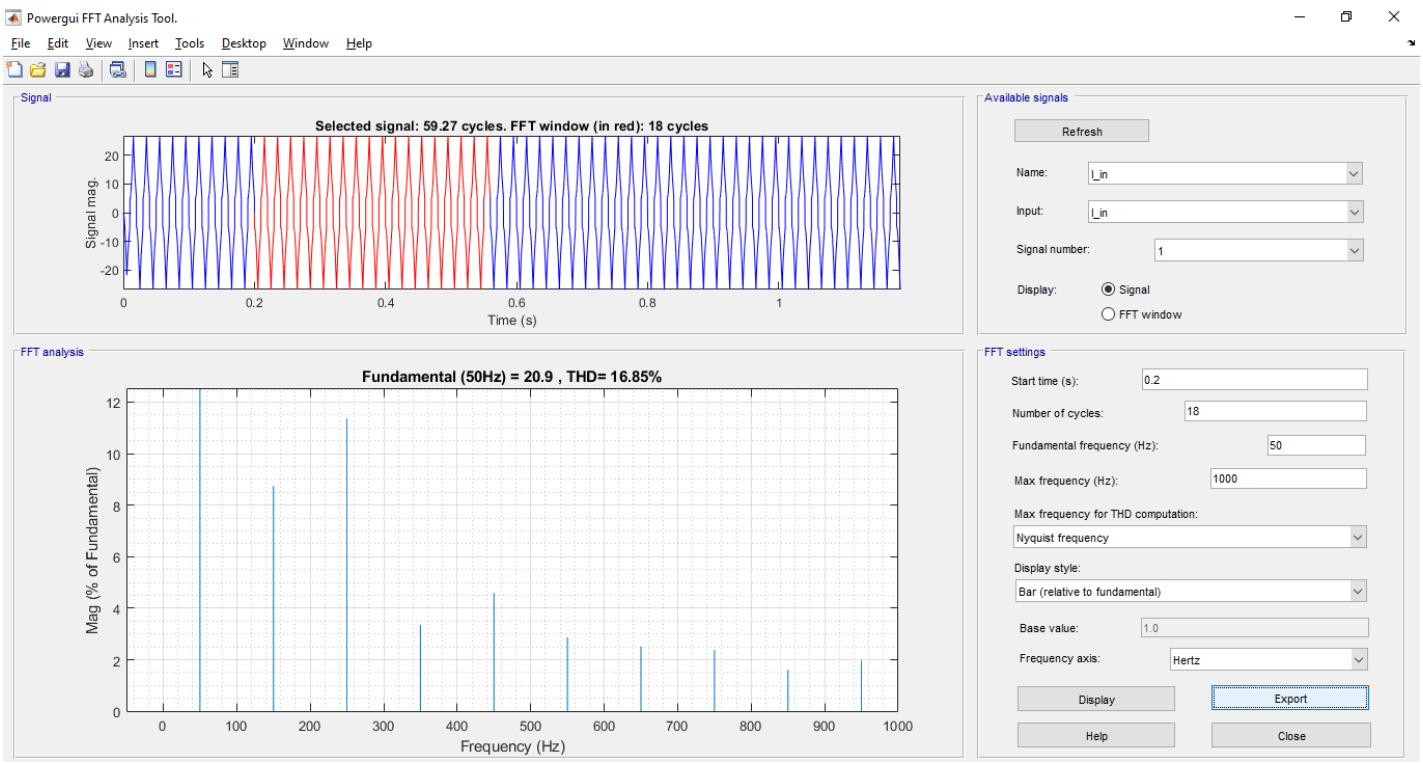


Figura 4: Forma de onda de corriente desde red t THD usando control óptimo

Es claro que la disminución en le THD usando control óptimo responde de manera definitiva al planteo en el objetivo de control: minimizar la diferencia de la corriente respecto a una resistencia pura. Desde este punto de vista, una vez fijados los valores de los componentes: inductancias, capacitores, etc, el óptimo puede ser mayor o menor que otro conjunto de valores. Esto sucede porque obtenemos un mínimo y no un ínfimo que bien mejoraría aún más el THD.

Conclusiones

En este artículo se ha presentado un modelado completo en variables de estado de un conversor boost para mejoramiento de factor de potencia y disminución de armónicos, que incluye la variable manipulada (control) sin necesidad de generar modelos separados switching. En este sentido, se diseña una ley de control con objetivo de minimización singular que incluye la aproximación de la relación tensión-corriente vista desde la red de 220V como resistivo puro.

Resolviendo la ley de control óptimo singular se obtiene un esquema realimentado simple que genera los pulsos necesarios para los componentes del conversor boost. Aplicando la ley de control obtenida a un modelo de Simulink (Simscape) se obtiene una reducción de al menos 30 por ciento en la distorsión armónica: 48 por ciento usando pwm sinusoidal y 17 por ciento usando control óptimo singular.

Como trabajo futuro se propone al agregado de un conversor buck para carga de baterías de ciclo profundo, analizando el impacto sobre el aumento de los armónicos desde el lado de red de 220V mientras que se mantiene un método de carga a corriente o voltaje constante.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Bahía Blanca, Departamento de Ingeniería Eléctrica y GESE bajo el proyecto BBENECI237.

Referencias bibliográficas

Elalfy D., Gouda, E., Kotb, M., Bureš, V., Sedhom, B. (2024). “Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends”, Energy Strategy Reviews, 54.

Hidalgo-León, R., Siguenza, D., Sanchez,C., león, J., Jácome-Ruiz, P., Wu, J., (2017). "A survey of battery energy storage system (BESS), applications and environmental impacts in power systems," 2017 IEEE Second Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), Salinas, Ecuador, 1-6.

Wu, K. (2006). Switch-Mode Power Converters Design and Analysis. ELSEVIER.

Batarseh, I.and Wei, H. (2007). Power Factor Correction Circuits. En M. H. Rashid (Ed.), POWER ELECTRONICS HANDBOOK, 523-547. Elsevier.

Das, S., Sali, K. and Chowdhury, D. (2017). “A Novel Variable Width PWM Switching Based Buck Converter to Control Power Factor Correction Phenomenon for an Efficacious Grid Integrated Electric Vehicle Battery Charger”. Proc. of the 2017 IEEE Region 10 Conference (TENCON), Malaysia, November 5-8.

Xiang, L.,and Faqiang, W. (2018). New Bridgeless Buck PFC Converter with Improved Input Current and Power Factor. EEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 65, NO. 10.

Ding, K., Zhang, Y., Liu, J., Cao, R., Hou, Y., Meng, X. (2019). “Single-Phase Boost Type Power Factor Corrector with Embedded Active Buffer Achieving Power Decoupling”. 10th International Conference on Power Electronics-ECCE-ASIA. Korea.

Geering, Hans. (2007). Optimal Control with Engineering Applications. Springer.

García, A., and Roteta Lannes, J., (2022). Universal Singular Optimal Control: Affine Systems. American Journal of Engineering and Applied Sciences.

Reucan, B., García, A., and Gonnet, A. (2025). “CONTROL ÓPTIMO SINGULAR APLICADO A UN SISTEMA DE INYECCIÓN DC-AC”. X Congreso de Matemática Aplicada, Computacional e Industrial. Universidad Tecnológica Nacional-Facultad Regional Córdoba.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Adaptación de un Sistema de Gestión y Eficiencia Energética para la Conversión Eléctrica de un Vehículo Estándar

Adaptation of an Energy Management and Efficiency System for the Electric Powertrain Conversion of a Standard Vehicle

Mirta Doque
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Nicolás, Argentina.
mdoque@frsn.utn.edu.ar

Walter Aguilera
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Nicolás, Argentina.
waguilera@frsn.utn.edu.ar

Jose Baldini
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Nicolás, Argentina.
jbaldini@frsn.utn.edu.ar

Christian Liberatore
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Nicolás, Argentina.
cliberatore@frsn.utn.edu.ar

Resumen

Este trabajo presenta el diseño y análisis de un sistema de gestión energética para la conversión eléctrica de un vehículo estándar de 1200 kg. Se evalúan los requerimientos de potencia en distintos escenarios urbanos, incluyendo pendientes y aceleraciones típicas, así como el consumo de periféricos. Se dimensiona el paquete de baterías considerando tecnologías LFP (*Lithium, Airon, Phosphaten*) y NMC (*Nickel, Manganese, Cobalt*), y se propone una arquitectura de gestión basada en Controlador Lógico Programable para optimizar el uso de energía. Los resultados muestran que la implementación de un sistema inteligente de gestión energética mejora significativamente la eficiencia y autonomía del vehículo eléctrico convertido.

Palabras clave: Vehículos eléctricos, gestión energética, conversión eléctrica.

Abstract

This work presents the design and analysis of an energy management system for the electric conversion of a standard 1200 kg vehicle. Power requirements are evaluated under various urban driving scenarios, including typical slopes and accelerations, as well as peripheral energy consumption. The battery pack is sized considering LFP (Lithium, Airon, Phosphaten) and NMC (Nickel, Manganese, Cobalt) technologies, and a Programmable Logic Controller-based management architecture is proposed to optimize energy usage. Results show that implementing an intelligent energy management system significantly improves the efficiency and range of the converted electric vehicle.

Keywords: Electric vehicles, Energy management, Electric conversion.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Introducción

La transición hacia una movilidad sustentable requiere no sólo de la electrificación de vehículos, sino también de la implementación de sistemas inteligentes de gestión energética. Este trabajo presenta el diseño preliminar y el análisis energético de un vehículo de 1200 kg convertido a eléctrico, considerando la integración de un sistema de gestión energética. Se calculan los requerimientos de potencia del tren motriz y periféricos en diferentes escenarios operativos, incluyendo terrenos con pendientes y aceleraciones típicas de uso urbano. La simulación de estos escenarios permite determinar la viabilidad del sistema propuesto y su impacto en la eficiencia global del vehículo.

Objetivos

Objetivo general

Analizar y dimensionar los requerimientos energéticos de un vehículo estándar convertido a eléctrico, con y sin la implementación de un sistema de gestión energética.

Objetivos específicos

- Determinar la potencia requerida del motor eléctrico en distintos escenarios urbanos.
- Estimar el consumo energético de los periféricos del vehículo.
- Proponer una arquitectura preliminar del sistema de gestión energética.

Metodología

El análisis se realiza considerando un vehículo tipo compacto de masa 1200 kg, configurado con un motor eléctrico y un paquete de baterías cuya potencia y capacidad se dimensionan a partir de condiciones operativas urbanas. Se establecen parámetros físicos y técnicos del vehículo y del entorno, permitiendo simular diferentes escenarios de operación: plano, pendiente del 5% y 10%, y aceleración de 0 a 50 km/h en 10 segundos. Además, se evalúa la potencia requerida por periféricos comunes, tales como aire acondicionado, dirección asistida eléctrica, y sistemas de iluminación. Respecto de la eficiencia del tren motriz se tomó valor de un 90%, según estudios de conversión y rendimiento de sistemas eléctricos de tracción (López-Freire, 2023).

En la Tabla 1 se resumen todos los parámetros técnicos y supuestos realizados para simular diferentes escenarios.

Tabla 1: Parámetros técnicos y supuestos

Parámetro	Valor
Masa del vehículo (m)	1200 kg
Gravedad (g)	9.81 m/s²
Densidad del aire (ρ)	1.225 kg/m³
Coeficiente aerodinámico (Cd)	0.32
Área frontal (A)	2.2 m²
Coeficiente de rodadura (Cr)	0.015
Velocidad de referencia (V)	50 km/h (13.89 m/s)
Eficiencia del tren motriz (η)	90%
Potencia de cargas auxiliares (Paux)	1.0 kW
Radio de rueda (r)	0.30 m
Tiempo de aceleración 0-50 km/h (t)	10 s
Pendientes	0%, 5%, 10%
Autonomía (Aut)	70 km

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Cálculo de Potencia Requerida

Modelo de fuerzas y potencia. Fuerzas que debe vencer el tren motriz en velocidad:

1. Resistencia por rodadura (Fr):

$$\mathrm{Fr} = \mathrm{m} * \mathrm{g} * \mathrm{Cr} = 1200 * 9{,}81 * 0{,}015 = 176{,}58\ \mathrm{N} \quad (1)$$

2. Resistencia aerodinámica (Fa):

$$Fa = ½ * \rho * \mathrm{Cd} * \mathrm{A} * \mathrm{v}^2 = ½ * 1{,}225 * 0{,}32 * 2{,}2 * (13{,}89)^2 = 83{,}18\ \mathrm{N} \quad (2)$$

3. Fuerza debido a pendiente 5% (Fg5):

$$\mathrm{Fg5} = \mathrm{m} * \mathrm{g} * \%\mathrm{pendiente} = 1200 * 9{,}81 * 0{,}05 = 588{,}6\ \mathrm{N} \quad (3)$$

4. Fuerza debido a pendiente 10% (Fg10):

$$\mathrm{Fg10} = \mathrm{m} * \mathrm{g} * \%\mathrm{pendiente} = 1200 * 9{,}81 * 0{,}10 = 1177{,}2\ \mathrm{N} \quad (4)$$

5. Fuerza de aceleración (Facc):

$$\mathrm{Facc} = \mathrm{m} * \mathrm{a} = 1200 * 13{,}89/10 = 1666{,}8\ \mathrm{N} \quad (5)$$

Escenario 1 - Potencia en el eje de tracción a velocidad constante sin pendiente (Ptrac)

$$Ptrac = (Fr + Fa) * v = (176{,}58 + 83{,}18) * 13{,}89 = 3608{,}06\ W \quad (7)$$

Potencia en motor/inversor considerando eficiencia y auxiliares (Pmotor)

$$Pmotor = \frac{Ptrac}{\eta} + PauxP = \frac{3608.06}{0{,}9} + 1000 = 5\ kW \quad (8)$$

Escenario 2 - Potencia en el eje de tracción a velocidad constante con pendiente 5% (Ptrac5)

$$Ptrac5 = (Fr + Fa + Fg5) * v = (176{,}58 + 83{,}18 + 588{,}6) * 13.89 = 11783\ W \quad (9)$$

Potencia en motor/inversor considerando eficiencia y auxiliares (Pmotor5)

$$Pmotor5 = \frac{Ptrac5}{\eta} + PauxP = \frac{11783}{0{,}9} + 1000 = 14\ kW \quad (10)$$

Escenario 3 - Potencia en el eje de tracción a velocidad constante con pendiente 10% (Ptrac10)

$$Ptrac10 = (Fr + Fa + FG10) * v = (176{,}58 + 83{,}18 + 1177{,}2) * 13.89 = 19959\ W \quad (11)$$

Potencia en motor/inversor considerando eficiencia y auxiliares (Pmotor10)

$$Pmotor10 = \frac{Ptrac10}{\eta} + PauxP = \frac{19959}{0{,}9} + 1000 = 23\ kW \quad (12)$$

Escenario 4 – Aceleración de 0 a 50 km/h en un tiempo de 10 segundos

Aceleración (a)

$$\mathrm{a} = \frac{\mathrm{v}}{\mathrm{t}} = \frac{13{,}89}{10} = 1{,}38\frac{\mathrm{m}}{s^2} \quad (13)$$

$$\mathrm{Fpico} = \mathrm{Facc} + \mathrm{Fr} + \mathrm{Fa} = 1666{,}8 + 176{,}58 + 83{,}18 = 1926{,}56\ \mathrm{N} \quad (14)$$

$$\mathrm{Ptracpico} = (\mathrm{Facc} + \mathrm{Fr} + \mathrm{Fa}) * \mathrm{v} = (1666{,}8 + 176{,}58 + 83{,}18) * 13{,}89 = 26759\ \mathrm{W} \quad (15)$$

Potencia en motor/inversor considerando eficiencia y auxiliares (Pot.pico)

$$Pot.pico = \frac{26759}{0{,}9} + 1000 = 30\ kW \quad (16)$$

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

En la Tabla 2 se resumen las potencias calculadas para cada escenario.

Tabla2: Resumen de potencias

Vel. Cte. (llano)	Pendiente 5%	Pendiente 10%	Aceleración 0-50
5 kW	14 kW	23 kW	30 kW

De los cálculos realizados anteriormente podemos deducir que:

Para un uso urbano razonable con pendientes entre 5 y 10 %, se debe emplear un motor con potencia continua en el rango de entre 14 a 23 kW que cubre la mayoría de las exigencias reales y mantiene un margen térmico adecuado.

Para arranques con aceleración de hasta 50 km/h en 10 segundos debemos ir a una potencia pico de 30 kW y considerando un margen de seguridad de un 20% aproximadamente necesitaríamos un pico de 35 kW

Para utilizar un motor más compacto y mantener el mismo dentro de la curva par/velocidad implicaría utilizar una caja de velocidad con una relación adecuada.

Debido a los picos de corriente que se producen en el arranque, se generan sobrecargas térmicas, por esta razón, un sistema de refrigeración adecuado es indispensable para el motor y el inversor.

La Figura 1 muestra un gráfico de barras con las potencias calculadas para cada escenario.

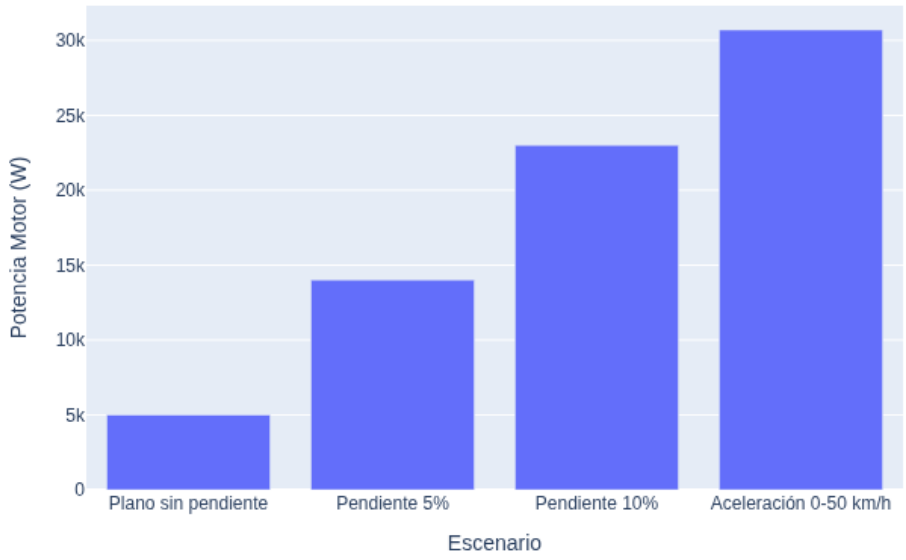


Figura 1: Potencia del motor en distintos escenarios

Análisis del paquete de baterías a utilizar

De la tabla 2 se ve que necesitamos una potencia de 5 kW para que el vehículo considerado se mueva a una velocidad constante de 50 km/h, lo que implica un consumo de energía de 5 kWh para recorrer 50 km en llano incluyendo la potencia de los servicios auxiliares y estimando la eficiencia en un 90%. Eso equivale a un consumo de energía de 100 Wh cada km en crucero estable (5000 Wh cada 50 km).

Se analizan 3 escenarios de usos distintos:

Eficiente: 120 Wh/km considerando pequeñas variaciones de demanda (20% más de la inicial)

Elevado: 180 Wh/km se deriva de una combinación de mucho tráfico, arranques y paradas continuas, pendientes suaves y uso de sistema de calefacción, ventilación, aire acondicionado (HVAC - por sus siglas en inglés) intensivo.

Medio: 150 Wh/km un promedio de los anteriores.

Ahora vamos a determinar la energía que deberían entregar las baterías para la autonomía establecida en los parámetros iniciales.

Escenario eficiente: 120 Wh/km * 70 km = 8.4 kWh

Escenario típico: 150 Wh/km * 70 km = 10.5 kWh

Escenario alto: 180 Wh/km * 70 km = 12.6 kWh

Consideremos que las baterías tendrán al final del ciclo de descarga de un 90% de su capacidad y al final de la vida útil una degradación de un 20% o sea un 80% de capacidad útil, la afectación final será del 72%, por lo que la demanda bruta ascenderá a 17,5 kWh (12.6 kWh/0.72).

Vamos a tomar una demanda bruta de entre 15 y 20 kWh

Requisitos de las baterías

La batería debe entregar los 35 kW en todo el ciclo de uso sin sobrecalentarse (Zhang et al., 2025).

Elegimos un voltaje nominal típico de conversión:

- Opción A: ~400 V
  - Baterías de iones de litio, cátodo compuesto por níquel, manganeso y cobalto (NMC) de 400V y 108 celdas.
  - Batería de iones de litio y fosfato de hierro y litio como cátodo (LFP) de 397 V y 124 celdas
- Opción B: ~320–360 V (LFP ~100–112s)

La corriente necesaria para todos los casos es de:

Opción A1: I = 35000/400 = 87.5 A

Opción B1: I = 35000/360 = 97 A

Opción B2: I = 35000/320 = 109 A

Arquitecturas del pack de baterías

Un factor para tener en cuenta es la Tasa C o C-rate que es la relación entre la potencia continúa demandada y la capacidad bruta inicial (Yang et al., 2023). Esta medida indica la velocidad a la que una batería se carga o descarga en relación con su capacidad máxima. (1C quiere decir que la batería puede entregar toda su capacidad en una hora, 0.5C en dos horas y 2c en media hora).

Para las celdas LFP prismáticas estándar una relación entre 1.5 y 1.8 está correcta, mientras que para las celdas NMC/NCA (Niquel Cobalto Aluminio) cilíndricas puede ascender a 2.

Opción LFP (segura, vida larga)

- Objetivo: 20 kWh brutos, tensión entre 360 y 380 V nominal
- Configuración ejemplo: 112s1p de celdas LFP 3.2 V → 358.4 V nominal.
  - Capacidad objetivo: 55–60 Ah → Energía ≈ 358.4 V * 60 Ah ≈ 21.5 kWh.
  - Corriente continua a 35 kW: 35kW/358V = 98 A → 1.6 C sobre 60 Ah (razonable).
  - Masa pack (nivel sistema, LFP ~120–140 Wh/kg): ~155–180 kg.

Opción NMC (más ligera, mayor potencia específica)

- Objetivo: 20 kWh brutos, tensión entre 390 y 400 V nominal
- Configuración ejemplo: 108s1p (3.7 V) → 399.6 V.
  - Capacidad objetivo 50 Ah → Energía ≈ 20.0 kWh
  - Corriente continua 87.5 A → 1.75 C (viable con celdas high-power).
  - Masa pack (nivel sistema, NMC ~150–180 Wh/kg): ~110–135 kg.

Ambas opciones cumplen los 35 kW continuos y ≥70 km con margen. La LFP prioriza seguridad/ciclo de vida; la NMC reduce masa/volumen.

En la Tabla 3 se resumen las autonomías para cada demanda supuesta.

Tabla 3: Autonomía prevista para las demandas supuestas

Consumo supuesto Wh/km	Demanda bruta de 15 kWh (10.8 kWh reales)	Demanda bruta de 20 kWh (14.4 kWh reales)
120	90 km	120 km
150	72 km	96 km
180	60 km	80 km

Sistema de Gestión de Energía

Una vez seleccionado el motor y el pack de baterías nos centramos en un enfoque integral para el diseño e implementación de un sistema de gestión y eficiencia energética para nuestro vehículo en cuestión de 1200 kg de peso. El objetivo principal es optimizar el rendimiento del sistema de propulsión eléctrica, maximizar la autonomía disponible y gestionar de forma racional los recursos energéticos mediante la medición, control y priorización de cargas eléctricas esenciales y de confort.

Con la transición hacia vehículos con motorización eléctrica, surge la necesidad de contar con sistemas avanzados de gestión energética (Challoob et al., 2024; Zhang et al., 2025). Estos sistemas deben ser capaces de monitorear y regular múltiples parámetros operativos, con el fin de asegurar un uso eficiente de la energía disponible en las distintas fuentes del vehículo.

Un sistema de gestión energética en vehículos eléctricos consiste en un conjunto de estrategias de control y supervisión que permiten regular el consumo energético de todos los subsistemas, en función de la energía disponible y los requerimientos del vehículo (Yang et al., 2023). Esto implica la medición continua del consumo y del estado de carga de cada fuente de energía mediante sensores y transductores específicos, los cuales envían señales a un controlador central, como puede ser un PLC (Controlador Lógico Programable).

Los algoritmos de control a implementar permiten distribuir de manera inteligente la energía entre los distintos componentes, priorizando la funcionalidad básica del vehículo sin descuidar las prestaciones de confort, de acuerdo con las necesidades del usuario y las condiciones del entorno (Sampietro et al., 2019).

Se considera que nuestro vehículo objeto de estudio originalmente cuenta con una ECU (Unidad de Control Electrónico) encargada de gestionar los parámetros de un motor de combustión interna, como ignición, inyección, válvula EGR (Recirculación de gases de escape) y sensores tales como MAP (Presión absoluta del colector o múltiple de escape), TPS (Posición de la mariposa de aceleración) y lambda (Sonda de oxígeno). Al ser reemplazada la motorización por un sistema eléctrico, estos elementos y su ECU correspondiente dejan de ser funcionales y se procederá a su retiro.

Para evaluar las condiciones anteriores consideramos la adquisición de un kit de conversión motriz eléctrico de mercado

El kit de conversión incluye una nueva unidad de control, equipada con capacidades de monitoreo del sistema eléctrico: estado de carga y tensión de las baterías, temperatura de los módulos, diagnóstico de fallas del BMS (*Battery Management System*), entre otros.

Sin embargo, se propone una evolución hacia un sistema más complejo, que integre no solo los elementos del kit sino todos los componentes eléctricos del vehículo. Esto requiere una red de transductores conectados al PLC que permita una gestión energética avanzada y adaptativa.

Fuentes de Energía del Vehículo

El vehículo cuenta con las siguientes fuentes de energía:

- Baterías de alta potencia (BATAP): encargadas de alimentar el motor de corriente alterna (MOTCA) mediante un convertidor CC/CA. El nivel de tensión depende del kit de conversión utilizado.
- Batería de baja potencia (BATBP): provee energía a todos los periféricos de 12V.
- Panel fotovoltaico (PV): instalado en el techo del vehículo, capaz de aportar energía a las baterías en tiempo real, tanto en movimiento como en reposo, siempre que exista irradiación solar suficiente. La carga a la batería se realiza por medio de un controlador de carga (CCPV). Esto contribuye a extender la autonomía y reducir en parte la dependencia de la red eléctrica.
- Regeneración de energía: se refiere a la capacidad de energía que puede proveer el motor a las baterías, actuando como generador en las condiciones de frenado y/o desaceleración.

Cuando el vehículo no está en funcionamiento, la recarga de las baterías desde la red se realizará mediante un cargador a bordo (OBC por sus siglas en inglés) provisto con el kit, conectado a una red de corriente alterna mediante un conector tipo SAE J1772. El mismo sistema alimenta las BATBP mediante un convertidor CC/CC como se puede ver en la Figura 2.

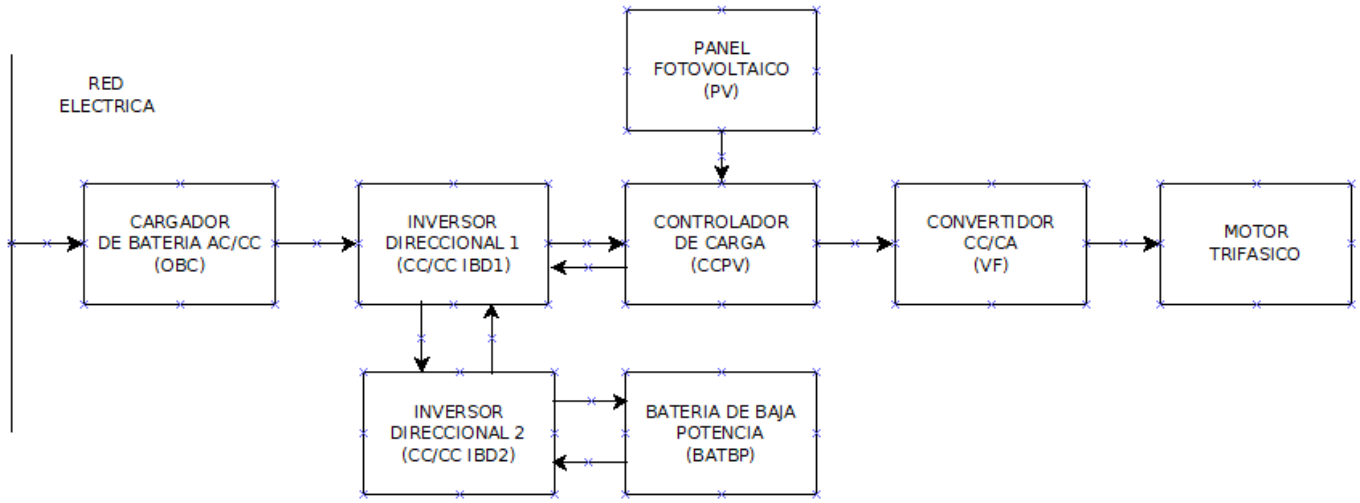


Figura 2: Diagrama en bloques de la alimentación eléctrica

Clasificación de las Cargas Eléctricas

Para una gestión eficiente, las cargas del vehículo las dividimos en dos categorías:

Cargas esenciales

Son aquellas indispensables para la operación segura del vehículo y no deben ser interrumpidas:

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

- Motor trifásico de corriente alterna
- Servo freno (bomba de vacío)
- Dirección hidráulica
- Luces exteriores (posición, altas, bajas, freno, direccionales, reversa)
- Limpiaparabrisas y sistema de rociado

Cargas de confort

Corresponden a funciones no críticas, cuyo uso puede gestionarse o reducirse:

- Sistema de climatización (frío/calor)
- Equipo de sonido
- Luces de cortesía interiores
- Levantavidrios eléctricos
- Cierre centralizado
- Alarma
- Tomas USB
- Conectividad (Wifi, red móvil, etc.)

Potencia de cada una de las demandas

Motor de CA: 35 KW

Servofreno: 5 a 300 W

Dirección hidráulica: 500 a 2000 W

Luces exteriores: 12 W

Limpiaparabrisas: 5-10 A – 12 V

Sistema de climatización: entre 1 y 5 KW – Alta tensión

Equipo de Sonido: 5 A máximo – 60 W

Luces interiores: 12 W

Levantavidrios eléctricos: 7 A en funcionamiento (individual)

Cierre centralizado: 10-15 mA (standby) – 1A(activación) – Consumo por módulo

Alarma: 15 W en funcionamiento

Tomas USB: 900 mA – 5 V

Estrategia de Control y Gestión

El sistema de gestión energética propuesto se basa en un enfoque integral que combina monitoreo, control y priorización inteligente de cargas eléctricas en el vehículo convertido. Se implementa mediante un Controlador Lógico Programable (PLC), que actúa como unidad central de procesamiento y toma de decisiones.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Para una administración eficiente, las cargas se clasifican en dos grupos:

- Cargas esenciales, necesarias para la operación segura del vehículo (motor de tracción, servofreno, dirección asistida, iluminación externa, limpiaparabrisas).
- Cargas de confort, cuyo uso puede ser modulado o restringido según el estado energético (climatización, sonido, conectividad, etc.).

El sistema incorpora una red de sensores y transductores que monitorean parámetros clave como el estado de carga de las baterías, temperatura de los módulos, consumo instantáneo de cada subsistema, y condiciones ambientales. Esta información es procesada por el PLC, que ejecuta algoritmos de control adaptativo y predictivo, permitiendo:

- Priorización dinámica de cargas según el estado de carga de la batería (SOC por sus siglas en ingles), condiciones de conducción y preferencias del usuario.
- Modulación de potencia en cargas variables como climatización o sonido, para optimizar el consumo sin comprometer el confort.
- Gestión térmica activa, mediante sensores de temperatura y control de sistemas de refrigeración del motor e inversor.
- Integración con el BMS (*Battery Management System*) del kit de conversión, permitiendo una visión unificada del estado energético del vehículo.
- Interfaz HMI (*Human Management Interface*) para visualización en tiempo real del estado energético y control manual de funciones.

Además, se contempla la incorporación de fuentes secundarias como paneles fotovoltaicos y regeneración de energía en frenado, cuya gestión también es coordinada por el PLC para maximizar la autonomía.

Este enfoque permite una administración energética flexible, escalable y adaptable, alineada con los principios de eficiencia energética y sostenibilidad.

Conclusión

La implementación de un sistema de gestión energética inteligente en vehículos convertidos a eléctricos representa una solución eficaz para optimizar el rendimiento del tren motriz, reducir el consumo energético y extender la autonomía bajo condiciones urbanas exigentes (Challoob et al., 2024).

Los cálculos realizados demuestran que, para un vehículo de 1200 kg, se requiere una potencia continua entre 14 y 23 kW, y una potencia pico de hasta 35 kW para cubrir escenarios de aceleración y pendientes. El dimensionamiento del paquete de baterías considerando tecnologías LFP y NMC, permite cubrir estas demandas con márgenes adecuados de seguridad térmica y autonomía (Zhang et al., 2025).

El sistema de gestión basado en PLC, junto con sensores y algoritmos de control adaptativo, permite una distribución racional de la energía, priorizando cargas esenciales y modulando cargas de confort según el estado energético. Esta arquitectura puede adaptarse a distintos tipos de vehículos y configuraciones, lo que la hace escalable y replicable en proyectos de conversión o diseño de vehículos eléctricos.

Desde el punto de vista ambiental, la conversión eléctrica y la gestión eficiente contribuyen a la reducción de emisiones y al uso racional de recursos energéticos (Challoob et al., 2024). Aunque el costo inicial de implementación puede ser elevado, se recomienda realizar un análisis técnico-económico que contemple beneficios a largo plazo en términos de ahorro energético, mantenimiento y sostenibilidad.

Como trabajo futuro, se propone:

- Validar el sistema mediante pruebas experimentales.
- Integrar el sistema con redes inteligentes (*smart grids*) para carga optimizada.
- Evaluar el impacto económico y ambiental en flotas urbanas convertidas.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Referencias bibliográficas

Challoob, A. F., Rahmat, N. A. B., Ramachandaramurthy, V. K. A. L., & Humaidi, A. J. (2024). Energy and battery management systems for electrical vehicles: A comprehensive review & recommendations. Energy Exploration & Exploitation, 42(1), 341–372. https://doi.org/10.1177/01445987231211943

Zhang, Q., Shang, Y., Li, Y., & Zhu, R. (2025). A concise review of power batteries and battery management systems for electric and hybrid vehicles. Energies, 18(14), 3750. https://doi.org/10.3390/en18143750

Yang, S., Liu, X., Li, S., & Zhang, C. (2023). Advanced Battery Management System for Electric Vehicles. Springer. https://link.springer.com/book/10.1007/978-981-19-3490-2

López-Freire, S. A. (2023). Análisis de la eficiencia de los sistemas de conversión de energía eléctrica en vehículos eléctricos. Horizon Nexus Journal, 1(4), 68–80. https://doi.org/10.70881/hnj/v1/n4/29

Sampietro, J. L., Puig, V., & Costa Castelló, R. (2019). Estrategia de gestión de la energía en vehículos eléctricos con pila de combustible y sistema de almacenamiento híbrido utilizando control predictivo económico. Maskay, 9(2). https://doi.org/10.24133/maskay.v9i2.1145

Gestión y Calidad de la Energía

CITTIE 2026

Diseño y Validación Inicial de un Sistema Abierto de Iluminación Pública para Ciudades Inteligentes

Design and Initial Validation of an Open Public Lighting System for Smart Cities

Lautaro Bifano
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Laboratorio de Software Embebido Aplicado, Argentina.
bifanolautaro@frlp.utn.edu.ar

Hugo Mazzeo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Argentina.
hmazzeo@frlp.utn.edu.ar

Nicolas Zaniratto
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Laboratorio de Software Embebido Aplicado, Argentina.
nicolaszaniratto@frlp.utn.edu.ar

Fidel Aguirre
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Centro de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Laboratorio de Software Embebido Aplicado, Argentina.
fidelaguirre@alu.frlp.utn.edu.ar

Resumen

La iluminación pública representa una porción significativa del consumo energético municipal en América Latina. Frente a este desafío, se presenta el diseño y validación inicial de un sistema abierto e inteligente de alumbrado urbano, orientado a optimizar el consumo energético y mejorar la eficiencia operativa mediante sensores ambientales, control embebido y tecnologías IoT de bajo costo. El desarrollo se enmarca en una iniciativa de I+D de la Universidad Tecnológica Nacional, con un enfoque modular, replicable y adaptado a las condiciones de infraestructura típicas de municipios argentinos. Se describe la arquitectura del sistema, su lógica de control, y se presentan resultados preliminares obtenidos en simulaciones y prototipos funcionales. Los ensayos muestran resultados prometedores en cuanto a ahorro energético, escalabilidad y potencial de integración en modelos de ciudad inteligente. El trabajo apunta a aportar soluciones tecnológicas abiertas, accesibles y sostenibles para el alumbrado público, fortaleciendo además la formación de recursos humanos en tecnologías aplicadas a la eficiencia energética.

Palabras clave: alumbrado público, eficiencia energética, IoT, ciudades inteligentes, control embebido

Abstract

Public lighting accounts for a significant share of municipal energy consumption across Latin America. In response, this paper presents the design and initial validation of an open and smart urban lighting system aimed at optimizing energy usage and improving operational efficiency through environmental sensing, embedded control, and low-cost IoT technologies. The development is part of an R&D initiative at the National Technological University (UTN), adopting a modular and replicable approach tailored to the infrastructure of typical Argentine municipalities. The system architecture and control logic are outlined, and preliminary results from simulations and functional prototypes are presented. Tests show promising outcomes in terms of energy savings, scalability, and potential integration into smart city frameworks. The project contributes an open, accessible, and sustainable technological solution for public lighting, while also promoting human resource development in energy-efficient technologies.

Keywords: public lighting, energy efficiency, IoT, smart cities, embedded control

Introducción

La iluminación pública representa uno de los principales consumos energéticos en los municipios de América Latina, llegando a representar entre el 20 % y el 40 % del consumo eléctrico total del sector público local [1], [2]. En Argentina, informes recientes del sector energético y de organismos multilaterales indican que este servicio esencial todavía opera, en muchos casos, con tecnologías poco eficientes, sin control dinámico ni estrategias de gestión inteligente [3]. Esta situación no solo implica un uso ineficiente de los recursos energéticos y económicos, sino también una oportunidad significativa para la incorporación de soluciones tecnológicas orientadas a la eficiencia y la sustentabilidad.

En este contexto, las universidades públicas cumplen un rol fundamental no solo como centros de formación, sino también como impulsores de tecnologías accesibles para el desarrollo territorial. El presente trabajo surge del Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID) “Desarrollo de sistema para ahorro de energía en alumbrado publico” (LPENPP668), recientemente iniciado en la Facultad Regional La Plata de la Universidad Tecnológica Nacional que a su vez se alinea con los lineamientos del programa 'País Digital - Ciudades Inteligentes', que promueve el desarrollo de tecnologías locales para la gestión urbana eficiente [10]. La presente iniciativa apunta a generar soluciones tecnológicas abiertas, replicables y escalables, especialmente pensadas para municipios de escala mediana o pequeña, que suelen quedar al margen de las grandes inversiones en tecnología urbana.

Si bien existen antecedentes internacionales de sistemas avanzados de iluminación inteligente, muchos de ellos dependen de infraestructuras costosas y soluciones propietarias que dificultan su adopción en contextos locales con recursos limitados. En América Latina, y particularmente en Argentina, aún predominan redes de alumbrado con operación continua, sin mecanismos adaptativos ni plataformas de supervisión remota. Esta brecha tecnológica representa una oportunidad para el desarrollo de sistemas modulares, de bajo costo y basados en tecnologías libres, que puedan ser apropiados por gobiernos locales, instituciones educativas y cooperativas. En ese sentido, este proyecto se inscribe en una línea de investigación aplicada orientada a combinar eficiencia energética, innovación tecnológica y autonomía operativa, promoviendo un modelo de ciudad inteligente accesible y contextualizado.

El presente trabajo describe el diseño preliminar y la validación en laboratorio de un sistema inteligente de alumbrado público, estructurado sobre una arquitectura de sensores, microcontroladores y conectividad inalámbrica. El objetivo general es desarrollar una plataforma que permita regular dinámicamente la iluminación en función de variables ambientales y de tránsito, maximizando el ahorro energético sin comprometer la seguridad ni la calidad del servicio. Se presentan los fundamentos tecnológicos del sistema, los criterios de selección de componentes, las pruebas de funcionamiento realizadas en simuladores digitales y los próximos pasos para su implementación piloto en entornos urbanos reales.

A diferencia de otras soluciones comerciales o pilotos tecnológicos aplicados en grandes urbes, el presente trabajo se orienta a desarrollar un sistema de alumbrado público inteligente de **código abierto, bajo costo y escalabilidad progresiva**, especialmente diseñado para municipios medianos o pequeños con **limitaciones presupuestarias y técnicas**. La contribución principal del proyecto radica en la validación de una arquitectura modular adaptable, utilizando tecnologías ampliamente disponibles (como sensores PIR, LDR, LoRa y ESP32) y una plataforma de monitoreo accesible basada en software libre. Esta propuesta se diferencia de metodologías preexistentes por su **enfoque de soberanía tecnológica**,

replicabilidad con recursos locales y su alineación con los lineamientos estratégicos de digitalización urbana de bajo costo en América Latina.

Materiales y métodos

El desarrollo del sistema se abordó en cuatro fases principales: selección de componentes, definición de la arquitectura de hardware, diseño del software de control y validación en entorno simulado. A lo largo de todo el proceso se priorizaron criterios de bajo costo, flexibilidad, modularidad y capacidad de replicación, con un enfoque orientado a municipios de escala media o pequeña, donde los recursos técnicos y financieros suelen ser limitados.

Análisis y selección de componentes

Se inició con una revisión exhaustiva del estado del arte en sensores de bajo costo aplicables al control inteligente de iluminación urbana. En cuanto a la captación de variables ambientales, se analizaron sensores de luz basados en resistencias dependientes de la luz (LDR), ampliamente utilizados por su bajo precio, facilidad de integración y confiabilidad básica. Para la detección de movimiento, se optó por sensores infrarrojos pasivos (PIR), seleccionados por su eficiencia energética y amplio uso en sistemas de control de presencia.

Además, se evaluaron sensores complementarios como módulos de temperatura, humedad y presión (por ejemplo, DHT22 o BME280), que si bien no son parte del prototipo actual, se consideran para futuras etapas de expansión funcional, particularmente en sistemas de alumbrado inteligente con monitoreo ambiental.

Paralelamente, se analizaron tecnologías de comunicación inalámbrica compatibles con dispositivos de bajo consumo:

- **LoRaWAN** (Long Range Wide Area Network), por su capacidad de cubrir grandes áreas urbanas con muy bajo consumo energético, ideal para sensores distribuidos en luminarias [5].
- **Zigbee**, tecnología orientada a redes malladas de alta densidad, útil en escenarios donde la proximidad entre nodos permite una topología distribuida eficiente [11].
- **MQTT** (Message Queuing Telemetry Transport), protocolo de mensajería liviano de tipo publish/subscribe, altamente eficiente para comunicaciones entre dispositivos de Internet las Cosas (IoT) y servidores de monitoreo [6].

La combinación LoRa + MQTT se posicionó como la más adecuada para el objetivo del sistema, permitiendo operar con infraestructura mínima, costos reducidos y sin necesidad de conexiones celulares ni Wi-Fi permanentes en cada nodo.

Selección de hardware y diseño de la arquitectura

El sistema fue estructurado sobre el microcontrolador **ESP32** [7], una plataforma de bajo costo que combina conectividad Wi-Fi y Bluetooth, amplia capacidad de procesamiento y compatibilidad con múltiples interfaces digitales. Este microcontrolador se destaca además por su compatibilidad con MicroPython, lo que permite una programación más ágil y didáctica.

Para la conectividad LoRa, se integraron módulos **SX1278**, ampliamente disponibles en el mercado y compatibles con el stack LoRaWAN. Estos módulos permiten establecer redes punto a punto o formar parte de redes de largo alcance con gateways LoRa, lo que habilita múltiples estrategias de escalabilidad.

Los sensores seleccionados fueron:

- **PIR HC-SR501**, por su confiabilidad en la detección de movimiento humano y animales de gran tamaño [8].
- **LDR genéricos**, que permiten estimar niveles de iluminación ambiental con precisión suficiente para activar o desactivar luminarias en función de la luz natural disponible [9].

Para la activación de las luminarias se utilizaron **relés electromecánicos**, capaces de controlar cargas de hasta 10 A y con aislamiento galvánico entre la parte de control y el circuito de potencia, garantizando seguridad y compatibilidad con luminarias diodos emisores de luz (LED) de uso urbano.

Si bien el sistema fue validado con cargas simuladas compatibles con luminarias LED, se aclara que la arquitectura eléctrica puede adaptarse a lámparas halógenas u otras tecnologías existentes, permitiendo una migración gradual sin necesidad de reemplazar completamente la infraestructura actual.

La comunicación entre sensores y el microcontrolador se realizó mediante **buses UART (Universal Asynchronous Receiver/Transmitter)** e **I²C (Inter-Integrated Circuit)**. Ambas interfaces son estándares en sistemas embebidos por su facilidad de implementación, bajo número de pines requeridos y soporte nativo en plataformas como ESP32.

En la Figura 1 podemos visualizar la propuesta, se elaboró un **diagrama de bloques** que sintetiza los principales componentes del sistema, sus conexiones lógicas y el flujo de información, desde la captación de datos hasta el procesamiento y eventual actuación sobre la luminaria.

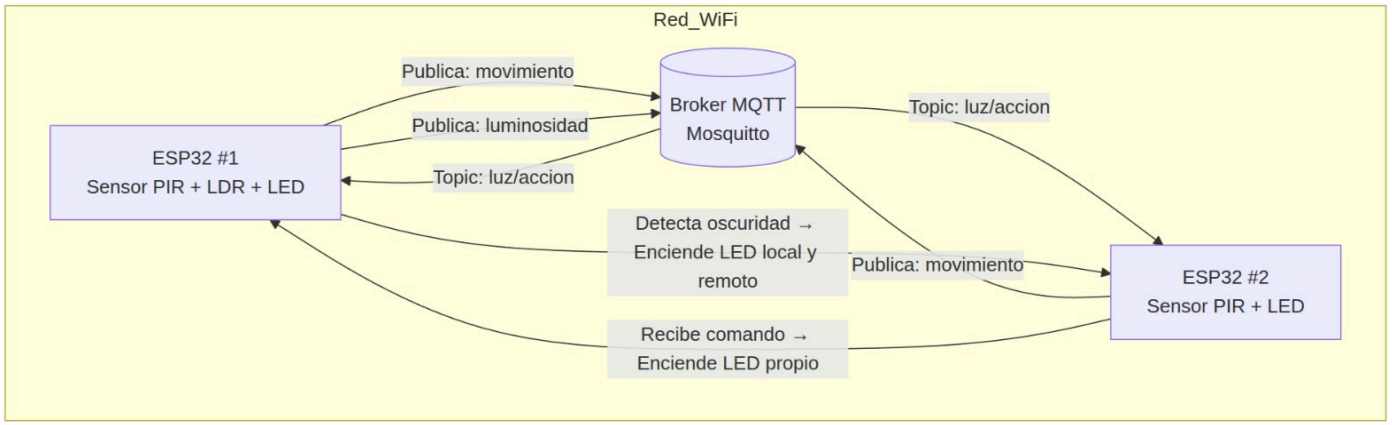


Figura 1. Diagrama funcional del sistema de control inteligente de iluminación urbana. Este esquema permite comprender la lógica de interacción entre componentes y evidencia la modularidad del sistema, lo que facilita su escalabilidad y mantenimiento.

Desarrollo de software y validación en entorno simulado

La arquitectura de control del sistema fue diseñada en capas, siguiendo un enfoque modular que facilite la implementación, el mantenimiento y la escalabilidad futura. Se establecieron tres niveles funcionales:

- **Capa sensorial**: se encarga de la recolección de datos provenientes de los sensores PIR y LDR. La lectura periódica de estas señales se implementa mediante interrupciones y ciclos temporizados, minimizando el uso de energía y asegurando una respuesta rápida ante eventos relevantes (como la detección de movimiento en condiciones de baja luminosidad).
- **Capa de procesamiento local**: ubicada en el ESP32, esta capa ejecuta la lógica de decisión, aplicando reglas simples basadas en umbrales de luz y temporizadores de presencia. El código fue desarrollado íntegramente en **MicroPython**, un lenguaje interpretado especialmente diseñado para microcontroladores, que ofrece una sintaxis clara y una comunidad activa. La elección de MicroPython responde también al objetivo educativo y formativo del proyecto, facilitando la participación de estudiantes y técnicos en el desarrollo.
- **Capa de supervisión remota**: si bien aún en fase inicial, se definió una arquitectura de backend con base en **Django** [12], un framework web robusto y ampliamente utilizado. Se prevé integrar los datos recolectados mediante el protocolo MQTT a una base de datos en la nube, habilitando funciones de visualización, historial de eventos, geolocalización de nodos y diagnósticos automatizados.

Validación en entorno simulado

Para la validación temprana del sistema se utilizó la plataforma **Wokwi**, un simulador en línea de hardware embebido que permite emular entornos basados en ESP32 con sensores y actuadores virtuales.

Se desarrolló una maqueta digital compuesta por:

- Un microcontrolador ESP32 programado en MicroPython.
- Un sensor PIR virtual para detección de movimiento.
- Un sensor LDR virtual para simular distintos niveles de iluminación ambiental.
- Un LED como representación de una luminaria urbana.

La lógica implementada fue la siguiente:

- Si se detecta movimiento y el nivel de luz ambiente está por debajo de un umbral predefinido, se activa la luminaria (LED).
- En ausencia de movimiento, la luminaria permanece apagada.
- Se incluye un retardo de apagado configurable para evitar parpadeos ante cortes breves de presencia.

Estas pruebas permitieron validar la lógica básica del sistema, la interoperabilidad entre sensores, y observar el comportamiento general ante distintas condiciones simuladas. Si bien las pruebas en simulador no reemplazan una validación en condiciones reales, resultan útiles para detectar errores tempranos, ajustar parámetros y reducir tiempos de implementación en campo.

Validación experimental

Se desarrolló una **maqueta digital funcional** en el simulador Wokwi, emulando un entorno urbano con sensores PIR y LDR, un LED como luminaria, y un ESP32 corriendo la lógica de control. Las pruebas evaluaron escenarios de tránsito simulado, variación de luz ambiental y distintos umbrales de activación.

Las principales variables analizadas fueron: consumo energético por ciclo, tasa de detección de eventos, latencia de respuesta, y estabilidad de conexión. Si bien los resultados son preliminares, validan la lógica de funcionamiento y abren camino a pruebas en condiciones reales.

En la Figura 2 se muestra una simulación del sistema realizada en la plataforma Wokwi, donde se modeló el comportamiento del prototipo utilizando un ESP32 junto a sensores PIR y LDR.

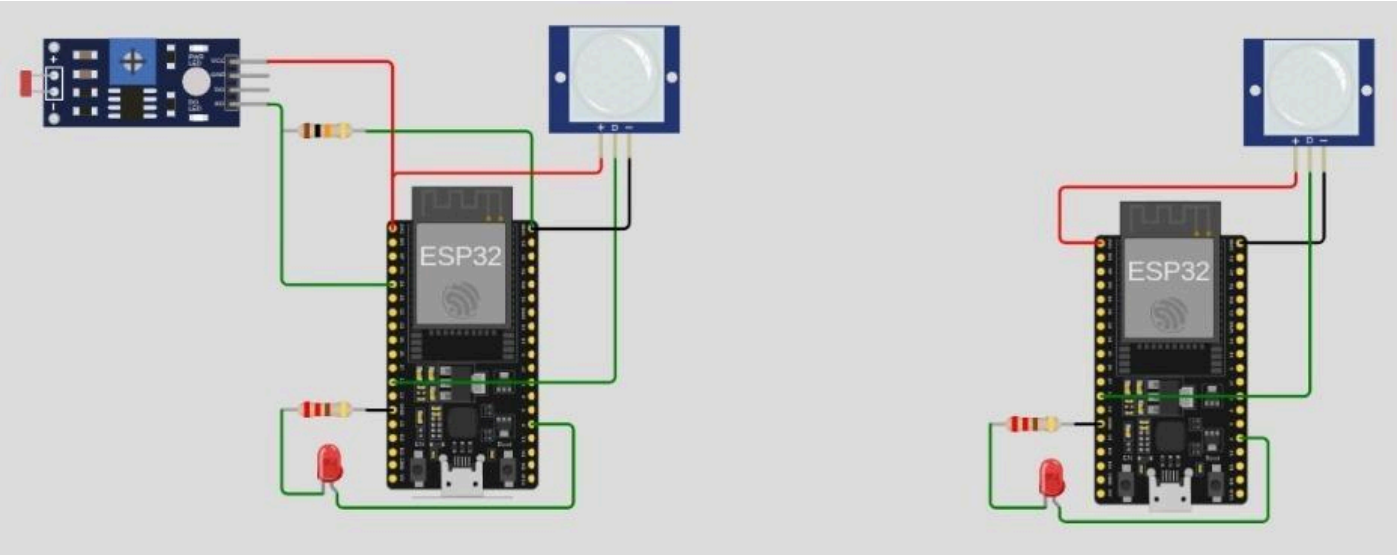


Figura 2. Esquema del sistema simulado en Wokwi. Se observa la conexión entre un microcontrolador ESP32, sensores PIR para detección de movimiento, sensores LDR para medición de luminosidad ambiental, y una luminaria representada por un LED.

La simulación permitió validar el funcionamiento básico del sistema bajo condiciones controladas. El prototipo respondió correctamente al detectar movimiento en condiciones de baja iluminación, encendiendo el LED como luminaria. Esta prueba confirmó la lógica de control implementada y sirvió como base para el desarrollo del prototipo físico.

El sistema fue validado inicialmente mediante pruebas de laboratorio y simulaciones en entorno virtual, utilizando la plataforma **Wokwi** para emular un escenario urbano simplificado. La maqueta digital incluyó un ESP32 con sensores PIR y LDR, además de un LED representando una luminaria.

Validación funcional en entorno simulado

La simulación realizada en la plataforma **Wokwi** permitió validar la lógica de control propuesta y evaluar el comportamiento del sistema ante diferentes escenarios de iluminación y movimiento. Se observó que:

- La detección de movimiento mediante el sensor PIR se produjo de manera confiable y sin falsos positivos en las pruebas básicas.
- El sensor LDR respondió correctamente a variaciones de iluminación simuladas, activando la luminaria solo cuando el nivel de luz ambiente descendía por debajo del umbral definido.
- El retardo de apagado configurable evitó parpadeos innecesarios ante pérdidas breves de señal de movimiento, mejorando la estabilidad del sistema.

Análisis de consumo estimado

Aunque aún no se han realizado mediciones en campo, se estimó una reducción potencial del consumo energético de entre **50 % y 70 %** respecto de sistemas tradicionales de encendido continuo, en línea con estudios previos sobre control adaptativo [4].

Esta estimación se basa en los siguientes supuestos:

- Encendido únicamente ante presencia humana y baja luminosidad.
- Consumo promedio por luminaria de 60 W en encendido.
- Reducción efectiva del tiempo de encendido en al menos 10 horas por día en promedio.

Dicha estimación de ahorro energético se resume en la Tabla 1, la cual compara el consumo estimado diario entre un sistema tradicional de encendido continuo y el sistema inteligente propuesto.

Escenario	Consumo diario estimado (Wh)	Reducción vs. encendido continuo
Sistema tradicional (12 h)	720	–
Sistema inteligente (4–6 h)	240–360	50 %–70 %

Tabla 1: Estimación comparativa de consumo energético entre un sistema tradicional de iluminación y el sistema inteligente propuesto. Se observa un potencial de ahorro del 50–70 %, basado en un encendido adaptativo de 4 a 6 horas diarias promedio.

Cabe destacar que esta estimación parte de una lógica de control binaria aplicada en la maqueta: la luminaria se enciende al detectar movimiento en condiciones de baja luz, y permanece completamente apagada en ausencia de movimiento. En una implementación a escala real, esta estrategia será reemplazada por un sistema de regulación proporcional, con niveles intermedios de iluminación durante horas nocturnas sin tránsito, como se discute en la sección de validación.

En una implementación a escala urbana real, se prevé el uso de luminarias con capacidad de regulación de intensidad (dimming), lo que permitirá operar con un nivel de iluminación reducido —por ejemplo, al 50%— durante horas nocturnas sin detección de movimiento, y aumentar al 100% ante la detección de peatones o vehículos. Esta estrategia, utilizada en experiencias internacionales de alumbrado inteligente, permite garantizar niveles mínimos de seguridad y percepción visual sin comprometer la eficiencia energética. Diversos estudios han demostrado que la regulación dinámica puede generar ahorros adicionales y disminuir el deslumbramiento y la contaminación lumínica[4].

Avances en plataforma de monitoreo

Se encuentra en desarrollo una primera versión funcional de la **plataforma web** de monitoreo remoto. El backend fue implementado en **Django**, y ya permite visualizar el estado de luminarias simuladas en tiempo real, registrar eventos y acceder a variables medidas por los sensores, como se muestra en la Figura 3.

Se prevé que versiones futuras incluyan:

- Visualización georreferenciada de los nodos.
- Alertas automáticas ante fallas o consumo inusual.
- Módulos de análisis histórico para evaluación energética.

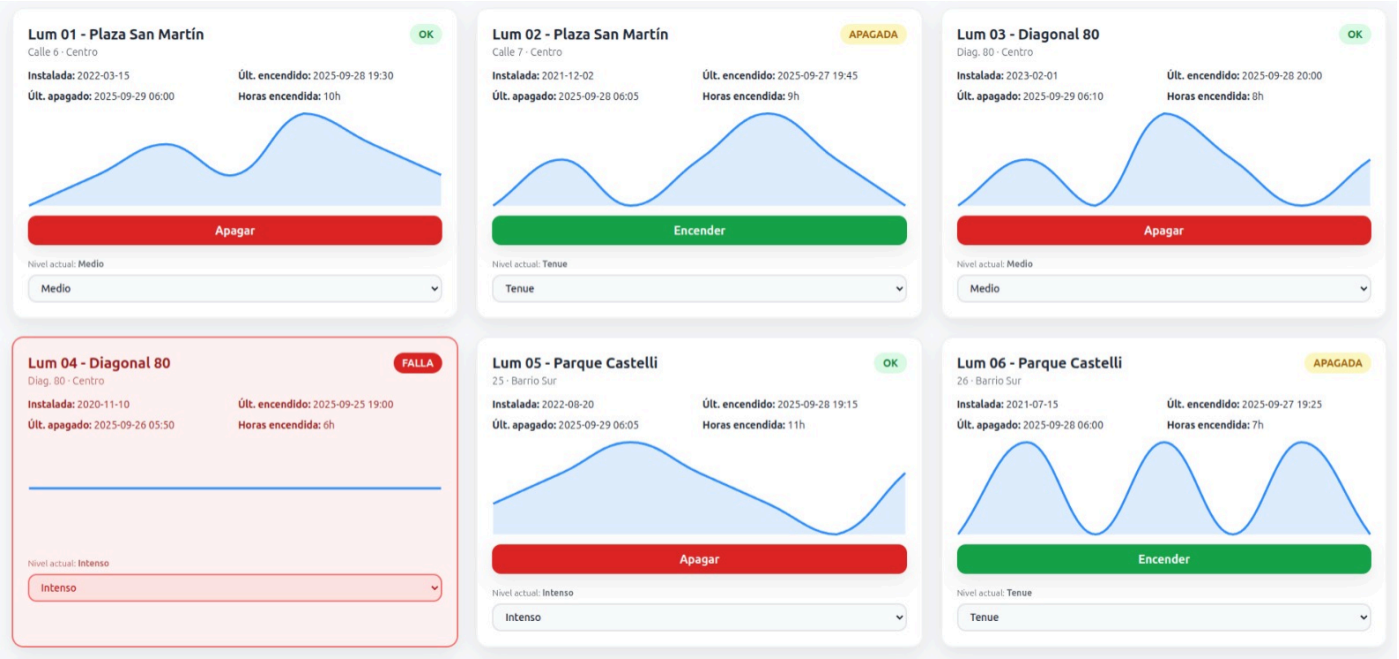


Figura 3. Interfaz del sistema de monitoreo remoto en tiempo real.

La Figura 3 muestra capturas de pantalla de la interfaz desarrollada, donde se visualizan múltiples luminarias con información asociada como estado (encendida/apagada), curva de actividad reciente y ubicación identificada. Este avance representa un hito significativo, ya que sienta las bases para implementar monitoreo remoto en tiempo real y desarrollar funcionalidades adicionales como alertas y análisis energético. La adopción de tecnologías abiertas como Django para el backend refuerza el carácter replicable del sistema.

Los primeros resultados obtenidos a partir de simulaciones y pruebas de laboratorio permitieron verificar la viabilidad técnica de la propuesta, así como identificar aspectos críticos para su futura implementación en campo. A continuación se detallan los principales hallazgos en esta etapa preliminar del proyecto.

Limitaciones actuales

Entre las principales limitaciones observadas en esta etapa se destacan:

- Las pruebas en simulador no replican condiciones reales como interferencias electromagnéticas, degradación de componentes o condiciones climáticas adversas.
- La validación de la red LoRaWAN fue parcial y limitada a pruebas en entorno digital.
- No se han cuantificado aún métricas clave como latencia real, tasa de falsos positivos, ni consumo energético efectivo del sistema completo.

Estos aspectos serán abordados en futuras etapas mediante pruebas en entornos reales y con equipamiento de medición adecuado.

Por otro lado, en futuras versiones también se incorporarán mecanismos básicos de ciberseguridad, como autenticación y cifrado de datos, tanto para el acceso a la plataforma como para la comunicación entre nodos.

Métricas iniciales

Aunque se trata de una validación en entorno controlado, se destacan los siguientes resultados:

- **Reducción proyectada de consumo energético:** entre 50 % y 70 % respecto a sistemas de encendido continuo.
- **Cobertura LoRaWAN**: conexión estable en entornos simulados hasta 2 km; resta evaluar en campo real.

- **Tiempo de respuesta**: menor a 500 ms desde la detección hasta la activación de la luminaria.
- **Fiabilidad de detección**: más del 90 % de eventos simulados fueron correctamente captados por los sensores.

Estos resultados sientan las bases para avanzar hacia una validación en condiciones reales de operación urbana.

Discusión y conclusiones

Los resultados preliminares obtenidos en entorno simulado demuestran la viabilidad técnica de un sistema de iluminación pública inteligente basado en sensores ambientales, microcontroladores de bajo consumo y comunicación LoRaWAN. La lógica de control validada permite una gestión más eficiente del recurso energético, reduciendo significativamente el consumo mediante encendido adaptativo según presencia y condiciones de luminosidad.

El enfoque adoptado prioriza el uso de tecnologías abiertas, componentes accesibles y lenguajes unificados, lo que facilita su replicabilidad, mantenimiento y escalabilidad. Esta estrategia responde a las limitaciones presupuestarias y operativas que enfrentan muchos municipios argentinos, y propone una solución que puede ser implementada progresivamente, incluso en contextos con infraestructura limitada.

A nivel estratégico, el sistema contribuye a varias dimensiones del modelo de ciudad inteligente, mejorando la eficiencia energética, promoviendo la soberanía tecnológica, y favoreciendo la inclusión digital a través del uso de herramientas formativas. Su diseño modular y orientado a código abierto lo convierte en una herramienta útil no solo para la gestión urbana, sino también como recurso didáctico para la formación técnica.

Este desarrollo se inscribe en el marco del Proyecto de I+D “Desarrollo de sistema para ahorro de energía en alumbrado público”, radicado en el Centro CODAPLI de la UTN Facultad Regional La Plata. El proyecto actúa como plataforma de formación en competencias vinculadas a sistemas embebidos, electrónica aplicada, programación y eficiencia energética, con fuerte vinculación con estudiantes de grado y jóvenes investigadores.

Los resultados preliminares obtenidos a través de simulaciones y ensayos de laboratorio respaldan la viabilidad del sistema propuesto y permiten posicionarlo como una alternativa concreta, accesible y escalable para mejorar la eficiencia energética en el alumbrado público, particularmente en municipios de escala intermedia y baja.

En una futura etapa de implementación en campo, se prevé relevar las normativas vigentes sobre niveles mínimos de iluminación en cruces, esquinas o accesos viales, a fin de adecuar el sistema a estos requerimientos sin comprometer los objetivos de eficiencia energética. A continuación se discuten los principales aspectos tecnológicos, estratégicos y de implementación.

Pertinencia tecnológica y estratégica

El diseño modular y de bajo costo del sistema, basado en microcontroladores ESP32, sensores comerciales y tecnologías de comunicación IoT como LoRaWAN, responde a una necesidad real de los gobiernos locales: acceder a soluciones tecnológicas que no dependan de licencias propietarias ni de grandes inversiones iniciales. Este enfoque resulta especialmente pertinente para el contexto argentino y latinoamericano, donde las desigualdades en el acceso a tecnología urbana requieren propuestas adaptables y de código abierto.

Asimismo, el proyecto se alinea con los objetivos estratégicos de eficiencia energética y transición digital promovidos por organismos nacionales e internacionales, y puede integrarse en esquemas de ciudades inteligentes que prioricen la sostenibilidad y la mejora de servicios públicos.

Impacto potencial

La implementación de este tipo de sistema puede generar impactos múltiples:

- **Ambientales**, a través de la reducción del consumo energético y de las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero [13].
- **Económicos**, mediante el ahorro en la factura eléctrica y la optimización del mantenimiento del sistema de alumbrado.
- **Sociales**, al mejorar la calidad del servicio, aumentar la percepción de seguridad en el espacio público y fomentar la apropiación tecnológica por parte de la comunidad.

Además, la adopción de plataformas de monitoreo abiertas puede fortalecer la toma de decisiones basada en evidencia por parte de los municipios, reduciendo la dependencia de soluciones comerciales cerradas.

Limitaciones y desafíos

Pese al potencial del sistema, existen desafíos importantes para su implementación a escala:

- La interoperabilidad con sistemas de alumbrado existentes puede requerir adecuaciones específicas.
- La infraestructura de comunicaciones en municipios alejados o con baja conectividad puede representar una barrera.
- La necesidad de formación técnica específica en el personal local puede demorar la adopción inicial.

No obstante, estos obstáculos pueden abordarse mediante esquemas de implementación por fases, convenios entre universidades y municipios, y el desarrollo de herramientas de capacitación específicas como parte del propio proyecto.

Conclusiones y líneas futuras

Este trabajo presentó el diseño y la validación preliminar de un sistema inteligente de control de alumbrado público, desarrollado con componentes de bajo costo, tecnologías abiertas y criterios de escalabilidad. A través de pruebas en entorno simulado y laboratorio, se validaron aspectos fundamentales de su funcionamiento, tales como la detección de eventos, el control adaptativo de luminarias y la capacidad de monitoreo remoto.

El enfoque adoptado demuestra que es posible desarrollar soluciones tecnológicas accesibles para el contexto de municipios medianos o pequeños, donde la inversión en plataformas comerciales de smart lighting suele ser inviable. Además, el sistema tiene potencial para integrarse con otras iniciativas de ciudad inteligente y estrategias de eficiencia energética.

A partir de simulaciones y pruebas de laboratorio, se verificó el correcto funcionamiento del sistema y se estimó un ahorro energético potencial de entre **50 % y 70 %** en comparación con sistemas tradicionales de encendido continuo, lo que representa un impacto significativo en términos de eficiencia y sostenibilidad.

En conjunto, estos resultados iniciales validan la propuesta como una solución viable, adaptable y alineada con los principios de soberanía tecnológica y ciudad inteligente para el contexto latinoamericano.

Como líneas futuras, se plantea:

- La implementación en entornos urbanos reales, a través de experiencias piloto con municipios asociados.
- La optimización de los algoritmos de control, incorporando lógica adaptativa basada en datos históricos y condiciones del entorno.
- La integración con fuentes de energía renovable (como paneles solares) para avanzar hacia una iluminación urbana energéticamente autónoma.
- El fortalecimiento del componente de formación técnica, promoviendo el uso del sistema como herramienta educativa en entornos universitarios y de formación profesional.

El sistema desarrollado no solo busca mejorar la eficiencia energética del alumbrado público, sino también generar capacidades locales para el diseño, la operación y la mejora continua de tecnologías aplicadas al desarrollo urbano sostenible.

Agradecimientos

Este trabajo se desarrolló en el marco del Proyecto de I+D "Desarrollo de sistema para ahorro de energía en alumbrado público", radicado en el Centro CODAPLI de la UTN – Facultad Regional La Plata. Se agradece especialmente al equipo de becarios/as y estudiantes que participaron en las etapas de diseño, validación y documentación del sistema, así como al cuerpo docente y técnico del centro por su acompañamiento. También se reconoce el apoyo institucional de la UTN-FRLP para la consolidación de proyectos de innovación tecnológica con impacto territorial.

Referencias bibliográficas

[1] International Energy Agency, *Energy Efficiency 2023*, Paris: IEA, 2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023

[2] CEPAL, *Eficiencia energética en servicios municipales de América Latina: diagnóstico y recomendaciones*, Santiago, Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2022. [Online]. Available: https://hdl.handle.net/11362/47747

[3] Secretaría de Energía de la Nación, *Diagnóstico de la iluminación pública en Argentina*, Ministerio de Economía, Buenos Aires, 2022. [Online]. Available: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/diagnostico_de_iluminacion_publica_2022.pdf

[4] Wang, Y. and Zhao, X., "Smart street lighting control systems based on LPWAN and edge computing: A review," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 142187–142199, 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3119519

[5] LoRa Alliance, *LoRaWAN® Specification*, [Online]. Available: https://lora-alliance.org/resource_hub/lorawan-specification/

[6] MQTT.org, *MQTT Version 3.1.1 Specification*, [Online]. Available: http://mqtt.org/documentation

[7] Espressif Systems, *ESP32 Overview*, [Online]. Available: https://www.espressif.com/en/products/socs/esp32

[8] Murata, *Pyroelectric Infrared Sensors (PIR)*, [Online]. Available: https://www.murata.com/en-us/products/sensor/infrared/pyroelectric

[9] Vishay, *Light Dependent Resistors (LDRs)*, [Online]. Available: https://www.vishay.com/docs/81521/vdr.pdf

[10] Secretaría de Modernización, *Programa País Digital: modelo de planificación estratégica para ciudades inteligentes*, [Online]. Available: https://www.argentina.gob.ar/pais-digital/ciudades-inteligentes

[11] Zigbee Alliance, Zigbee Overview, [Online]. Available: https://zigbeealliance.org/solution/zigbee/

[12] Django, The web framework [Online]. Available: https://docs.djangoproject.com/en/5.2/

[13] International Energy Agency, Energy Efficiency 2023, Paris: IEA, 2023.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sesión: 3. Gestión y Calidad de la Energía.e. Control, monitoreo y medición en los sistemas eléctricos.

Análisis de curvas de carga a nivel doméstico para la gestión de la carga, con técnicas de clasificación (Clustering)

Analysis of load curves at the domestic level for load management, using classification techniques (Clustering)

Leonardo Sanchez

Universidad Nacional de Río Cuarto, Facultad de Ingeniería, Córdoba, Argentina.

dsanchez@ing.unrc.edu.ar

Ezequiel Silva

Universidad Nacional de Río Cuarto, Facultad de Ingeniería, Córdoba, Argentina.

Juan Carlos Amatti

Universidad Nacional de Río Cuarto, Facultad de Ingeniería, Córdoba, Argentina.

Daniel Nieto

Universidad Nacional de Jujuy, Facultad de Ingeniería, Jujuy, Argentina.

Resumen

El objetivo del estudio fue identificar patrones en curvas de consumo eléctrico de clientes domésticos, para generar datos relevantes en el diseño de tarifas aplicadas al manejo indirecto de carga y facilitar la implementación de acciones de gestión de la demanda. El alcance inicial analizó una base de datos con una dimensión de cien curvas de consumo diario, cada una con veinticuatro valores de energía horaria. La metodología aplicada fue el análisis no supervisado utilizando técnicas de aprendizaje de máquina. Esto incluyó una técnica de reducción de dimensionalidad y el algoritmo K-Means para agrupar los datos y minimizar la varianza intra-cluster. Los resultados demostraron que esta metodología, aplicando el método del codo, permitió identificar siete grupos de curvas que reflejan patrones de consumo similares. La conclusión es que el método es aceptable para caracterizar perfiles energéticos y transformar datos de medidores inteligentes en información útil para la eficiencia y reducción de consumos.

Palabras clave: Técnicas de clasificación, gestión de la carga, análisis no supervisado, respuesta a la demanda

Abstract

The objective of the study was to identify patterns in electricity consumption curves of domestic customers, to generate relevant data for the design of tariffs applied to indirect load management and facilitate the implementation of demand-side management actions. The initials cope analyzed a database with a dimension of one hundred daily consumption curves, each with twenty-four hourly energy values. The methodology applied was unsupervised analysis using machine learning techniques. This included a dimensionality reduction technique and the K-Means algorithm to cluster the data and minimize intra-cluster variance. The results demonstrated that this methodology, applying the elbow method, allowed the identification of seven groups of curves that reflect similar consumption patterns. The conclusion is that the method is acceptable for characterizing energy profiles and transforming smart meter data into useful information for efficiency and consumption reduction.

Keywords: Clustering, load management, unsupervised analysis, demand response

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

La energía es el medio que permite la vida moderna de la sociedad, desde los comienzos de la era industrial el consumo de energía ha crecido de forma exponencial, transformando no solo la producción industrial, sino también la vida cotidiana, la economía global y el medio ambiente. Se han desarrollados distintas etapas, caracterizadas por los combustibles predominantes, las innovaciones tecnológicas y en la última etapa de era digital y transición energética; es donde adquiere mayor importancia la utilización más eficiente de la energía y la transición energética para reducir la utilización de los combustibles fósiles.

Los últimos acuerdos ambientales internacionales tienen como objetivos centrales combatir el cambio climático, proteger la biodiversidad y garantizar una transición justa hacia un modelo sostenible.

Particularmente en el acuerdo de Paris 2015, se establece como objetivo clave limitar el calentamiento global a menos de 2 °C de la temperatura media preindustrial, alcanzar cero emisiones de CO2 para mediados de siglo (2050), entre otros. Con estos objetivos se presenta la transición energética como el camino para cumplir con el plan y la reducción de la utilización de los combustibles fósiles, implica el aumento de la electrificación para abarcar aplicaciones y sectores de utilización que hoy no utilizan la electricidad.

Con el aumento de la utilización de la energía eléctrica como vector energético y la penetración de las energías renovables en los sistemas eléctricos, también es muy importante la gestión de las cargas para mejorar las curvas de consumos de los sistemas y reducir las incertidumbres en los pronósticos de la demanda eléctrica, asegurar la fiabilidad de la red y reducir los costos de la energía.

Las épocas de las energías de bajo costo estarían finalizando y es necesario un nuevo enfoque en los consumos de energía y en la utilización de medios para aumentar la eficiencia energética y la conservación de la energía.

Las técnicas de gestión de la carga se iniciaron y formularon desde los años noventa, en donde se observan posibles crisis energéticas y la necesidad de una conciencia ambiental. Pasaron varios años hasta que los medios técnicos y la evolución de la red eléctrica hacia una red inteligente, materializa las posibilidades de lograr el desarrollo de la gestión de las cargas.

Para la gestión de las cargas eléctricas el enfoque tradicional apuntaba a cargas con constante de tiempo grande, que permitieran el cambio del ciclo de trabajo sin un efecto inmediato sobre la utilización del equipo.

Los sistemas de aire acondicionado, como los calentadores eléctricos de agua tienen características ideales para ser gestionados como cargas flexibles, gracias a su capacidad de modulación, respuesta rápida y patrones predecibles de uso, lo que los convierte en herramientas clave dentro de los planes de gestión de la demanda y la transición energética.

En la actualidad con los avances en la infraestructura de las comunicaciones y la medición inteligente se pueden aprovechar estos recursos para poder desarrollar distintas técnicas de gestión de la demanda (DMS o DR).

Antecedentes

El manejo de la carga eléctrica es una técnica que comienza a tener más posibilidades en las últimas décadas, con el desarrollo de los sistemas de comunicación y las posibilidades que hoy brinda la conectividad como los sistemas IoT o la medición inteligente.

La carga del sector doméstico tiene una incidencia en la demanda agregada de un sistema de potencia, que puede ser variable dependiendo de las características del sistema. En Argentina, la demanda doméstica tiene una incidencia de 47 % (Cammesa, 2024) del consumo de todo el Sistema Argentino de Interconexión (SADI); por lo tanto, es importante analizar las formas de hacer más eficiente los consumos y además estudiar las posibilidades de gestionar las cargas para cambiar su incidencia sobre el comportamiento de la curva de carga del sistema.

En la literatura disponible hay aportes muy interesantes relacionados con el manejo y la gestión de las cargas eléctricas a nivel doméstico. En (Soares A, et al., 2012) se presenta la metodología para un sistema de gestión energética que responde a la demanda en hogares con tarifas dinámicas y restricciones de calidad de servicio dentro de una red inteligente. Se enfoca en caracterizar la demanda doméstica y evaluar cómo las acciones de respuesta automatizada a la demanda impactan el perfil de carga agregado. El objetivo es optimizar el consumo de electricidad para reducir las facturas de los usuarios sin comprometer el confort, al tiempo que se facilita la integración de energías renovables y se desplaza la demanda hacia periodos de menor precio o mayor generación local.

En (Kotchakorn Mannebang et al., 2020) se presenta un proyecto piloto centrado en la gestión de la demanda de energía eléctrica en Tailandia. Aborda la implementación de un programa de respuesta a la demanda totalmente automatizado utilizando el protocolo OpenADR2.0b. En este caso se puntualiza en la reducción del uso de aire acondicionado, logrando una disminución del 53.5 % en el consumo de energía durante los periodos de prueba.

La incorporación masiva de energía renovable y su inherente incertidumbre, implica la necesidad de poder tener una curva de demanda que pueda responder a los cambios en la generación disponible. Es posible aplicar un método de toma de decisiones para los recursos del lado de la demanda, como las cargas controlables o el almacenamiento, que pueden participar eficazmente en escenarios de respuesta de la demanda (HaiwenShao et al., 2018). Se pueden utilizar modelos probabilísticos para la generación renovable y la carga, analizando como la participación de la demanda puede mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema energético.

En el estudio de la gestión de las cargas doméstica es importante aplicar una metodología para caracterizar la composición de la demanda doméstica y evaluar como las acciones de respuesta automatizada de la demanda impactan el perfil de carga agregado. La categorización de los electrodomésticos según su capacidad de control, identificando cargas como incontrolables, reprogramables, interrumpibles y desplazables (S. Kumar Mandal et al., 2017). En todos los casos el objetivo es optimizar el consumo de electricidad para reducir las facturas de los usuarios sin comprometer el confort, al tiempo que se facilita la integración de las energías renovables y se desplaza la demanda hacia periodos de menor precio. En este escenario se transforman los consumidores pasivos en usuarios activos, capaces de gestionar sus recursos energéticos de manera eficiente.

Con las acciones de la gestión de las cargas se busca cambiar un paradigma de que la generación sigue a la carga por un nuevo paradigma donde la carga se adapte a la generación. Buscando asemejarse a una curva de carga ideal constante. Es importante en este nuevo escenario la utilización de comunicación bidireccional entre el consumidor y la empresa de energía, donde se intercambia información del consumo del cliente, utilizado principalmente para reducir la demanda máxima (Peak Clipping) a través de la conciencia del consumidor sobre el uso de sus electrodomésticos y la implementación de dispositivos de eficiencia energética (Khizir Mahmud et al., 2018).

Cuando los recursos energéticos distribuidos se expanden por los sistemas se pueden realizar acciones de gestión de la carga entre clientes vecinos, que están equipados con sistemas fotovoltaicos (PV), vehículos eléctricos (EV) y almacenamiento en baterías. En la metodología propuesta se comparten los excedentes de energía entre los vecinos que la necesitan. En este sistema de gestión se busca minimizar la dependencia de la red durante periodos de alto costo de la energía y mejorar la eficiencia energética general, demostrado con éxito en la red de distribución de Australia (Mahmud K. et al., 2017).

La red eléctrica inteligente puede ser un medio eficaz para la gestión de la carga de los hogares, cuando es posible configurar un entorno de red inteligente con tarifas dinámicas. En estos esquemas el objetivo es cambiar el patrón de uso de la electricidad de los consumidores, con el beneficio que los mismos tienen al reducir la factura de la energía, por las acciones de reducción del consumo en los momentos que la energía es más cara; se transforma el consumidor pasivo en un consumidor activo (Kumar Mandal S. et al., 2017; Mannebang K. et al., 2020; Shao H. et al., 2018; Soares A. et al., 2012).

Las técnicas modernas de procesamiento de datos, como las redes neuronales artificiales (ANN), pueden ser utilizadas como base para un controlador de la demanda que coordina recursos energéticos distribuidos como paneles (PV), vehículos eléctricos (EV) y sistemas de almacenamiento (BESS). Con la coordinación inteligente se puede disminuir significativamente los picos de carga, llegando a un 77 % en simulaciones realizadas (Sumit Kumar Mandal, Trishala Pal Choudhuri, 2017).

Con los sistemas de gestión de energía en baja tensión, también es posible mejorar la calidad de potencia y evitar problemas técnicos de la red. Se puede pensar en un sistema de gestión activa de las redes de BT utilizando la flexibilidad del operador del sistema de distribución y de los consumidores privados a través del sistema de gestión energía domestica (HEMS). La referencia de esta alternativa es el proyecto IntGrid, donde se demuestran mejoras significativas en la calidad de potencia y la continuidad de servicio (Eurostat, 2023).

Las referencias sobre el manejo de carga se remontan a la década de los años noventa (1990), aparecen en las investigaciones científicas, el interés por las acciones de manejo de carga (Load Management) o manejo del lado de la demanda (DemandSide Management).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

En la actualidad con la difusión de los medidores inteligentes o medidores electrónicos, aparece la necesidad de explotar la información que se puede obtener de los medidores, para construir base de datos, que se puedan procesar con técnicas modernas de Aprendizaje de Máquina (Machine Learning), para obtener la información útil y valiosa que pueda ser utilizada en las acciones que permitan aumentar la eficiencia del sistema eléctrico, reducir los consumos y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Análisis de la carga a nivel doméstico

El consumo eléctrico a nivel doméstico dependerá principalmente del grado de utilización de la electricidad como vector energético, para cubrir las necesidades de los hogares; particularmente en países donde el gas natural no está disponible, el consumo eléctrico tendrá una influencia significativa por necesidades de calefacción, calefacción de agua y de la cocina de los alimentos; que al ser cargas eléctricas de un alto valor nominal, producirán mayores valores picos y aumento de la energía diaria consumida.

Las curvas de carga de los consumos domésticos también tendrán una marcada variación estacional, debida principalmente a la dependencia de las condiciones climáticas, que por ejemplo para el caso de Argentina, es una de las principales variables que utiliza el operador del sistema, para pronosticar y planificar el despacho de las unidades de generación de energía.

La clasificación de las cargas domesticas por tipo de utilización (apliance) puede ser muy variada, dependiendo del sistema que se analice, desde la utilización del método de Arvidson de los años 40, para la demanda máxima diversificada en transformadores residenciales, utilizando factores de variación horaria y los ciclos de carga de distintos aparatos eléctricos (curva de carga horaria), hasta los modelos actuales que utilizan métodos numéricos para lograr el mismo objetivo.

Para entender el comportamiento del consumo eléctrico se han utilizado distintas técnicas desde analizar cada una de las cargas individuales que componen el consumo, hasta las técnicas de pronósticos basados por ejemplo en redes neuronales y series temporales. En los primeros desarrollos no se disponían de bases de datos de consumos de clientes domésticos; los datos se obtenían de campañas de mediciones de los consumos, cuando los equipos de registro y almacenamiento de datos de las variables eléctricas portátiles se utilizaban, a finales de los años noventa.

En algunos sistemas de distribución de energía con cargas domesticas grandes por cliente, una primera clasificación es la separación por tipo de carga (apliance) y agruparlas, como ejemplo en la figura 1 se muestra una clasificación y distribución por tipos de equipamiento domestico de un informe de la comunidad europea, disponible en la red. Es interesante para visualizar el peso que tiene cada una en el consumo doméstico, no obstante, estos datos no son aplicables o extrapolables a otros sistemas, solamente es una referencia, con fines comparativos.

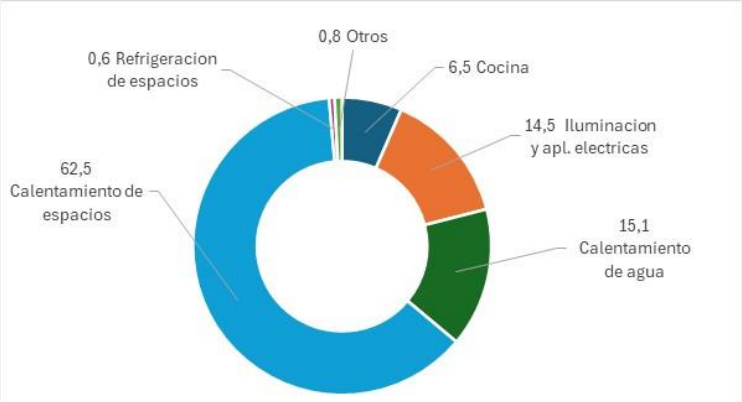


Figura 1. Ejemplo de clasificación de las cargas domesticas en sistemas Unión Europea (Unión Europea, 2023).

Es muy importante el análisis de los consumos domésticos con el objetivo de determinar cómo está compuesta la curva de carga, para discriminar del conjunto de cargas cuales pueden ser gestionables con fines de aplicación de técnicas de manejo de carga o respuesta de la carga, mejorando las condiciones de eficiencia del sistema eléctrico.

Para el análisis de las cargas es necesario disponer de datos de los consumos, en la actualidad la medición inteligente o la instalación de medidores inteligentes (Smart Meters), permite disponer de datos que deberían ser utilizados con estos objetivos.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Con los datos se deberían obtener información como:

- Variaciones horarias, diarias o estacionales del consumo.
- Identificación de cargas pico.
- Clasificación de cargas por tipo de aplicación

Con la información se podría obtener:

- Perfiles de carga de los clientes domésticos.
- Identificar las horas con mayores consumos.
- Clasificación de los consumidores.
- Diseñar estrategias para la gestión o incentivos de la demanda.
- Estado de carga de las subestaciones.

En la provincia de Córdoba la empresa provincial de energía EPEC, está haciendo una campaña importante de instalación de medidores electrónicos inteligentes, que permiten el registro de los consumos de los clientes y es posible desde la página web de la empresa, visualizar los valores de energía consumida diaria y un detalle por hora para el día elegido.

Esta información puede ser muy valiosa para utilizarla en análisis de la carga de los consumos eléctricos, comparadas con alternativas antiguas donde se realizaban campañas de medidas de los consumos eléctricos a nivel doméstico, con el mismo fin.

Es común que el cliente domestico no tenga conocimiento, tiempo o interés por utilizar esta información para realizar algún tipo de utilización de los datos de su consumo. Por lo general solamente cuando tiene problema relacionados con un alto impacto económico, el cliente domestico presta atención a los consumos y se preocupa por tratar de cambiar el perfil de carga.

Todavía como ejemplo en nuestro país, no existen estrategias o programas por parte de las empresas eléctricas que tengan como objetivo la modificación del comportamiento de los consumos domésticos. Si las tarifas de la energía no reflejan los verdaderos costos de la generación o cuando los subsidios a la energía no tienen una aplicación clara; se produce un efecto negativo en el consumo, debido a que el cliente presta menos atención a como utiliza la energía y si puede consumir energía eléctrica en forma más eficiente o cuidar el recurso que tiene el principal origen de fuentes no renovables.

La curva de carga que normalmente se utiliza para análisis de carga es la variación de la potencia activa como función del tiempo, en el caso de los registros de algunas empresas de distribución de energía, se utiliza como dato de registro a la energía horaria en términos de KWh, que implica un valor de estudio distinto.

En la figura 2 se muestra un ejemplo de curva tipo, de cliente doméstico. En este tipo de curvas se representa la energía, no es posible determinar si el valor registrado en el tiempo de una hora, fue el resultado de la utilización en todo el intervalo de tiempo o en una parte del intervalo de tiempo, dicho de otra forma, lo que no se puede definir es el valor real de la potencia demandada.

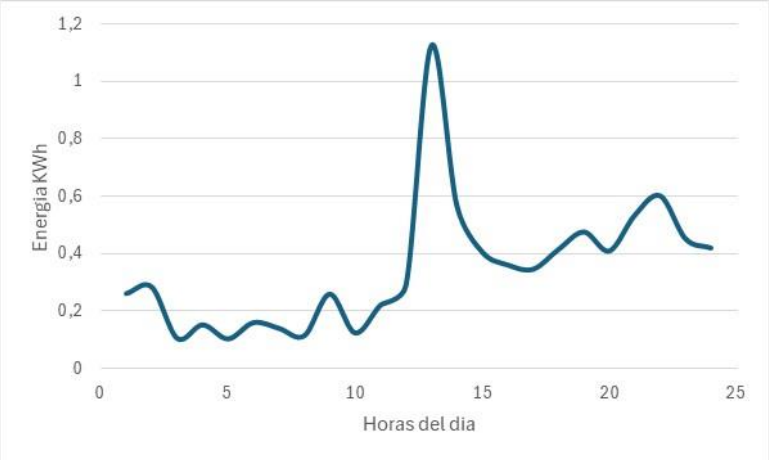


Figura 2. Ejemplo de curvas de carga típicas disponible en la web de las distribuidoras

En los problemas de suministro de energía la potencia es la variable que define la capacidad del sistema o la dimensión física, por ejemplo, la potencia nominal de una estación trasformadora. Con la información de la energía para establecer algún tipo de valor de referencia sobre esta variable, sería necesario hacer algunas consideraciones y el valor obtenido tendría un determinado margen de incertidumbre.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

En el análisis de las curvas de carga de los clientes domésticos se pueden observar cambios significativos en los picos de consumos, las curvas actuales tienen menores valores de energía consumida, comparadas con las curvas que se podían medir en los clientes domésticos en la década de los años 90 o en décadas anteriores, períodos denominados de energía barata.

En la base de datos construida con curvas de cargas de clientes domésticos se puede observar una notable reducción en los picos y en la base de las curvas de carga, que puede tener justificación en la utilización de lámparas de led para los sistemas de iluminación, que producen una reducción significativa del consumo, comparado con las lámparas de descarga compactas denominadas de bajo consumo o incluso una reducción mayor al comparar las lámparas led con las incandescentes de esa época. Además, de manera general, los equipos han mejorado su eficiencia energética a lo largo de los años. Ya sea heladera, lavarropas, etc.

Los picos en la curva de carga son producidos por aplicaciones o electrodomésticos que tienen una potencia importante nominal, como las pavas eléctricas, freidoras de aire y hornos de micro ondas, entre otros.

También se pudo observar una variación importante debido a la época y estación del año, en zonas de clima caluroso aumenta el consumo por la utilización de los equipos de aire acondicionado, que todavía los más extendidos son los equipos convencionales de funcionamiento on-off.

Metodologías y desarrollo

En el planteo del proyecto de investigación, se pensó en solicitar datos de curvas de cargas de clientes domésticos a la empresa de energía, en nuestro caso particular a la EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba), aprovechando el plan de cambio de medidores electromecánicos por medidores electrónicos inteligentes. Se ha producido demoras en la obtención de los datos, por cuestiones de formatos de los concentradores y de las herramientas que gestiona la información, lo que no ha permitido acceder a conjunto de datos con un número de clientes importantes.

El trabajo desarrollado se basa en conjunto de datos (data set) [C], construido con el aporte de las curvas de cargas de los consumos domésticos de los estudiantes que cursan la carrera de Ingeniería Electricista, que en la asignatura Generación de la Energía Eléctrica, estudian las características de la carga y en una de las actividades prácticas se propuso un estudio de curvas de carga doméstica y la construcción de una base de datos con fines de servir, como base para desarrollar técnicas de manejo de carga o respuesta de la demanda eléctrica.

$$C = (c_{i,j}) \begin{bmatrix} c_{1,1} & \cdots & c_{1,24} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{100,1} & \cdots & c_{100,24} \end{bmatrix} \quad (1)$$

La primera etapa de procesamiento de la base de datos construida fue por medio de la aplicación de técnicas de clasificación, con el objetivo de encontrar valores característicos o curvas de cargas características, que reflejen lo más fielmente posible el comportamiento de los consumidores, para luego concentrar el estudio en el patrón de utilización y la clasificación de las cargas domesticas con los fines de gestión de la carga o respuesta de la demanda.

Se utiliza para el procesamiento de la base de datos las técnicas de aprendizaje de maquina (Machine Learning), particularmente para la clasificación el algoritmo K-Means. Por medio del algoritmo de clustering no supervisado se agrupan los datos en K grupos distintos según las similitudes observadas.

Esta técnica tiene algunas ventajas como la rapidez al ser un algoritmo con relativa eficiencia computacional, que se puede extender a un gran número de datos, en la literatura se muestra que es más rápido que otras técnicas más complejas como el DBSCAN o modelos jerárquicos especialmente para grades conjuntos de datos.

Otra característica de la metodología de k-means, es que se puede utilizar con datos numéricos y ha sido aplicado con éxito en varias disciplinas como el marketing, comprensión de imágenes, detección de patrones en bioinformática, etc.

4.1 Utilización de Matlab agrupamiento k-means

El código elaborado en Matlab se describe con los siguientes pasos:

a) Inicialización: Se eligen de forma aleatoria K centroides iniciales, que se asignaran uno para cada grupo.

b) Asignación: Cada curva de cliente que representa un punto de datos se asigna al cluster cuyo centroide este más cercano, utilizando la distancia euclidiana (diagonal).

c) Actualización: Se recalculan los centroides como promedio de todos los puntos de datos asignados a cada grupo.

d) Iteración: Los pasos b y c se repiten hasta que las asignaciones no cambian o se alcanza un número máximo de iteraciones

El objetivo del método K-means es minimizar la varianza intra-cluster, de manera tal que los puntos dentro de cada grupo sean lo más similares posibles entre sí, y diferentes de los otros grupos.

Para nuestro caso cada curva de carga tiene 24 valores de energía, uno por cada hora, se considera una observación multivariada.

Inicialmente para poder realizar el proceso de clasificación y elegir el número óptimo de cluster k, se aplicó la teoría del codo (ElbowMethod) en el algoritmo K-means.

El principio básico del método del codo es que a medida que aumenta el número de categorías divididas, la suma de los errores cuadráticos (SSE) de cada elemento en cada categoría continuará disminuyendo y la disminución disminuirá drásticamente; cuando se alcanza un cierto punto de inflexión, la polilínea se aplanará a medida que el valor de K continúe aumentando, y el valor correspondiente de ese punto de inflexión se selecciona como el número final de clusters. La fórmula de cálculo de SSE es:

$$SSE = \sum_{i=1}^{k} \sum_{x \in C_i} \|x - \mu_i\|^2 \qquad (2)$$

Donde:

$C_i = eli - ésimocluster$

$\mu_i = centroide\ del\ cluster$

$x = punto\ de\ datos\ en\ el\ cluster$

En la gráfica del error cuadrático medio (SSE) (Figura 3), como función del cluster k, se busca el codo en la curva, que representa el punto donde el descenso del error disminuye drásticamente, lo que indica que agregar más cluster no mejora mucho el agrupamiento.

Para reducir la dimensionalidad se utiliza la técnica t-SNE para representar mejor la estructura interna de las variables.

Por último, con K-means se pueden agrupar las curvas con patrones de consumo similares, relevando perfiles de comportamiento energético.

La metodología tiene como objetivo identificar patrones en curvas de consumo eléctrico de clientes domésticos; se aplicó una metodología de análisis no supervisado que combina reducción de dimensionalidad mediante t-distributed Stochastic Neighbor Embedding (t-SNE) y agrupamiento (Clustering) con el algoritmo K-means, como alternativa a la utilización de los componentes principales PCs, a modo de tener resultados comparativos.

Reducción de dimensionalidad con t-SNE y agrupamiento con K-means

Con el objetivo de identificar patrones en curvas de consumo eléctrico, se aplicó una metodología de análisis no supervisado que combina reducción de dimensionalidad mediante t-SNE y agrupamiento con el algoritmo K-means.

Reducción de dimensionalidad con t-SNE

Los datos utilizados como representativos del consumo doméstico, son curvas de consumo diario, representadas como vectores de 24 dimensiones, un valor de energía por cada hora del día. Para facilitar el análisis visual y reducir la complejidad computacional, se utilizó t-SNE, una técnica no lineal de reducción de dimensionalidad.

t-SNE transforma datos de alta dimensión a un espacio de menor dimensión (usualmente 2D o 3D), preservando principalmente las relaciones locales entre los puntos. A diferencia de métodos lineales como el Análisis de Componentes Principales (PCA), t-SNE es especialmente eficaz para visualizar clara de clusters y la captura de relaciones complejas en los

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

datos. La técnica calcula primero una matriz de similitud en el espacio original y luego optimiza una representación en el espacio reducido que conserve esas relaciones de proximidad.

El valor de perplejidad (perplexity); que controla el número de vecinos cercanos que el algoritmo considera al calcular la similitud entre puntos, se utilizó un valor adecuado en función del número de observaciones, siguiendo la recomendación de mantenerlo menor que el número de muestras dividido tres N⁄3.

La normalización aplicada fue estándar tiene como objetivo la transformación de los datos para cada variable que tenga media 0 y desviación estándar 1 (z-score normalización), con esto se busca garantizar una adecuada comparabilidad entre las variables horarias.

Agrupamiento con K-means

Posteriormente, se aplicó el algoritmo K-means sobre los datos transformados por t-SNE. K-meansparticiona el conjunto en k clústeres disjuntos al minimizar la suma de distancias cuadráticas intra-clúster. Cada curva fue asignada al clúster cuyo centroide esté más próximo en el espacio reducido.

Resultados y discusión

Las pruebas de clasificación de las curvas de carga de los clientes domesticas se realizaron para una base de datos con una dimensión de 100 curvas, como una etapa inicial para estudiar y analizar la viabilidad de la metodología.

El código implementado en Matlab para procesar la base de datos de los clientes domésticos, se resume en las siguientes funcionalidades:

a) Componentes Principales (PCA) para reducir la dimensionalidad del problema, cambiando de 24 valores a una proyección en un nuevo sistema de coordenadas ordenado por varianza.

b) Método del codo para elegir el número de cluster k en K-meas.

c) El método K-means para agrupamiento no supervisado.

En la tabla 1 se muestra la varianza explicada para cada uno de los componentes principales del algoritmo utilizado.

Componente	Varianza
PC1	16,66
PC2	12,1
PC3	11,46

Tabla 1. Resultados de las varianzas de los Componentes Principales

Teniendo en cuenta que los componentes principales (PCs), no alcanzan a explicar más del 50 % de la varianza total, se podría inferir un problema de gran dispersión de los datos o que no existe una correlación fuerte entre las variables. También este resultado puede tener un significado de que hay demasiadas dimensiones relevantes y que los componentes principales tienen una funcionalidad de eliminar los ruidos en los datos.

Si las varianzas explicadas por los primeros componentes en PCA no es un valor alto, eso sugiere que los datos no tienen una estructura fuerte o compacta que el PCA pueda capturar fácilmente la información relevante. No es necesariamente malo, pero limita su utilidad para visualización o reducción de dimensionalidad.

Para determinar el número de clúster K, con la metodología del codo, se grafica la variación del error cuadrático medio (SSE), como función del número de clúster, se elige el valor de k, en la zona donde la curva tiene un punto de inflexión.

En la figura 3, se visualiza la variación del error cuadrático medio SEE, como función del número de clusters, para un valor de k igual a siete (7), se produce el cambio de pendiente de la curva o punto de inflexión, por lo tanto, este es el valor elegido como número de clusters.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

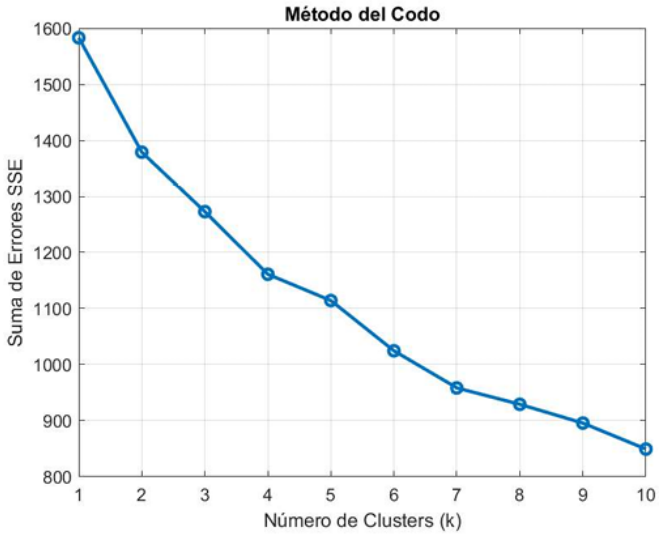


Figura 3. Variación del error cuadrático medio SSE como función de k

El resultado final de la clasificación con la utilización del método de componentes principales (PCA), se muestra en un ejemplo como grafica tridimensional, de los 3 ejes principales utilizados (figura 4).

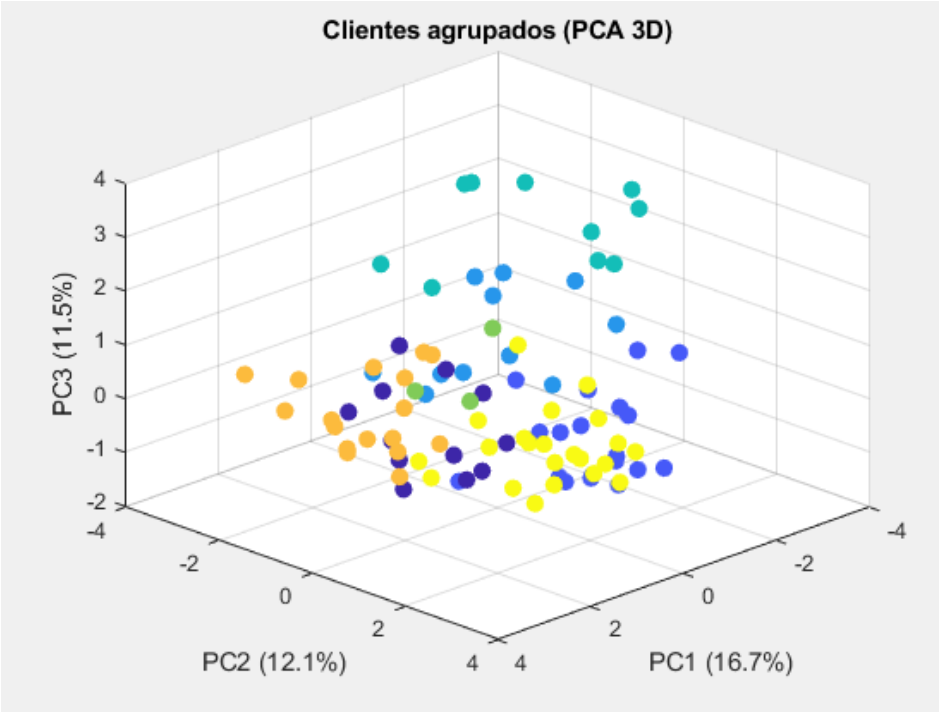


Figura 4. Clustering con la reducción de dimensiones PCA

Los tres primeros componentes explican un 40% de la varianza total. El componente PC1 está fuertemente asociado con la potencia activa y corriente, mientras que PC2 refleja variaciones en el voltaje y el factor de potencia. La visualización 3D revela tres grupos bien definidos que coinciden con los perfiles de consumo: base, moderado y alto. Se detectaron dos outliers significativos, correspondientes a picos anormales en horas de madrugada, posiblemente vinculados a fallos en el sistema de climatización."

Los resultados obtenidos de la clasificación, para un valor de k igual a 7, se muestran en la tabla 2.

Cluster	Cantidad	Porcentaje de la muestra
1	19	19,19
2	18	18,18
3	9	9,09
4	10	10,1
5	14	14,14
6	13	13,13
7	16	16,16

Tabla 2. Resultado de la clasificación para k igual a 7

En la figura 5 se puede visualizar la gráfica en dos dimensiones de los resultados de la clasificación para k igual a 7

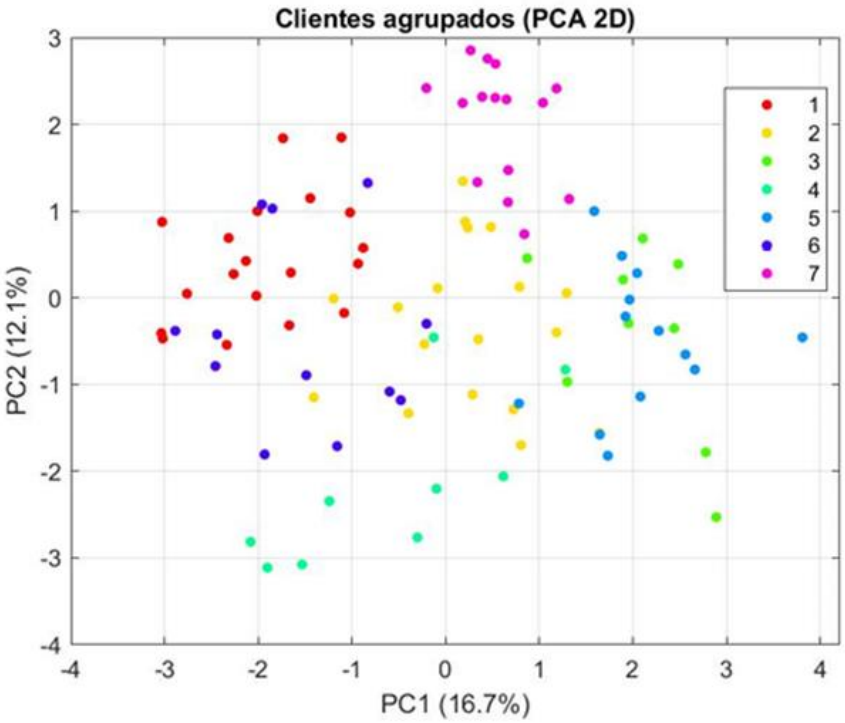


Figura 5. Visualización del agrupamiento según los PCs en dos dimensiones

Con los cambios en el programa de Matlab para la utilización de la metodología de t-SNE para reducir la complejidad en el agrupamiento, se obtuvieron mejores resultados.

Para un análisis grafico del resultado del agrupamiento se pueden representar las curvas agrupadas de los distintos clusters, que son indicativos de los tipos de clientes, para las siete clases.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 3. Gestión y Calidad de la Energía.e. Control, monitoreo y medición en los sistemas eléctricos.

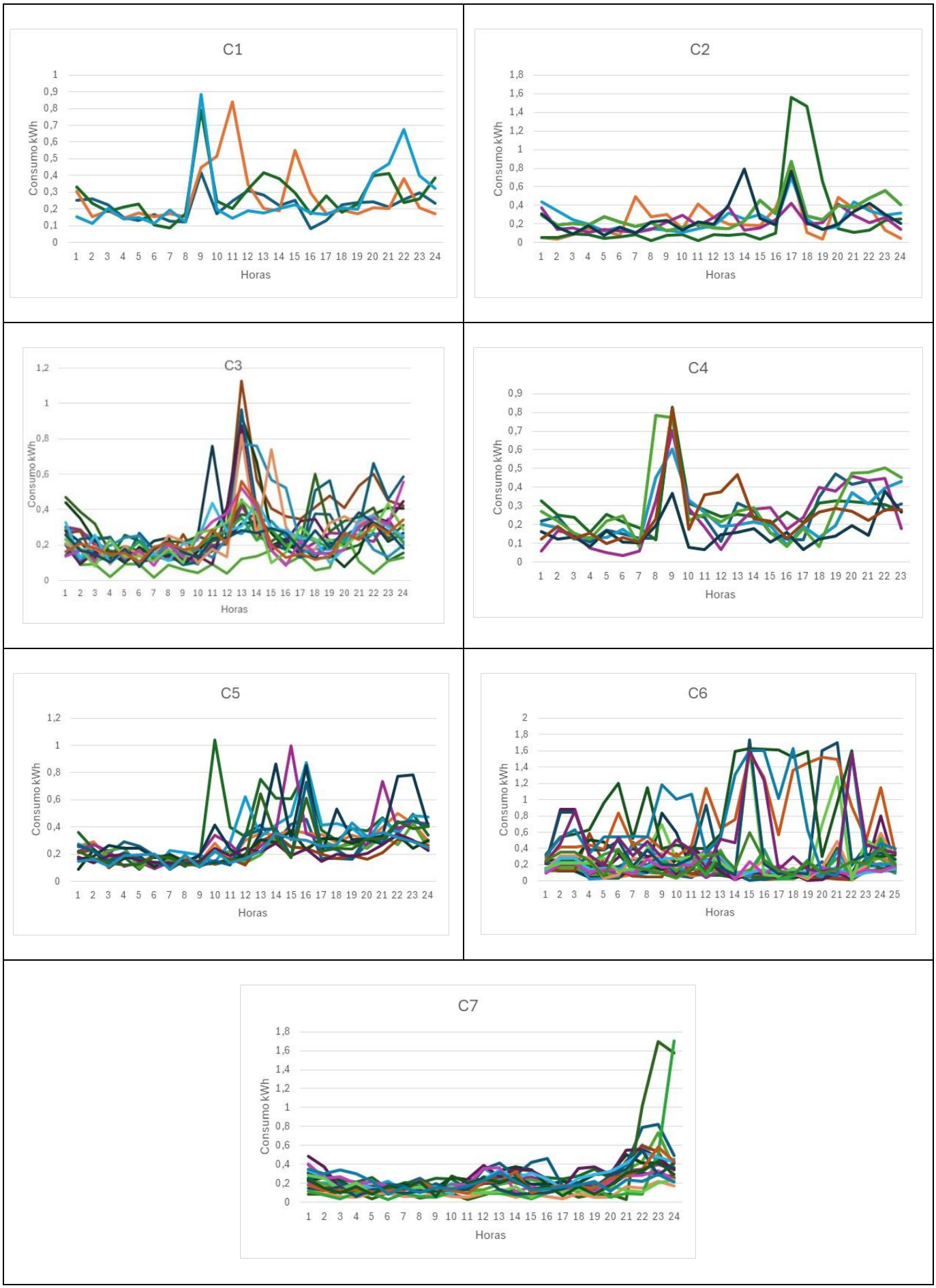


Figura 6. Figuras de representación de los 7 tipos de curvas clasificadas+

Conclusiones

En este trabajo se presenta la necesidad de utilizar los datos disponibles en los medidores inteligentes, para ser aplicados en técnicas de gestión de la carga o respuesta de la demanda.

La técnica aplicada es la del análisis de las curvas de carga de los clientes domésticos, por medio de la clasificación o curvas de cargas de clientes típicos, que se transformen en datos relevantes para el diseño de tarifas que pueden ser aplicadas al manejo indirecto de carga. También mediante la caracterización de las curvas de carga de los clientes, puede ser información útil a la hora de establecer o implementar acciones de gestión de la carga o de la demanda eléctrica.

El método utilizado de Clustering como técnica para la clasificación de los datos determinando similitudes y en particular con la metodología k-means, se obtuvieron resultados muy aceptables, considerando la aplicación posterior que se realizara.

Esta metodología permite identificar grupos de curvas con patrones de consumo similares, facilitando la caracterización de perfiles energéticos y la detección de comportamientos típicos o anómalos.

La comparativa entre los resultados de la metodología de ejes principales, metodología del codo y k-means, con los resultados de t-SNE y k-means, demostró que la primera metodología agrupa mejor las curva en los 7 tipos de curvas de carga que tienen similitudes. Con la segunda metodología, al reducir el número de clusters, hay mucha mayor dispersión entre las curvas agrupadas.

Si bien esta es una primera etapa en el proyecto de investigación que se está desarrollando, es necesario en etapas sucesivas considerar la variación mensual y estacional de la carga de los clientes a nivel doméstico para determinar el perfil más adecuado para representar su consumo y además aumentar la dimensión de la base de datos de clientes, para tener mayor generalidad de los resultados.

Referencias bibliográficas

Cammesa, (2024). “Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista”. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual>

Damayanti R. et al., (2017) “Electrical Load Profile Analysis Using Clustering Techniques”. IOP Conf Series; Materials Science and Engineering, 180 012081.

David G. et al., (2007). “Potential for Domestic Dynamic Demand-Side Management in the UK”. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 24-28 de Junio, Tampa, FL, USA.

Eurostat, (2023). “Energyconsumption in households” Disponible en:<https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-xplained/index.php?title=Energy_consumption_in_households>

KumarMandalS. et al.,(2017). “Development of Domestic Load Management Scheme to Participate in Demand Side Integration” 2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC).

Lopes D. F. et al., (2020). “From home energy management system local flexibility to low-voltage predictive grid management”. CIRED 2020, Berlin Workshop, Alemania.

MahmudK. et al.,(2017).“Domestic Peak-load Management Including Vehicle to-Grid and Battery Storage Unit Using an Artificial Neural Network”,2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 22-25 de Mayo, Toronto, Canadá.

MahmudK. et al., (2018). “A home-to-home energy sharing process for domestic peak load management”. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Palermo, Italy.PP(99):1-11. 12-15 June 2018.

MannebangK. et al., (2020*). “A Demand Side Management Solution: Fully Automated Demand Response using OpenADR2.0b Coordinating with BEMS Pilot Project”*. International Conference on Smart Grids and Energy Systems, 23 al 26 de noviembre, Perth, Australia.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

RosinA. et al., (2010) “Residential Electricity Consumption and LoadsPatternAnalysis”. Proceedings of the 2010 Electric PowerQuality and SupplyReliabilityConference,16-18 June,Kuressaare, Estonia.

Schmautzer E. et al., (2011). “Load Potential for Demand Side Management in the Residential Sector in Austrian Smart Grids”. International ConferenceonCleanElectricalPower (ICCEP),14-16 June, Ischia, Italy.

ShaoH. et al., (2018). “Decision-making Method for Demand Side Resources to Participate in Demand Response Scenarios Considering Uncertainty of Renewable Energy Generation” Proceedings of 2018 IEEE 8th Annual International Conference on CYBER Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems July 19-23, 2018, Tianjin, China.

Soares A. et al., (2012). “Domestic Load Characterizationfor Demand-Responsive Energy Management Systems” *IEEE International SymposiumonSustainableSystems and Technology (ISSST)*,16 al18 de mayo, Boston, MA.

SumitKumarMandal, Trishala Pal Choudhuri, (2017). “Development of Domestic Load Management Scheme to participate in DemandSideIntegration”, IEEE PES Asia-PacificPower and EnergyEngineeringConference (APPEEC).08-10 noviembre. Bangalore, India.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Gestión y Calidad de la Energía

Metodología para estimar la potencia máxima de lámparas LED a instalar según el contenido armónico

Methodology for estimating the maximum power of LED lamps to be installed according to the harmonic content

Adrián Fabio D'Andrea
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
afadandrea@gmail.com

Carlos Gustavo Pacheco
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
cgustavopacheco@gmail.com

Ciro Toscano Rufinatto
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
toscanoruffinatto@gmail.com

Resumen

La incorporación masiva de lámparas LED de alta potencia mejora la eficiencia energética, pero introduce distorsiones armónicas significativas que afectan la calidad del suministro. A partir de mediciones experimentales sobre conjuntos de luminarias (27–40 W), se observa THDI individual en torno a 100–130 % y THDI global ≈118 %. Los armónicos que más limitan la potencia instalable son la 9.ª, 11.ª y múltiplos impares de 3 (p. ej. 21.ª); en escenarios críticos esto reduce la potencia segura a ≈0,4 kW por fase (caso 10 kW). Se propone una metodología práctica para estimar la potencia máxima por armónico y criterios de mitigación: filtros pasivos sintonizados para armónicos concretos, filtro pasa–alto para armónicos altos y filtros activos para instalaciones con >1,75 kW por fase.

Palabras clave: LED, armónicos, potencia

Abstract

The widespread use of high-power LED lamps improves energy efficiency but introduces significant harmonic distortions that affect power quality. Experimental measurements on luminaire arrays (27–40 W) show individual THDI values of around 100–130% and overall THDI of ≈118%. The harmonics that most limit installable power are the 9th, 11th, and odd multiples of 3 (e.g., 21st); in critical scenarios, this reduces safe power to ≈0.4 kW per phase (10 kW case). A practical methodology for estimating the maximum power per harmonic and mitigation criteria are proposed: tuned passive filters for specific harmonics, high-pass filters for high harmonics, and active filters for installations with >1.75 kW per phase.

Keywords: LED, harmonics, power

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Gestión y Calidad de la Energía

Introducción

La rápida adopción de lámparas LED de alta potencia en instalaciones residenciales, comerciales e industriales responde a políticas y necesidades claras: menor consumo energético y mayor vida útil respecto a tecnologías convencionales. Sin embargo, esta transición no es neutral para la calidad de la energía. Muchos drivers comerciales de LED y conjuntos de luminarias introducen corrientes fuertemente no lineales que generan distorsión armónica, degradan el factor de potencia y pueden provocar sobrecargas térmicas, interferencias en equipos sensibles y problemas de cumplimiento normativo en redes de baja tensión. Los datos experimentales recopilados en el documento base muestran niveles de distorsión que no pueden ser ignorados si se pretende una implementación masiva sin consecuencias operativas.

Este trabajo tiene por objetivo proporcionar un diagnóstico cuantitativo y reproducible del problema y criterios claros para la toma de decisiones:

- Cuantificar la emisión armónica de conjuntos de lámparas (THDI y perfil por orden).
- Estimar la potencia máxima instalable por armónico bajo límites normativos representativos.
- Proponer medidas de mitigación técnicas (filtros pasivos y activos, especificaciones de compra) y criterios de selección entre ellas.

El alcance se limita a ensayos y análisis basados en el conjunto de datos medidos para lámparas LED (27–40 W) y escenarios típicos de baja tensión.

Marco teórico y metodología

Armónicos y su importancia.

Los armónicos son componentes de frecuencia múltiple de la frecuencia de la red que aparecen cuando las cargas no son puramente sinusoidales. En lenguaje llano: cuando un equipo “toma” corriente de forma irregular (por ejemplo, mediante rectificación o electrónica de potencia), devuelve a la red corrientes con contenidos en otras frecuencias además de la fundamental. Ese contenido distorsiona la forma de onda global y puede afectar al resto de los usuarios y equipos.

En la práctica se busca conocer el perfil armónico (qué órdenes son dominantes), el nivel global de distorsión y el impacto sobre indicadores operativos (como factor de potencia o corrientes en neutro). Esos datos permiten decidir si una instalación es aceptable tal cual, o si requiere corrección.

Principales fuentes en iluminación LED.

Las lámparas LED de alta potencia usan drivers electrónicos que convierten tensión y regulan corriente mediante conmutación. Esos circuitos suelen generar corrientes pulsantes y, por ende, armónicos. Además, la combinación en gran número y la diversidad de fabricantes/driver hace que el efecto conjunto sea difícil de predecir sin medición.

Efectos sobre la red y los equipos.

Los armónicos aumentan pérdidas en transformadores y cables, calientan neutros, pueden producir resonancias con elementos reactivos existentes y degradan el factor de potencia. También interfieren con equipos electrónicos sensibles, relés y sistemas de medición, y dificultan el cumplimiento de límites normativos de calidad.

Normativa.

Existen límites y recomendaciones técnicas para emisiones armónicas que sirven de referencia; cumplirlos reduce riesgo de sanciones y problemas operativos. En la práctica ingenieril tradicional se prioriza soluciones probadas y medibles: primero caracterizar, luego corregir, y siempre documentar resultados para futuras decisiones.

La normativa utilizada para establecer los límites de armónicos es:

IEC 61000-3-2 para los límites de emisión de corriente armónica en cargas conectadas a redes de baja tensión (20%).

Tabla 1 Limites % de distorsión armónica para usuarios de BT, MT y AT según ENRE

Orden de la armónica (n)	Intensidad armónica máxima, en (A)	Usuarios BT y MT, Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada	Usuarios AT, Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada
Impares no múltiplos de 3			
5	2,28	12,0	6,0
7	1,54	8,5	5,1
11	0,66	4,3	2,9
13	0,42	3,0	2,2
17	0,26	2,7	1,8
19	0,24	1,9	1,7
23	0,20	1,6	1,1
25	0,18	1,6	1,1
>25	4,5/n	0,2 + 0,8 x 25/n	0,4
Impares múltiplos de 3			
3	4,60	16,6	7,5
9	0,80	2,2	2,2
15	0,30	0,6	0,8
21	0,21	0,4	0,4
>21	4,5/n	0,3	0,4
Pares			
2	2,16	10,0	10,0
4	0,86	2,5	3,8
6	0,60	1,0	1,5
8	0,46	0,8	0,5
10	0,37	0,8	0,5
12	0,31	0,4	0,5
>12	3,68/n	0,3	0,5
TDTI (en %)	-	20,0	12,0

Resultados y discusión

Los resultados obtenidos en este ensayo se resumen en la Tabla 2, donde se muestra los valores promedio calculados a partir de las mediciones.

Tabla 2 Parámetros obtenidos de la medición realizada de cada lámpara LED estudiada

N°	Lámpara	I [mA]	THD I [%]	P [W]	FP	DFP	FC
1	L1 - 20 W Luz fría 6400K	87	29,11	18,66	0,95	0,99	1,61
2	L2 - 30 W Blanco frío 6000K	239	143,02	28,49	0,53	0,92	3,64
3	L3 - 40 W Luz día 6000K	288	133,65	35,42	0,54	0,90	3,72
4	L4 - 40 W	284	142,32	34,46	0,53	0,92	3,67
5	L5 - 36 W Blanco Luz de día 6500K	276	133,63	34,02	0,54	0,90	3,77
6	L6 - 30 W Blanco frío 6400K	227	132,12	28,14	0,54	0,90	3,70
7	L7 - 40 W Luz fría 6500K	190	122,05	24,96	0,58	0,91	3,50
8	L8 - 28 W Luz día 6500K	207	137,67	25,22	0,54	0,92	3,59
9	L9 - 27 W Blanco Luz de día 6500K	210	126,16	26,33	0,56	0,90	3,90

Tabla 3 Parámetros eléctricos registrados en el ensayo de lámparas combinadas de alta potencia (hasta 40W)

N° Med	Lámp.	I [mA]	THDI [%]	U [V]	THDV [%]	P [W]	S [VA]	FP	DPF	FC
1	1	210	125,11	224,96	2,23	26,67	47,35	0,562	0,902	3,67
2	1-2	392	119,45	225,62	2,25	51,83	88,37	0,587	0,920	3,30
3	1-3	605	119,39	224,92	2,31	79,85	136,06	0,590	0,920	3,25
4	1-4	869	119,96	224,58	2,38	114,17	195,06	0,588	0,920	3,21
5	1-5	1042	118,13	224,21	2,41	138,31	233,69	0,590	0,920	3,18
N° Med	**Lámp.**	**I_1 [%f]**	**I_3 [%f]**	**I_5 [%f]**	**I_7 [%f]**	**I_9 [%f]**	**I_{11} [%f]**	**I_{13} [%f]**	**I_{15} [%f]**	**I_{17} [%f]**
1	1	100	79,63	56,59	43,78	37,70	27,68	17,21	14,01	12,65
2	1-2	100	80,99	57,97	42,81	35,31	25,73	14,18	8,65	8,14
3	1-3	100	80,80	57,59	42,58	34,69	24,14	12,43	9,49	10,62
4	1-4	100	80,80	57,52	42,52	34,74	24,34	13,02	10,49	11,45
5	1-5	100	80,37	56,53	41,51	34,11	23,84	12,53	10,13	10,98
N° Med	**Lámp.**	**I_{19} [%f]**	**I_{21} [%f]**	**I_{23} [%f]**	**I_{25} [%f]**	**I_1 [mA]**	**I_3 [mA]**	**I_5 [mA]**	**I_7 [mA]**	**I_9 [mA]**
1	1	11,38	13,39	14,37	13,03	131,3	104,6	74,3	57,5	49,5
2	1-2	6,41	6,64	7,20	5,53	251,4	203,6	145,7	107,6	88,8
3	1-3	9,99	10,39	10,03	7,23	388,4	313,8	223,7	165,4	134,7
4	1-4	10,61	10,94	10,61	7,84	556,2	449,4	319,9	236,5	193,2
5	1-5	9,97	10,35	10,06	7,29	673,5	541,2	380,7	279,6	229,7
N° Med	**Lámp.**	**I_{11} [mA]**	**I_{13} [mA]**	**I_{15} [mA]**	**I_{17} [mA]**	**I_{19} [mA]**	**I_{21} [mA]**	**I_{23} [mA]**	**I_{25} [mA]**	
1	1	36,4	22,6	18,4	16,6	14,9	17,6	18,9	17,1	
2	1-2	64,7	35,6	21,8	20,5	16,1	16,7	18,1	13,9	
3	1-3	93,8	48,3	36,9	41,2	38,8	40,4	39,0	28,1	
4	1-4	135,4	72,4	58,3	63,7	59,0	60,8	59,0	43,6	
5	1-5	160,6	84,4	68,2	73,9	67,1	69,7	67,7	49,1	

Referencias:

- Lámpara N° 1: 40 W (L7)
- Lámpara N° 2: 36 W (L5)
- Lámpara N° 3: 30 W (L6)
- Lámpara N° 4: 28 W (L8)
- Lámpara N° 5: 27 W (L9)

Tomando los límites fijados por el ENRE (Tabla 1) como punto de partida, podemos estimar la máxima potencia en iluminación LED factible de instalar (en forma de artefactos de alta potencia, de hasta 40 W y distintos fabricantes).

Se tienen dos casos:

a) Se considera el caso de una instalación de BT, con potencia contratada de hasta 10 kW, y que no hay presencia de otras cargas contaminantes. En la Tabla 16 se resumen los resultados de estas estimaciones (se requeriría un mayor número de artefactos ensayados para obtener resultados más representativos).

Tabla 4Máxima potencia instalable en el caso de la instalación analizada, con 10 kW de potencia contratada. Lámparas de alta potencia

I3 [mA/kW]	I3 Límite [mA/kW]	Relación I3	Máx. pot. s/ I3 [kW]	I5 [mA/kW]	I5 Límite [mA/kW]	Relación I5	Máx. pot. s/ I5 [kW]
3921	460	8,52	1,17	2787	228	12,22	0,82
3929	460	8,54	1,17	2812	228	12,33	0,81
3930	460	8,54	1,17	2801	228	12,29	0,81
3936	460	8,56	1,17	2802	228	12,29	0,81
3913	460	8,51	1,18	2752	228	12,07	0,83
I7 [mA/kW]	**I7 Límite [mA/kW]**	**Relación I7**	**Máx. pot. s/ I7 [kW]**	**I9 [mA/kW]**	**I9 Límite [mA/kW]**	**Relación I9**	**Máx. pot. s/ I9 [kW]**
2156	154	14,00	0,71	1856	80	23,21	0,43
2077	154	13,48	0,74	1713	80	21,41	0,47
2071	154	13,45	0,74	1687	80	21,09	0,47
2071	154	13,45	0,74	1692	80	21,15	0,47
2021	154	13,13	0,76	1661	80	20,76	0,48
I11 [mA/kW]	**I11 Límite [mA/kW]**	**Relación I11**	**Máx. pot. s/ I11 [kW]**	**I13 [mA/kW]**	**I13 Límite [mA/kW]**	**Relación I13**	**Máx. pot. s/ I13 [kW]**
1363	66	20,65	0,48	848	42	20,18	0,50
1248	66	18,91	0,53	688	42	16,37	0,61
1174	66	17,79	0,56	605	42	14,40	0,69
1186	66	17,96	0,56	634	42	15,11	0,66
1161	66	17,59	0,57	610	42	14,53	0,69
I15 [mA/kW]	**I15 Límite [mA/kW]**	**Relación I15**	**Máx. pot. s/ I15 [kW]**	**I17 [mA/kW]**	**I17 Límite [mA/kW]**	**Relación I17**	**Máx. pot. s/ I17 [kW]**
690	30	22,99	0,43	623	26	23,96	0,42
420	30	13,99	0,71	395	26	15,18	0,66
462	30	15,39	0,65	517	26	19,87	0,50
511	30	17,03	0,59	558	26	21,45	0,47
493	30	16,44	0,61	535	26	20,56	0,49
I19 [mA/kW]	**I19 Límite [mA/kW]**	**Relación I19**	**Máx. pot. s/ I19 [kW]**	**I21 [mA/kW]**	**I21 Límite [mA/kW]**	**Relación I21**	**Máx. pot. s/ I21 [kW]**
560	24	23,34	0,43	659	21	31,40	0,32
311	24	12,95	0,77	322	21	15,33	0,65
486	24	20,24	0,49	505	21	24,07	0,42
517	24	21,53	0,46	533	21	25,37	0,39
485	24	20,22	0,49	504	21	23,99	0,42
I23 [mA/kW]	**I23 Límite [mA/kW]**	**Relación I23**	**Máx. pot. s/ I23 [kW]**	**I25 [mA/kW]**	**I25 Límite [mA/kW]**	**Relación I25**	**Máx. pot. s/ I25 [kW]**
708	20	35,38	0,28	642	18	35,64	0,28
349	20	17,46	0,57	268	18	14,89	0,67
488	20	24,40	0,41	352	18	19,55	0,51
517	20	25,85	0,39	382	18	21,23	0,47
490	20	24,49	0,41	355	18	19,71	0,51

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Gestión y Calidad de la Energía

En la Figura 1 se tiene una representación gráfica que resume estas estimaciones para los armónicos de orden impar del 3 al 13. De acuerdo con los valores disponibles, quienes limitan más la potencia máxima instalable son los armónicos noveno y undécimo, restringiendo la misma a aproximadamente 500 W (requiriéndose una mayor muestra de artefactos para obtener estimaciones más precisas e incluso para intentar extrapolar resultados).

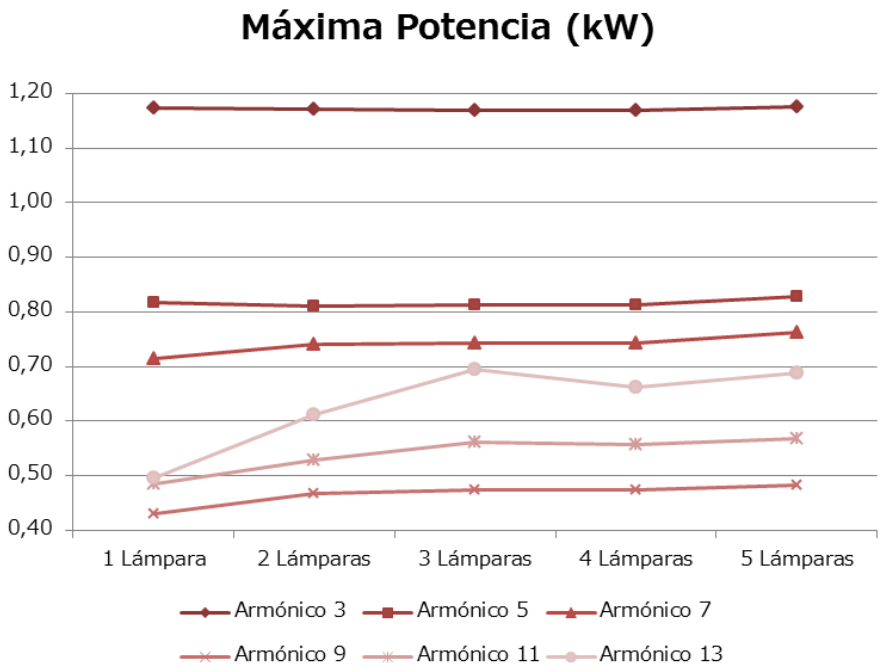


Figura 1. Máxima potencia analizada en función de cada armónico impar desde el orden 3 hasta el 13.

Para los armónicos impares superiores medidos se observa una tendencia similar, limitando la máxima potencia a valores de aproximadamente 420 W, siendo los principales limitantes los armónicos 23 y 21 (Figura 2).

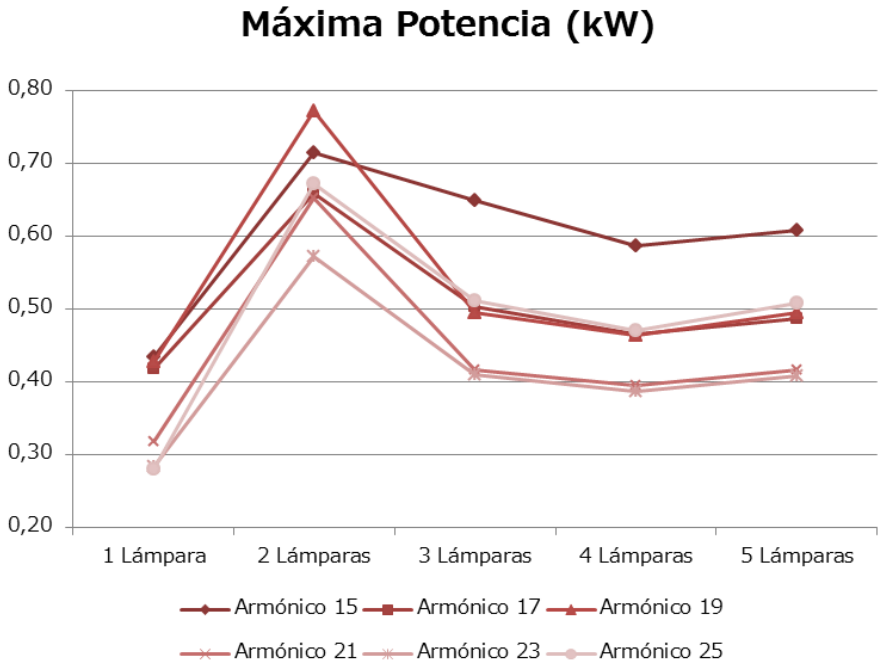


Figura 2. Máxima potencia analizada en función de cada armónico impar desde el orden 15 hasta el 25.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Gestión y Calidad de la Energía

Entonces para este caso si se tiene una potencia en iluminación LED mayor a 450 W, habría que analizar la posibilidad de corregir la distorsión, para los armónicos de orden 3 a 50.

b) Si se considera una instalación en BT con una potencia contratada mayor a 10 kW, la reglamentación prevé límites porcentuales para los armónicos de corriente, respecto a la corriente de carga contratada. Por lo tanto, si consideramos una instalación con una potencia contratada de 30 kW y un factor de potencia de 0,85 en un sistema trifásico, la corriente contratada es de 53,62 A.

Considerando que no hay otras cargas contaminantes, en la Tabla 17 se resume los resultados obtenidos en este caso (se requeriría un mayor número de artefactos ensayados para obtener resultados más representativos).

Tabla 5 *Máxima potencia instalable en el caso de la instalación analizada, con 30 kW de potencia contratada. Lámparas de alta potencia*

I3 [%c]	I3 Límite [%c]	Relación I3	Máx. pot. s/ I3 [kW]	I5 [%c]	I5 Límite [%c]	Relación I5	Máx. pot. s/ I5 [kW]
0,195%	16,6%	0,0117	2,27	0,139%	12,0%	0,0115	2,31
0,380%	16,6%	0,0229	2,27	0,272%	12,0%	0,0226	2,29
0,585%	16,6%	0,0353	2,26	0,417%	12,0%	0,0348	2,30
0,838%	16,6%	0,0505	2,26	0,597%	12,0%	0,0497	2,30
1,009%	16,6%	0,0608	2,27	0,710%	12,0%	0,0592	2,34
I7 [%c]	**I7 Límite [%c]**	**Relación I7**	**Máx. pot. s/ I7 [kW]**	**I9 [%c]**	**I9 Límite [%c]**	**Relación I9**	**Máx. pot. s/ I9 [kW]**
0,107%	8,5%	0,0126	2,11	0,092%	2,2%	0,0420	0,64
0,201%	8,5%	0,0236	2,20	0,166%	2,2%	0,0753	0,69
0,308%	8,5%	0,0363	2,20	0,251%	2,2%	0,1142	0,70
0,441%	8,5%	0,0519	2,20	0,360%	2,2%	0,1638	0,70
0,521%	8,5%	0,0613	2,25	0,428%	2,2%	0,1947	0,71
I11 [%c]	**I11 Límite [%c]**	**Relación I11**	**Máx. pot. s/ I11 [kW]**	**I13 [%c]**	**I13 Límite [%c]**	**Relación I13**	**Máx. pot. s/ I13 [kW]**
0,068%	4,3%	0,0158	1,69	0,042%	3,0%	0,0141	1,90
0,121%	4,3%	0,0281	1,85	0,066%	3,0%	0,0222	2,34
0,175%	4,3%	0,0407	1,96	0,090%	3,0%	0,0300	2,66
0,252%	4,3%	0,0587	1,94	0,135%	3,0%	0,0450	2,54
0,299%	4,3%	0,0696	1,99	0,157%	3,0%	0,0525	2,64
I15 [%c]	**I15 Límite [%c]**	**Relación I15**	**Máx. pot. s/ I15 [kW]**	**I17 [%c]**	**I17 Límite [%c]**	**Relación I17**	**Máx. pot. s/ I17 [kW]**
0,034%	0,6%	0,0572	0,47	0,031%	2,7%	0,0115	2,32
0,041%	0,6%	0,0676	0,77	0,038%	2,7%	0,0141	3,67
0,069%	0,6%	0,1146	0,70	0,077%	2,7%	0,0285	2,80
0,109%	0,6%	0,1813	0,63	0,119%	2,7%	0,0440	2,60
0,127%	0,6%	0,2121	0,65	0,138%	2,7%	0,0511	2,71
I19 [%c]	**I19 Límite [%c]**	**Relación I19**	**Máx. pot. s/ I19 [kW]**	**I21 [%c]**	**I21 Límite [%c]**	**Relación I21**	**Máx. pot. s/ I21 [kW]**
0,028%	1,9%	0,0147	1,82	0,033%	0,4%	0,0820	0,33
0,030%	1,9%	0,0158	3,28	0,031%	0,4%	0,0778	0,67
0,072%	1,9%	0,0381	2,10	0,075%	0,4%	0,1882	0,42
0,110%	1,9%	0,0579	1,97	0,113%	0,4%	0,2835	0,40
0,125%	1,9%	0,0659	2,10	0,130%	0,4%	0,3249	0,43

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Gestión y Calidad de la Energía

I23 [%c]	I23 Límite [%c]	Relación I23	Máx. pot. s/ I23 [kW]	I25 [%c]	I25 Límite [%c]	Relación I25	Máx. pot. s/ I25 [kW]
0,035%	1,6%	0,0220	1,21	0,032%	1,6%	0,0199	1,34
0,034%	1,6%	0,0211	2,46	0,026%	1,6%	0,0162	3,20
0,073%	1,6%	0,0454	1,76	0,052%	1,6%	0,0328	2,44
0,110%	1,6%	0,0688	1,66	0,081%	1,6%	0,0508	2,25
0,126%	1,6%	0,0790	1,75	0,092%	1,6%	0,0572	2,42

Nota: instalación sin presencia de otras cargas contaminantes

En la Figura 3 se tiene una representación gráfica que resume estas estimaciones para los armónicos de orden impar del 3 al 13. De acuerdo con los valores disponibles, la potencia máxima instalable está limitada por el armónico noveno, restringiendo la misma a aproximadamente 710 W por fase (requiriéndose una mayor muestra de artefactos para obtener estimaciones más precisas e incluso para intentar extrapolar resultados). Al igual que con las lámparas de baja potencia para el caso de esta instalación (30kW), la novena armónica limita la potencia máxima debido a que la normativa es mucho más exigente con los armónicos de orden múltiplo impar de tres

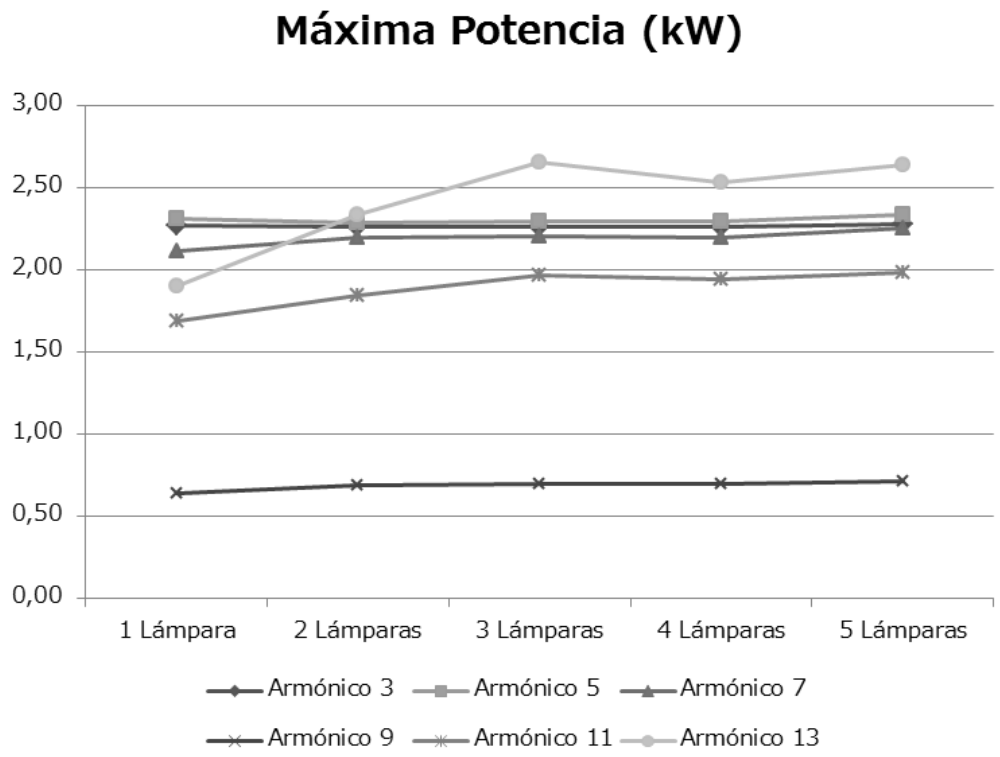


Figura 3. Máxima potencia analizada en función de cada armónico impar desde el orden 3 hasta el 13.

Respecto a los armónicos impares superiores medidos se tiene una máxima potencia de aproximadamente 430 W por fase (Figura 4). Los armónicos que determinan este valor son los de orden 21 y 15, es decir que nuevamente son los armónicos de orden múltiplo impar de tres quienes restringen la potencia máxima.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Gestión y Calidad de la Energía

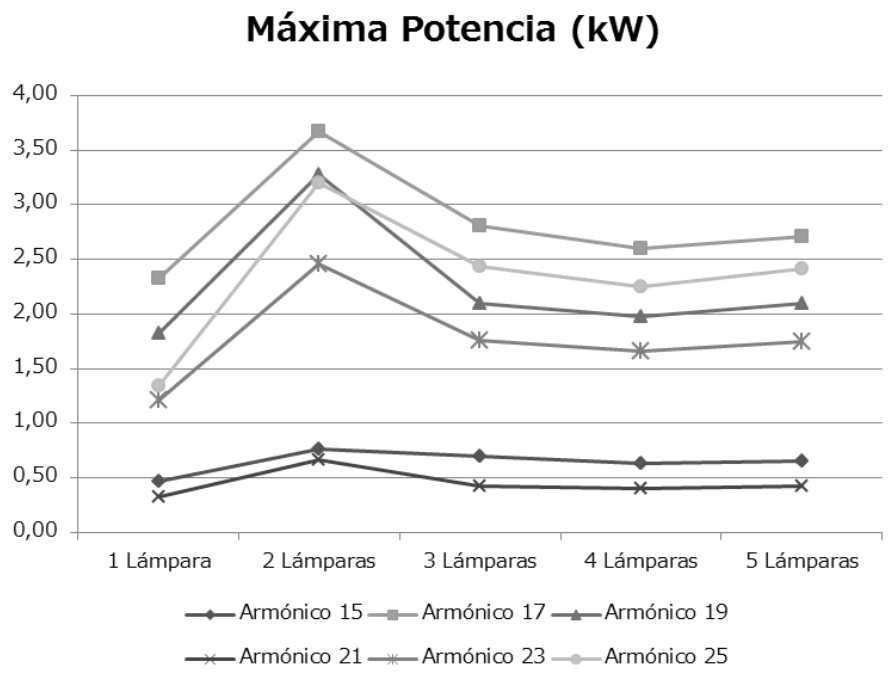


Figura 4. Máxima potencia analizada en función de cada armónico impar desde el orden 15 hasta el 25.

Entonces en este caso considerado, si se tiene una potencia en iluminación LED superior a aproximadamente 450 W por fase, hay que ver la posibilidad de aplicar una limitación a los armónicos múltiplos impares de 3, por ejemplo, a través de filtros *shunt* pasivos para cada uno. Si la potencia supera los 1,8 kW por fase, ya habría que considerar el uso de filtros activos con posibilidad de filtrar armónicos de orden 3 a 50.

En la Tabla 6 se resume los resultados más importantes obtenidos en este punto y en la Tabla 19 se resume a partir de qué niveles de potencia es necesario tomar acciones para reducir el nivel de armónicos en la instalación bajo estudio y cuáles pueden ser tales acciones:

Tabla 6 Resumen de resultados. Lámparas LED de alta potencia combinadas

THDI individual promedio	THDI final	Evolución THDI	FP inicial	FP final
130,3%	118,1%	Decreciente	0,56	0,59
FC inicial	FC final	Suma de corrientes individuales (mA)	Corriente total (mA)	Atenuación de corriente
3,67	3,18	1109	1042	6,0%

Tabla7Problemas de armónicos y soluciones. Lámparas LED de alta potencia

Caso	Potencia	Se requiere	Posible solución	1^{ros} armónicos a filtrar
a	> 400 W	Filtrado de armónicos superiores (>13)	Filtro pasivo pasa alto en paralelo	23, 21
	> 500 W	Filtrado de armónicos inferiores y superiores	Filtro activo p/ armónicos de orden 3 a 50	>13, 9, 11
b	> 450 W	Filtrado de armónicos superiores (>13)	Filtro pasivo pasa alto en paralelo	21, 15
	> 700 W	Filtrado de armónicos de orden múltiplo impar de tres	Filtro pasivo pasa alto en paralelo	21, 15, 9
	> 1,75 kW	Filtrado de armónicos inferiores y superiores	Filtro activo p/ armónicos de orden 3 a 50	-

Nota: La potencia está dada por fase. En el caso b el sistema es trifásico

Nuevamente se corrobora la importancia del efecto de diversidad. También se observa que en un sistema de mayor potencia (caso b) destacan los armónicos múltiplo impar de tres como los primeros que deben corregirse si se quiere estar dentro de los límites previstos por la norma.

Si se trata de una instalación nueva donde los equipos deben ser adquiridos en el futuro, debe considerarse también como una posible solución al problema de armónicos la adquisición de equipos corregidos a través de especificaciones de compra.

Conclusiones

Los resultados presentados reafirman que la introducción masiva de luminarias LED de alta potencia puede generar niveles de distorsión armónica que condicionan severamente la potencia que puede instalarse sin medidas correctivas. Nuevamente se corrobora la importancia del efecto de diversidad: la interacción entre múltiples equipos y la rigidez de la red determinan si una misma emisión individual se traduce en un problema local grave o en un impacto menor a escala. Por ello, la evaluación siempre debe partir de mediciones representativas y de la caracterización de la impedancia de la red en el punto de conexión.

En cuanto a qué corregir primero, los datos indican una pauta clara: en la muestra analizada aparecen como limitantes la 9.ª y la 11.ª, pero en sistemas de mayor potencia (caso b) los armónicos múltiplo impar de 3 (9., 15., 21., etc.) son los que con mayor probabilidad obligan a intervenir para cumplir los límites normativos. En la práctica esto implica priorizar filtros o trampas orientadas a esos órdenes cuando la potencia por fase supera los umbrales críticos detectados; simultáneamente, hay que vigilar el 11.º y otros órdenes relevantes según el perfil medido en cada instalación.

Las medidas recomendadas son:

- Priorizar corrección de los armónicos dominantes identificados, en caso b, comenzar por los múltiplos impares de 3, empleando soluciones proporcionadas al problema (trapas sintonizadas para órdenes concretos; filtro pasa–alto para armónicos dispersos; filtros activos si se requiere atenuación amplia y dinámica).

- Considerar la estrategia de compra: si se proyecta una instalación nueva, la adquisición de drivers y luminarias con baja emisión armónica mediante especificaciones técnicas reduce sustancialmente la necesidad de filtrado posterior y suele ser la alternativa más costo–efectiva a medio plazo.

Referencias bibliográficas

Calidad de potencia para usuarios y empresas eléctricas, primera edición, Juan Carlos Gómez Tarragona 2005.
Manual de Calidad de la Energía, primera edición, septiembre de 2000, Industrias SICA S.A.I.C. and PIRELLI CABLES S.A.I.C.
Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales. J. A. Suárez, G. F. Di Mauro, D. Anaut y C. Agüerp
PID UTN 1255 “Impacto energético y de calidad de energía por la incorporación masiva de lámparas fluorescentes compactas”. UTN – FRSF. Santa Fe 2010
PID ENECFE0010169 “Influencia de los usuarios de baja tensión en la calidad de energía”. UTN –FRSF. Santa Fe 2024 -2027
Mediciones de parámetros eléctricos de lámparas led e impacto en la calidad de energía. 1° Congreso Latinoamericano en energías: Una mirada regional con impacto global. Adrian D’Andrea, Carlos Gustavo Pacheco. UTN - FRC. Córdoba 2023
Estudio de parámetros eléctricos de lámparas led de uso comercial y su impacto en la calidad de energía. Congreso CIA 2025. Adrian Fabio D’Andrea y Carlos Gustavo Pacheco. UTN – FRLR. La Rioja 2025

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Análisis de radiación infrarroja emitida por una estufa a leña Rocket L8 con campana de ladrillo

Analysis of infrared radiation emitted from a Rocket L8 wood-burning stove with brick hood

Nicolás Di Ruscio
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Departamento Ingeniería Eléctrica, Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES), Rosario, Santa Fe, Argentina.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Departamento Ingeniería Eléctrica, Laboratorio de Energías Renovables y Transición Energética, Rosario, Santa Fe, Argentina.
Unión Argentina de Estufería (UAE), Argentina.
nicolasdr@live.com

Pablo Kulbaba
Unión Argentina de Estufería (UAE), Argentina.
pablokulbaba@gmail.com

Resumen

En este trabajo se propone realizar la medición del potencial de radiación térmica infrarroja media de una estufa a leña Rocket L8 en régimen estable a través del análisis por termografía infrarroja de las superficies del dispositivo de calefacción.
Esta estufa se compone de una cámara de combustión primaria horizontal y una secundaria vertical en hormigón refractario premoldeado y una campana de ladrillo cocido. Se ubica en un salón de usos múltiples con aproximadamente 150m^2 en una chacra rural de producción agroecológica localizada en las cercanías del pueblo de Rueda, provincia de Santa Fe, Argentina. Se emplearon imágenes termográficas y mediciones de temperatura superficial mediante termocupla tipo K para estimar los coeficientes de emisividad de cada material y la radiación emitida por cada área del dispositivo. Se determina una potencia total de emisión infrarroja de 5.327W en una superficie de 8,8m^2, lo cual representa el 14,3% de la fracción de energía bruta aportada por la leña.

Palabras clave: energía, biomasa, calefacción, estufas a leña.

Abstract

The purpose of this work is to carry out the measurement of the infrared thermal radiation potential of a Rocket L8 wood-burning stove in order to obtain the average thermal power in a stable regime through infrared thermography analysis of the heating device surfaces.
This stove consists of a horizontal primary combustion chamber and a vertical secondary combustion chamber in precast refractory concrete and a fired brick hood. It is located in the multipurpose room with approximately 150m^2 in a rural farm for agroecological production located near the town of Rueda, province of Santa Fe, Argentina. Thermographic images and

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

surface temperature measurements using type K thermocouples were used to estimate the emissivity coefficients of each material and the radiation emitted by each area of the device. A total infrared emission power of 5,327W is determined on a surface of 8.8m^2, which represents 14.3% of the gross energy fraction provided by firewood.

Keywords: energy, biomass, heating, wood stove.

Introducción.

En el área dedicada a la energía de biomasa del Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES) y del Laboratorio de Energías Renovables y Transición Energética (LERyTR, UTN-FRRo) y en colaboración estrecha con la Unión Argentina de Estufería (UAE), dentro del uso eficiente de la energía en el hogar, se ha focalizado en el desarrollo, investigación e innovación de estufas a leña de alta eficiencia para realizar un uso más eficiente y racional de los recursos naturales disponibles y contemplando a su vez el costo económico que representa su obtención. Especialmente se analizan las denominadas “estufas Rocket de masa térmica”, mayormente difundidas a lo largo de la Patagonia andina y zona centro-litoral de Argentina en la última década y media (Tognetti y González, 2014). Esta investigación complementa el análisis de cámaras de combustión premoldeadas en hormigón refractario (Di Ruscio, 2017) y envolventes en estufas Rocket.

En los hogares argentinos donde se emplea calefacción a leña es común encontrar dispositivos de calefacción construidos en metal (como las denominadas “salamandras” y otras versiones estéticamente más actualizadas) o bien el clásico “hogar abierto” construido en ladrillo cocido. Por medio de este ensayo se busca avanzar en la obtención de parámetros de las estufas Rocket que permitan comparar estas tecnologías entre sí y también optimizar el diseño y construcción de las estufas Rocket en función de las necesidades de calefacción cada región.

En este caso se estudia la radiación térmica infrarroja emitida por la superficie envolvente del cuerpo de la estufa conformado por la campana que contiene la cámara de combustión y el banco de acumulación térmica.

Materiales y métodos.

Se desea estimar la potencia térmica radiante (radiación electromagnética infrarroja de onda larga) emitida por las superficies de la estufa de acuerdo con la Ley de Stefan-Boltzmann, por lo cual se empleará termografía infrarroja contrastándola con mediciones por medio de termocuplas superficiales, independizando el estudio de las condiciones térmicas del ambiente.

La estufa Rocket L8 con campana analizada ha sido construida por Far Fuoco empleando piezas premoldeadas en hormigón refractario y ladrillos cocidos maquinados asentados en barro.

La misma cuenta con dos cámaras de combustión: la primaria horizontal donde se carga en lotes (batch) y la secundaria o torreta, donde sucede la postcombustión (Van den Berg, 2012). Ambas premoldeadas en hormigón refractario con 40% de contenido de alúmina. Cuenta con una puerta autorefrigerada metálica con vidrio vitrocerámico y sistema de barrido y limpieza del vidrio. La envolvente o pared externa de todo el dispositivo se ha construido con ladrillos cocidos asentados en barro (aproximadamente 250 unidades de ladrillos cocidos), aislados del suelo de la vivienda mediante una capa de 0,2m de ladrillos HCCA (HCCA - Hormigón Celular Curado en Autoclave) y la chimenea para gases de escape ha sido realizada en caños de acero inoxidable AISI 430 de 8 pulgadas (0,2m) de diámetro con una longitud total de 9m en vertical, empleando 2 codos a 45° y 2 codos a 90° para completar el recorrido necesario debido a diferentes obstáculos constructivos. En su salida se empleó un sombrero tipo venturi o huracán. En la **Figura 1** se observan etapas del proceso de construcción.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento



Figura 2: Construcción de la estufa con cámara de combustión L8 premoldeada en hormigón refractario.

Para describir las dimensiones generales de la estufa, se subdivide la misma en dos cuerpos principales: módulo de combustión y banco de acumulación térmica.

La campana del módulo de combustión mide 1,8m de alto, 0,75m de profundidad y 0,85m de ancho. Mientras que el banco de acumulación tiene una longitud de 1,75m, 0,5m de profundidad y 0,45m de altura (dimensión adecuada para ser empleado como banco o sofá mediante el agregado de un almohadón de algodón o esterilla de madera u otro material vegetal). Con la finalidad de contextualizar las dimensiones generales en la **Figura 3** se muestran diferentes facetas del dispositivo.



Figura 4: Imágenes generales de la estufa Rocket L8 en estudio.

Procedimiento de encendido

Se procedió a encender la estufa a leña a las 9hs de la mañana para asegurar que llegue a un régimen de trabajo medio, estabilizándose las temperaturas superficiales de la envolvente del dispositivo calefactor. Durante el inicio de la combustión se mantuvo abierta la entrada de aire extra ubicada en la parte inferior de la puerta. Una vez alcanzado el régimen de combustión estable deseado, se cerró dicho ingreso de aire, manteniéndose la mínima sección de ingreso de diseño del dispositivo.

A las 9:40hs se realizó una nueva carga de leña semidura conformada por 15kg de eucalipto blanco grandis previamente almacenado y secado durante un período prolongado de tiempo (aproximadamente 8 meses). Una hora después de la última carga de leña se procede a tomar las mediciones pertinentes.

En el transcurso del estudio, la temperatura ambiente interna del local rondaba los 20,5 °C.

Instrumentos empleados.

Para la obtención de imágenes infrarrojas se empleó una cámara termográfica FLIR de onda larga con alcance hasta 400° C junto con un teléfono inteligente CAT S61, mientras que para la medición directa de temperatura superficial se utilizó un multímetro Amprobe NAV 54 AC/DC con termocupla tipo K.

Cálculos realizados.
Consumo de biomasa leñosa.

Durante el período en estudio se calcula un consumo de leña de 7,5 kg/h en régimen medio de trabajo. Considerando que el poder calorífico superior de las especies de eucalipto varía entre 4.312 a 5.085 kcal/kg (Couto, 2008), mientras que para el eucalipto blanco grandis es de 4.274 kcal/kg (Müzel y otros, 2014), tendríamos un consumo bruto medio de 32.055 kcal/h (o bien 37,2 kW).

El consumo bruto de leña puede incrementarse hasta los 25 kg/h de acuerdo al requerimiento para calefaccionar el ambiente.

Potencia radiante emitida.

La potencia radiante emitida por un cuerpo gris a temperatura T se calcula mediante la Ley de Stefan-Boltzmann que establece que la energía irradiada por un cuerpo es directamente proporcional a la cuarta potencia de su temperatura absoluta:

$$P = \varepsilon * S * \sigma * T^4 \quad (1)$$

$$P_{total} = \sum_{i=1}^{n} \varepsilon_i * S_i * \sigma * T_i^4 \quad (2)$$

Donde:

P = potencia radiada en Watts
ε = emisividad infrarroja (adimensional)
S = área de la superficie radiante en m²
σ = constante de Stefan-Boltzmann cuyo valor es $5{,}67 \times 10^{-8}$ W/m²K⁴
T = temperatura absoluta en K.

Determinación de coeficientes de emisividad.

Se calcularon los coeficientes ε (emisividad infrarroja) para los diversos materiales empleados en la estufa analizada. Para ello se contrastó la medición de la cámara termográfica con ε=1 versus la medición realizada con termocupla tipo K.

A continuación, se muestra el cálculo realizado para el muro de ladrillo cocido **Figura 5**.



Figura 6: Medición de temperatura con termocupla k (izq.) y termografía infrarroja (der.).

De acuerdo con la medición por termografía infrarroja con ε=1, se observa una temperatura de 89°C. Por otro lado, empleando la termocupla tipo K se obtienen 84°C. Por lo tanto, el coeficiente de emisividad para el muro resultará:

$$\varepsilon = \frac{84°C}{89°C} = 0{,}94 \tag{3}$$

Para los restantes materiales se obtienen los siguientes resultados:

- Puerta metálica con pintura negro mate: ε = 0,98

$$\varepsilon = \frac{79{,}8°C}{81{,}4°C} = 0{,}98 \tag{4}$$

- Vidrio vitrocerámico: ε = 0,82

$$\varepsilon = \frac{70{,}5°C}{86°C} = 0{,}82 \tag{5}$$

- Acero inoxidable brillante:

$$\varepsilon = \frac{27{,}8°C}{43{,}5°C} = 0{,}64 \tag{6}$$

En este caso, al ser bajo el coeficiente para la superficie pulida de acero inoxidable, debe considerarse que los valores obtenidos por termografía infrarroja son aproximados y pueden presentar una variación importante respecto de la temperatura real de la superficie. De todos modos, este análisis contempla únicamente la potencia emitida por radiación infrarroja, por lo cual el método de termografía es apropiado.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Determinación de potencia de emisión infrarroja.

Para cada sector de superficie de la estufa se determina la potencia de emisión infrarroja de acuerdo a la temperatura media registrada en la imagen termográfica como se muestra a continuación.

Para la campana se subdividieron las paredes en mitad superior (pared con ladrillos de canto) e inferior (pared con ladrillos horizontales) y tapa superior. Se presentan las imágenes en su posición correspondiente constituyendo un modelo para troquelar del paralelepípedo que conforma la campana de ladrillos, ver Figura 7.

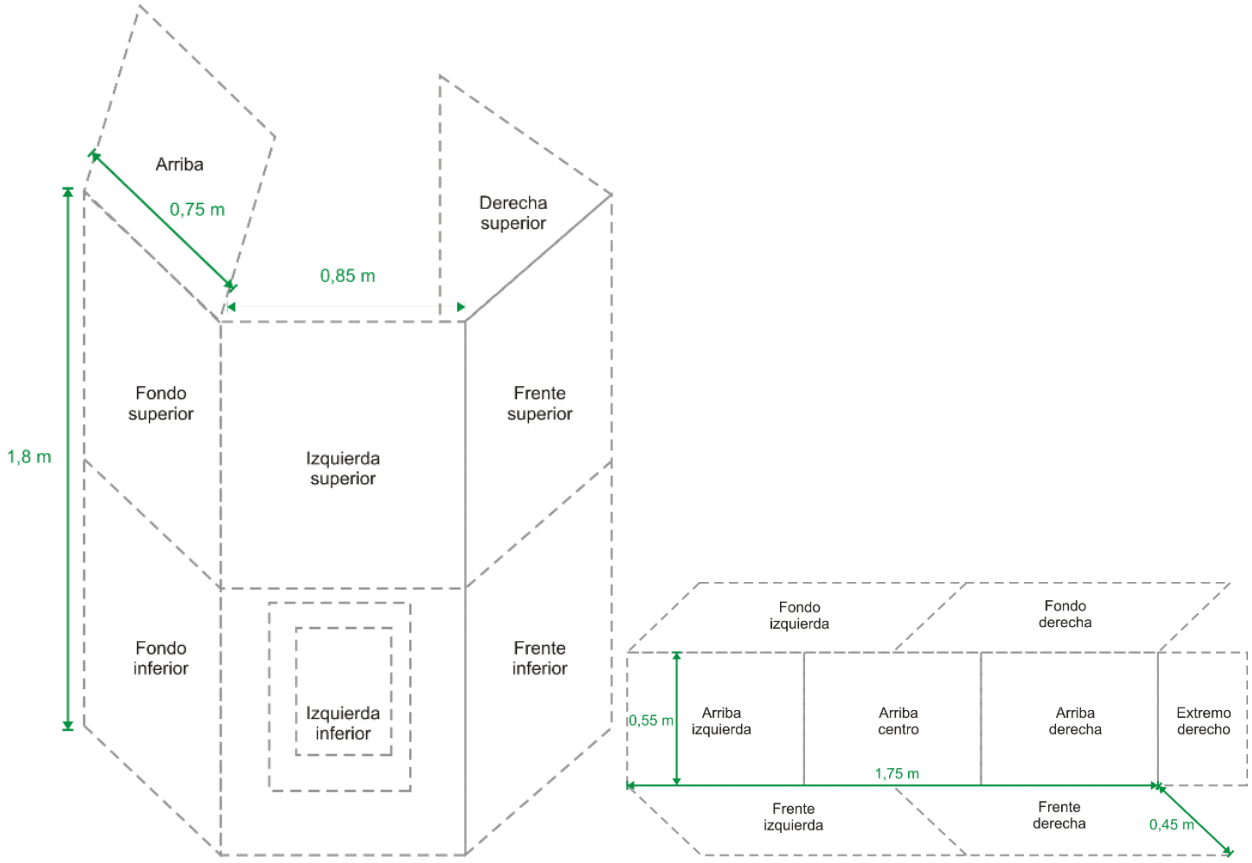


Figura 8: Esquema de troquel para obtención de termografías.

Potencia emitida por la campana.

Las imágenes termográficas correspondientes a la campana se visualizan en la Figura 9.

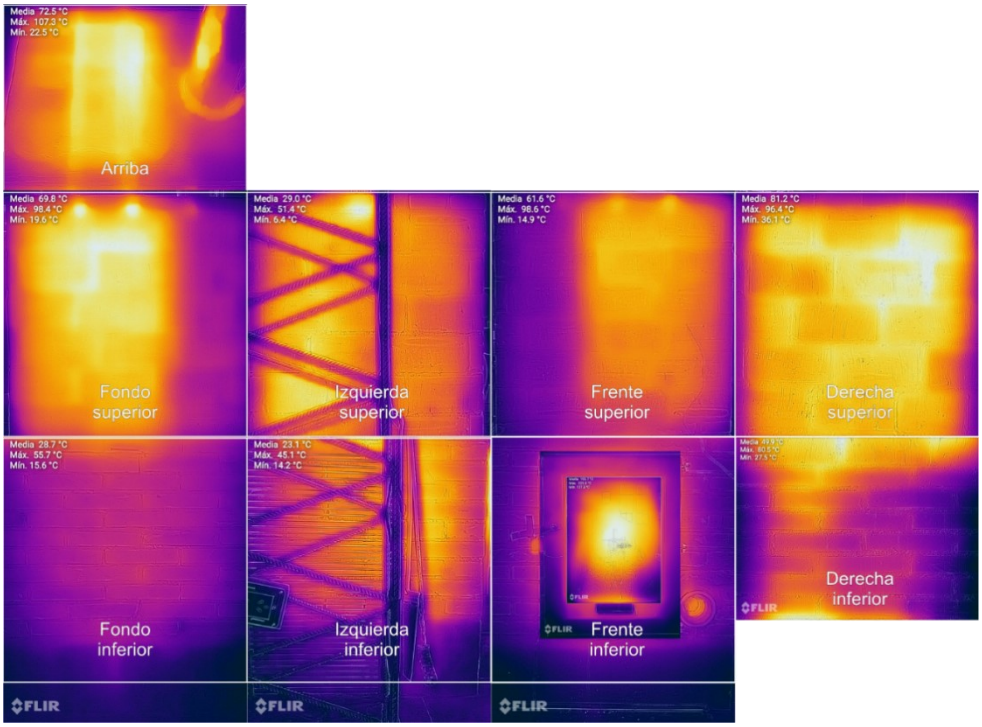


Figura 10: Imágenes termográficas de la campana de ladrillos.

Cálculos mitad superior de la campana:

Tabla 1: Potencia irradiada en la mitad superior de la campana.

Superficie	Emisividad	Área (m^2)	Temp. Media (°C)	Potencia (W)
Arriba	0,94	0,6375	72,5	484
Fondo superior	0,94	0,765	69,8	563
Izquierda superior	0,94	0,675	29	299
Frente superior	0,94	0,765	61,6	511
Derecha superior	0,94	0,675	81,2	566

Cálculos mitad inferior de la campana:

Tabla 2: Potencia irradiada en la mitad inferior de la campana.

Superficie	Emisividad	Área (m^2)	Temp. Media (°C)	Potencia (W)
Fondo inferior	0,94	0,765	28,7	338
Izquierda inferior	0,94	0,675	23,1	277
Frente inferior	0,94	0,765	27,8	195
Marco puerta	0,98	0,1733	77,6	145
Vidrio	0,82	0,1452	193,7	320
Derecha inferior	0,94	0,3375	49,9	196

La potencia de radiación de la campana será la sumatoria de los resultados obtenidos en cada superficie:

$$P_{campana} = 484W + 563W + 299W + 511W + 566W + 338W + 277W + 195W + 145W + 320W + 196W = 3.894W \quad (7)$$

Potencia emitida por el banco de acumulación.

Las imágenes termográficas correspondientes al banco de acumulación se observan en la Figura 11.

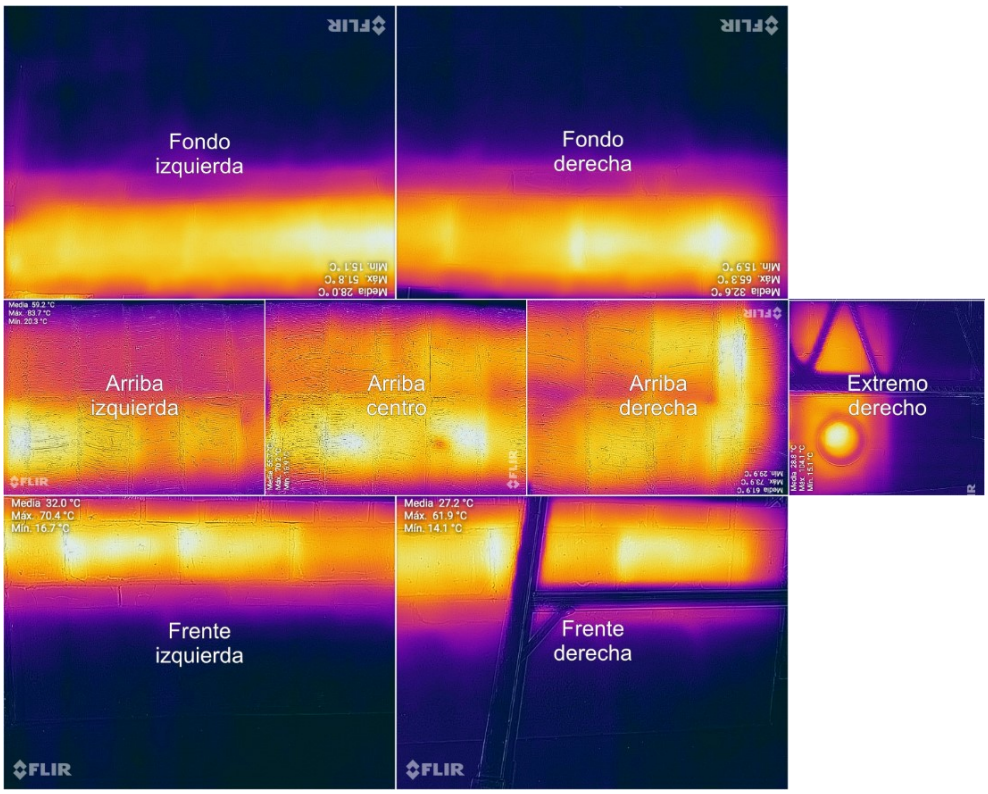


Figura 12: Imágenes termográficas del banco de acumulación térmica.

Cálculos en las superficies que conforman el banco de acumulación:

Tabla 3: Potencia irradiada en el banco de acumulación.

Superficie	Emisividad	Área (m²)	Temp. Media (°C)	Potencia (W)
Fondo izquierda	0,94	0,3915	28	171
Fondo derecha	0,94	0,3915	32,6	182
Frente izquierda	0,94	0,3915	32	180
Frente derecha	0,94	0,3915	27,2	169
Arriba izquierda	0,94	0,319	59,2	207
Arriba centro	0,94	0,319	56,7	201
Arriba derecha	0,94	0,319	61,9	214
Extremo derecho	0,94	0,2475	28,8	109

La potencia de radiación del banco de acumulación se obtendrá sumando los resultados de las superficies consideradas:

$$P_{campana} = 171W + 182W + 180W + 169W + 207W + 201W + 214W + 109W = 1.433W \quad (8)$$

Y finalmente la potencia total infrarroja irradiada por las superficies de la campana y banco de acumulación resultan de la sumatoria entre las ecuaciones (7 y 8):

$$P_{total} = 3.894W + 1.433W = 5.327W \quad (9)$$

A su vez pueden obtenerse los siguientes indicadores globales de emisión por unidad de superficie:

$$\frac{P_{campana}}{S_{campana}} = \frac{3.894W}{6,06m^2} = 643\frac{W}{m^2} \quad (10)$$

$$\frac{P_{banco}}{S_{banco}} = \frac{1.433W}{2,78m^2} = 515\frac{W}{m^2} \quad (11)$$

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento

Resultados

De acuerdo con los valores obtenidos, la estufa a leña en estudio, en régimen de trabajo medio y consumiendo 7,5kg/h de eucalipto blanco grandis y temperatura interna de la vivienda de 20,5 °C, tiene una potencia de emisión de radiación infrarroja de 5.327W, correspondiendo 3.894W (73% del total) a la potencia emitida en la campana y 1.433W (27% restante) a la emitida en el banco de acumulación.

Considerando que la potencia media bruta aportada por la leña durante el ensayo resultó ser de 37,2 kW, la potencia de emisión de radiación infrarroja corresponde al 14,3% de dicha potencia bruta, repartiéndose en la campana el 10,5% y en el banco el 3,8%.

Se obtiene un indicador global de emisión por unidad de superficie en la campana de 643 W/m^2, mientras que en el banco es de 515 W/m^2.

Las temperaturas superficiales de ladrillo cocido de la campana que se encuentran al alcance de la mano alcanzan los 98,6 °C, mientras que en el banco de acumulación llega a los 83,7 °C y 107 °C en la tapa de inspección ubicada en el extremo derecho del mismo. Por otro lado, en el vidrio vitrocerámico se han medido hasta 217 °C.

Conclusiones

Con las estufas a leña de alta eficiencia tipo Rocket construidas con mampostería de ladrillo cocido asentado en barro y cámaras de combustión de material refractario es posible brindar calefacción incluso a ambientes grandes, alcanzando un confort térmico adecuado.

Debido a la gran masa de inercia térmica que conforman los materiales empleados en la construcción de la estufa, la temperatura superficial se mantiene sumamente uniforme a través del tiempo, sin registrarse variaciones apreciables durante el período que llevó el estudio.

El aporte calorífico sólo por radiación infrarroja emitida al ambiente de este dispositivo supera al aporte calórico de las estufas móviles a gas licuado de petróleo (comparado con estufa a gas licuado Würden RF 5700CL-C).

Debe tenerse en cuenta que el aporte térmico total al ambiente está conformado por el calor emitido por radiación, conducción y convección tanto del cuerpo de la estufa como del caño de salida de gases, mientras que en este análisis sólo hemos estudiado la emisión infrarroja irradiada.

Agradecimientos.

Agradecemos enormemente a los propietarios de la chacra rural “Cuatro Reinos Biodinámica” donde se han realizado los ensayos de la estufa Rocket, por su predisposición, acompañamiento y asistencia brindada.

Asimismo, se hace llegar el agradecimiento a la Unión Argentina de Estufería (UAE) por facilitar el acceso a diversos informes sobre la temática aquí tratada.

Referencias.

Nicolás Di Ruscio, O. Cavallero, L. Arelovich, M. Oliva (2017). Premoldeados refractarios para estufas rocket a leña de alta eficiencia. Acta de la XL Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 5, pp. 06.21-06.30, 2017. ISBN 978-987-29873-0-5.

Conrado Tognetti, Alejandro D. González (2014), Capacitación en diseño y construcción de estufas a leña tipo Rocket en la patagonia andina. Acta de la XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 2, pp. 10.19-10.28, 2014.

Conrado Tognetti, Alejandro D. González (2015), Encuesta sobre prácticas de uso y satisfacción en hogares con estufas a leña Rocket en la patagonia andina. Acta de la XXXVIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 3, pp. 12.73-12.80.

Zongshan Wang, Lin Duanmu, Pengli Yuan, Meiling Ning, Ying Liu (2015). Experimental Study of Thermal Performance Comparison Based on the Traditional and Multifunctional Biomass Stoves in China. 9th International Symposium on Heating, Ventilation and Air Conditioning (ISHVAC) and the 3rd International Conference on Building Energy and Environment (COBEE).

Couto, Laércio; Müller, Marcelo Días (2008). Florestas energéticas no Brasil. Biomassa para energía. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2008. p. 93-110.

S. D. Müzel, K. A. De Oliveira, F. A. S. Hansted, G. A. Prates, D. Goveia (2014). Poder calorifico da madeira de Eucalyptus grandis e da Hevea brasiliensis. Brazilian Journal of Biosystems Engineering v. 8(2): 166-172, 2014.

L. Boccaccini, J. Quiñonez, A. Hernández (2018). Estudio experimental de la radiación térmica emitida por una estufa de alto rendimiento. Revista Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 41, pp. 69 – 78, 2018. ISSN 0328-932X.

Regulación y Normativa. Impacto Ambiental

CTTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental

Evaluación del Impacto Eléctrico, Económico y Ambiental de la Incorporación de 1000 Vehículos Eléctricos en la Provincia de Entre Ríos

Evaluation of the Electrical, Economic and Environmental Impact of the Incorporation of 1000 Electric Vehicles in the Province of Entre Ríos

Facundo N. Romero
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Argentina.
facundoromero@alu.frp.utn.edu.ar

José L. Godoy
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Argentina.
Universidad Nacional del Litoral/ Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), Argentina.
jlgodoy@santafe-conicet.gov.ar

Rodrigo M. Schierloh
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Argentina.
rodrigoschierloh@frp.utn.edu.ar

Resumen
El transporte eléctrico ofrece ventajas evidentes frente a los sistemas tradicionales a combustión, no solo en términos ambientales, sino también en aspectos de rendimiento y confort. No obstante, su adopción masiva plantea diversos desafíos vinculados a la energía necesaria para su carga y al impacto resultante sobre las redes eléctricas. En este contexto, el presente trabajo analiza el efecto que tendría la incorporación de 1.000 vehículos eléctricos en la provincia de Entre Ríos, tanto sobre la red eléctrica como sobre el medio ambiente. Asimismo, se realiza una comparación con los vehículos de combustión interna desde una perspectiva económica y ambiental. Se estiman las demandas energéticas adicionales, la potencia pico requerida para la carga, así como los ahorros potenciales en combustible y emisiones de CO_2. Además, se abordan los requerimientos normativos y tarifarios necesarios para garantizar una integración técnica y socialmente viable. A partir de datos públicos nacionales y provinciales actualizados, y mediante modelos de simulación energética, se propone finalmente un conjunto de recomendaciones para el diseño de políticas locales orientadas a la transición hacia la movilidad eléctrica.

Palabras clave: vehículo eléctrico, red eléctrica, costo energético, emisiones, infraestructura de carga

Abstract
Electric transportation offers clear advantages over traditional combustion systems, not only in environmental terms but also in performance and comfort. However, its large-scale adoption poses several challenges related to the energy required for charging and the consequent impact on electrical grids. In this context, this study analyzes the potential effects of incorporating 1,000 electric vehicles in the province of Entre Ríos, both on the power grid and on the environment. It also provides a comparison with internal combustion vehicles from an economic and environmental perspective. The analysis estimates the additional energy demand, the peak power required for charging, as well as the potential savings in fuel consumption and CO_2 emissions. Furthermore, it discusses the regulatory and tariff adjustments needed to ensure a technically and socially viable integration. Based on updated national and provincial public data, and using energy simulation models, this work proposes a framework of recommendations for local policy design aimed at facilitating the transition toward electric mobility.

Keywords: electric vehicle, power grid, energy cost, emissions, charging infrastructure

I. Introducción

La movilidad eléctrica de vehículos livianos constituye una de las estrategias más efectivas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético y avanzar hacia una matriz energética más limpia. A nivel mundial, la creciente adopción de vehículos eléctricos (VE) ha generado una transformación estructural en los sistemas eléctricos sustentada en las Redes Eléctricas Inteligentes, impactando en la demanda energética, la gestión de picos de potencia y la planificación de redes de distribución (Tayri & Ma, 2025).

Los estudios recientes muestran que la incorporación masiva de VE presenta tanto desafíos como oportunidades. Entre los principales desafíos se destacan los incrementos localizados de potencia en horas pico, la saturación de transformadores de distribución y la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica (Martínez-Gómez & Espinoza, 2024). Sin embargo, diversas investigaciones señalan que, con una adecuada gestión de carga, esquemas tarifarios inteligentes y la integración de generación distribuida, las redes pueden absorber un porcentaje inicial de VE sin requerir refuerzos estructurales significativos (U.S. Department of Energy, 2024; Tayri & Ma, 2025).

En países con redes eléctricas de características similares a las de Argentina, se ha demostrado que tasas de penetración del orden del 1–5 % del parque vehicular pueden integrarse de forma segura si se aplican estrategias de recarga controlada y planificación de demanda (Tayri & Ma, 2025; Martínez-Gómez & Espinoza, 2024). Modelos basados en simulación de redes en distintos contextos europeos y asiáticos confirman que la electromovilidad inicial tiende a concentrarse en segmentos residenciales, lo que permite distribuir la carga temporalmente mediante tarifas nocturnas y controladores inteligentes (Zhao et al., 2021).

En el contexto latinoamericano, los avances en infraestructura de carga y normativa son aún incipientes, pero las oportunidades son amplias: la disponibilidad de energía de origen renovable y la reducción de costos de baterías fortalecen el potencial de adopción en la región (Martínez-Gómez & Espinoza, 2024). En Argentina, el transporte representa aproximadamente el 14 % de las emisiones totales de gases de efecto invernadero, mientras que el sistema eléctrico nacional opera con un factor medio de 0,486 kg CO_2/kWh, lo que permite una reducción neta de emisiones al sustituir vehículos de combustión por eléctricos (Secretaría de Energía de la Nación, 2025).

A nivel provincial, Entre Ríos cuenta con una red predominantemente alimentada por generación hidroeléctrica y una demanda mensual promedio cercana a 335 GWh, con picos de potencia que alcanzan 1007 MW (Consejo de Estudios Energéticos Regionales, 2024; Ministerio de Planeamiento, Infraestructura y Servicios de Entre Ríos, 2025). Este marco sugiere una capacidad técnica suficiente para integrar un parque inicial de vehículos eléctricos sin comprometer la estabilidad del sistema, siempre que se apliquen medidas de gestión de carga adecuadas.

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar el impacto eléctrico, económico y ambiental de la incorporación de 1000 vehículos eléctricos en la provincia de Entre Ríos, considerando los niveles tarifarios residenciales actuales y los factores de emisión oficiales. A partir de antecedentes internacionales y nacionales, se espera que la red eléctrica entrerriana pueda absorber este volumen de carga sin requerir inversiones significativas en el corto plazo, condicionada a la implementación de tarifas valle nocturnas y estrategias de recarga escalonada.

El estudio contribuye con una evaluación integral del potencial provincial de adopción de VE, proporcionando una base técnica y cuantitativa para el desarrollo de políticas públicas y planificación eléctrica en el marco de la transición energética argentina.

II. Marco regulatorio y contexto normativo

La transición hacia la electromovilidad en Argentina está sustentada por un marco regulatorio incipiente. En 2025, el Decreto 49/2025 del Poder Ejecutivo Nacional introdujo incentivos fiscales para la importación de vehículos eléctricos y la reducción de aranceles. A nivel provincial, la Ley 10.949 de Entre Ríos contiene disposiciones para fomentar energías

renovables y eficiencia energética, aunque todavía no regula explícitamente la electromovilidad (por ejemplo, exenciones fiscales, tarifas especiales o estándares de conexión).

Para que la incorporación masiva de vehículos eléctricos sea viable, es necesario considerar regulaciones de interconexión (por ejemplo, límites de carga por transformador), tarifas diferenciadas por horario y normativas de seguridad eléctrica local (protecciones, seccionamientos e inspecciones).

El cuadro tarifario provincial vigente, aprobado mediante la Resolución N.º 122/25 (EPRE, 2025) y aplicado por Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA) desde julio de 2025, actualiza los cargos por energía y mantiene la segmentación por niveles residenciales. En este trabajo se realizará el análisis del costo energético para la Tarifa Residencial, considerando los tres niveles de segmentación – N1, N2 y N3 – establecidos por la normativa vigente (Ente Provincial Regulador de la Energía, 2025; Energía de Entre Ríos S.A., 2025).

La Secretaría de Energía de la Nación establece un factor medio de emisión eléctrica de 0,486 kg CO_2/kWh, utilizado en este trabajo como referencia para estimar las emisiones evitadas asociadas al uso de vehículos eléctricos conectados a la red. Este factor cuantifica en kg la emisión de CO_2 por kWh consumido (SEN, 2025).

III. Metodología

Aquí se definen las hipótesis, procedimientos de cálculo y modelos empleados.

A. Hipótesis de consumo y uso

Para la estimación del impacto energético asociado a la incorporación de vehículos eléctricos en la provincia de Entre Ríos, se adoptaron valores representativos del patrón de uso del parque automotor argentino y del rendimiento típico de modelos eléctricos comercializados o próximos a ingresar al país.

En primer lugar, el recorrido medio anual por automóvil particular en Argentina se ubica entre 12.000 y 15.000 km/año, de acuerdo con el Observatorio de Movilidad y Seguridad Vial del INDEC (Informe anual, 2023), que releva el uso promedio de vehículos particulares a nivel nacional. Este rango se ve incrementado en provincias con estructura territorial intermedia y recorridos interurbanos frecuentes como Entre Ríos donde la movilidad laboral y de servicios tiende a ser mayor.

Por este motivo, se adopta el valor superior de 15.000 km/año como hipótesis base, a fin de no subestimar la demanda eléctrica agregada y obtener un escenario conservador en términos de carga para la red.

Respecto del consumo energético específico de los vehículos eléctricos, se consideró la evidencia técnica más actual proveniente de ensayos estandarizados. El programa Green NCAP (NCAP, 2024) reporta que el modelo compacto BYD Dolphin – vehículo representativo del segmento B – presenta un consumo real medido de 15,6 kWh/100 km en ciclo armonizado WLTC (Worldwide harmonized Light Vehicle Test Cycle), equivalente a 0,156 kWh/km. Valores similares fueron obtenidos por EVKX.net (NCAP, 2024) para el MG 4 Electric (entre 15 y 17 kWh/100 km). A escala internacional, el informe Global EV Outlook 2024 de la International Energy Agency establece que los automóviles eléctricos livianos muestran consumos promedio comprendidos entre 0,14 y 0,20 kWh/km, dependiendo de la masa, aerodinámica y condiciones climáticas (International Energy Agency, 2024).

Considerando que la provincia de Entre Ríos presenta veranos cálidos y patrones de circulación mixtos urbano-interurbano, se adopta un valor intermedio-alto de 0,18 kWh/km para reflejar un uso realista con climatización activa. Este supuesto es coherente con los resultados de laboratorio de Green NCAP (NCAP, 2024) y con los rangos estadísticos internacionales de la International Energy Agency (IEA, 2024). De esta forma, la energía demandada anualmente por cada vehículo eléctrico se calcula según:

$$E_{\mathrm{VE}} = 15.000\ \mathrm{km} \times \frac{0{,}18\ \mathrm{kWh}}{\mathrm{km}} = \frac{2.700\ \mathrm{kWh}}{\mathrm{año}} \quad (1)$$

Para 1.000 VE, la demanda adicional total es:

$$E_{\text{total}} = 1.000 \times 2.700\ \text{kWh} = \frac{2{,}7\ \text{GWh}}{\text{año}} \quad (2)$$

B. Estimación de potencia pico adicional

Si la recarga se concentra en un bloque horario nocturno de 4 horas, la potencia promedio requerida sería:

$$P_{\text{adicional}} = \frac{2{,}7\ \text{GWh}}{4\ \text{h}} = 0{,}675\ \text{GW} = 675\ \text{MW} \quad (3)$$

Este es un escenario “máximo concentrado”.

C. Costos operativos: VE vs vehículo de combustión

El análisis comparativo de costos operativos entre un VE y un vehículo de combustión interna (VCI) se elaboró utilizando precios vigentes en la provincia de Entre Ríos durante el cuarto trimestre de 2025, con datos de ENERSA**,** EPRE**,** YPF y la Secretaría de Energía de la Nación.

Según el cuadro tarifario residencial aprobado por el Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE, 2024) mediante la Resolución N.º 122/25, los cargos por energía (con impuestos incluidos) presentan los siguientes valores promedio para usuarios residenciales según nivel de segmentación N1, N2, N3 (Energía de Entre Ríos S.A., 2025).

El consumo mensual adoptado como referencia es de 225 kWh/mes (equivalente a 2700 kWh/año).

Tabla 1: N1 — Tarifa Residencial (225 kWh/mes*)*

Tramo de energía	Cantidad (kWh)	Precio (ARS/kWh)	Subtotal (ARS)
0–100 kWh	100	159,48	15.948,00
100–200 kWh	100	184,15	18.415,00
200–225 kWh	25	217,50	5.437,50
Subtotal energía N1			39.800,50
Cargo fijo			2.467,09
Total mensual N1			42.267,59
Total anual N1			507.211

Tabla 2: N3 — Tarifa Residencial (225 kWh/mes)

Tramo de energía	Cantidad (kWh)	Precio (ARS/kWh)	Subtotal (ARS)
0–100 kWh	100	104,93	10.493,00
100–200 kWh	100	129,59	12.959,00
200–225 kWh	25	162,94	4.073,50
Subtotal energía N3			27.525,50
Cargo fijo			2.467,09
Total mensual N3			29.992,59
Total anual N3			359.911

Tabla 3: N2 — Tarifa Residencial (225 kWh/mes)

Tramo de energía	Cantidad (kWh)	Precio (ARS/kWh)	Subtotal (ARS)
0–100 kWh	100	85,98	8.598,00
100–200 kWh	100	109,17	10.917,00
200–225 kWh	25	140,52	3.513,00

Subtotal energía N2			23.028,00
Cargo fijo			2.319,06
Total mensual N2			25.347,06
Total anual N2			304.165

Los valores reflejan el esquema de bloques del cuadro tarifario provincial y los cargos fijos mensuales correspondientes a cada nivel. Para el cálculo se consideraron los bloques 0–100 kWh, 100–200 kWh y 200–225 kWh, aplicando los precios escalonados de la Resolución 122/25 (EPRE, 2025).

Para el combustible fósil, el promedio entre la nafta súper y la nafta premium YPF en Entre Ríos al 15 de octubre de 2025 registra un precio de 1.360 ARS/L (YPF, 2025). La eficiencia de un motor naftero liviano se sitúa entre 22 % y 27 %, según el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2023) y el Instituto de Transporte UNSAM (UNSAM, 2023), mientras que los vehículos eléctricos convierten entre 80 % y 90 % de la energía eléctrica en movimiento útil (International Energy Agency, 2024; U.S. Department of Energy, 2023). Los consumos energéticos de referencia son:

$$\text{Consumo de gasolina} = 15.000 \left[\frac{\text{km}}{\text{año}}\right] \times \frac{7[\text{L}]}{100[\text{Km}]} = 1.050 \left[\frac{\text{L}}{\text{año}}\right] \quad (4)$$

$$\text{Consumo eléctrico} = 15.000\ [\text{km}] \times 0{,}18 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{km}}\right] = 2.700 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right] \quad (5)$$

Tabla 4. Precio de la Nafta y de Electricidad

Concepto	Unidad anual	**Precio Unitario**	**Costo anual**
Nafta súper (VCI)	1050 L	1360 ARS/L	1.428.000 ARS
Electricidad residencial Nivel 1	2.700 kWh	Bloques Res. EPRE 122/25 + fijo	507.211 ARS
Electricidad residencial Nivel 3	2.700 kWh	Bloques Res. EPRE 122/25 + fijo	359.911 ARS
Electricidad residencial Nivel 2	2.700 kWh	Bloques Res. EPRE 122/25 + fijo	304.165 ARS

Estos valores incluyen cargo fijo mensual y el costo de energía variable por bloque. No contemplan tasas municipales ni otros recargos locales, que pueden variar según jurisdicción.

En consecuencia, el ahorro energético directo anual que obtiene un usuario al pasar de un vehículo térmico a uno eléctrico es de:

- Nivel 1 (sin subsidio): 1.428.000 – 507.211 = 920.789 ARS/año
- Nivel 3 (ingresos medios): 1.428.000 – 359.911= 1.068.089 ARS/año
- Nivel 2 (ingresos bajos): 1.428.000 – 304.165 = 1.123.835 ARS/año

El ahorro relativo varía entre 65 % y 80 % del gasto operativo según el nivel tarifario.

Además, los vehículos eléctricos presentan costos de mantenimiento 30–40 % menores que los vehículos convencionales, debido a la eliminación de sistemas de escape, lubricación y transmisión, y al menor desgaste de frenos (Cámara de Empresas de Electromovilidad Argentina, 2024).

En flotas con recorridos anuales superiores a 18.000 km, este diferencial permite recuperar la diferencia inicial del vehículo en 3 a 4 años (Banco Interamericano de Desarrollo, 2023).

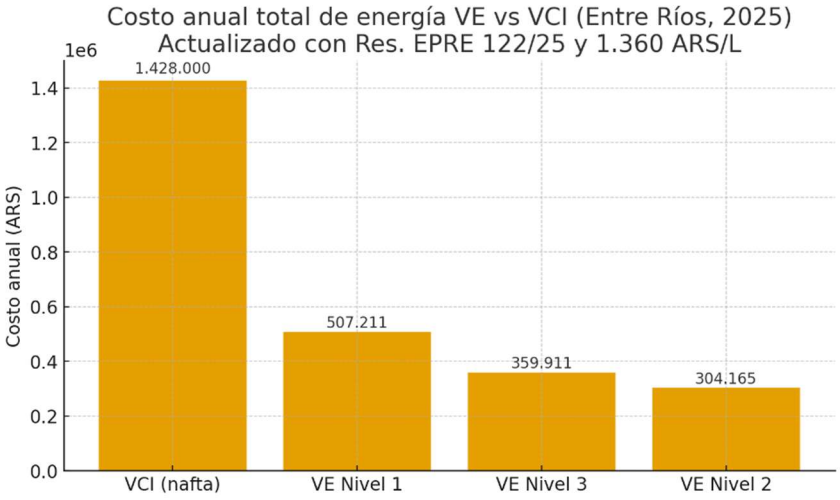


Figura 1. Costo anual total de energía VE vs VCI

D. Emisiones evitadas de CO_2

La cuantificación de emisiones evitadas se basa en el factor de emisión promedio del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que representa la intensidad de carbono del mix eléctrico nacional. De acuerdo con la Secretaría de Energía de la Nación (SEN, 2025) y los factores publicados en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2023, la generación eléctrica argentina presenta un valor medio de 0,486 kg CO_2/kWh. Este dato coincide con el registro publicado por la International Energy Agency en su base de emisiones 2024 (International Energy Agency, 2024).

Para los cálculos, se consideran los valores de consumo anual por vehículo estimados previamente:

$$E_{VE} = 2.700 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right] \tag{6}$$

$$E_{VCI} = 1.050 \left[\frac{\text{L}}{\text{año}}\right] \tag{7}$$

Las emisiones derivadas de cada fuente son:

Vehículo eléctrico (VE):

$$2.700 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right] \times 0{,}486 \left[\frac{kgCO_2}{\text{kWh}}\right] = 1.312 \left[\frac{kgCO_2}{\text{año}}\right] \tag{8}$$

Vehículo de combustión interna (VCI):

Cada litro de gasolina emite 2,31 kg CO_2/L, según el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) y la U.S. Environmental Protection Agency (2024).

$$1.050 \left[\frac{\text{L}}{\text{año}}\right] \times 2{,}31 \left[\frac{kgCO_2}{\text{L}}\right] = 2.426 \left[\frac{kgCO_2}{\text{año}}\right] \tag{9}$$

Por lo tanto, el ahorro neto anual de emisiones por sustituir un vehículo de combustión por uno eléctrico es de:

$$2.426 \left[\frac{kgCO_2}{\text{año}}\right] - 1.312 \left[\frac{kgCO_2}{\text{año}}\right] = 1{,}1 \left[\frac{tCO_2}{\text{año}}\right] \tag{10}$$

Para una flota de 1.000 vehículos eléctricos, el beneficio ambiental agregado equivale a una reducción de 1.100 toneladas de CO_2 por año, valor equivalente a la absorción anual de un bosque de 55.000 árboles adultos (Banco Mundial, 2023).

Si se aplicara el factor de emisión específico de la matriz eléctrica entrerriana, con predominio de generación hidroeléctrica (≈ 0,20 kg CO_2/kWh) (Consejo de Estudios Energéticos Regionales, 2024), la reducción sería aún mayor, alcanzando 1,9 tCO_2/año por VE.

IV. Resultados estimados y discusión

A. Carga de la red y margen disponible

La demanda eléctrica provincial de Entre Ríos alcanzó en julio de 2024 un valor total de 334,8 GWh, según el Informe de Energía del Consejo de Estudios Energéticos Regionales (Consejo de Estudios Energéticos Regionales, 2024). Si se extrapola considerando una estacionalidad moderada, con menor consumo en primavera y mayor en invierno, el consumo anual estimado de la provincia se ubica en torno a 3.500 GWh/año.

El pico máximo de potencia demandada en el sistema eléctrico entrerriano se registró en marzo de 2025, durante una ola de calor, alcanzando 1.007 MW, sin incidentes de interrupción del servicio, de acuerdo con reportes oficiales de Energía de Entre Ríos S.A. (2025) y del Ministerio de Planeamiento, Infraestructura y Servicios de Entre Ríos (2025).

Bajo un escenario extremo en el cual los 1.000 vehículos eléctricos (VE) se recargaran simultáneamente a potencias nominales de 7 kW, se requerirían aproximadamente 7 MW adicionales. Incluso en escenarios concentrados con cargadores de mayor potencia (por ejemplo, 100 cargadores de 22 kW y 10 de 150 kW), el incremento de potencia instantánea difícilmente superaría los 200–300 MW, equivalente a un aumento del 20–30 % sobre el pico provincial actual.

Por lo tanto, la incorporación de una flota de 1.000 VE no comprometería la estabilidad operativa del sistema si se implementan políticas de gestión de carga, tales como tarifas valle nocturnas, controladores inteligentes y escalonamiento horario. El impacto sería más sensible en redes de media tensión urbanas y alimentadores residenciales, donde podrían requerirse reforzamientos locales (cambio de transformadores de distribución y seccionamiento de líneas secundarias).

Estos resultados coinciden con simulaciones presentadas por la International Energy Agency (2024), que indican que la infraestructura eléctrica de países con matrices similares a la argentina puede integrar hasta un 5 % de penetración vehicular eléctrica sin refuerzos significativos.

B. Comparativa económica

Considerando los precios actualizados a octubre de 2025, un vehículo eléctrico que recorra 15.000 km/año presenta un costo energético anual de entre 304.165 y 507.211 ARS, según el nivel tarifario residencial (ver Tabla 4).

Un vehículo naftero equivalente, con un consumo promedio de 7 L/100 km y un precio medio de combustible de 1360 ARS/L, requiere aproximadamente 1.428.000 ARS/año en energía. Por lo tanto, el ahorro directo en energía oscila entre 920.789 y 1.123.835 ARS/año, lo que implica una reducción del 65–80 % del gasto operativo respecto a un vehículo de combustión interna (VCI).

Si se considera una vida útil de 10 años, los costos acumulados muestran que el VE compensa sobradamente la inversión inicial mayor, especialmente cuando se contemplan tarifas nocturnas o recargas en instalaciones con generación fotovoltaica (Secretaría de Energía de la Nación, 2025).

En cuanto al mantenimiento, el VE requiere entre 20 % y 40 % menos gastos anuales por la eliminación de sistemas de lubricación, escape y transmisión, y el menor desgaste de frenos por regeneración. Estos valores se corresponden con los informes de la Cámara de Empresas de Electromovilidad Argentina (2024) y del Banco Interamericano de Desarrollo (2023).

C. Beneficio ambiental agregado

La sustitución de 1.000 vehículos de combustión por eléctricos reduce aproximadamente 1.100 toneladas de CO_2/año, calculadas con el factor de emisión medio del Sistema Argentino de Interconexión de 0,486 kg CO_2/kWh y suponiendo un consumo específico estimado en 0,18 kWh/km (ver Sección III-D).

Este resultado es equivalente a una disminución del 45–50 % de las emisiones directas por vehículo, y representa cerca del 0,1 % de las emisiones anuales del sector transporte provincial (Secretaría de Ambiente de Entre Ríos, 2024).

Si se adopta el factor de emisión específico de la matriz entrerriana, predominantemente hidroeléctrica y con menor huella de carbono, la reducción ascendería a 1,9 tCO_2/año por vehículo, alcanzando un total provincial de 1.900 tCO_2/año para la flota analizada (Consejo de Estudios Energéticos Regionales, 2024). De esta forma, la introducción inicial de 1.000 VE constituiría una medida de mitigación efectiva y verificable, con beneficios acumulativos si se replica a escala regional o interprovincial.

D. Implicancias regulatorias y desafíos

La viabilidad técnica y social del despliegue depende de un marco regulatorio que ordene la inserción de la nueva demanda y minimice costos sistémicos.

Tarifas horarias y gestión de demanda: La introducción de tarifas valle nocturnas específicas para VE (TOU) y/o carga controlada (smart charging) reduce la coincidencia con el pico provincial y mejora el spread para el operador público. La literatura muestra que la gestión de carga puede desplazar más del 70 % del consumo a horas valle y recortar entre un 10–25 % la potencia coincidente sin afectar la movilidad del usuario (Banco Interamericano de Desarrollo, 2023; International Energy Agency, 2024; Secretaría de Energía de la Nación, 2025).

Interconexión segura y estandarización: Exigir cumplimiento de normas IEC 61851 (sistemas de carga), IEC 60364-7-722 (instalaciones para carga en baja tensión) y IEC/ISO 15118 (comunicación vehículo-red) en pliegos y permisos reduce fallas y pérdidas, además de facilitar la interoperabilidad con la red nacional (EVBox Latam, 2025; International Energy Agency, 2024).

Incentivos económicos y financiamiento: Exenciones de patente y sellos para VE, amortización acelerada y IVA diferido para infraestructura compartida municipal/privada reducen barreras de entrada. El BID documenta esquemas de cofinanciamiento público-privado y líneas verdes con tasas preferenciales para carga pública y flotas (Banco Interamericano de Desarrollo, 2023).

Seguridad eléctrica y control: Requisitos de inspección periódica (cada 2 años) en puntos públicos, telemetría obligatoria (medición certificada, estados, alarmas, indisponibilidad) y registro provincial de estaciones garantizan calidad de servicio y datos para regulación tarifaria. La adopción de protocolos abiertos (OCPP para backend) mejora la interoperabilidad y competencia, bajando los costos operativos (EVBox Latam, 2025; International Energy Agency, 2024).

Planificación de expansión de red: Con una senda de penetración de 5–10 % del parque hacia 2030, la expansión de red secundaria y subestaciones urbanas puede programarse con inversiones graduales, priorizando alimentadores críticos y nodos logístico-turísticos. La coordinación con microrredes y generación fotovoltaica distribuida más baterías puede suavizar picos y reducir pérdidas (International Energy Agency, 2024; Asociación Electrotécnica Argentina / Instituto Argentino de Normalización y Certificación, 2024).

V. Conclusiones

Este estudio exploratorio evidencia que la incorporación de 1.000 vehículos eléctricos en Entre Ríos es factible desde el punto de vista técnico y ambiental, si se adoptan medidas de gestión de demanda y políticas tarifarias inteligentes. Los ahorros operativos y la reducción de emisiones pueden ser significativos, beneficiando tanto al usuario como al sistema eléctrico local. Para garantizar esta viabilidad, es esencial contar con un marco regulatorio claro, incentivos adecuados y una inversión inicial en infraestructura de carga.

VI. Referencias

Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). (2024). *Vehicle-to-Grid Integration in Emerging Markets.* Abu Dhabi.

Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) / Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM). (2024). *Reglamentación de instalaciones eléctricas de baja tensión – Requisitos para recarga de vehículos eléctricos (IEC 60364-7-722, IEC 61851, IEC 62196).* Buenos Aires.

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). *Análisis económico de programas piloto de infraestructura de carga en América Latina.* Washington, D.C.

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). *Transición hacia la movilidad eléctrica en América Latina.* Washington, D.C.

Banco Mundial. (2023). *CO_2 Emissions Sequestration by Urban Forestry: Comparative Report.* Washington, D.C.

Cámara de Empresas de Electromovilidad Argentina (CEMA). (2024). *Informe de costos de mantenimiento de vehículos eléctricos e híbridos.* Buenos Aires.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2024). *Inversión y competitividad en electromovilidad regional.* Santiago de Chile.

Consejo de Estudios Energéticos Regionales (CEER). (2024). *Balance eléctrico provincial de Entre Ríos – Matriz de generación.* Paraná, Argentina.

Consejo de Estudios Energéticos Regionales (CEER). (2024). *Informe de Energía – Julio 2024.* Paraná, Argentina.

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). (2024). *Recomendaciones técnicas para infraestructura eléctrica y seguridad en movilidad sustentable.* Buenos Aires.

Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE). (2025). *Resolución N.º 122/25 – Cuadro Tarifario Provincial (julio 2025).* Paraná.

Ente Regulador de Servicios Públicos de Córdoba (ERSeP). (2024). *Prueba piloto de tarifa nocturna para carga de vehículos eléctricos.* Córdoba.

Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA). (2025). *Cuadro tarifario vigente – Tarifa Residencial (Niveles 1, 2 y 3).* Paraná.

EVBox Latam. (2025). *Estaciones de carga AC/DC – Precios de referencia y lineamientos técnicos 2025.* Buenos Aires.

Green NCAP. (2024). *BYD Dolphin (2024) – Range and Energy Consumption Results.* European NCAP Programme.

Instituto de Transporte UNSAM. (2023). *Eficiencia energética y emisiones en transporte liviano.* Buenos Aires.

International Energy Agency (IEA). (2024). *Emissions Factors 2024 Database.* Paris: OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA). (2024). *Global EV Outlook 2024.* Paris: OECD/IEA.

La Nación. (2023, mayo 13). *Autos usados: cinco tips para saber con cuántos kilómetros conviene o no comprar.* Buenos Aires.

Martínez-Gómez, J., & Espinoza, V. S. (2024). *Challenges and Opportunities for Electric Vehicle Charging Stations in Latin America. World Electric Vehicle Journal, 15*(12), 583.

Ministerio de Planeamiento, Infraestructura y Servicios de Entre Ríos. (2024). *Presupuesto provincial – Ejecución del sector energético 2024.* Paraná.
Ministerio de Planeamiento, Infraestructura y Servicios de Entre Ríos. (2025, marzo 10).

Observatorio de Movilidad y Seguridad Vial del INDEC. (2023). *Informe anual de movilidad urbana 2023.* Buenos Aires.

Secretaría de Ambiente de Entre Ríos. (2024). *Inventario de Emisiones GEI del sector transporte provincial.* Paraná.

Secretaría de Energía de la Nación. (2025). *Estructura de precios de la electricidad en el mercado mayorista.* Buenos Aires.

Secretaría de Energía de la Nación. (2025). *Esquemas tarifarios diferenciados y gestión de demanda para electromovilidad.* Buenos Aires.

Secretaría de Energía de la Nación. (2025). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2023 – Factores de emisión eléctricos (SADI).* Buenos Aires.

Tayri, A., & Ma, X. (2025). *Grid Impacts of Electric Vehicle Charging: A Review of Challenges and Mitigation Strategies. Energies, 18*(14), 3807.

U.S. Department of Energy (DOE). (2023). *Vehicle Technologies Office – Electric Drive Efficiency Report.* Washington, D.C.

U.S. Department of Energy (DOE). (2024). *Impact of Electric Vehicles on the Grid. Congressional Report to the U.S. Congress.* Washington, D.C.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2024). *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator: CO_2 Emissions per Liter of Gasoline.* Washington, D.C.

Wallbox. (2025). *Pulsar Max 7.4 kW Type 2 – Ficha técnica y costos instalados.* Buenos Aires.

YPF. (2025, octubre). *Precios de combustibles al público por provincia.* Buenos Aires.

Zhao, Y., Zheng, J., Li, S., & Ding, Y. (2021). *Impact of Electric Vehicle Charging on Distribution Network Operation: A Comprehensive Review. Energy, 235*, 121004.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental

Importancia de la Evaluación Ambiental en la toma de decisiones de obras eléctricas

Importance of Environmental Assessment in Decision-Making for Electrical Works.

Irene Steinmann
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Santa Fe, Argentina.
isteinmann@frsf.utn.edu.ar

Juan Pedro Fernández
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Santa Fe, Argentina.
jpfernandez@frsf.utn.edu.ar

Lautaro Rossi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Santa Fe, Argentina.
ldrossi@frsf.utn.edu.ar

Resumen

El análisis de factibilidad que supone un proyecto, siempre incluyó un balance técnico - económico de las alternativas. En las últimas décadas se fue incorporando a la ecuación, el componente ambiental, analizando la viabilidad de las instalaciones y el cumplimiento con la normativa asociada. Todavía se puede encontrar resistencia a incluir este factor en la ecuación y muchas veces se lleva adelante por el solo hecho de cumplimentar los procedimientos requeridos para su aprobación. Este trabajo es un aporte desde la experiencia en evaluaciones ambientales, llevadas adelante por el Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) y uno de sus grupos fundacionales. Se presentan tres ejemplos, que pretenden ejemplificar como el componente ambiental desde las etapas de diseño puede aportar en la toma de decisiones, de forma tal de evitar impactos y permitir mejorar la relación de los sistemas eléctricos con el ambiente.

Palabras clave: evaluación ambiental, decisiones, obras eléctricas, sostenibilidad

Abstract

The feasibility analysis involved in a project has always included a technical-economic assessment of the alternatives. In recent decades, the environmental component has been incorporated into the equation, analyzing the viability of the facilities and compliance with associated regulations. There is still resistance to including this factor in the equation, and often it is carried out merely to fulfill the procedures required for approval. This work is a contribution based on experience in environmental assessments conducted by the R&D Center for Electrical Engineering and Energy Systems (CIESE) and one of its founding groups. Three examples are presented to show how the environmental component, starting from the design stages, can contribute to decision-making in a way that avoids impacts and improves the relationship between electrical systems and the environment.

Keywords: Environmental assesment, Decision-Making, Electrical Works, sustainability

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

En Argentina, la consideración explícita de los aspectos ambientales en las obras eléctricas comenzó a afianzarse a fines del siglo XX mediante la sanción de normas específicas. Por ejemplo, la **Ley N°24.065/1992** (Marco Regulatorio Eléctrico) exigió que las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica incorporasen medidas de protección a los ecosistemas involucrados en su desarrollo (Congreso de la Nación, 1992). En esa misma época, la Secretaría de Energía de la Nación publicó documentos técnicos como el *Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión* (Resolución SE 15/1992), integrando la *dimensión ambiental* desde la etapa de proyecto de líneas de alta tensión y estaciones transformadoras (Secretaría de Energía, 1992). Años más tarde, la **Ley General del Ambiente N°25.675/2002** consolidó los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) como instrumento obligatorio previo a la ejecución de proyectos con potencial impacto significativo, estableciendo "presupuestos mínimos" de protección ambiental válidos en todo el país (Congreso de la Nación, 2002).

A partir de este marco legal, la evaluación ambiental se fue incorporando paulatinamente en el análisis de las instalaciones eléctricas inicialmente, en muchos casos, más por la necesidad de cumplir con la normativa vigente que por convicción propia. De hecho, era frecuente que el EIA se realizara en paralelo al proyecto técnico o incluso con la obra ya iniciada, únicamente para obtener la aprobación administrativa requerida, lo cual dejaba un margen de maniobra muy limitado para introducir mejoras (Montoya Gallego, 2020; Cipponeri, 2022). Diversos autores han destacado que llevar a cabo la evaluación de impacto ambiental en las primeras fases de diseño de un proyecto mejora la compatibilidad del mismo con su entorno y minimiza la probabilidad de conflictos futuros con la comunidad (Montoya Gallego, 2020).

Es importante aclarar que el concepto de ambiente no se limita al medio natural que rodea y donde se emplaza una obra. Siguiendo a Sucre et al. (2018), e*l ambiente se entiende como el conjunto de elementos físicos, químicos, biológicos, sociales, económicos y culturales que interactúan entre sí y con el ser humano, condicionando su vida y las actividades que desarrolla",* abarca tanto tanto los componentes naturales (aire, agua, suelo, flora, fauna) como factores socioeconómicos y culturales que pueden verse afectados por un proyecto.

En este contexto, evaluar ambientalmente una obra paralelamente con la ingeniería y el análisis económico, permite identificar posibles afectaciones desde la etapa de diseño y mitigarlas tempranamente. La incorporación temprana de la evaluación ambiental en la planificación ha demostrado mejorar la compatibilidad del proyecto con su entorno y reducir la probabilidad de oposición social o necesidad de retrabajos posteriores (Montoya Gallego, 2020). En la práctica, la EIA se ha consolidado internacionalmente como una herramienta esencial para el desarrollo sostenible, con metodologías estandarizadas ampliamente difundidas (Conesa Fernández-Vítora, 2010; Gómez Orea & Gómez Villarino, 2013) y periódicamente actualizadas (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2023). Estas metodologías brindan guías para integrar la variable ambiental en la toma de decisiones del proyecto, evaluando alternativas y proponiendo medidas de mitigación desde el inicio del diseño (Conesa Fernández-Vítora, 2010).

El Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energético (CIESE) -y anteriormente el grupo GISEP, uno sus fundadores-, cuenta con más de 25 años en evaluación ambiental de líneas eléctricas y estaciones transformadoras. Esta trayectoria incluye mediciones in situ de campos eléctrico y magnético, nivel de ruido audible y radiointerferencia en instalaciones existentes, así como estimación teórica de esos parámetros y la realización de estudios de impacto ambiental completos. La experiencia acumulada en numerosas evaluaciones ambientales de Estaciones Transformadoras (ET) y Líneas de Alta Tensión (LAT), indica que el componente ambiental puede jugar un rol determinante en la toma de decisiones técnicas cuando se lo considera a tiempo. En algunos casos fue posible intervenir durante la etapa de proyecto, colaborando con los proyectistas en el análisis de opciones para optimizar los recursos, incentivar un mejoramiento global de la compatibilidad de los electroductos con el ambiente (Secretaría de Energía, 1998) y asegurar al mismo tiempo el cumplimiento de la normativa ambiental vigente. Esto último es fundamental para evitar impactos significativos no previstos y reducir la posibilidad de futuros conflictos o reclamos de la comunidad afectados por las obras.

Materiales y métodos

A continuación, se presentan tres casos que ilustran la importancia que conlleva encarar la evaluación ambiental de proyectos eléctricos en conjunto y coordinación con el análisis técnico-económico. En este apartado se describe cada situación, incluyendo las condiciones iniciales definidas por el área técnico; en el apartado siguiente se resumen las observaciones ambientales detectadas en cada caso y, cuando corresponde, las propuestas de mejora introducidas desde el punto de vista ambiental.

Caso 1: Estación Transformadora en zona suburbana. Proyecto para la instalación de una Estación Transformadora (ET) 132/33/13,2 kV en un área sub urbana con baja calidad de suministro eléctrico, en la cual se registraban numerosos cortes de energía eléctrica, muchas veces prolongados, en especial en los picos de carga estivales. La ubicación propuesta surgió de un estudio de demanda que la identificó como nuevo centro de cargas de la zona. El entorno natural ya se hallaba modificado respecto al hábitat original de la región, presentando características de suelo rural, con indicios de crecimiento inmobiliario incipiente a corto/mediano plazo.

El terreno asignado (aprox. 150×150 m) requería ser elevado al menos 1 m sobre el nivel natural, debido a riesgo de inundaciones. La localización se encontraba a ~1 km de una ruta, con caminos de acceso angostos y poco consolidados. En la **Figura 1** se observa el carácter rural de la zona. La **Figura 2** compara imágenes satelitales entre 2009 y 2023, evidenciando el avance urbano en la última década. La **Figura 3** muestra el terreno específico destinado a la ET en 2009 y la **Figura 4** el camino de acceso rural existente en ese momento.



Figura 1: Características de la zona. Vista de un paisaje rural con suelo cubierto de pasto, arbustos y árboles dispersos. Al fondo se observan más árboles y el cielo con algunas nubes.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

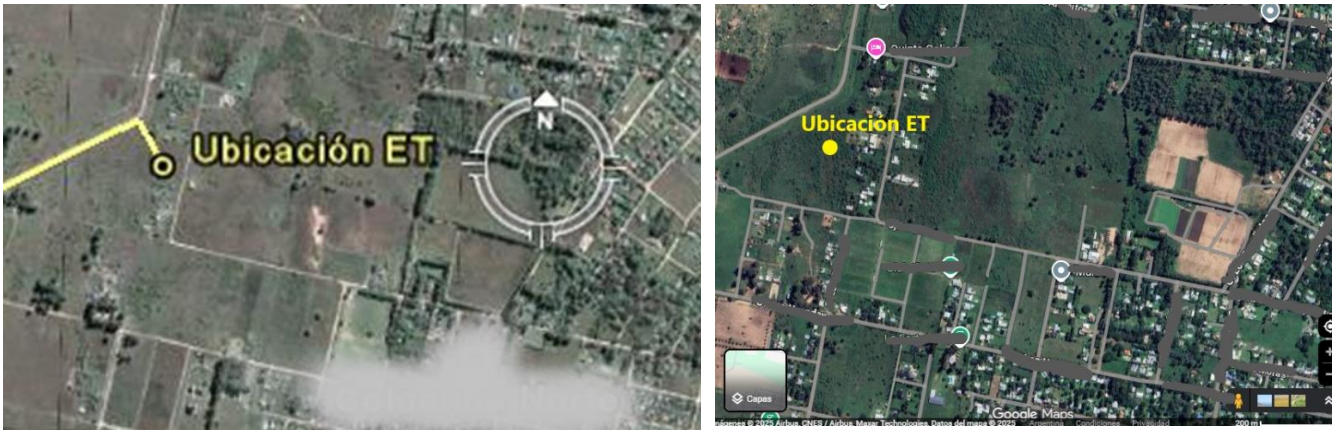


Figura 2: Imágenes satelital del área en 2009 y en la actualidad. La primera imagen muestra separación en parcelas con predominio de áreas verdes y arbolado, mientras que la segunda refleja mayor desarrollo urbano, más cuadriculado y construcciones.



Figura 3: Ubicación del terreno. Vista de un sector de terreno con suelo cubierto de pasto y arbustos dispersos.



Figura 4: Tramo de camino de acceso al área. La imagen muestra un camino de tierra ligeramente curvado, con vegetación baja, pastos y arbustos, a ambos lados. En el fondo, se ven varios árboles altos agrupados.

Caso 2: Línea Aérea de Alta Tensión en zona residencial. Proyecto para reemplazar una línea aérea de alta tensión existente por una nueva línea doble terna en un sector urbanizado. La línea original (simples ternas en torres reticuladas, con conductores en configuración horizontal coplanar) se había construido más de 30 años atrás, cuando el área era aún rural. Con el crecimiento urbano, dicha línea presentaba altura mínima reducida en muchos tramos y una servidumbre muy ancha acorde a las antiguas estructuras, lo que dificultaba el uso del suelo circundante. La modificación propuesta contemplaba columnas de hormigón con configuración *doble terna* tipo *line post*, lo que aumentaba la altura de los conductores, reducía la franja de servidumbre y repotenciaba la capacidad de la línea, mejorando la seguridad eléctrica y la disponibilidad de suministro frente a la creciente demanda regional.

Sin embargo, la traza propuesta seguía el cantero central de una avenida e incluía el paso frente a un jardín de infantes privado. En la **Figura 5** se ve la esquina donde se ubica dicho jardín (fotografía del año 2008, previo a la obra). La **Figura 6** muestra una imagen satelital actual del área, ya densamente urbanizada. En la **Figura 7** se observa la misma esquina en 2024, con calles asfaltadas, tránsito vehicular y la escuela delimitada por una cerca; se aprecia la cercanía que tendría la nueva LAT respecto del jardín de infantes.



Figura 5: Esquina correspondiente al Jardín de Infantes en 2008. Se muestra un edificio de una sola planta construido con ladrillos vistos y techo oscuro. El edificio está rodeado por un espacio abierto con césped seco y algunos árboles sin hojas. Hay varias farolas altas distribuidas en el área y cables eléctricos visibles.



Figura 6: Imagen Satelital del área del Jardín de Infantes en la actualidad. Se muestra un área urbana con calles rectas formando una cuadrícula. En el centro se observa un gran espacio verde rectangular, que corresponde al predio escolar. Dentro de este espacio hay un edificio con techo oscuro. Alrededor del espacio verde hay varias manzanas con casas, algunas con piscinas visibles.



Figura 7: Esquina correspondiente al Jardín de Infantes en la actualidad (año 2024). Se muestra una calle asfaltada en una zona urbana. En primer plano hay un cruce peatonal marcado. A ambos lados de la calle hay filas de automóviles estacionados. A la izquierda, detrás de la vereda, se observa una línea de árboles altos y una cerca verde que delimita un predio. Al fondo, parcialmente visible entre los árboles, hay un edificio de ladrillo.

Caso 3: Acometida de Alta Tensión en Estación Transformadora. En las ET de alta tensión, uno de los análisis ambientales requeridos es la estimación de campos eléctrico y magnético en el perímetro. La normativa argentina vigente exige medir esos parámetros en las zonas más sensibles del perímetro (generalmente las áreas de acometida de líneas AT/MT). En la **Figura 8** se ilustra un esquema típico de acometida a una ET AT/MT en disposición coplanar horizontal: se muestra la vista en planta (conductores representados por líneas que se separan hacia el exterior de la ET) y un corte lateral (indicando la altura de los conductores y las estructuras de soporte).

Por analogía con los criterios de medición, las estimaciones teóricas de campos se realizan en un perfil perpendicular a la acometida, a 1 metro del cerco perimetral, informándose el valor máximo obtenido junto con el perfil completo del campo. La **Figura 9** muestra un perfil típico de campo magnético calculado para una acometida en disposición coplanar horizontal: la intensidad (en microTesla) presenta una distribución en forma de campana, con un valor máximo bajo el centro de la línea y disminuyendo hacia los lados del perímetro.

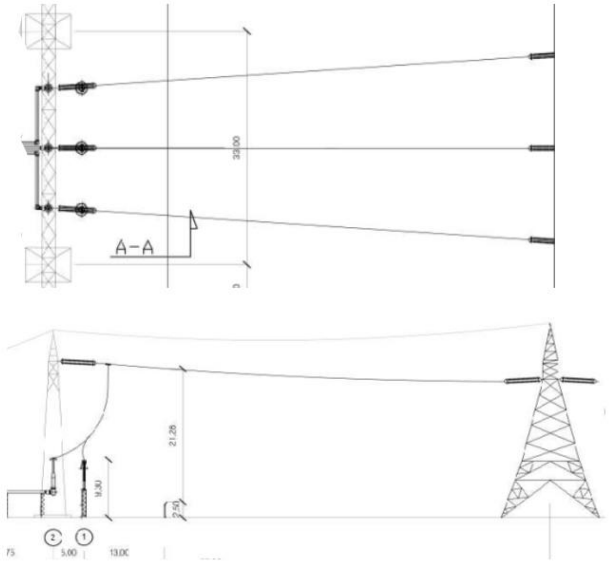


Figura 8: Esquema típico de la acometida a una Estación Transformadora (AT/MT). En la parte superior se observa una vista en planta, con los conductores dibujados como 3 líneas horizontal la central y las dos de los extremos con una leve inclinación, separándose hacia la derecha donde se representa el exterior de la ET. En la parte inferior se observa un corte lateral, indicándose la altura de conductor y visualizándose el esquema de las estructuras que sostienen a los conductores.

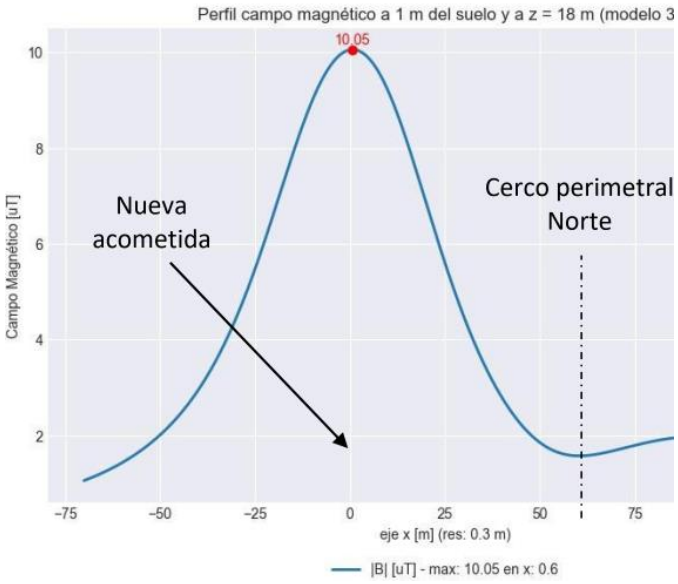


Figura 9: Perfil de Campo Magnético en una acometida a ET en disposición coplanar horizontal. Se observa un gráfico cuyo eje de horizontal representa la distancia desde el centro de la línea, hacia ambos lados, en m y su eje vertical, los valores de Campo Magnético en micro Tesla. La curva tiene formato aproximado de campana e indicación del valor máximo en coincidencia con el centro de la línea, disminuyendo hacia los lados.

Resultados y discusión

A continuación, se sintetizan las principales observaciones ambientales identificadas en cada uno de los tres casos de estudio, así como las recomendaciones formuladas en función de dichas observaciones:

Caso 1 (ET suburbana) Este caso resultó ser el más complejo, ya que se detectaron impactos significativos tanto sobre factores naturales como sociales. Las observaciones clave incluyeron: (1) **Accesos insuficientes:** necesidad de consolidar y ensanchar los caminos de ingreso para permitir el tránsito seguro de camiones con maquinaria pesada. (2) **Impacto visual y socioeconómico:** en una zona de incipiente desarrollo inmobiliario, la presencia de la nueva ET podía generar un impacto visual negativo y potencialmente devaluar los terrenos aledaños, afectando el desarrollo urbano. (3) **Alteo del terreno:** elevar el lote de la ET en ≥1 m aumentaría la exposición visual de la instalación y podría alterar los patrones de drenaje natural, agravando el escurrimiento de aguas en las parcelas vecinas. (4) **Inundabilidad:** la zona presentaba riesgo hídrico, con posibilidad de inundaciones que dejarían inaccesible la ET en situaciones de emergencia.

Como recomendación principal se propuso reubicar la ET hacia un sector más cercano a la ruta principal y a una cota topográfica más elevada de manera natural. Ello facilitaría el acceso directo en todo momento, reduciría los impactos detectados en el medio natural y social, y disminuiría la vulnerabilidad de la instalación frente a anegamientos. La empresa distribuidora aceptó evaluar esta alternativa, reconociendo que una ubicación óptima desde el punto de vista ambiental puede beneficiar también la operatividad a largo plazo

Caso 2 (LAT residencial): En este caso el impacto potencial más significativo fue la posible falta de aceptación, debido a la nueva línea aérea en un entorno residencial consolidado, particularmente por su paso frente a una institución educativa. La mera presencia de la LAT podría generar rechazo por parte de la comunidad, incluyendo temores relacionados con los campos electromagnéticos y supuestos efectos sobre la salud o el valor de las propiedades. De hecho, la normativa ambiental aplicable a este tipo de obras suele recomendar alejar las líneas eléctricas de zonas sensibles como escuelas y hospitales, dada la especial vulnerabilidad de esos ámbitos (Gómez Orea & Gómez Villarino, 2013).

Mantener la traza original implicaba *potencialmente* incumplir con las buenas prácticas ambientales vigentes, lo cual aumentaba el riesgo de acciones legales o amparos por parte de vecinos. Además de los impactos ambientales evaluados (impacto visual, calidad del aire durante la obra, etc.), si se hubiera decidido avanzar igualmente con la construcción aérea en la traza propuesta, existía un riesgo alto de judicialización que podría paralizar los trabajos, frustrando las mejoras de calidad de servicio pretendidas y ocasionando pérdidas económicas considerables.

En virtud de ello, la recomendación fue replantear el recorrido de la LAT para evitar atravesar el frente del jardín de infantes, analizándose posibles trazas alternativas por calles adyacentes de menor sensibilidad. Asimismo, se propuso evaluar la construcción de tramos subterráneos en las secciones más conflictivas (frente a áreas escolares y en zonas de mayor densidad poblacional), a pesar del mayor costo que ello conlleva, con el fin de compatibilizar la obra con el entorno urbano y atender las preocupaciones sociales manifestadas.

Caso 3 (Acometida en ET) En varias evaluaciones teóricas se encontró que los valores máximos estimados de campo eléctrico o magnético en el perímetro de ciertas ET podrían superar límites admisibles fijados por la normativa. Cabe destacar que Argentina ha adoptado un enfoque precautorio respecto de la exposición pública a campos electromagnéticos de frecuencia industrial (50 Hz), estableciendo valores guía máximos muy conservadores (3 kV/m y 25 µT para campo eléctrico y magnético, respectivamente) para líneas de alta tensión (Secretaría de Energía, 1998). Estos valores son significativamente más estrictos que las recomendaciones internacionales de la OMS/ICNIRP (5 kV/m y 100 µT para el público general) (ICNIRP, 2020).

Si una situación de potencial superación de límites se identifica durante la etapa de proyecto, la solución es relativamente sencilla: aumentar la altura de los conductores en la acometida (y por ende la altura de sus soportes) para reducir los campos en el perímetro hasta niveles aceptables. Sin embargo, si el proyecto ya fue aprobado sin esa corrección, o peor aún, si la obra se encuentra en construcción con estructuras ya levantadas, implementar la solución genera complicaciones adicionales. En la etapa de proyecto implicaría rehacer planos y tramitar nuevamente la aprobación oficial, con la consiguiente demora en el inicio de la obra. En plena etapa de obra, requeriría modificar soportes ya construidos, ocasionando costos extra y posiblemente interrupciones temporales de otras actividades.

En estos casos, la recomendación es incorporar desde el diseño el chequeo de los campos eléctricos/magnéticos proyectados contra los valores límite normativos, ajustando cotas y distancias de los conductores antes de la construcción. De ese modo se asegura el cumplimiento de la regulación ambiental desde el inicio y se agiliza la obtención de la licencia ambiental del proyecto, evitando costos hundidos y retrasos.

Conclusiones

En los tres ejemplos presentados se evaluaron ambientalmente obras relacionadas con el sistema de transporte de energía En los tres ejemplos analizados se realizó la evaluación ambiental de obras del sistema de transporte de energía eléctrica, ya fuera de forma integral (casos 1 y 2) o focalizada en ciertos aspectos específicos (caso 3). En todos los casos se identificaron impactos relevantes sobre el medio natural y/o social, e incluso se detectaron incumplimientos potenciales de la normativa vigente que debían ser abordados. Es importante destacar que en los tres proyectos el desarrollo técnico estaba avanzado al momento de la evaluación ambiental (aunque no completamente cerrado en algunos). No obstante, el resultado de las evaluaciones llevó a replantear aspectos de los proyectos, lo cual contribuyó a disminuir la posibilidad de litigios futuros y a garantizar el cumplimiento de las exigencias ambientales.

En síntesis, estos casos evidencian que, cuando el análisis técnico, económico y ambiental de una obra se realiza en forma simultánea –idealmente por un equipo interdisciplinario– es posible introducir mejoras desde las etapas de diseño que optimicen el desempeño ambiental del proyecto. Esta integración temprana permite minimizar los impactos negativos y mejorar la relación de los sistemas eléctricos con su entorno, reduciendo conflictos con la comunidad y favoreciendo la sustentabilidad a largo plazo (Gómez Orea & Gómez Villarino, 2013).

Agradecimientos

A la Universidad Pública que permite formar ingenieros críticos y comprometidos con la sociedad y el medio ambiente.

Al área de accesibilidad de la facultad que me hizo ver la importancia de intentar hacer publicaciones un poco más accesibles, al menos, describiendo las imágenes que se incluyen en el artículo.

Referencias bibliográficas

Barilari, A., Massone, H. E., Lima, M. L., & Mantecón, C. L. (2020). *Industries and environmental impact assessment: Analysis of the screening process in Argentina*. Revista Internacional de Contaminación Ambiental, 36(1), 139–149.

Cipponeri, M. (Coord.). (2022). *Evaluación y estudio de impacto ambiental: Gestión ambiental de proyectos en su etapa de concepción y diseño*. La Plata: Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería.

Conesa Fernández-Vítora, V. (2010). *Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental* (1ª ed.). Madrid: Mundi-Prensa.

Congreso de la Nación Argentina. (1992). **Ley N°24.065** – Marco Regulatorio Eléctrico. Boletín Oficial de la República Argentina, 16 de diciembre de 1992.

Congreso de la Nación Argentina. (2002). **Ley N°25.675** – Ley General del Ambiente. Boletín Oficial de la República Argentina, 28 de noviembre de 2002.

Gómez Orea, D., & Gómez Villarino, M. T. (2013). *Evaluación de Impacto Ambiental* (3ª ed.). Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.

International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP). (2020). *Guidelines for limiting exposure to electromagnetic fields (100 kHz to 300 GHz)*. Health Physics, 118(5), 483–524.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2023). **Guía para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental** (Edición 2023). Buenos Aires: MAyDS – Secretaría de Control y Monitoreo Ambiental.

Montoya Gallego, D. M. (2020). *Evaluación de impactos ambientales en proyectos de construcción de subestaciones eléctricas*. Universidad de Manizales, Colombia.

Secretaría de Energía de la Nación. (1992). **Resolución SE N°15/1992** – *Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión*. Buenos Aires: Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía de la Nación. (1998). **Resolución SE N°77/1998** – *Gestión Ambiental del Transporte de Energía Eléctrica*. Boletín Oficial de la República Argentina, N°28.859 (18 de marzo de 1998), 5–7.

Sucre, F. M., Cando Pacheco, S., & Fernández Argüelles, L. R. (2018). *Análisis y evaluación de impactos ambientales*. Universidad de Guayaquil. ISBN 978-9942-35-465-5

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental

Síntesis actualizada de Regulación Ambiental en Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica

Updated Synthesis of Environmental Regulations in Electric Power Transmission Systems

Irene Steinmann
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Santa Fe, Argentina.
isteinmann@frsf.utn.edu.ar

Juan Pedro Fernández
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Santa Fe, Argentina.
jpfernandez@frsf.utn.edu.ar

Lautaro Rossi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Santa Fe, Argentina.
ldrossi@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La normativa ambiental de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), empieza a elaborarse entre 1980 y 1990, por la Secretaría de Energía (SE) de la Nación y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). En ese contexto surgen Manuales de Gestión Ambiental y se regulan aspectos relacionados con el monitoreo, parámetros a verificar y periodicidad, entre otros. La Resolución SE 77/1998 y su reciente modificatoria, Resolución SE 508/2025, definen efectos cuali-cuantitativos a evaluar en las instalaciones de Transporte Eléctrico. Además, la normativa de base para los Sistemas de Gestión Ambiental de los SEP en general, es la Resolución ENRE 558/2022, acompañada de la Resolución ASPA 001/2023. Este trabajo pretende aportar una síntesis actualizada de los aspectos relacionados con los Sistemas de Transporte, en las resoluciones mencionadas, analizando su relación y aportando un resumen para quienes evalúan proyectos e instalaciones de estas características.

Palabras clave: Transporte de energía, monitoreo, evaluación ambiental

Abstract

The environmental regulations for Electric Power Systems (EPS) began to be developed between 1980 and 1990 by the National Secretariat of Energy (SE) and the National Electricity Regulatory Agency (ENRE). In this context, Environmental Management Manuals emerged, and aspects related to monitoring, parameters to be verified, and frequency, among others, were regulated. SE Resolution 77/1998 and its recent amendment, SE Resolution 508/2025, define the qualitative and quantitative effects to be assessed in Electric Transmission facilities. In addition, the fundamental regulatory framework for the Environmental Management Systems of EPS in general is ENRE Resolution 558/2022, together with ASPA Resolution 001/2023. This work aims to provide an updated synthesis of the aspects related to Transmission Systems contained in the aforementioned resolutions, analyzing their relationship and offering a summary for those evaluating projects and facilities of this natur

Keywords: Electric transmission, monitoring, environmental assessment

Introducción

La normativa asociada a los aspectos ambientales de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), empieza a elaborarse entre las décadas de 1980 y 1990, a través de resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación. Tiene sustento legal en la Ley 24.065 (Marco regulatorio Eléctrico de 1992), la cual en su Art. 55 inciso k, confiere al ENRE la función de velar por la protección ambiental en generación, transporte y distribución de electricidad. Más adelante la Ley General del Ambiente Nº 25.675 (año 2002), refuerza la normativa específica, dado que esta ley establece el marco obligatorio de protección ambiental a nivel nacional.

Surgen inicialmente Manuales de Gestión Ambiental de instalaciones de generación y transmisión de Energía Eléctrica, por ejemplo, la resolución SE 475/1987 sobre evaluaciones ambientales. Posteriormente se consolida la normativa con el aporte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), regulando los Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) de estas instalaciones, generando resoluciones que reglamentan aspectos relacionados con el monitoreo, periodicidad, parámetros a verificar y valores máximos permitidos, entre otros.

Los límites indicados por esta normativa tienen su base científica en informes internacionales. Por ejemplo, al hablar de valores máximos permitidos de campo eléctrico y magnético se toman como referencia las Directrices para limitar la exposición a campos electromagnéticos, emanadas de la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (ICNIRP), que tuvieron su primera publicación en el año 1998 y actualizaciones en 2010 y 2020. En ese contexto, el Proyecto Internacional sobre CEM (Campos Electromagnéticos) que fue creado por la Organización Mundial de la Salud (OMS) para evaluar los efectos en la salud y el medio ambiente de la exposición a campos eléctricos y magnéticos en el rango de frecuencias de 0 a 300 GHz, fue aportando datos de investigaciones en distintos países.

En lo que respecta a los Sistemas de Transporte Eléctrico existe normativa específica que tiene su origen en el Manual de Gestión Ambiental para el Sistema de Transporte Eléctrico, Res. SE 15/1992, cuyos objetivos incluyeron: "*Proporcionar el marco de referencia para la oportuna y adecuada consideración de aquellos aspectos vinculados al proyecto, construcción y explotación de líneas de transmisión de extra alta tensión y de las estaciones transformadoras y/o compensadoras correspondientes"* y *"Constituirse en una orientación para la identificación de las tareas necesarias para la gestión ambiental, en cada etapa del desarrollo de tales obras, la que estará integrada a la gestión global de las mismas"* (Res. SE 15/1992, Anexo I).

Posteriormente, la Resolución SE 77/1998 modifica el alcance del manual, eliminando la referencia a los sistemas de extra alta tensión y definiendo efectos a considerar sobre parámetros ambientales específicos, *"con el objeto de incentivar un mejoramiento global de la compatibilidad de los electroductos con el ambiente"* (Res. SE 77/1998, Anexo I). Además, en su Anexo II, amplía las regulaciones a los sistemas de distribución, *"para evaluar y controlar los efectos ambientales del abastecimiento eléctrico"* (Res. SE 77/1998, Anexo II).

En la actualidad, la normativa de base para los SGA de los SEP, es la Resolución ENRE 558/2022, acompañada de la Resolución ASPA 001/2023. Esta normativa regula la presentación de los Sistemas de Gestión Ambiental, la Planificación Ambiental y los Informes de Gestión, para las instalaciones de los Sistemas de Potencia, incluyendo *"generadores, autogeneradores, cogeneradores, transportistas de energía eléctrica en alta tensión, transportistas de energía eléctrica por distribución troncal, transportistas de energía eléctrica de interconexión internacional y distribuidores de energía eléctrica de jurisdicción federal del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)"*. (Res. ENRE 558/2022, Art. 2).

En este trabajo se pretende analizar la Resolución ENRE 558/2022 describiendo los aspectos relacionados con los Sistemas de Transporte de energía, de la misma forma que la Resolución ASPA 001/2023 y su relación con lo indicado en la Res. SE 77/1998, respecto a los parámetros mensurables, indicados en esta última normativa.

Cabe mencionar que recientemente entró en vigencia una modificatoria de la Resolución SE 77/1998, que deroga los valores máximos indicados en el Anexo I para campos eléctrico y magnético y además detalla con mayor precisión los sitios donde dichos límites deben cumplirse en cada caso. La Resolución SE 508/2025 se publicó luego de haber recibido la primera corrección de este trabajo y los autores consideramos necesario incluirla para completar la información, si bien es probable que su implementación suponga modificaciones, especialmente de la Resolución ASPA 001/2023.

Materiales y métodos

En este apartado se describirá el contenido de las cuatro resoluciones objeto de este análisis. Cabe mencionar algunos aspectos generales que se mencionan recurrentemente en la normativa. Por un lado, es de aplicación para transportistas y distribuidores de jurisdicción nacional, pero las resoluciones indican que deben contemplarse en todos los casos las normas

ambientales vigentes y aplicables, tanto nacionales como jurisdiccionales. Por otro lado, estas evaluaciones comprenden todas las instalaciones bajo responsabilidad del agente, sean propias o no, por ejemplo, en aquellas que se hubiese asumido el rol de supervisor, firmado contratos de operación y mantenimiento con terceros, etc. Además, en todos los casos que se verifiquen incumplimientos, las resoluciones remiten a las sanciones y penalidades previstas en los contratos de concesión o en el artículo 77 de la Ley 24.065.

RESOLUCIÓN ENRE 558/2022

La Resolución ENRE 558/2022 en su artículo 3 aprueba las *"DISPOSICIONES APLICABLES A LA IMPLEMENTACIÓN, CERTIFICACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN AMBIENTAL"* (Anexo I) y en su artículo 6 aprueba la "*GUIA DE CONTENIDOS MÍNIMOS DE LAS PLANIFICACIONES AMBIENTALES"* (Anexo II). Cabe aclarar que la resolución aprueba otros 2 anexos, específicamente destinados a regular actividades específicas de generación, que escapan al alcance de este trabajo.

Además, en su artículo 12 delega en la "*Jefatura del ÁREA SEGURIDAD PÚBLICA Y AMBIENTAL (ASPA) del ENRE las facultades para disponer las medidas conducentes a fin de cumplir con los aspectos relacionados a la comunicación, procedimientos de remisión de información, aprobación de contenidos mínimos y diseño de formularios y tablas que deberán contener los informes previstos en la presente norma, para la efectiva implementación de esta resolución"*.

El Anexo I de esta resolución, se ocupa de brindar una guía para la elaboración de los Sistemas de Gestión Ambiental (SGA), que deben implementar los agentes alcanzados por estas regulaciones. Indica la necesidad de contar con un Manual que describa la estructura de la documentación y sus responsabilidades, la documentación utilizada por el sistema (procedimientos, planificaciones, registros) y los recursos que permitan llevar adelante y revisar el sistema, manteniendo la política ambiental en cumplimiento de la normativa.

Además, define las condiciones y el paraguas normativo para su certificación y la necesidad de auditar anualmente el sistema, por una entidad acreditada. Describe el alcance de las auditorías y la documentación asociada, que debe remitirse al ENRE. También la necesidad de seguimiento y registro de potenciales desvíos, y su análisis periódico mediante revisiones por la Dirección.

El Anexo II contiene la guía de contenidos mínimos de la Planificaciones Ambientales que forman parte del SGA, que deben confeccionarse para un período de 1 año como mínimo y 3 años como máximo, y deben presentarse ante el ENRE (presentación y objetivos, puntos I y II). Es necesario considerar el contexto y las condiciones ambientales específicas de los sitios y establecer objetivos ambientales y acciones para abordarlos, para ser ejecutadas en un período de tiempo establecido. Se deben incluir en la planificación las obras de construcción o ampliación, comunicando al ENRE su finalización, incorporando en la documentación una Auditoría Ambiental de Cierre.

La Planificación de Actividades (punto III) debe incluir distintos programas, que contemplen el manejo de residuos, prevención de emergencias, monitoreo y seguimiento de requisitos legales, indicando lineamientos de cada uno de esos programas para los distintos tipos de agente, los cuales se describen a continuación:

Programa de manejo de residuos sólidos y semisólidos, de efluentes líquidos y emisiones a la atmósfera (III.1). Su propósito es definir acciones que permitan optimizar procesos para la disminución de residuos, vertidos o emisiones; mejorar instalaciones de depuración y tratamiento de residuos y elaborar iniciativas de reutilización de residuos. Brinda un listado no taxativo, que incluye los siguientes elementos:

- Mantenimiento y limpieza de franja de servidumbre.
- Baterías agotadas.
- Equipamiento electromecánico fuera de servicio.
- Residuos que contengan PCB
- Aceites lubricantes y aislantes

- Productos de metal no categorizados como especiales, residuos de talleres de mantenimiento.
- Residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
- Emisiones de SF6.
- Otros (por ejemplo, emisiones de vehículos para transporte y mantenimiento)

Programa de prevención de emergencias ambientales (III.2). Su propósito consiste en preparar infraestructura y personal para hacer frente a situaciones coyunturales que pueden derivar en agresiones al ambiente, además de contar con Planes de Emergencia Ambiental asociados a riesgos tecnológicos -por ejemplo, derivados del manejo de productos químicos, derrame de hidrocarburos, o fenómenos naturales –como inundaciones, fenómenos atmosféricos intensos, eventos sísmicos, vulcanismo, deslizamiento de suelos.

Programa de monitoreo (III.3). Sus propósitos incluyen definir los parámetros, condiciones y frecuencia de las determinaciones, seleccionando los sitios de acuerdo a criterios de prioridad ambiental, incluyendo las acciones de control definidas por las autoridades ambientales jurisdiccionales; definir los métodos de seguimiento, monitoreo y evaluación, documentando y conservando la información como evidencia de los resultados alcanzados y asegurar que se usan y mantienen equipos de medición calibrados o verificados, garantizando la trazabilidad de los resultados. Los parámetros a monitorear y registrar son los siguientes:

- Campo Eléctrico
- Campo Magnético
- Radiointerferencia
- Ruido audible
- Ruidos Molestos al Vecindario (IRAM 4062)
- Consumo de fluidos aislantes en cables subterráneos tipo OF

Requisitos legales – seguimiento de habilitaciones y permisos – evaluación de cumplimiento legal (III.4). Su propósito es elaborar e implementar las Planificaciones Ambientales, de acuerdo a las previsiones contenidas en las leyes, decretos, resoluciones y demás normativa aplicable. De acuerdo a lo regulado en cada jurisdicción, se debe incluir:

- Obtención y renovación de habilitaciones y permisos.
- Habilitación de artefactos sometidos a presión, en caso de aplicación.
- Inscripción como generador, generador temporario u operador de residuos peligrosos o especiales, según corresponda.
- Seguro de daño ambiental de incidencia colectiva (Ley Nacional Nº 25.675, Art. 22)

Además, el Anexo II indica la necesidad de efectuar al menos una vez al año una auditoría de evaluación de cumplimento de los requisitos legales ambientales (punto III.4.2) aplicables a su SGA, cuyos informes permitan evaluar el grado de cumplimiento en cada uno de los sitios. Así mismo, se deben identificar requisitos pendientes de cumplimiento, determinando e implementando las acciones necesarias para lograr el cumplimiento, informando al ENRE en caso que el desvío sea elevado a No Conformidad.

Los requisitos incluyen, además la asignación de responsabilidades (punto IV) de la Dirección, la cual deberá evidenciar su compromiso con el Sistema, asegurando la disponibilidad de recursos necesarios para el establecimiento, implementación, mantenimiento y mejora continua del SGA. Así mismo, incluye la condición de asegurar la competencia de quienes realizan trabajos bajo su control que puedan afectar a su desempeño ambiental, tomando como base la educación, formación y/o experiencia apropiadas, conservando la documentación que así lo evidencie.

Por último, este anexo (punto V) fija los plazos y la metodología de presentación, de la Planificación Ambiental y de sus modificaciones, como marco para el seguimiento de la gestión y de los Informes de Gestión que permiten evidenciar el progreso en la ejecución del mismo. Así mismo, indica los lineamientos generales para informar el resultado de los monitoreos, así como de los informes adicionales por eventos que motiven la activación de planes de contingencia.

RESOLUCIÓN ASPA 001/2023

En 2023 la Jefatura del Área de Seguridad Pública y Ambiental emitió la Resolución ASPA 001/2023, la cual aprueba en su artículo 1 la "*Guía de contenidos, formatos y presentación de los informes previstos en la Resolución Nº RESOL-2022-558-APN-ENRE#MEC"* y sus seis anexos. Los Anexos I a IV abarcan aspectos que comprenden a todos los SEP incluidos en la resolución, mientras que anexos los Anexos V y VI, abordan particularidades de actividades de generación específicas, que escapan al alcance de este trabajo.

Los Anexos I y II corresponden a los Contenidos y formatos de presentación de la Planificación Ambiental y de los Informes de Gestión, respectivamente. El Anexo III corresponde a Registro de los resultados de los monitoreos de Parámetros Ambientales en el Sistema Ambiental Web del ENRE y formularios obligatorios según el tipo de agente del MEM. El Anexo IV corresponde a Contenidos y formatos de los informes adicionales.

Tanto la Planificación Ambiental como los Informes de Gestión deben estar integrados por cronogramas y resumen ejecutivo, la primera debe contemplar la posibilidad de modificaciones originadas en revisiones periódicas y los segundos deben incluir información de los formularios de los monitoreos efectuados en el período. En todos casos la presentación se realiza a través del Sistema de Gestión Documental Electrónica (GDE). En las Tablas 2, 3, 4 y 5 se describen los Anexos I a IV, en lo que refiere a Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica.

ANEXO I: PLANIFICACIÓN AMBIENTAL

Este anexo detalla el contenido que debe incluir la Planificación Ambiental, el cual se resume a continuación:

Cronogramas de la Planificación (punto 1): Consta de uno o varios, con todas las actividades de gestión ambiental comprometidas por la empresa, definiendo responsables, recursos y plazos para cada tarea. Debe cumplir con el procedimiento de control de documentación del SGA, consignando fecha, versión y responsable.

Resumen Ejecutivo de la Planificación (punto 2): Describe instalaciones, procesos y actividades del cronograma, indicando políticas y objetivos ambientales aprobados por las máximas autoridades de la empresa. Debe incluir el listado de procedimientos del SGA (no los procedimientos en sí) con nomenclatura de identificación, nombre y fecha de última actualización, además de una copia de certificación del SGA, con alcance, fechas de otorgamiento y vencimiento, organismo y norma.

Revisión de la Planificación (punto 3): Se confecciona si se proponen modificaciones a una planificación ya presentada, incluyéndose los nuevos cronogramas y resumen ejecutivo, además del informe o acta de Revisión por la Dirección donde se aprobaron las modificaciones.

ANEXO II: INFORMES DE GESTIÓN

Este anexo también contiene un detalle de lo que deben incluir, en este caso, los Informes de Gestión. Se resume a continuación el contenido de estos informes

Cronograma de avance de la Planificación Ambiental (punto 1): En él se deben identificar avances del cronograma de la Planificación Ambiental, indicando responsables, recursos y porcentaje de ejecución de cada tarea. Se debe cumplir con el procedimiento de control de documentación del SGA.

Informe Ejecutivo de avance de la Planificación Ambiental respecto al SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (punto 2.1): Debe incluir:

- Eventuales modificaciones al esquema de responsabilidades y a los documentos*
- Actualizar datos de contacto con ENRE o ratificar anterior.

- Incluir eventuales modificaciones a las medidas para brindar herramientas adecuadas a los integrantes del SGA*[1]
- Incluir revisiones de la Planificación Ambiental, si las hubo.
- Indicar grado de avance de los objetivos ambientales.
- Adjuntar copias de los informes de auditorías externas.

Informe Ejecutivo del avance de la Planificación Ambiental, respecto a la PLANIFICACIÓN AMBIENTAL (punto 2.2): Deben incluir una somera descripción del grado de avance de la Planificación Ambiental, indicando actividades ejecutadas y reprogramadas de la Planificación, avance de los objetivos, porcentaje de ejecución de actividades y justificación de desvíos, retrasos o cambios. Debe indicar para los programas, según corresponda:

- Manejo de residuos, somera descripción de mejoras del proceso, instalaciones de tratamiento e iniciativas de reutilización. Información sobre gestión de residuos según clasificación, indicando destino y/o tratamiento. Evolución de indicadores
- Prevención de emergencias ambientales, somera descripción de actividades de preparación de infraestructura y personal ante contingencias por riesgos tecnológicos y fenómenos naturales. Mantenimiento preventivo para minimización de riesgos.
- Monitoreo de parámetros, referencia a las determinaciones realizadas e información de otros monitoreos exigidos sin formularios específicos. Incorporar análisis de los resultados, verificando la consistencia, representatividad y evolución. Resultados sustentados con documentación de respaldo.[2]
- Requisitos Legales, adjuntar información sobre habilitaciones y permisos, listado, permisos obtenidos, permisos en trámite, por ejemplo, inscripción como generador y operador de residuos peligrosos o especiales. Adjuntar copias de informes de las auditorías de evaluación de cumplimiento legal.

Formularios para registrar los resultados de los monitoreos (punto 2.3): Los formularios aplicables deben garantizar consistencia y trazabilidad y contar con documentación de respaldo.[3]

- Formulario G: Evaluación de Ruidos
- Formulario H: Campo Eléctrico
- Formulario I: Campo Magnético
- Formulario K: Radio Interferencia

ANEXO III: REGISTRO DE LOS RESULTADOS DE LOS MONITOREOS DE PARÁMETROS AMBIENTALES

En este anexo se indica la metodología de carga de los registros y el contenido de los formularios, lo cual se describe brevemente a continuación.

Registro y revisión de los formularios en el Sistema Ambiental WEB (punto 2): Indica que se deben registrar los resultados de los monitoreos en el Sistema Ambiental WEB y la necesidad de pasarlos al estado "FINALIZADO semestralmente, para el caso de los formularios obligatorios. Si se requieren correcciones o información adicional el estado cambiará a "EN RECTIFICACIÓN", comunicando por nota (por Sistema) los pedidos. Si le información finalizada es correcta, los formularios pasan a la categoría de "CONTROLADOS", existiendo distintas instancias cuando se requieren revisiones.

Formularios a completar (punto 3.2 y punto 3.3): Indica los formularios que deben completar los distintos tipos de agentes, con condiciones de obligatoriedad, los cuales, para Transportistas y Distribuidores, de jurisdicción federal son:

- Formulario G: en zonas urbanas o con receptores en el entorno, en períodos de carga máxima y para las tres bandas horarias.

[1] *En todos los casos indica que no se debe reiterar el envío de la documentación original.
[2] La documentación de respaldo no se envía, queda en poder del agente
[3] La documentación de respaldo no se envía, queda en poder del agente

- Formulario H e I: Los sitios se seleccionan donde el aspecto ambiental puede adquirir mayor significancia. Por ejemplo, acometidas de Estaciones Transformadoras, equipamiento cercano al cerco perimetral, flecha máxima de líneas aéreas, cruces de instalaciones, estructuras de transición, entre otros
- Formulario K: Ante reclamos y en puntos sensibles de la red

Se deben incluir todas las instalaciones que hayan sido parte de la concesión y las ampliaciones ejecutadas.

ANEXO IV: CONTENIDO Y FORMATO DE LOS INFORMES ADICIONALES

Estos informes deben completarse en algunos casos, que se detallan a continuación:

Eventos que motiven la vulneración de los límites permisibles (punto 1): Referidos exclusivamente a parámetros ambientales incluidos en el programa de monitoreo. Elaborar un reporte que incluya, como mínimo, fecha, hora y duración del suceso, parámetro excedido, resumen de los hechos, análisis de causas y medidas correctivas. Los informes se presentan en la plataforma de Trámites a Distancia, con plazo de 30 días corridos posteriores a la ocurrencia del evento.

Eventos e incidentes ambientales que originen la activación de planes de contingencia (punto 2): Indica formatos y plazos de presentación de información posteriores a la ocurrencia del evento, según instancia y gravedad. La comunicación debe incluir: fecha, hora y duración del suceso, autoridades ambientales o de seguridad intervinientes, resumen de los hechos y análisis preliminar de las causas. Si existe afectación al entorno, se debe relatar la emergencia, medidas de corrección y tipos de daño al ambiento, personas o bienes. Se debe notificar a la autoridad ambiental jurisdiccional.

El informe posterior debe incluir: resultados de análisis de causas, verificaciones adicionales, consecuencias, medidas correctivas, notificaciones a autoridades ambientales jurisdiccionales y anexo gráfico.

RESOLUCIÓN SE 77/1998 y RESOLUCIÓN SE 508/2025

La Resolución SE 77/1998 surgió como modificatoria de la Resolución SE 15/1992, actualizando el alcance de la normativa, indicando la obligatoriedad de cumplimiento de los valores límite e incorporando la evaluación ambiental a los sistemas de distribución de jurisdicción nacional. Incluye dos anexos, el primero para instalaciones de 132 kV y superiores y el segundo para tensiones desde 13,2 kV e inferiores a 132 kV. En ambos indica que deben considerase los efectos originados por el impacto visual, efecto corona: radiointerferencia y ruido audible, ruido y campos de baja frecuencia: eléctrico y de inducción magnética, incluyendo, además, la ocupación del espacio en el Anexo II.

Cabe mencionar que el 22 de diciembre de 2025 se publicó y entró en vigencia, al día siguiente de su publicación, la Resolución SE 508/2025, la cual, entre otras cosas sustituye el apartado 4 del Anexo I de la Resolución SE 77/1998, por el anexo incluido en la normativa, modificando aspectos relacionados con campos eléctrico y de inducción magnética. A continuación, se detalla lo establecido por estas resoluciones respecto de estos parámetros ambientales, poniendo especial énfasis en aquellos mensurables vinculados con los requerimientos definidos en las normativas previamente mencionadas.

Impacto Visual (Res. SE 77/98, Anexo I, punto 1 y Anexo II, punto 4.2) En toda instalación eléctrica se deberá considerar la relación entre la obra y el paisaje, basándose en tres aspectos importantes: visibilidad (teniendo en cuenta características topográficas, fitogeográficas, y estacionales), contexto (dentro del cual la instalación será ubicada y percibida) e intensidad (según las características específicas de la instalación). Para cada aspecto se consideran distintos factores que permiten el análisis de las alternativas, incorporando al proyecto pautas que eviten un impacto visual significativo, seleccionando aquélla tecnología que posea un mejor perfil ambiental.

Efecto Corona (Res. SE 77/98, Anexo I, punto 2). Respecto a radiointerferencia (el Anexo II, punto 4.3, define sólo este parámetro), indica que el campo perturbador generado por la línea ocasiona, en los radiorreceptores que se encuentran dentro de su zona de influencia, un ruido característico. Las fuentes de interferencia pueden clasificarse como descargas corona y descargas disruptivas. Estas últimas se deben a falsos contactos o imperfecciones en el ensamble entre un aislador y su

morsetería. Los elementos de las líneas y las subestaciones deben ser ensayados por cada fabricante y cumplir con requerimientos de radiointerferencia.

Las descargas corona en los conductores-que dependen del diseño de la línea y las condiciones climáticas-deben calcularse (o medirse) y su nivel tolerable de RI depende de los tipos y niveles de señal de las comunicaciones a proteger, el nivel de la calidad de la recepción ylos límites de tiempo en la interferencia prevista. El nivel máximo indicado es de 54 dB, durante el 80% del tiempo, en horarios diurnos, medidos a una distancia horizontal mínima de 5 veces la altura de la línea aérea en sus postes o torres de suspensión.

Además, la presencia de efecto corona en conductores de líneas de alta tensión puede dar origen a ruido audibles (RA). Su intensidad depende del gradiente superficial de campo eléctrico en los conductores, de su estado superficial y de las condiciones atmosféricas, se incrementan junto con el nivel de tensión de operación de los sistemas de transmisión, y comienza a tomar importancia para tensiones superiores a 300 kV, aproximadamente. Se fija un límite de 53 dB(A), valor que no debe ser superado el 50% de las veces en condición de conductor húmedo, a una distancia de TREINTA METROS (30 m) desde el centro de la traza de la línea o en el límite de la franja de servidumbre o perímetro de una estación transformadora.

Ruido (Res. SE 77/98, Anexo I, punto 3 y Anexo II punto 4.4). En las subestaciones se evaluarán los datos garantizados suministrados por cada fabricante, correspondiente a ruido máximo a producir por los transformadores u otros equipos, de tal forma de cumplir con las normas aplicables. Además, indica que se se deberá cumplir con la norma IRAM Nº 4062 (Ruidos molestos al vecindario).

Campos de baja frecuencia (Res. SE 77/98, Anexo I, punto 4 y Anexo II punto 4.5 y Anexo Res. SE 508/25). Los campos eléctrico y magnético (CEM) pueden inducir tensiones y corrientes en instalaciones cercanas a las líneas –alambrados, cercas, cañerías de riego, etc.- que pueden tener efectos sobre las personas y/o instalaciones. Para atender estos efectos y la posible exposición de las personas a CEM, la Resolución SE 77/1998 de la Secretaría de Energía establece valores límite de exposición para campos Eléctricos y Magnéticos provenientes de sistemas afectados a la distribución de energía eléctrica a partir de los 13,2 kV en adelante (Aguirre & Skvarca, 2003) tendientes a orientar la elección de los diseños de las futuras instalaciones.

El anexo de la Res. SE 77/98 indica que en base a documentos elaborados conjuntamente por la Organización Mundial de la Salud (WHO), la Asociación Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (ICNIRP), y el Programa Ambiental de Naciones Unidas se adopta el valor límite superior de campo eléctrico no perturbado, para líneas en condiciones de tensión nominal y conductores a temperatura máxima anual. Sin embargo, los valores límites indicados por esta normativa son sustancialmente inferiores a los recomendados y adoptados internacionalmente.

En efecto la ICNIRP recomienda como valores límites de exposición del público en general, 5 kV/m para campo eléctrico y 200 µT para campo de Inducción magnética, mientras que, para la exposición de trabajadores, estos límites ascienden a 10 kV/m y 1000 µT, respectivamente (ICNIRP, 2010). En cambio, la Res. SE 77/98 define un valor límite superior de campo eléctrico no perturbado de 3 kV/m, y un valor límite superior de campo de inducción magnética para líneas en condiciones de máxima carga definida por el límite térmico de los conductores de 250 mG, equivalente a 25 µT.

Tal lo mencionado con anterioridad, recientemente entró en vigencia la Res. SE 508/2025, la cual establece nuevos valores para los límites máximos de exposición a campos eléctricos y de inducción magnética para líneas aéreas, estaciones transformadoras y cables subterráneos, diferenciando condiciones de ubicación dentro o fuera de franjas de seguridad y servidumbre. Los valores adoptados se alinean con las recomendaciones ICNIRP, garantizando la protección del público y el control de corrientes de contacto, manteniendo el límite de 5 mA. Estos límites alcanzan los 5 kV/m o 10 kV/m para campo eléctrico y 100 µT o 200 µT para campos de inducción magnética, variando de acuerdo a la ubicación.

Esta modificación es coherente con lo indicado por la Organización Mundial de la Salud, la cual en los Criterios de Salud Ambiental N.º 238 Campos de Frecuencia Extremadamente Baja (ELF), indica que no se recomienda la reducción de los

valores límites de las recomendaciones sobre la exposición a algún nivel arbitrario en aras de la precaución. Dicha práctica socava el fundamento científico en el que se basan los límites y probablemente sea una manera costosa y no necesariamente eficaz de proporcionar protección Además agrega que la mejor fuente de orientación para los niveles de exposición y los principios aplicables a la revisión científica son las recomendaciones internacionales. (WHO, 2007)

Resultados y discusión

Se describieron en el apartado anterior, resoluciones que regulan los contenidos de la Planificación Ambiental y de los Informes de Gestión Ambiental, para sistemas de transporte de energía eléctrica (transmisión y distribución) de jurisdicción nacional, indicando en cada caso, la ubicación del contenido específico en la resolución. A modo de resumen, en la Tabla 1 se indican los elementos que contienen ambos de los instrumentos de evaluación.

A su vez, cada normativa tiene contenidos específicos y parámetros en común indicados como de observancia obligatoria desde la evaluación ambiental. En la Tabla 2 se indica, para cada parámetro, la normativa relacionada referenciando los puntos de la normativa donde se menciona cada uno de ellos e indicando información considerada como de mayor relevancia.

Instrumento de evaluación	Contenido	Aspectos principales
Planificación Ambiental	Programas de Planificación de actividades	Manejo de residuos, efluentes y emisiones. Prevención de emergencias. Monitoreo. Requisitos Legales
	Cronogramas de la Planificación	Uno o varios, definiendo responsables, recursos y plazos
	Resumen Ejecutivo de la Planificación	Descripción de los componentes de la planificación.
	Revisión de la Planificación	En caso de realizarse modificaciones a la planificación inicialmente presentada
Informes de Gestión	Cronograma de avance de la planificación ambiental	Responsables, recursos y porcentaje de avance de cada tares
	Informes ejecutivos de avance	Respecto de la Planificación Ambiental y del Sistema de Gestión Ambiental, siguiendo lineamientos específicos en cada caso
	Registros	Resultado de monitoreos de parámetros obligatorios e Informes adicionales ante contingencias.

Tabla 1: Resumen de contenidos de la Planificación Ambiental y los Informes de Gestión.

Parámetro Ambiental	SE 77/1998	SE 508/2025	ASPA 001/2023	ENRE 558/2022
Impacto Visual	Aspectos a considerar en la evaluación del diseño de obras nuevas. (Anexo I punto 1 y Anexo II punto 4.5)	No aplicable	No aplicable	No aplicable

<table>
<tr><th>Parámetro Ambiental</th><th colspan="2">SE 77/1998</th><th colspan="2">SE 508/2025</th><th>ASPA 001/2023</th><th>ENRE 558/2022</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Campo Eléctrico</td><td rowspan="3">3 kV/m</td><td rowspan="6">Borde de la franja de servidumbre y fuera de la misma (Anexo I punto 4 y Anexo II, punto 4.5)</td><td>5 kV/m</td><td>Fuera de la franja de servidumbre o seguridad de líneas aéreas (LAT).
Exterior zona de seguridad de Estaciones Transform. (ET)
Dentro del corredor de cables subterráneos (CAS)</td><td rowspan="3">Formulario H
Frecuencia semestral</td><td rowspan="6">Programa de Monitoreo (punto III.3)</td></tr>
<tr><td>10 kV/m</td><td rowspan="2">Tránsito peatonal o vehículos no grandes.
Dentro de la franja de seguridad de líneas aéreas.
Vehículos grandes</td></tr>
<tr><td>8 kV/m[4]</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Campo Magnético</td><td rowspan="3">25 µT</td><td>100 µT</td><td>Fuera de la franja de servidumbre o seguridad.
Exterior zona de seguridad de ET
Dentro del corredor de (CAS)</td><td rowspan="3">Formulario I
Frecuencia semestral</td></tr>
<tr><td>200 µT</td><td>Dentro de la franja de seguridad de líneas aéreas.
Tránsito peatonal o vehículos no grandes y vehículos grandes</td></tr>
<tr><td>Radiointerferencia (RI)</td><td colspan="4">≤ 54 dB durante 80% del tiempo, horario diurno y distancia de 5× altura de la estructura suspensión (Anexo I punto 2 y Anexo II punto 4.3)</td><td>Formulario K
Ante reclamos / puntos sensibles</td></tr>
</table>

[4] El valor de 8 kV/m se adopta para asegurar que la corriente de contacto ≤ 5 mA en el escenario más desfavorable.

Parámetro Ambiental	**SE 77/1998**	**SE 508/2025**	**ASPA 001/2023**	**ENRE 558/2022**
Ruido Audible	≤ 53 dB(A) en condición conductor húmedo y distancia de 30 m del eje línea (Anexo I punto 2 y Anexo II punto 4.3)		Formulario G Frecuencia semestral	
Ruidos	Datos garantizados fabricantes y Cumplimiento norma IRAM 4062 - Ruidos Molestos al Vecindario (Anexo II punto 3 y Anexo II punto 4.4)			
Consumo de fluidos aislantes	No aplicable		Grado de avance de la planificación anual (Anexo I, puntos 1 y 2)	
Emisiones SF6				ENRE 558/2022 (punto III.1)
Residuos peligrosos (PCB, aceites)				

Tabla 2: Parámetros Ambientales y normativa aplicable.

Conclusiones

La normativa ambiental analizada, correspondiente a los Sistema de Transporte de Energía Eléctrica incluye distintos aspectos a analizar en el funcionamiento de las instalaciones y en algunos casos, desde su proyecto. Además, organiza y regula la forma de presentación para seguimiento, monitoreo e información al ente regulador. El aporte de este trabajo consiste en destacar el contenido específico de este tipo de instalaciones, presente en las dos primeras resoluciones descriptas (ENRE 558/2022 y ASPA 001/2023) e indicar su relación directa con la Resolución SE 77/1998, de aplicación exclusiva en sistemas de transmisión y distribución. Además, incorpora la modificación a esta última resolución respecto a nuevos valores para los límites máximos de exposición a campos eléctricos y de inducción magnética para líneas aéreas, estaciones transformadoras y cables subterráneos, diferenciando condiciones de ubicación dentro o fuera de franjas de seguridad y servidumbre, incluidos en el Anexo de la Resolución SE 508/2025.

Es importante destacar, además, que esta normativa es de cumplimiento obligatorio en instalaciones de jurisdicción nacional. La realidad indica que existen numerosas líneas eléctricas (de transmisión y de distribución) y estaciones transformadoras fuera de esa jurisdicción. En algunos casos existen entes reguladores provinciales que adoptan esta normativa como obligatoria o la toman como referencia para elaborar sus propias regulaciones. En jurisdicciones que no cuentan con ente regulador y las instalaciones son evaluadas por las áreas ambientales gubernamentales, se considera recomendable asimilar estas regulaciones como normativa de referencia.

Referencias bibliográficas

Secretaría de Energía de la Nación. (1992). Resolución SE N° 15/1992 – Manual de Gestión Ambiental para el Sistema de Transporte Eléctrico. Boletín Oficial 27.480, pp. 12–18.

Secretaría de Energía de la Nación. (1998). Resolución SE 77/1998 – Actualización de los parámetros ambientales de la Resolución SE N° 15/1992 de la Secretaría de Energía [Resolución] Boletín Oficial 28.859, pp. 5–7.

Secretaría de Energía de la Nación. (2025). Resolución SE 508/2025 – Normas para evaluar y controlar efectos ambientales del abastecimiento eléctrico. Boletín Oficial 96.724, pp. 50–53.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). (2022). Resolución ENRE 558/2022 – Sistema de Gestión Ambiental. Boletín Oficial 35.041, pp. 23–25.

Área de Seguridad Pública y Ambiental – ENRE. (2023). Resolución ASPA 001/2023 – Guía de contenidos, formatos y presentación de informes previstos Res. ENRE 558/2022. Boletín Oficial 34.139, pp. 32–33.

Congreso de la Nación Argentina. (1992). Ley N° 24.065 – Marco Regulatorio Eléctrico Nacional.

Congreso de la Nación Argentina. (2002). Ley N° 25.675 – Ley General del Ambiente.

International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP). (1998, 2010, 2020). Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz to 100 kHz). Health Physics, 99(6), 818–836.

World Health Organization (WHO). (2007). Environmental Health Criteria 238: Extremely Low Frequency Fields. Geneva: WHO Press.

Aguirre, A., & Skvarca, J. (s.f.). *Protección contra radiaciones no ionizantes – Campos electromagnéticos. Normas vigentes en la República Argentina sobre exposición a RNI – Límites de exposición*. Estrucplan. Recuperado de https://estrucplan.com.ar/proteccion-contra-radiaciones-03-proteccion-contra-radiaciones-no-ionizantes-04-normas-vigentes-en-la-republica-argentina-sobre-exposicion-a-rni-limites-de-exposicion/

Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM). (1987). Norma IRAM 4062: Ruidos molestos al vecindario – Nivel de sonido compatible con el bienestar público. Buenos Aires: IRAM.

Transformación digital aplicada a la Industria Energética

CTTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión 5: Transformación digital aplicada a la industria energética

Análisis de perfiles de consumo eléctrico en actividades productivas

Analysis of electrical consumption profiles of productive activities

Esteban F. Sian

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas, Av. Almafuerte 1033, CPE3100XAI, Paraná, Entre Ríos, Argentina.
estebansian@alu.frp.utn.edu.ar

Facundo Cuestas

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas, Av. Almafuerte 1033, CPE3100XAI, Paraná, Entre Ríos, Argentina.

Marcos Benito

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas, Av. Almafuerte 1033, CPE3100XAI, Paraná, Entre Ríos, Argentina.

Sergio Burgos

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, Laboratorio de Energías Alternativas, Av. Almafuerte 1033, CPE3100XAI, Paraná, Entre Ríos, Argentina.

Resumen

Se analizaron perfiles de consumo eléctrico de actividades productivas, pertenecientes a la tarifa T3B –Grandes Demandas en Baja Tensión- de la provincia de Entre Ríos, para así realizar una primera hipótesis de cuáles estarían en mejor condición de incorporar generación fotovoltaica de acuerdo a las modalidades de conexión de la ley 10.933 “Energía eléctrica sostenible” de dicha provincia. Los perfiles fueron provistos por ENERSA, empresa distribuidora de energía de Entre Ríos. Además, dichas actividades son también una agrupación que hace la misma. Se parte de 1 año de datos en intervalos de 15 minutos, se normalizaron y promediaron hasta llegar a una matriz de 12 (meses) x 96 (intervalos de 15 minutos), hasta obtener curvas diarias mensualizadas. Se concluyó que los perfiles de consumo resultantes de una sola actividad se correspondían fielmente a sus usuarios, por lo que, sería la única válida para el posterior estudio de la viabilidad fotovoltaica.

Palabras clave: actividades productivas, caracterización del consumo, factibilidad fotovoltaica, eficiencia energética.

Abstract

Electricity consumption profiles of productive activities belonging to the T3B (High Demand in Low Voltage) tariff in the province of Entre Ríos were analyzed to develop an initial hypothesis of which would be best suited to incorporate photovoltaic generation according to the connection modalities of Law 10,933 "Sustainable Electric Energy" of said province. The profiles were provided by ENERSA, the energy distribution company in Entre Ríos. Furthermore, these activities are also a grouping that forms the same basis. Starting from 1 year of data in 15-minute intervals, they were normalized and averaged until reaching a matrix of 12 (months) x 96 (15-minute intervals), obtaining monthly daily curves. It was concluded that the consumption profiles resulting from a single activity faithfully corresponded to its users, and therefore, it would be the only valid one for the subsequent study of photovoltaic feasibility.

Keywords: productive activities, consumption characterization, photovoltaic feasibility, energy efficiency.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

Este trabajo se enmarca en el proyecto de investigación “Ley de Energía Eléctrica Sustentable de la Provincia de Entre Ríos: factibilidad de aplicación de energía solar fotovoltaica en cada una de sus nuevas modalidades”, desarrollado por el Laboratorio de Energías Alternativas (LEA) de la Facultad Regional Paraná de la Universidad Tecnológica Nacional. Dicho proyecto analiza la potencialidad que poseen las distintas actividades productivas para incorporar las modalidades de generación fotovoltaica contempladas en la normativa provincial.

Como punto de partida, surgió la necesidad de caracterizar el comportamiento de un usuario que pueda considerarse “típico” dentro de cada actividad productiva. A diferencia de los estudios tarifarios tradicionales, donde los consumos se agrupan únicamente por categoría tarifaria para obtener una curva representativa global, en este caso se propone una desagregación más fina basada en el tipo de actividad desarrollada. Este enfoque reconoce que dentro de una misma tarifa coexisten usuarios con dinámicas operativas diferentes, lo que se traduce en perfiles de consumo eléctrico con formas y patrones propios.

La caracterización de perfiles de consumo eléctrico a partir de datos de medición constituye una línea de investigación consolidada en el análisis de la demanda energética. En Argentina existen antecedentes vinculados a la caracterización del consumo eléctrico (Basilio, 2024; Chévez et al., 2016), aunque estos estudios abordan el problema desde perspectivas más generales y no profundizan específicamente en la forma detallada de los perfiles horarios.

A nivel internacional, numerosos trabajos han demostrado que las curvas de carga pueden agruparse en tipologías representativas mediante técnicas estadísticas y de clustering, permitiendo identificar patrones horarios consistentes y diferencias sistemáticas entre grupos de usuarios. En particular, se ha validado el uso de métodos de agrupamiento aplicados a datos de medidores inteligentes para extraer perfiles típicos diarios que sintetizan el comportamiento energético de conjuntos de consumidores (McLoughlin et al., 2015). Asimismo, la segmentación de usuarios según características de consumo mejora la interpretación de la demanda y la construcción de modelos representativos (Hayn et al., 2014).

Complementariamente, se ha demostrado que los perfiles de carga no dependen únicamente del nivel de consumo, sino también de variables físicas, climáticas y de comportamiento de los usuarios, lo que explica la existencia de patrones diferenciados incluso dentro de una misma categoría tarifaria (Kavousian et al., 2013). Estos antecedentes respaldan la validez de construir perfiles promedio o representativos para grupos relativamente homogéneos, así como la necesidad de evaluar cuantitativamente el grado de similitud entre las curvas individuales y los perfiles agregados.

En esta línea, estudios como el de Kim et al. (2018) avanzan en la extracción automática de perfiles representativos utilizando métricas de similitud basadas en correlación —como la Sample Pearson Correlation Coefficient distance (SPCC)— combinadas con algoritmos de clustering, demostrando ventajas frente a medidas tradicionales como la distancia euclidiana para capturar la forma de las curvas de carga. Estos enfoques refuerzan la importancia de emplear indicadores estadísticos adecuados para comparar perfiles y validar representatividad.

En conjunto, los antecedentes internacionales y el marco del proyecto de investigación en el que se inscribe este trabajo motivan el desarrollo presentado a continuación, cuyo objetivo es generar un antecedente local en el análisis de perfiles de carga eléctrica de actividades productivas, orientado a evaluar su compatibilidad con esquemas de generación solar fotovoltaica.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Materiales y métodos

El principal objetivo de este trabajo es tener una aproximación del perfil de consumo de cada mes, que representen a un usuario típico de cada actividad productiva, con el fin de evaluar posteriormente sus potencialidades en cada modalidad de conexión como usuarios generadores de acuerdo a la ley 10.933 “Energía eléctrica sostenible” de la provincia de Entre Ríos.

La metodología utilizada es la que se describe a continuación:

En primera instancia, se solicitó a la empresa distribuidora de energía de Entre Ríos, ENERSA, datos de perfiles de carga cada 15 minutos, completando un año, para las diferentes tarifas y actividades productivas. Las actividades, Figura (1), fueron tomadas de la clasificación que hace la misma empresa (ENERSA, 2024: 24).

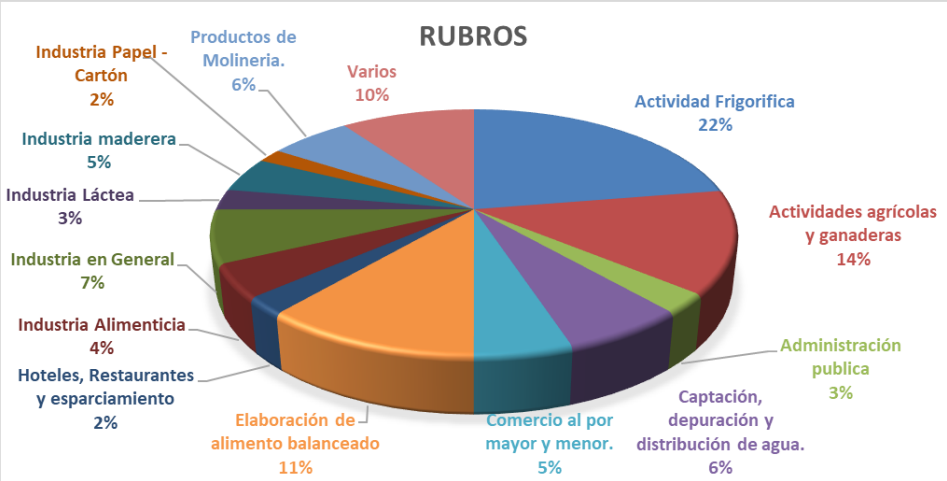


Figura 1: Actividades productivas

Las cantidades de curvas anuales de perfiles de carga que se obtuvieron fueron las siguientes (Tabla 1):

Tabla 1: Cantidad de perfiles de carga anuales obtenidos

	T1R	T1G	T2	T3B	T3M	T3A
Pequeña Demanda Residencial	1					
Pequeña Demanda General		1				
Actividad frigorífica			0	3	2	3
Industria maderera			1	3	0	0
Elaboración de alimento balanceado			0	3	1	3
Actividad agrícolas y ganaderas			0.33	3	0	0
Industria en general			0	3	3	0
Productos de molinería			0.33	3	3	3
Comercio al por mayor y menor			0.66	3	0	0
Industria alimenticia			0	3	3	1
Industria papel-cartón			0	0	0	0
Industria láctea			0.17	1	1	0
Hoteles, restaurantes y esparcimiento			0.42	3	0	0

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Siendo:

- T1R = Tarifa Baja Demanda Residencial
- T1G = Tarifa Baja Demanda General
- T2 = Tarifa Mediana Demanda
- T3B = Tarifa Gran Demanda en Baja Tensión
- T3M = Tarifa Gran Demanda en Media Tensión
- T3A = Tarifa Gran Demanda en Alta Tensión

Las fracciones indican la relación entre los meses obtenidos y los 12 anuales.

No sólo se eligió únicamente la tarifa T3B para este estudio por tener más datos disponibles, sino también, por representar el mayor volumen de clientes y potencia contratada entre las grandes demandas (ENERSA, 2024: 23-24).

Cada dato recibido es la energía integrada en 15 minutos, identificada por usuario, día y horario. El tratamiento completo de los mismos constó del siguiente proceso:

1. Limpieza de los datos originales, eliminando ceros no reales, erróneos, etc.
2. Se buscó el mínimo y el máximo entre todos los datos anuales de cada usuario.
3. Se normalizó todo el perfil anual, utilizando la siguiente Ec. (1):

$$Valor\ normalizado\ = \frac{(Valor\ del\ intervalo - Valor\ mínimo)}{(Valor\ máximo - Valor\ mínimo)} \quad (1)$$

donde:

Valor normalizado = Valor entre 0 y 1

Valor del intervalo = Valor original de energía de cada intervalo de 15 minutos

Valor mínimo = Valor mínimo entre todos los valores de intervalo de un mismo usuario

Valor máximo = Valor máximo entre todos los valores de intervalo de un mismo usuario

4. Se promediaron los intervalos pertenecientes a la misma hora y al mismo mes, es decir, se promediaron todos los valores de las 00:00 de cada día del mes de enero, y así para cada mes.
5. Se armó una matriz de 12 x 96 (meses x intervalos de 15 minutos) para cada usuario y una matriz de un usuario promedio para cada actividad.
6. Se graficaron las curvas de cada mes para cada usuario y las del usuario promedio.
7. Se analizó la correspondencia entre el usuario promedio y cada usuario individual.

Las curvas promedio obtenidas son las siguientes (Figuras 2-11) (Eje x = Hora; Eje y = Valor normalizado):

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

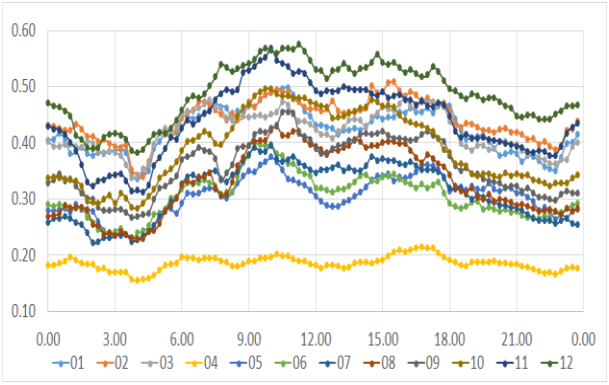


Figura 2: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Actividad Frigorífica"

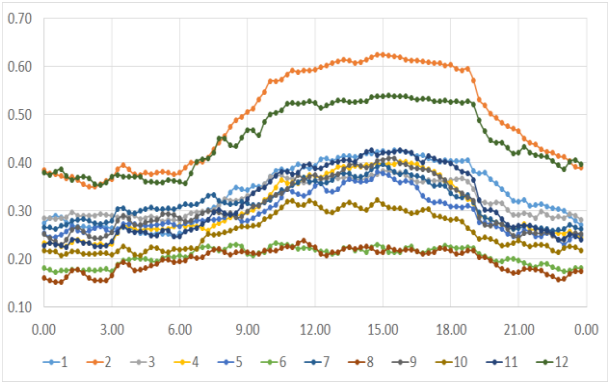


Figura 3: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Actividades Agrícolas y Ganaderas"

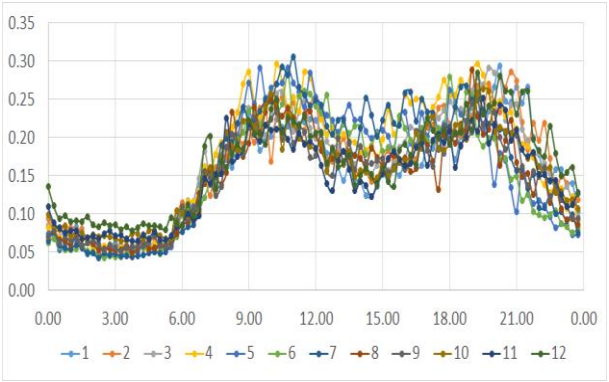


Figura 4: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Comercio al por mayor y menor"

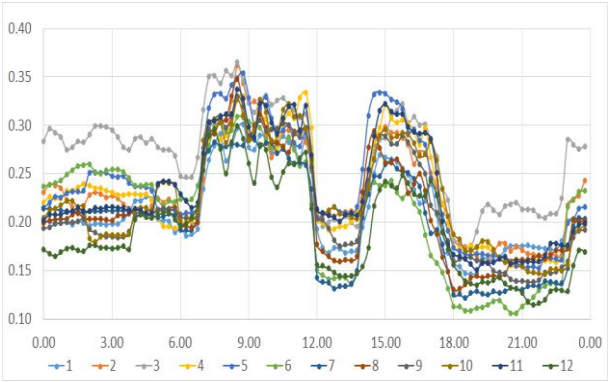


Figura 5: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Elaboración de alimentos balanceados"

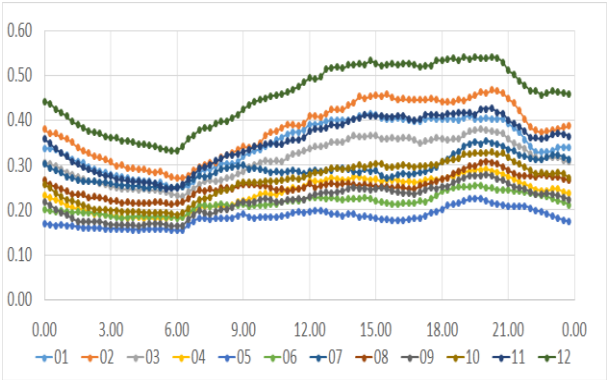


Figura 6: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Hoteles y restaurantes"

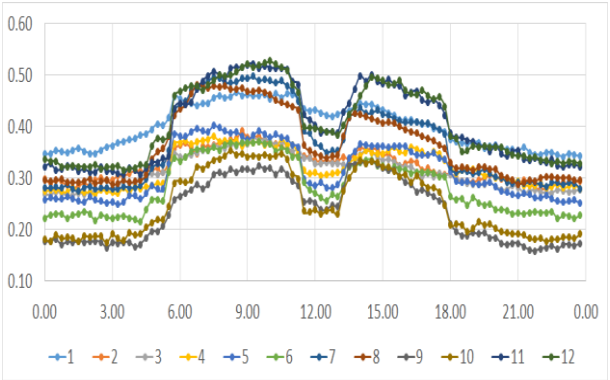


Figura 7: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Industria alimenticia"

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión 5: Transformación digital aplicada a la industria energética

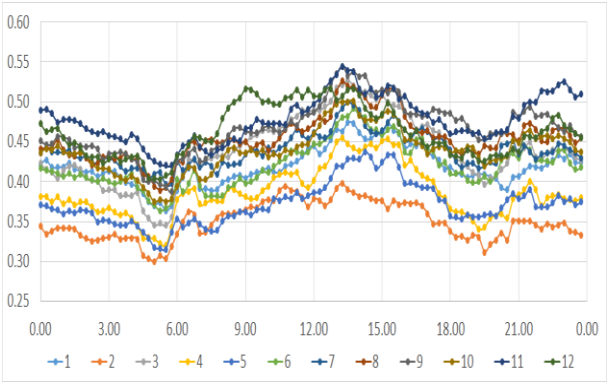


Figura 8: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Industria en general"

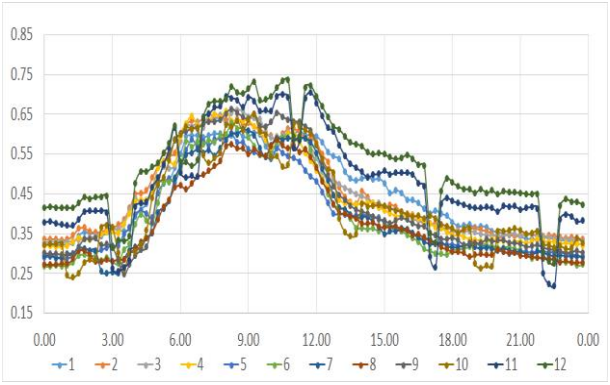


Figura 9: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Industria láctea"

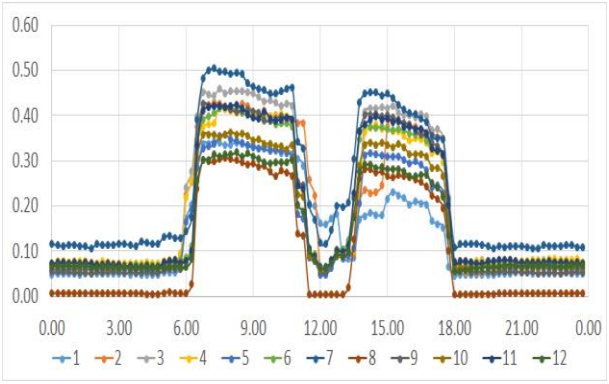


Figura 10: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Industria maderera"

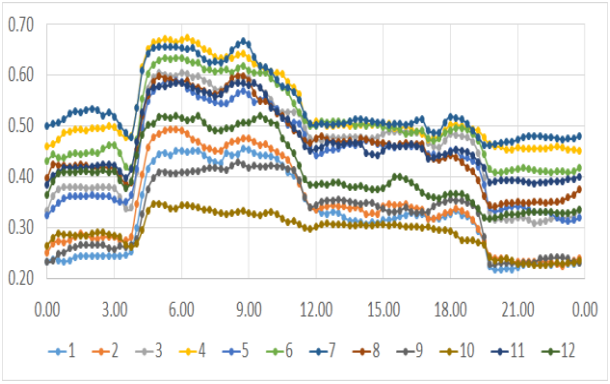


Figura 11: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Productos de molinería"

ANÁLISIS DE CORRESPONDENCIA ENTRE USUARIOS Y EL PROMEDIO

A cada usuario y al promedio, se le calculó por mes, la desviación estándar (Ec. 2) (la igualdad entre usuario y promedio hace referencia a que se usa la misma ecuación, no a que tengan el mismo valor):

$$\sigma_{usuario} = \sigma_{promedio} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (2)$$

donde:

$\sigma_{usuario}$ = Desviación estándar del usuario

$\sigma_{promedio}$ = Desviación estándar del promedio

x_i = Valor en el intervalo i

$\bar{x}$ = Media de la serie

n = Cantidad de datos

Para las diferencias entre cada usuario y el promedio, se utilizó la misma (Ec. 2), pero habiendo calculado previamente la diferencia en cada intervalo (Ec. 3), pasando a ser la (Ec. 4):

$$d_i = x_{usuario,i} - x_{promedio,i} \quad (3)$$

$$\sigma_{usu-prom.} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(d_i - \bar{d})^2}{n-1}} \quad (4)$$

donde:

$\sigma_{usu\text{-}prom.}$ = Desviación estándar de la diferencia entre el usuario y el promedio

d_i = Diferencia entre cada intervalo del usuario y el promedio

También se calcularon los siguientes índices para cada usuario (Ecs. 5,6,7), utilizados en estudios recientes de predicción energética para la evaluación del desempeño de modelos de aprendizaje automático, para cuantificar el ajuste entre valores estimados y medidos (Chahidi et al., 2021).:

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)^2}{n}}}{\bar{y}} \quad (5)$$

$$NMAE = \frac{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|x_i - y_i|}{\bar{y}} \quad (6)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}} \quad (7)$$

donde:

NRMSE = Error cuadrático medio normalizado

NMAE = Error absoluto medio normalizado

r = Coeficiente de correlación de Pearson

x_i = Valor en el intervalo i del usuario

y_i = Valor en el intervalo i del promedio

$\bar{x}$ = Media del usuario

$\bar{y}$ = Media del promedio

n = Cantidad de datos

Esto en vista de determinar si el promedio era representativo de los usuarios. Un ejemplo de esto puede observarse en la Tabla (2) siguiente:

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Tabla 2: Indicadores de "Actividad Frigorífica"

	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Usuario 1	$\sigma_{usuario}$	0.075	0.080	0.090	0.051	0.073	0.052	0.056	0.080	0.073	0.073	0.072	0.064
	$\sigma_{usu\text{-}prom.}$	0.071	0.083	0.094	0.050	0.069	0.058	0.053	0.061	0.077	0.051	0.069	0.062
	NMAE	0.110	0.128	0.145	0.082	0.123	0.083	0.078	0.085	0.114	0.091	0.100	0.091
	NMRSE	0.137	0.163	0.180	0.098	0.152	0.105	0.097	0.117	0.142	0.112	0.130	0.114
	Pearson	0.373	0.132	0.093	0.183	0.339	0.236	0.502	0.650	0.254	0.738	0.490	0.458
Usuario 2	$\sigma_{usuario}$	0.076	0.082	0.090	0.042	0.074	0.084	0.088	0.089	0.092	0.093	0.106	0.077
	$\sigma_{usu\text{-}prom.}$	0.063	0.070	0.076	0.039	0.061	0.057	0.055	0.058	0.063	0.056	0.063	0.057
	NMAE	0.103	0.118	0.127	0.065	0.118	0.110	0.106	0.106	0.106	0.111	0.116	0.093
	NMRSE	0.122	0.133	0.149	0.079	0.133	0.126	0.116	0.122	0.126	0.134	0.138	0.112
	Pearson	0.557	0.524	0.570	0.317	0.582	0.809	0.813	0.764	0.761	0.806	0.835	0.676
Usuario 3	$\sigma_{usuario}$	0.064	0.066	0.067	0.024	0.049	0.046	0.056	0.062	0.070	0.071	0.080	0.085
	$\sigma_{usu\text{-}prom.}$	0.042	0.040	0.048	0.019	0.032	0.025	0.021	0.025	0.033	0.024	0.040	0.039
	NMAE	0.100	0.094	0.076	0.032	0.158	0.072	0.058	0.092	0.076	0.039	0.069	0.068
	NMRSE	0.113	0.109	0.093	0.038	0.170	0.084	0.068	0.103	0.094	0.050	0.087	0.090
	Pearson	0.760	0.845	0.730	0.615	0.760	0.831	0.924	0.919	0.898	0.941	0.870	0.943
Promedio	$\sigma_{promedio}$	0.040	0.036	0.036	0.012	0.035	0.039	0.050	0.059	0.050	0.065	0.065	0.054

Posteriormente, se aplicó la siguiente lógica a los resultados de las tablas:

- NRMSE y NMAE ≤ 0.20, tomarían el valor 1 (uno), de lo contrario, el valor 0 (cero) (Chahidi et al., 2021).

- Coeficiente de correlación de Pearson ($r \geq 0.70$): se asigna valor 1 cuando se cumple el umbral y 0 en caso contrario (Connelly, 2012; Advanced Quantitative Research Methods, s.f.; Ben-Shachar et al., 2020).

Los estudios mencionados anteriormente para NRMSE, NMAE y Coeficiente de correlación de Pearson, fueron utilizados como referencias para la determinación de dichos umbrales.

- Definidos los 1 (unos) y 0 (ceros) anteriores, si el promedio de los 12 meses era mayor o igual a 0,5; entonces tomaría el promedio el valor de 1 (uno), de lo contrario, el valor 0 (cero).

- Se suman los indicadores resultantes de cada usuario. Esta sumatoria puede tomar los valores 0 (cero), 1 (uno), 2 (dos) y 3 (tres).

- Se multiplican ahora los valores resultantes anteriores de los usuarios. Estos pueden tomar los valores 0 (cero), 1 (uno), 2 (dos), 3 (tres), 4 (cuatro), 6 (seis), 8 (ocho), 9 (nueve), 12 (doce), 18 (dieciocho), 27 (veintisiete).

- Se define lo siguiente: 27 = Homogéneo, 9 y 18 = Semi-homogéneo, Cualquier otro nº = Heterogéneo.

De esta forma determinamos cuáles actividades tienen usuarios que se parecen al promedio y, por lo tanto, entre sí. Como ejemplo, se muestra la Tabla (3).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Tabla 3: NRMSE, NMAE y Coeficiente de Correlación de Pearson (r) de "Actividad frigorífica"

		Actividad frigorífica															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Prom.	Suma	Prod.	Clasif.
Usuario 1	NMAE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	NRMSE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		
	Pearson	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0			
Usuario 2	NMAE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	NRMSE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3		
	Pearson	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1			
Usuario 3	NMAE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	NRMSE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3		
	Pearson	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1			

Resultados y discusión

En resumen, las actividades productivas quedaron clasificadas según se muestra en la Tabla (4):

Tabla 4: Clasificación de las actividades productivas

	Homogénea	Semi-homogénea	Heterogénea
Actividad frigorífica		X	
Industria maderera	X		
Elaboración de alimento balanceado			X
Actividad agrícolas y ganaderas		X	
Industria en general			X
Productos de molinería		X	
Comercio al por mayor y menor			X
Industria alimenticia		X	
Hoteles, restaurantes y esparcimiento			X
Industria láctea	No es posible clasificarla por haber un único usuario		

Se utilizó el mismo razonamiento de clasificación aplicado a las desviaciones estándar, y se observó que todos los rubros clasificaron como homogéneos, es decir, todos tenían en promedio una baja variabilidad (menor al 20%), tanto interna ($\sigma_{usuario}$ y $\sigma_{promedio}$) como en la diferencia entre los valores del perfil del usuario y el promedio ($\sigma_{usu\text{-}prom.}$), como se mostró en la Tabla (2).

Sin embargo, al comparar la variabilidad porcentual de la diferencia absoluta entre la desviación estándar propia del usuario ($\sigma_{usuario}$) y la variación estándar propia del promedio ($\sigma_{promedio}$), se halló que en todos los casos es en promedio, superior al 20%. Siguiendo con el ejemplo de "Actividad frigorífica", podemos ver los valores de la misma en la Tabla (5).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

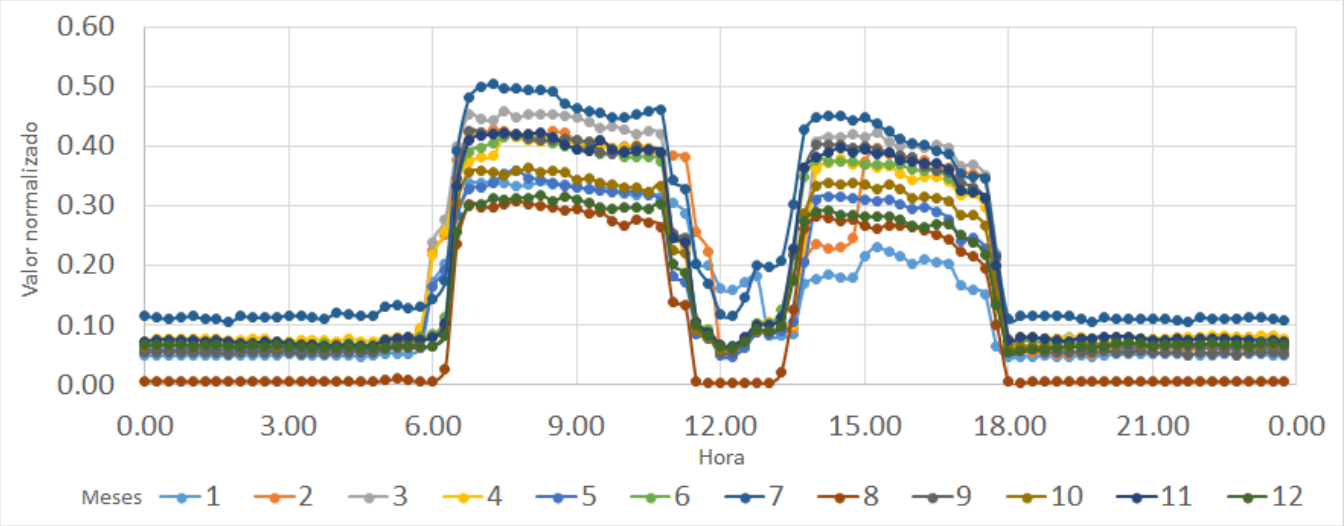
Tabla 5: Diferencia % entre |σ_usuario - σ_promedio| de "Actividad frigorífica"

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Usuario 1	90%	119%	149%	314%	107%	33%	12%	36%	44%	12%	12%	18%
Usuario 2	92%	126%	148%	237%	112%	113%	74%	50%	82%	43%	64%	43%
Usuario 3	61%	81%	86%	91%	40%	16%	11%	6%	39%	9%	24%	58%

Esto podría responder a que los perfiles del promedio están representando una forma escalada de los perfiles de los usuarios, lo cual, estaría alineado con la metodología usada.

Por lo expuesto, podemos decir que los perfiles del promedio de la actividad "Industria Maderera" es la que mejor representa a sus usuarios. Los valores de la matriz 12x96 de dichos perfiles son los reflejados en la siguiente Figura (12):

Figura 12: Curvas promedio mensuales normalizadas de "Industria maderera"



Conclusiones

Las actividades pueden catalogarse, de acuerdo a los resultados, de la siguiente manera:

- Homogéneas: Industria maderera. Es la única en la que sus tres usuarios se correlacionan fielmente con el promedio. RMSE y MAE menores a 0,20 y r > 0,70 en cada mes.

- Semi-homogéneas: Actividad frigorífica, Actividades agrícolas y ganaderas, Industria Alimenticia y Productos de molinería. En general presentan buena correlación, pero existe un usuario que difiere del promedio ya sea en forma (r) o en valor (NRMSE o NMAE).

- Heterogéneas: Comercio al por mayor y menor, Elaboración de alimentos balanceados, Hoteles y Restaurantes e Industria en general. Presentan mayor desacople entre cada usuario y el promedio, llegando a tener un "r" negativo en algunos meses.

- Industria láctea no se puede clasificar debido a que posee un único usuario.

Las bajas desviaciones estándar observadas, nos indica que los usuarios tienen baja variabilidad interna. Por otro lado, los grandes alejamientos porcentuales observados en la diferencia absoluta entre la desviación estándar del usuario y la del promedio, refleja que este último es una versión escalada de los primeros, sin descalificar lo observado en los otros índices.

Con esta clasificación, podemos trabajar con mayor confianza únicamente sobre la industria maderera, y estudiar el impacto de las diferentes modalidades de conexión fotovoltaica que la legislación de Entre Ríos establece, y determinar si para este tipo de actividad es conveniente alguna de ellas o no.

Trabajos futuros

- Tomar un mayor volumen de casos y repetir todo el proceso para validar o no estos resultados haciendo uso de Big Data y Clustering.

- Extender el estudio a las tarifas T3M y T3A, para determinar si el perfil de consumo es igual sin importar el nivel de tensión o si, por el contrario, este varía.

- Desarrollar una herramienta que le aplique a la matriz de consumo de 12 x 96 de la Industria Maderera, una matriz de 12 x 96 de generación fotovoltaica para validar o no su conveniencia.

- Profundizar en el estudio de más casos para obtener matrices de consumo 12 x 96 más exactas y con esto, poder determinar la conveniencia de trasladar subsidios, que hoy se aplican en el cuadro tarifario eléctrico de Entre Ríos a actividades productivas, a planes de financiamiento con tasas atractivas para la instalación de generación fotovoltaica.

Agradecimientos

Se agradece al Laboratorio de Energías Alternativas (LEA) de FRP-UTN, por el acompañamiento en este trabajo y también a la empresa distribuidora de energía de la provincia de Entre Ríos, ENERSA, por apoyar este tipo de estudios al aportar información clave.

Referencias bibliográficas

- Advanced Quantitative Research Methods. (s.f.). Effect sizes – Interpretation and benchmarks. Disponible en <https://allanhewitt.quarto.pub/advanced-quantitative-research-methods/010%20Effect%20Sizes.html> [Consulta: 11 de enero de 2026].

- Argentina. (2017). Ley Nº 27.424. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Boletín Oficial, 27 de diciembre de 2017.

- Basilio, K. T. (2024). Caracterización del perfil de consumo de cargas de uso residencial. Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Santa Fe.

- Ben-Shachar, M., Lüdecke, D., & Makowski, D. (2020). effectsize: Estimation of effect size indices and standardized parameters. Journal of Open Source Software, 5(56), 2815.

- Chahidi, L. O., Fossa, M., Priarone, A., & Mechaqrane, A. (2021). Evaluation of supervised learning models in predicting greenhouse energy demand and production for intelligent and sustainable operations. Energies, 14(19), 6297. DOI: 10.3390/en14196297.

- Chévez, P. J., Barbero, D. A., Martini, I., & Discoli, C. A. (2016). Análisis de áreas homogéneas de consumo eléctrico residencial: identificación de la incidencia de variables sociodemográficas y grados de consolidación. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA).

- Connelly, L. M. (2012). Correlations. MEDSURG Nursing, 21(3), 171–172.

- ENERSA. (2024). Responsabilidad fiscal. Memoria 2024. Disponible en <https://energiadeentreriossa.sharepoint.com/:b:/s/enersaweb/ESEx6cCDj1pAgMJ4TJRwrmIBbcebML6Y6F0TNBEgu2-5oA?e=RlsLHU> [Consulta: 15 de marzo de 2025].

- Entre Ríos. (2021). Ley Nº 10.933. Energía Eléctrica Sostenible. Boletín Oficial, 15 de noviembre de 2021.

- EPRE. (2022). Audiencias. Revisión de tarifa integral 2022. Disponible en <https://epre.gov.ar/audiencia/RTI%20Enersa.pdf> [Consulta: 12 de abril de 2025].

- Hayn, M., Bertoldi, P., & Hirl, B. (2014). Electricity load profiles in Europe: The importance of household segmentation. Energy Research & Social Science, 3, 30–45.

- Kavousian, A., Rajagopal, R., & Fischer, M. (2013). Determinants of residential electricity consumption: Using smart meter data to examine the effect of climate, building characteristics, appliance stock, and occupants' behaviour. Energy, 55, 184–194.

- Kim, N., Park, S., Lee, J., & Choi, J. K. (2018). Load Profile Extraction by Mean-Shift Clustering with Sample Pearson Correlation Coefficient Distance. Energies, 11(9), 2397.

- McLoughlin, F., Duffy, A., & Conlon, M. (2015). A clustering approach to domestic electricity load profile characterisation using smart metering data. Applied Energy, 141, 190–199.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Transformación digital aplicada a la industria energética

Metodología integrada de simulación, modelado subrogado y optimización para la planificación de la generación eólica a mediano plazo

Integrated simulation, surrogate modeling, and optimization methodology for medium-term wind power generation planning

Sebastian Pralong
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
Instituto de Desarrollo y Diseño, Universidad Tecnológica Nacional, CONICET, FRSF, Avellaneda 3657, S3002GJC, Santa Fe, Argentina.
spralong@santafe-conicet.gov.ar

Samuel Martínez-Gutiérrez
Universidad de Burgos, Departamento de Digitalización, Avda. Cantabria s/n., 09006 Burgos, España.
samuel.martinez@ubu.es

Dan Kröhling
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
Instituto de Desarrollo y Diseño, Universidad Tecnológica Nacional, CONICET, FRSF, Avellaneda 3657, S3002GJC, Santa Fe, Argentina.
d.krohling@santafe-conicet.gov.ar

Alejandro Merino
Universidad de Burgos, Departamento de Digitalización, Avda. Cantabria s/n., 09006 Burgos, España.
alejandromg@ubu.es

Gonzalo Alvarez
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
Instituto de Desarrollo y Diseño, Universidad Tecnológica Nacional, CONICET, FRSF, Avellaneda 3657, S3002GJC, Santa Fe, Argentina.
galvarez@santafe-conicet.gov.ar

Daniel Sarabia
Universidad de Burgos, Departamento de Digitalización, Avda. Cantabria s/n., 09006 Burgos, España.
dsarabia@ubu.es

Ernesto Martínez
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
Instituto de Desarrollo y Diseño, Universidad Tecnológica Nacional, CONICET, FRSF, Avellaneda 3657, S3002GJC, Santa Fe, Argentina.
ecmarti@santafe-conicet.gov.ar

Resumen

La planificación precisa de la generación eólica es fundamental para garantizar una integración eficiente a la red eléctrica y mejorar las estrategias de gestión energética. Este trabajo presenta una metodología integrada que combina un modelo de simulación basado en primeros principios de turbinas eólicas con técnicas de aprendizaje automático orientadas a la predicción y optimización de la potencia generada a mediano plazo. El modelo de simulación considera variables meteorológicas como velocidad, dirección del viento y temperatura, y permite representar los fenómenos físicos asociados a la operación de las turbinas, incluyendo los efectos de estela. Sin embargo, su uso directo resulta computacionalmente costoso para tareas de planificación. Se desarrolla entonces un modelo subrogado basado en Procesos Gaussianos (GPs) que aproxima el

comportamiento del modelo físico, proporcionando predicciones tanto de la media como de la incertidumbre en la generación de potencia. Finalmente, un módulo de optimización se utiliza para la planificación operativa y la toma de decisiones de programación en un horizonte de un día en integración con otras formas de generación de energía. Este enfoque reduce los tiempos de cómputo, manteniendo una alta precisión, y constituye una herramienta escalable y eficiente para la planificación y optimización de sistemas eólicos a mediano plazo.

Palabras clave: Generación eólica, Modelado subrogado, Procesos Gaussianos, Optimización energética

Abstract

Accurate wind power generation planning is critical to ensuring efficient grid integration and improving energy management strategies. This work presents an integrated methodology that combines a first-principles simulation model of wind turbines with machine learning techniques aimed at predicting and optimizing medium-term power generation. The simulation model considers meteorological variables such as wind speed, direction, and temperature, and allows for the representation of physical phenomena associated with turbine operation, including wake effects. However, its direct use is computationally expensive for planning tasks. A surrogate model based on Gaussian Processes (GPs) is then developed that approximates the behavior of the physical model, providing predictions of both the mean and uncertainty in power generation. Finally, an optimization module is used for operational planning and scheduling decisions over a one-day horizon, integrated with other forms of power generation. This approach reduces computational times while maintaining high accuracy and constitutes a scalable and efficient tool for medium-term wind system planning and optimization.

Keywords: Wind generation, Surrogate modeling, Gaussian Processes, Energy optimization

Introducción

La transición hacia sistemas energéticos más sostenibles ha posicionado a las fuentes renovables, y en particular a la energía eólica, como pilares fundamentales en la matriz eléctrica global (Aedo, 2023). En países como España, donde la generación eólica representa una parte significativa de la producción eléctrica, la integración eficiente de esta fuente renovable en la red eléctrica plantea desafíos técnicos y operativos de gran relevancia. La variabilidad intrínseca de los recursos eólicos, determinada por factores meteorológicos como la velocidad y dirección del viento, la temperatura y la presión atmosférica, junto con fenómenos físicos complejos como los efectos de estela en los parques eólicos, requiere herramientas avanzadas para modelar, predecir y optimizar la generación de potencia a mediano plazo (Rivera & Torres, 2018). Estas herramientas deben no solo garantizar la estabilidad y confiabilidad de la red, sino también maximizar la eficiencia operativa y minimizar los costos asociados a la gestión energética.

Los modelos de simulación basados en primeros principios han demostrado ser una solución robusta para representar con precisión el comportamiento físico de las turbinas eólicas y los fenómenos asociados a su operación (Homer & Nagamune, 2018). Sin embargo, su elevado costo computacional los hace poco prácticos para aplicaciones de planificación en tiempo real o a mediano plazo, donde se requieren decisiones rápidas y precisas. En este contexto, los avances en técnicas de aprendizaje automático, como los Procesos Gaussianos (GPs), han emergido como una alternativa prometedora para desarrollar modelos subrogados que aproximen el comportamiento de sistemas complejos con una fracción del costo computacional, manteniendo una alta fidelidad predictiva (Radaideh & Kozlowski, 2020). Estos modelos no solo proporcionan estimaciones puntuales de la generación de potencia, sino también cuantificaciones de la incertidumbre, lo que resulta crucial para la toma de decisiones en entornos con alta variabilidad. Además, la integración de estos modelos con técnicas de optimización permite diseñar estrategias operativas que equilibren la oferta y la demanda energética, optimizando el despacho de recursos en el sistema eléctrico.

Este trabajo presenta una metodología integrada que combina un simulador de primeros principios, un modelo subrogado basado en Procesos Gaussianos (GPs) y un módulo de optimización para la planificación de la generación eólica a mediano plazo integrada a otras tecnologías de generación: térmica con gas natural, térmica sin gas natural, hidroeléctrica, nuclear y fotovoltaica. Para eso, el simulador captura las dinámicas físicas de las turbinas eólicas, generando datos para entrenar el

modelo subrogado, que aproxima el comportamiento del sistema con alta precisión y bajo costo computacional, incluyendo estimaciones de incertidumbre. El módulo de optimización utiliza estas predicciones para planificar la operación diaria, optimizando recursos y costos. La metodología se valida en el sistema eléctrico español, usando el Parque Eólico El Valle-Valdenavarro (46.2 MW) como caso de estudio. Este enfoque escalable mejora la eficiencia operativa y apoya la transición hacia sistemas energéticos sostenibles, siendo una herramienta valiosa para operadores y planificadores energéticos.

Metodología

La metodología propuesta se basa en la integración de modelos de simulación, aprendizaje automático y optimización para la predicción y planificación de la generación eólica a mediano plazo.

En primer lugar, se emplea un simulador de primeros principios para generar datos artificiales de potencia. Estos datos de potencia, combinados con datos climáticos históricos y en tiempo real, se utilizan para entrenar un modelo subrogado de potencia basado en procesos Gaussianos (GPs), capaz de reproducir el comportamiento dinámico del sistema con menor costo computacional. Este modelo proporciona pronósticos de potencia que sirven como entrada a un optimizador, que se encarga de determinar estrategias de decisión a mediano plazo. La **Figura 1** resume el flujo de trabajo entre los componentes del sistema, destacando la interacción entre simulación, modelado estadístico y optimización para mejorar la gestión energética.

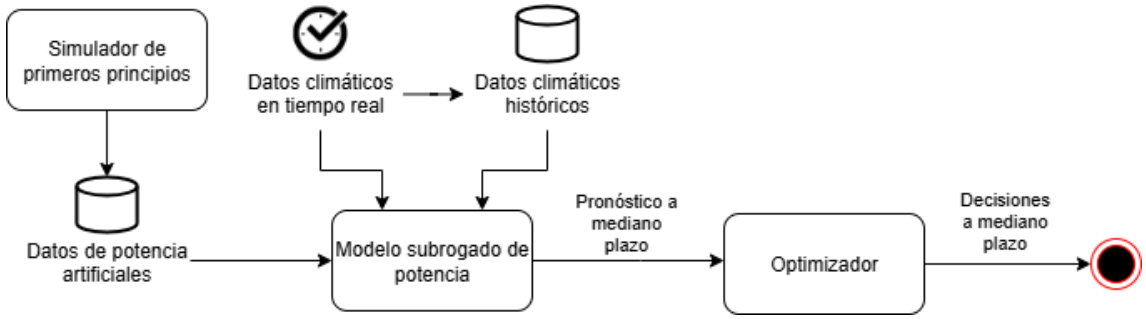


Figura 1. Flujo de trabajo propuesto.

Simulador de primeros principios

El simulador utilizado como fuente de datos ha sido desarrollado como una biblioteca modular de modelos dinámicos en la plataforma EcosimPro. Está diseñado para cerrar la brecha entre herramientas de alta fidelidad, como OpenFAST (OpenFAST, 2024), y soluciones de baja complejidad, como la biblioteca WindPowerPlants de Modelica (Eberhart, 2015), ofreciendo un equilibrio entre precisión de modelado y eficiencia computacional. Su propósito principal es apoyar el diseño de control y la optimización operativa de parques eólicos.

El modelo de la turbina eólica se basa en una representación mecánica de dos masas, que captura la dinámica torsional entre el rotor y el generador mediante un eje flexible. El modelo incluye sistemas de control locales para la velocidad del rotor y la potencia generada, implementados mediante controladores Proporcional-Integral (PI). Se asume que las turbinas son del tipo generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), y la lógica de control contempla tanto la regulación del ángulo de las palas (pitch) como el seguimiento de la velocidad del rotor, con el fin de implementar estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Además del control de generación de potencia, el sistema de control general implementado incluye procedimientos de arranque y parada de las turbinas, así como la orientación del rotor según la dirección del viento actual.

Además de la dinámica individual de cada turbina, el simulador tiene en cuenta los efectos de estela (wake effects) utilizando el modelo de múltiples sombras de Jensen/Katic. Este enfoque estima la reducción de la velocidad del viento en cada turbina causada por las turbinas situadas aguas arriba, considerando los coeficientes de empuje y permitiendo modelar la superposición parcial de estelas. Esto posibilita una predicción realista de las pérdidas de potencia debidas a la interacción entre turbinas dentro del parque. A nivel de parque eólico, el simulador implementa diversas estrategias de control

centralizado, compatibles con los sistemas de control locales, e incorpora mecanismos integrados para el cambio seguro de modos de operación y la gestión de fallas.

Modelo subrogado de potencia

Los Procesos Gaussianos (GPs) se emplean en este trabajo para generar un modelo subrogado de potencia, capaz de aproximar el comportamiento del sistema a partir de un conjunto limitado de mediciones experimentales. Los GPs son modelos de aprendizaje automático utilizados para tareas de regresión que proporcionan tanto predicciones como intervalos de confianza (Rasmussen y Williams, 2019). Una de sus ventajas es la capacidad de modelar interacciones complejas entre variables sin necesidad de una parametrización explícita. Gracias a esta flexibilidad, los GPs se adaptan a distintos tipos de datos. La Ec. (1) muestra la forma general de los GPs, donde $f(x)$ define una distribución sobre funciones, no una función particular. En otras palabras, $f(x)$ es en sí misma una variable aleatoria que define una familia infinita de funciones posibles.

$$f(x) \sim GP(m(x), k(x, x')) \tag{1}$$

La función media del proceso se denota por $m(x)$ (habitualmente fijada en cero), mientras que $k(x, x')$ representa el kernel o función de covarianza que cuantifica la similitud entre dos entradas. En este trabajo, cada entrada es un vector $x \in \mathbb{R}^3$ compuesto por tres variables: velocidad del viento en x, velocidad del viento en y, y temperatura. Estas variables fueron seleccionadas por ser las que presentan mayor correlación con la potencia eólica, según el análisis de datos históricos (Sección 4.2). De este modo, el modelo corresponde a un proceso Gaussiano multivariado que toma un vector de tres dimensiones como entrada y produce una única salida (la potencia predicha). Además, el proceso es anisotrópico, ya que asigna una longitud de escala distinta a cada variable de entrada, y se combina con un modelo de ruido heteroscedástico, cuya varianza depende de la entrada. Con este fin, se emplean dos GPs distintos: uno para modelar la función principal (que llamaremos GP_p) y otro para estimar la varianza del ruido o heteroscedasticidad (que llamaremos GP_r).

Por un lado, el GP_p utiliza un kernel para definir la similitud entre pares de entradas (x, x'), que es la suma de dos componentes. El primer componente es un kernel Matérn (Pedregosa et al., 2011) con cuatro hiperparámetros. Los primeros tres hiperparámetros corresponden a la longitud de escala *l* para cada variable: velocidad de viento en x, velocidad de viento en y, y temperatura; estos se establecen inicialmente en [2,1,5]. El último hiperparámetro es *v* y controla la suavidad de la función resultante, fijado en 1,5. El segundo es un kernel constante, que permite incorporar el valor medio de las mediciones al GP_p. Por otro lado, el GP_r se utiliza para representar la incertidumbre que varía a lo largo del dominio. Este GP utiliza también un kernel Matérn con cuatro hiperparámetros. Los primeros tres corresponden a la longitud de escala *l* para cada variable y se establecen inicialmente en [1,1,1]. El último hiperparámetro *v* se fija en 1,5. Los valores de los hiperparámetros se sometieron a un proceso de optimización para mejorar el ajuste del modelo a los datos. La familia de funciones $f(x)$ queda definida como se presenta en la Ec. (2).

$$f(x) \sim GP_p(0, k_{Matérn}(x, x') + k_{const}) + N(0, g(x)) \tag{2}$$

donde $N(0, g(x))$ es una distribución normal de $g(x) \sim GP_r\big(0, k_{Matérn}(x, x')\big)$, que es el GP que estima la varianza en la incertidumbre.

Para evaluar el ajuste del modelo, se utilizan dos métricas: el coeficiente de determinación r^2 y el *Negative Log Predictive Density* (NLDP). El coeficiente de determinación r^2 cuantifica qué proporción de la variabilidad total de la variable dependiente es capturada por el modelo, comparando su capacidad predictiva con la de un modelo que solo utiliza la media como predicción. Toma valores entre $-\infty$ y 1. Un valor de $r^2 = 1$ indica predicción perfecta, mientras que $r^2 = 0$ significa que el modelo no mejora la predicción respecto al promedio de los datos. Se define como se presenta en la Ec. (3):

$$r^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N}(y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^{N}(y_i - \bar{y}_i)^2} \tag{3}$$

donde y_i son los valores observados, $\hat{y}_i$ son las medias predictivas del modelo, $\bar{y}_i$ es la media de los valores observados, y N es el número total de observaciones.

El NLPD evalúa la calidad probabilística de las predicciones, considerando tanto la precisión de la media como la calibración de la incertidumbre del modelo. El término logarítmico penaliza la sobreestimación de la incertidumbre, mientras que el término cuadrático penaliza la subestimación o errores de predicción. Para un conjunto de N observaciones independientes y_i con predicciones gaussianas, se define como se presenta en la Ec. (4):

$$NLDP = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left[\frac{1}{2}\log\left(2\pi\sigma_i^2\right) + \frac{(y_i-\mu_i)^2}{2\sigma_i^2}\right] \tag{4}$$

donde μ_i es la media predictiva del modelo, σ_i^2 es la varianza predictiva asociada, y_i es el valor observado.

Módulo de optimización

El módulo de optimización propuesto en esta metodología tiene como objetivo determinar estrategias operativas óptimas para la planificación de la generación eólica a mediano plazo, utilizando las predicciones medias de potencia generadas por el modelo subrogado basado en procesos Gaussianos (GPs). El objetivo, entonces, es minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico en un horizonte temporal de 24 horas. El modelo de optimización considera múltiples tecnologías de generación (eólica, solar, hidráulica, nuclear, gas natural y térmica no generada a partir de gas) y está sujeto a restricciones técnicas, como los límites de potencia mínima y máxima de cada tecnología, así como la necesidad de satisfacer la demanda horaria del sistema eléctrico. Las variables de decisión incluyen la potencia generada por cada tipo de fuente en cada hora, mientras que las restricciones aseguran el balance entre la oferta y la demanda, considerando la variabilidad de las fuentes renovables, como la eólica, cuya disponibilidad depende de las predicciones del modelo subrogado. La función objetivo del modelo se define como la minimización del costo total operativo, que incluye los costos asociados a la generación de cada tecnología. Las predicciones del modelo subrogado, que proporcionan tanto la media como la incertidumbre de la generación eólica, se integran como parámetros de entrada, permitiendo al optimizador ajustar el despacho de potencia de manera robusta frente a la variabilidad del recurso eólico. La Ec. (5) muestra la forma general de la función objetivo:

$$\min F = \sum_{t=1}^{T}\sum_{bu}^{BU}\sum_{i=1}^{I}\left(p_{i,bu,t}^{ng}\delta^{ng} + p_{i,bu,t}^{nong}\delta^{nong} + p_{i,bu,t}^{w}\delta^{w} + p_{i,bu,t}^{pv}\delta^{pv} + p_{i,bu,t}^{h}\delta^{h} + p_{i,bu,t}^{nu}\delta^{nu}\right) \tag{5}$$

donde I es el número total de bloques de generadores e i es el conjunto que corresponde a cada bloque de generadores. Además, bu denota el conjunto de barras, mientras que BU representa el número total de barras.

$p_{i,bu,t}$ es la generación para la unidad i y la barra bu en el tiempo (t) (MWh). δ es el costo asociado en USD/MWh. Además, los subíndices para las diferentes fuentes son: térmica con gas natural (ng), térmica sin gas natural $(nong)$, hidroeléctrica (h), nuclear (nu), eólica (w), fotovoltaica (pv), conforman el conjunto de tecnologías de generación. Las restricciones principales incluyen:

Balance energético: La suma de la potencia generada por todas las fuentes en cada hora (t) debe igualar la potencia total $p_{bu,t}^{TOTAl}$ (6) y a demanda horaria $bkt_{load,bu,t}$ (7).

$$p_{bu,t}^{TOTAl} = \sum_{i\in bu}^{BU} p_{i,bu,t}^{gn} + p_{i,bu,t}^{nong} + + p_{i,bu,t}^{pv} + p_{i,bu,t}^{w} + p_{i,bu,t}^{h} + p_{i,bu,t}^{nu} \tag{6}$$

$$bu = 1,\dots,BU;\ t = 1,\dots,T$$

$$\sum_{bu=1}^{BU}\sum_{load=1}^{LOAD} bkt_{load,bu,t} = \sum_{bu=1}^{BU} p_{bu,t}^{TOTAl}\ , \qquad t = 1,\dots,T \tag{7}$$

Límites de generación: Cada tecnología tiene límites de potencia $\underline{p_{bu}^{total}}$ y $\overline{p_{bu}^{total}}$, que se pueden ver en (8).

$$\overline{p_{bu}^{total}} \leq p_{bu,t}^{TOTAL} \leq \underline{p_{bu}^{total}}, \qquad t = 1, \dots, T;\ bu = 1, .., BU \tag{8}$$

Cada generador en el problema de programación debe considerar varias variables, incluyendo arranque, apagado, rampas de subida/bajada, costos de arranque en caliente/en frío y tiempos mínimos/máximos de estado encendido/apagado. Las restricciones que consideran estos aspectos se describen en (Alvarez, 2021).

Para optimizar un sistema eléctrico a gran escala, como el español gestionado por Red Eléctrica de España (REE), se utiliza el modelo Block System Linear (BSL), que permite una representación eficiente de la red de transporte y las interconexiones entre barras y generadores (Alvarez, 2020). Las predicciones del modelo subrogado se integran para priorizar la generación eólica en horas de alta disponibilidad, complementándola con tecnologías de respaldo como el gas natural durante picos de demanda o períodos de baja generación renovable.

Caso de Estudio

El sistema eléctrico español es uno de los más avanzados y estables de Europa, gestionado principalmente por Red Eléctrica de España (REE), que se encarga de la operación y el transporte de la energía en alta tensión. Está compuesto por infraestructuras de generación (centrales nucleares, renovables, ciclos combinados, etc.), transporte (red de alta tensión), distribución (baja y media tensión) y comercialización. La red peninsular está interconectada con Francia (hasta 2.800 MW), Portugal (hasta 3.000 MW) y Marruecos (hasta 900 MW), lo que permite intercambios internacionales y mayor estabilidad. En total, incluye más de 45.000 km de líneas de alta tensión y más de 700 subestaciones, con una capacidad de transformación superior a 97.000 MVA. La demanda de electricidad en España ha mostrado un crecimiento moderado en los últimos años, impulsado por la electrificación de la economía, el aumento de vehículos eléctricos y el uso de renovables. En 2024, la demanda anual alcanzó los 248.811 GWh, un 0,9% más que en 2023.

Para 2025, hasta julio se registraron 148.267 GWh, lo que representa un incremento del 2,5% respecto al mismo periodo de 2024. En agosto de 2025, la demanda descendió un 1,7% interanual, pero el acumulado hasta ese mes en Baleares creció un 3,7%. La red de transporte, operada por REE, es mayoritariamente a 400 kV y 220 kV en la Península Ibérica (con 220 kV, 132 kV y 66 kV en Baleares y Canarias), formando una malla interconectada que evacúa energía desde centros de generación (norte hidroeléctrico y nuclear, sur solar y eólica) hacia centros de consumo. En 2024, la longitud total de circuitos alcanzó los 45.674 km (+1,1% vs. 2023), con más de 6.000 posiciones en subestaciones.

El Parque Eólico El Valle-Valdenavarro, ubicado en el municipio de Cortes (Navarra, España), es un proyecto onshore con una capacidad instalada de 46,2 MW, compuesto por 14 aerogeneradores Gamesa G-132 de 3,3 MW cada uno (The Wind Power, 2024). Entró en operación alrededor de 2020 y es propiedad de Gamesa Energía S.A.U. (ahora parte de Siemens Energy), con operación por Sistemas Energéticos el Valle SLU. Su integración al sistema eléctrico español, gestionado por Red Eléctrica de España (REE), se realiza de manera coordinada con otros parques eólicos cercanos (como Puylobo, Ablitas y Cabanillas), formando parte de un contingente total viable de hasta 770 MW en la zona. La energía generada se evacúa en dos etapas principales: recolección interna a media tensión y conexión a la red de transporte de alta tensión. El diseño asegura la estabilidad y el cumplimiento de normativas como PO 12.2 de REE, con sistemas de control SCADA para monitoreo en tiempo real desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL). Cabe aclarar que, si bien en este estudio se emplea la topología y los datos meteorológicos correspondientes a un parque eólico real del sistema eléctrico español, las turbinas consideradas en la simulación son modelos genéricos NREL de 5 MW, utilizados con fines de estandarización y comparabilidad de resultados.

La conexión física y transmisión a la barra en el sistema eléctrico español sigue una estructura general en la que cada generador, ya sea nuclear, eólico, solar u otro tipo, produce electricidad en su sitio y eleva el voltaje a través de transformadores internos. Luego, se conecta a una subestación colectora, como en el caso de parques eólicos como El Valle-Valdenavarro, donde se utiliza la subestación Cortes a 30/66 kV. Desde allí, la energía se inyecta a la "barra" de la red de transporte de alta tensión, como 220 kV o 400 kV, operada por Red Eléctrica de España (REE). En el proceso de transmisión, la potencia generada, tanto activa como reactiva, se transmite vía líneas de evacuación aéreas o subterráneas hasta la barra de

la subestación de conexión, por ejemplo, La Serna para El Valle-Valdenavarro. En la barra, se sincroniza con la red, donde el generador debe coincidir con la frecuencia de 50 Hz, la fase y el voltaje del sistema para evitar desequilibrios, lo cual se realiza automáticamente mediante controles locales como reguladores de velocidad en turbinas o inversores en renovables. Una vez inyectada, la potencia fluye por la red de transmisión hacia los centros de consumo o interconexiones. Para renovables variables como las eólicas, se emplean convertidores electrónicos de potencia para controlar la inyección y cumplir con requisitos técnicos, como la respuesta a fallos en la red (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 2019; Fundación Sustrai, 2022).

La Red Eléctrica de España (REE) controla la inyección de energía al sistema eléctrico, equilibrando oferta y demanda, evitando congestiones y garantizando la seguridad de la red. Los generadores ofertan en el mercado diario e intradiario gestionado por OMIE, y REE valida los programas horarios según el P.O. 3.2, considerando restricciones técnicas. En tiempo real, REE opera desde el CECOEL y, para renovables mayores a 5 MW, desde el CECRE, que recibe datos cada 12 s y envía consignas de potencia a través de los Centros de Control de Generación (CCG) mediante sistemas SCADA. Para poder realizar la optimización de la línea se hace un circuito equivalente dónde se representa la red de alta tensión de 400 kV, la cual se muestra en la **Figura 2**, y a la vez se ubica el parque El Valle-Valdenavarro. Los datos utilizados en esta sección son tomados del informe técnico de REE del año 2024 (Red Eléctrica de España, 2025b, 2025a).

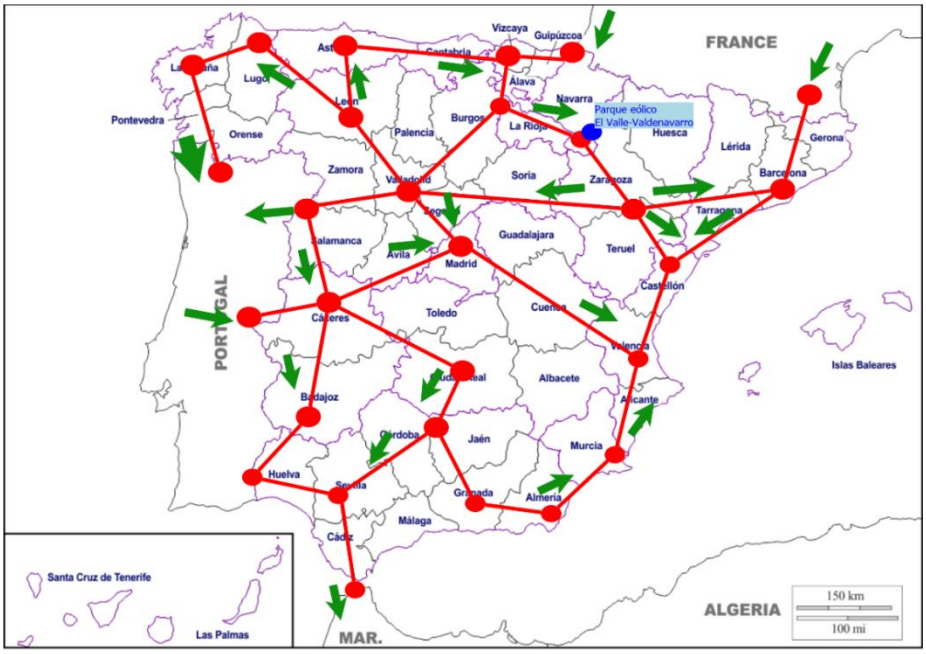


Figura 2. Mapa equivalente con red de 400 kV de REE con el parque El Valle-Valdenavarro.

Resultados y discusión

Simulador de primeros principios

Para generar los datos sintéticos necesarios para entrenar el modelo GP, se simuló la planta de generación descrita en la sección anterior durante un período de tres meses, registrando datos cada 30 segundos. El punto de consigna (*setpoint*) del parque eólico se modificó haciendo variar su valor en valores comprendidos entre 25 y 75 MW, es decir superando la capacidad nominal del parque (70 MW). Cuando la consigna del parque es superior la potencia producible, las turbinas operan a su máxima potencia posible, determinada únicamente por las condiciones del viento, funcionando efectivamente sin limitaciones (*curtailment*) y extrayendo la máxima potencia disponible.

A continuación, se presentan algunos resultados de la simulación que se utilizan como entrada para el modelo GP. La **Figura 3** muestra la potencia generada por cada turbina y la potencia generada por el parque en su conjunto. Dependiendo de

la dirección y velocidad del viento, la velocidad efectiva del viento incidente en cada turbina varía de acuerdo con la disposición del parque eólico, siguiendo la simulación de los efectos estela de cada una de las turbinas.

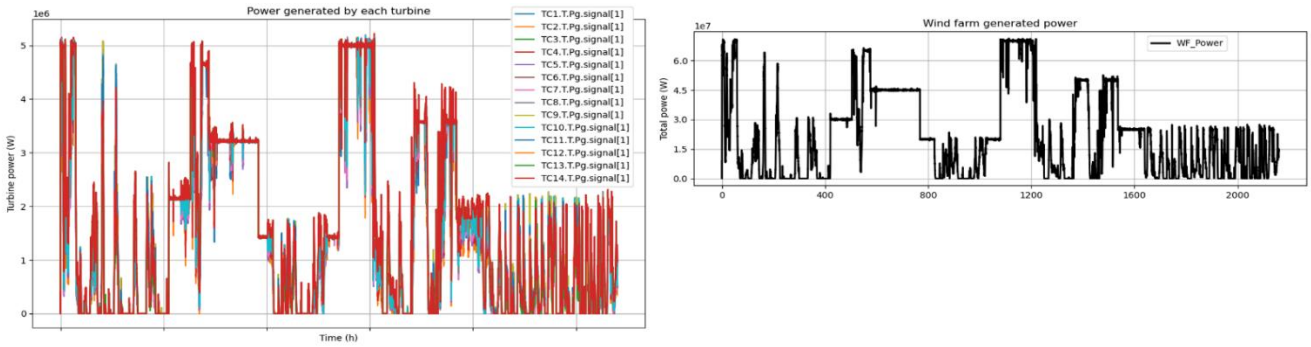


Figura 3. Izquierda: potencia generada por cada turbina; Derecha: potencia total generada por el parque eólico.

Modelo subrogado

Para entrenar el GP, se consideraron una serie de variables explicativas para la generación total de energía del parque eólico. Las variables estudiadas incluyen: (a) Generación total de energía, (b) Hora del día, (c) Densidad del aire, (d) Temperatura, (e) Presión atmosférica, (f) Velocidad del viento, (g) Dirección del viento, (h) Velocidad del viento en x, e (i) Velocidad del viento en y. La variable por predecir es (a) Generación total de energía, mientras que las demás son posibles variables predictoras.

La **Figura 4** presenta el análisis de correlación entre variables. Basándose en este análisis, se contempla que tanto las variables (f) Velocidad del viento y (d) Temperatura servirían como variables explicativas, debido a sus respectivas correlaciones de 0,95 y -0,33 con la variable objetivo (a). La variable (c) Densidad del aire fue excluida debido a su alta correlación con (d) Temperatura (-0,93), que ya se incluye como predictor. La variable (g) Dirección del viento también presenta una correlación alta con la generación, de 0,5. Esto se evidencia también en la descomposición de la velocidad y dirección del viento en las dos variables (h) Velocidad del viento en x, e (i) Velocidad del viento en y, que poseen una correlación de 0,77 y –0,7 con la generación, respectivamente. Por este motivo, se seleccionan como variables explicativas las variables (d) Temperatura, (h) Velocidad del viento en x, e (i) Velocidad del viento en y.

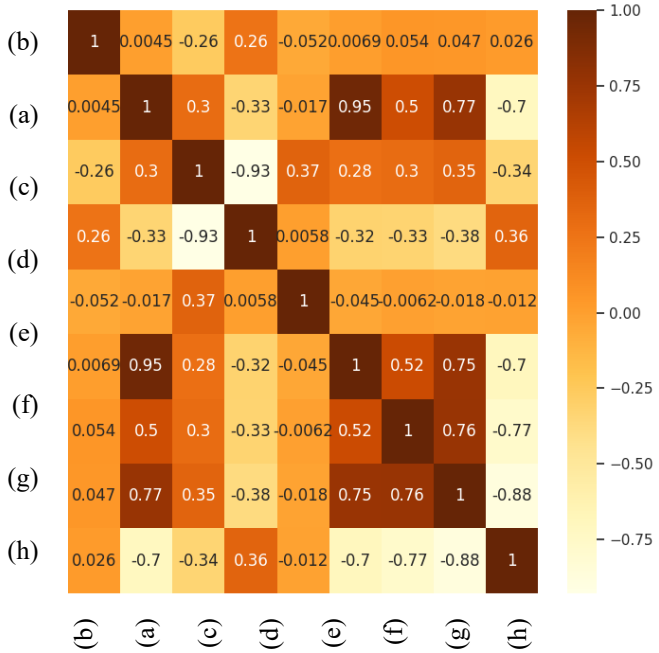


Figura 4. Correlación entre variables.

Se desarrolló un modelo de GP multivariado para predecir la producción de energía del parque eólico utilizando la temperatura y velocidades del viento en ambas direcciones como características de entrada. El modelo se entrenó con datos recopilados durante un período de tres meses, con mediciones tomadas cada 30 minutos. Se utilizan dos meses y medio como datos de entrenamiento, lo que resulta en un total de 3600 muestras de entrenamiento, mientras que los 15 días restantes se emplean para pruebas. El entrenamiento duró aproximadamente 28 minutos. El coeficiente r^2 obtenido por el GP es 0,9999, mientras que el valor de NLDP obtenido es de -4.8357.

La **Figura 5** ofrece una vista proyectada del GP ajustado, permitiendo comparar la generación total de energía bajo diferentes condiciones de viento, para una temperatura determinada. Esta superficie sirve como una base confiable para modelar el comportamiento agregado del parque eólico.

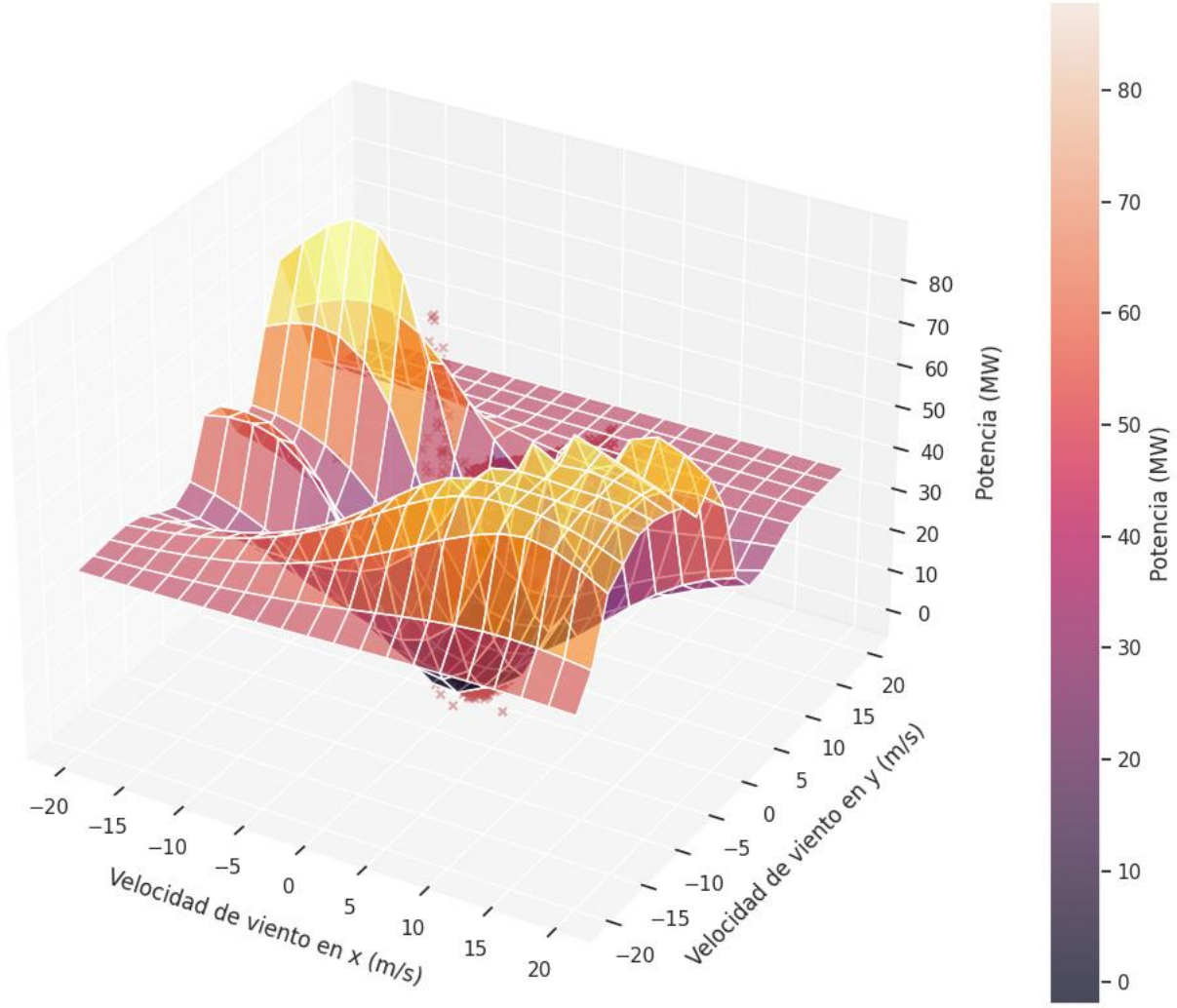


Figura 5. Potencia del parque eólico según las condiciones de velocidad y dirección del viento.

El pronóstico horario a un día vista se presenta en la **Figura 6**. Para confeccionar esta gráfica, se utilizó el pronóstico de viento y temperatura del servicio meteorológico de España en el lugar para el día siguiente. La predicción del modelo presenta un valor medio de generación de energía en el parque eólico que sirve para alimentar al optimizador en el paso siguiente. Además, el valor de NLDP logrado para este conjunto de pruebas es de -1.2741.

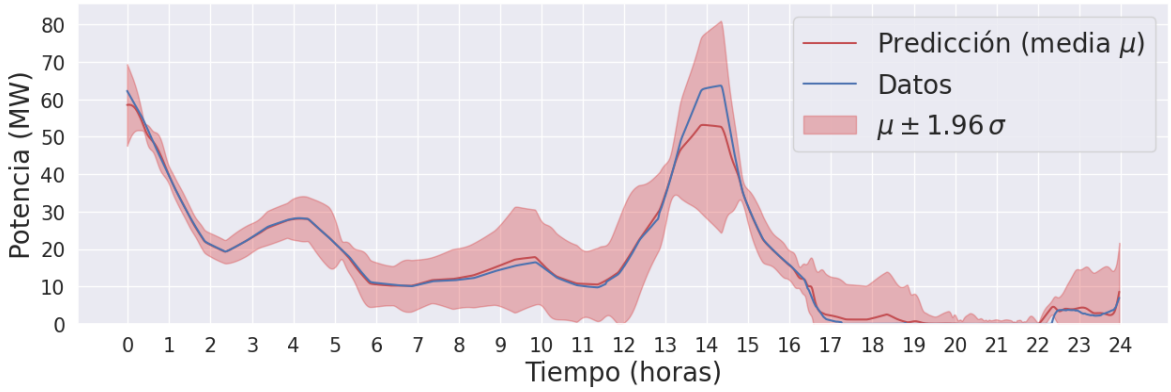


Figura 6. Resultados de validación del GP a lo largo de un horizonte de 24 horas.

Modelo de optimización en PYOMO

Se desarrolló un modelo de optimización horaria para el sistema eléctrico, implementado en Pyomo y resuelto con GLPK, cuyo objetivo es minimizar el costo total de operación del sistema. El modelo considera 24 horas de operación y distintas tecnologías de generación: gas natural, térmicas no gas, hidráulica, nuclear, eólica y solar. Cada tipo de generador está sujeto a restricciones de potencia mínima y máxima, y las variables de generación se ajustan para cubrir la demanda horaria de cada hora. El modelo incluye variables de generación por tipo, potencia total y costos de operación, mientras que las fuentes renovables dependen de factores como la radiación solar y disponibilidad eólica.

El *solver* reportó una solución óptima con un costo operativo total del sistema de 35.013.437 USD, cumpliendo todas las restricciones de generación y demanda. La estructura del problema involucró 168 variables y 288 restricciones, siendo resuelto de manera eficiente en menos de 0.1 segundos. En términos de despacho horario por tipo de generación se observaron los siguientes comportamientos destacados:

- Generación de gas natural: Se utilizó principalmente durante las horas pico de demanda, con valores mínimos alrededor de 748 MW y máximos de 6.099 MW. Esto refleja su rol como tecnología de respaldo flexible frente a variaciones de demanda y disponibilidad de renovables.
- Generación térmica - no gas natural: Se mantuvo cercana a los mínimos técnicos durante todo el día, variando entre 421 MW y 628 MW, mostrando que estas unidades solo se utilizan de forma residual debido a su mayor costo.
- Hidráulica: Su contribución presentó picos en las primeras y últimas horas del día, con un rango de 311 a 2.991 MW, indicando un uso estratégico para cubrir demandas intermedias y gestionar la variabilidad de otras fuentes.
- Nuclear: Se operó prácticamente a plena capacidad constante durante todas las horas (6.942–6.994 MW), destacando su función de generación base estable y de bajo costo operativo.
- Eólica: La generación renovable variable mostró un patrón horario dependiente de la disponibilidad del recurso, con máximos en horas diurnas y nocturnas, alcanzando hasta 15.067 MW. Esto evidencia la integración significativa de energías renovables intermitentes en el sistema.
- Solar: Mostró una fuerte dependencia del horario diurno, alcanzando su máximo alrededor del mediodía (19.109 MW) y prácticamente nula generación en la noche, consistente con la radiación solar disponible.

El despacho total de generación que se puede observar en la **Figura 7** sigue de cerca la demanda horaria, garantizando que todas las necesidades energéticas del sistema sean cubiertas sin violar límites técnicos de operación. La combinación de generación base (nuclear e hidráulica) con fuentes flexibles (gas natural, térmicas no gas) y renovables (eólica y solar) permitió alcanzar la minimización del costo total, integrando de manera eficiente la variabilidad de las fuentes renovables. El exceso de generación en comparación con la demanda se debe a que el sistema intercambia electricidad con otros países.

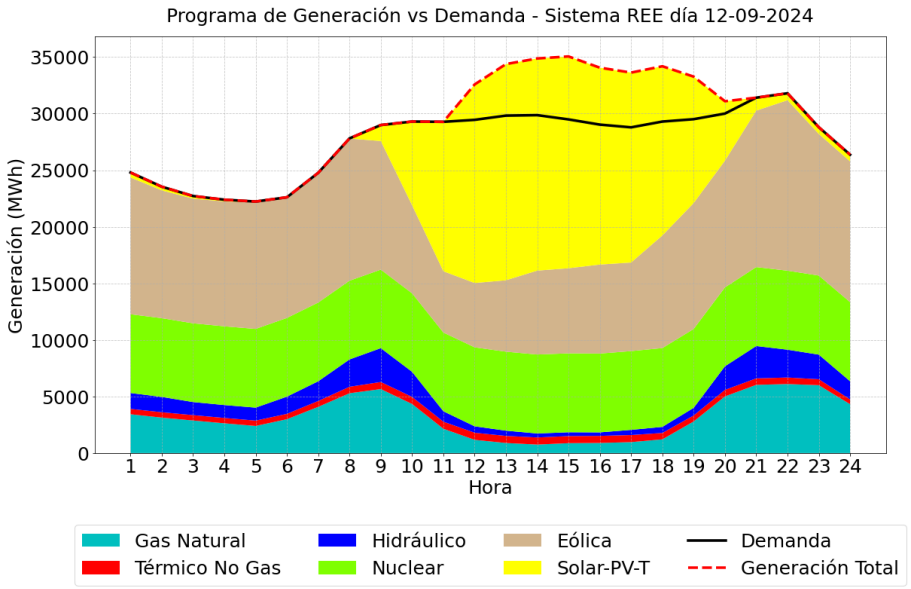


Figura 7. Perfil de generación de un día - REE.

Conclusiones

La metodología propuesta integra simulación física, modelado subrogado mediante Procesos Gaussianos (GPs) y técnicas de optimización, logrando una planificación eólica computacionalmente eficiente. El modelo subrogado alcanzó una alta capacidad predictiva ($r^2 \approx 0{,}9999$ y NLDP ≈ -4.8357), permitiendo representar con fidelidad la producción del parque El Valle-Valdenavarro considerando el uso de turbinas de modelos genéricos NREL de 5 MW.

La etapa de optimización, implementada en Pyomo, permitió minimizar costos operativos y maximizar el aprovechamiento del recurso eólico, garantizando el cumplimiento de las restricciones técnicas y la estabilidad del sistema. En conjunto, esta estrategia ofrece una herramienta sólida y escalable para mejorar la integración de energías renovables y apoyar decisiones óptimas en sistemas eléctricos sostenibles.

Agradecimientos

A UTN por el proyecto PID Nº: SIECFE0010062TC

Referencias bibliográficas

Aedo, M. P. (2023). De la transición corporativa a las transiciones justas: alternativas y resistencias territoriales. Ecología Política. Cuadernos de Debate Internacional, 65, 39–47. https://doi.org/10.53368/EP65TEep03

Alvarez, G. (2020). Integrated scheduling from a diversity of sources applied to the Argentine electric power and natural gas systems. Computers & Chemical Engineering, 134, 106691. https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.106691

Alvarez, G. (2021). A novel strategy to restore power systems after a great blackout. The Argentinean case. Energy Strategy Reviews, 37, 100685. https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100685

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2019). Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga autorización administrativa previa para el parque eólico Puylobo. Https://Www.Cnmc.Es/Sites/Default/Files/2328974_3.Pdf?Utm_source=chatgpt.Com.

Eberhart, P., Chung, T. S., Haumer, A., & Kral, C. (2015, September). Open source library for the simulation of wind power plants. In Proceedings of the 11th International Modelica Conference (Vol. 2, p. 4). Linköping University Electronic Press Versailles, France.

Fundación Sustrai. (2022). Informe Renovables, 2a edición. Https://Fundacionsustrai.Org/Files/2022/11/Informe-Renovables-2edicion-Web.Pdf?Utm_source=chatgpt.Com.

Homer, J. R., & Nagamune, R. (2018). Physics-Based 3-D Control-Oriented Modeling of Floating Wind Turbines. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 26(1), 14–26. https://doi.org/10.1109/TCST.2017.2654420

OpenFast (2024). https://github.com/OpenFAST/openfast (accessed sept 12, 2024).

Pedregosa, F., et al. (2011). Scikit-learn: Machine Learning in Python. The Journal of Machine Learning Research, 12, 2825–2830.

Radaideh, M. I., & Kozlowski, T. (2020). Surrogate modeling of advanced computer simulations using deep Gaussian processes. Reliability Engineering & System Safety, 195, 106731. https://doi.org/10.1016/j.ress.2019.106731

Red Eléctrica de España. (2025a). Demanda de energía en tiempo real día 12-9-24. Datos Del Sistema Eléctrico. https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaau/tablas/2024-09-12/1

Red Eléctrica de España. (2025b). Informe del sistema eléctrico 2024. https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico

Rivera, S., & Torres, J. (2018). Optimal energy dispatch in multiple periods of time considering the variability and uncertainty of generation from renewable sources. Prospectiva, 16(2), 75–81. https://doi.org/10.15665/rp.v16i2.1642

The Wind Power. (2024). El Valle Valdenavarro (España) - Parques eólicos. Https://Www.Thewindpower.Net/Windfarm_es_32790_el-Valle-Valdenavarro.Php Thewindpower.Net.

Coexistencia de un sistema digital en IEC 61850 con otro cableado en una protección de subfrecuencia para alivio de carga en un centro de distribución

Coexistence of an IEC 61850 Digital System with Hardwired Subfrequency Load Shedding Protection in a Distribution Center

Andres Zottico
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Argentina.
azottico@frsf.utn.edu.ar

Ignacio Dopazo
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Argentina.
idopazo@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Se presenta la implementación de un esquema de protección de subfrecuencia para alivio de carga en un centro de distribución, integrando un sistema digital basado en la norma IEC 61850 con mensajes de eventos genéricos (GOOSE) y un sistema de protección convencional cableado. El objetivo es demostrar la coexistencia de ambos métodos de disparo de carga y comparar sus desempeños. En la configuración propuesta, un relé de protección de frecuencia envía la señal de apertura de carga simultáneamente mediante comunicación digital y por contacto cableado redundante, hacia un segundo Dispositivo Electrónico Inteligente (IED). Se desarrolló un montaje experimental con dos IEDs comunicados, registrando los eventos de disparo por ambas vías. Los resultados obtenidos evidencian que ambos sistemas operan correctamente en paralelo sin interferencias, y que el disparo digital basado en comunicaciones IEC 61850 logra una respuesta más rápida que el esquema cableado tradicional. Las conclusiones resaltan la factibilidad de incorporar comunicaciones IEC 61850 en la protección de redes de distribución, mejorando los tiempos de actuación, manteniendo simultáneamente un canal cableado de respaldo para garantizar la confiabilidad del sistema.

Palabras clave: Protección de subfrecuencia; IEC 61850; Mensajes GOOSE; Automatización de subestaciones; Alivio de carga.

Abstract

This paper presents the implementation of an under-frequency load shedding protection scheme in a distribution center, integrating a digital system based on the IEC 61850 standard with Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE) messaging and a conventional hardwired protection system. The objective is to demonstrate the coexistence of both load trip methods and to compare their performance. In the proposed configuration, a frequency protection relay sends a load-shedding trip signal simultaneously via digital communication and a redundant wired contact to a second distribution relay. An experimental setup with two communicating protection devices was developed, and the trip events on both paths were recorded. The results show that both systems operate correctly in parallel without interference, and that the IEC 61850-based digital trip achieves a faster response than the traditional wired scheme. The conclusions highlight the feasibility of incorporating IEC 61850 communications in distribution network protection to improve tripping times, while simultaneously maintaining a wired backup channel to ensure system reliability.

Keywords: Under-frequency protection; IEC 61850; GOOSE messages; Substation automation; Load shedding.

Introducción

Los sistemas eléctricos modernos enfrentan nuevos desafíos, debido a la creciente integración de generación distribuida y energías renovables en las redes de distribución. La creciente penetración de energías renovables intermitentes, ha reducido la inercia del sistema, exponiendo limitaciones en los esquemas tradicionales de control de frecuencia [1]. Para mantener la estabilidad y evitar apagones, los operadores emplean esquemas de alivio de carga por subfrecuencia (UFLS, por sus siglas en inglés) que desconectan cargas cuando la frecuencia desciende por debajo de umbrales críticos. Sin embargo, los métodos convencionales de corte de carga escalonado, presentan limitaciones de velocidad y adaptabilidad frente a escenarios de baja inercia [2]. En este contexto, las redes eléctricas inteligentes (smart grids) demandan sistemas de protección más rápidos y flexibles que garanticen la respuesta oportuna ante eventos de subfrecuencia.

La norma IEC 61850 se ha posicionado en la última década, como un estándar clave para la automatización de subestaciones y la integración de dispositivos en redes inteligentes [3]. En particular, la funcionalidad Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) definida en IEC 61850, permite comunicaciones horizontales punto a punto (“peer-to-peer”), entre dispositivos de protección a velocidades de milisegundos, eliminando la dependencia de cableados punto a punto para señales críticas [4]. Diversos estudios han demostrado que la transmisión de señales de disparo mediante mensajes GOOSE pueden reducir significativamente los tiempos de operación de las protecciones frente a esquemas cableados convencionales [4][5]. No obstante, la migración total a comunicaciones en red, introduce consideraciones de ciberseguridad y disponibilidad de la red de datos. Por ello, algunas implementaciones en la industria combinan la rapidez de los sistemas digitales, con canales cableados de respaldo para funciones de protección críticas, garantizando la selectividad y confiabilidad aún ante eventuales fallas de comunicación [6]. En el caso de la protección de subfrecuencia, una arquitectura redundante que integre ambos tipos de sistemas, permitiría aprovechar las ventajas de rapidez de IEC 61850 sin sacrificar la seguridad inherente de un enlace físico directo [5][6].

En este trabajo se propone y evalúa un esquema híbrido de protección de subfrecuencia para alivio de carga que combina un sistema digital basado en IEC 61850 (como canal principal de disparo) con un sistema cableado convencional (como respaldo). Se implementó un banco de prueba en laboratorio con dispositivos reales, para verificar la convivencia de ambos sistemas y analizar sus desempeños relativos.

El objetivo principal es comprobar que la operación paralela de un disparo por GOOSE y otro por cableado es viable y segura, identificando asimismo cuál de los dos canales provee un tiempo de respuesta más rápido ante un evento de frecuencia baja. A continuación, se describe la metodología de implementación experimental, los resultados obtenidos y las conclusiones derivadas del estudio.

Materiales y métodos

Para demostrar la coexistencia de un esquema digital IEC 61850 con uno cableado en la protección de subfrecuencia, se montó una plataforma de ensayo empleando dos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) de protección, comunicados entre sí. Como elementos físicos, se utilizó una valija de entrenamiento (“Demobox”) ABB REX640 configurado como IED emisor con función de protección de frecuencia, y un relé ABB RED615 como IED receptor, encargado de accionar la apertura de carga (interruptor de baja tensión simulado). Para ello se utilizó el software de programación propietario PCM 600 de ABB. En la figura 1, se muestran los equipos utilizados.



Figura 1. IEDs utilizados en la planta experimental.

Ambos equipos, se conectaron a una red Ethernet local de subestación para habilitar la comunicación GOOSE. Adicionalmente, se ha cableado un circuito de disparo tradicional entre ellos. La Figura 2 muestra el esquema funcional simplificado del montaje experimental, donde se destacan las dos vías de envío de la señal de disparo: la vía digital (mensaje GOOSE a través de la red) y la vía cableada (contacto seco entre los IEDs), como así también un simulador de interruptor de potencia.

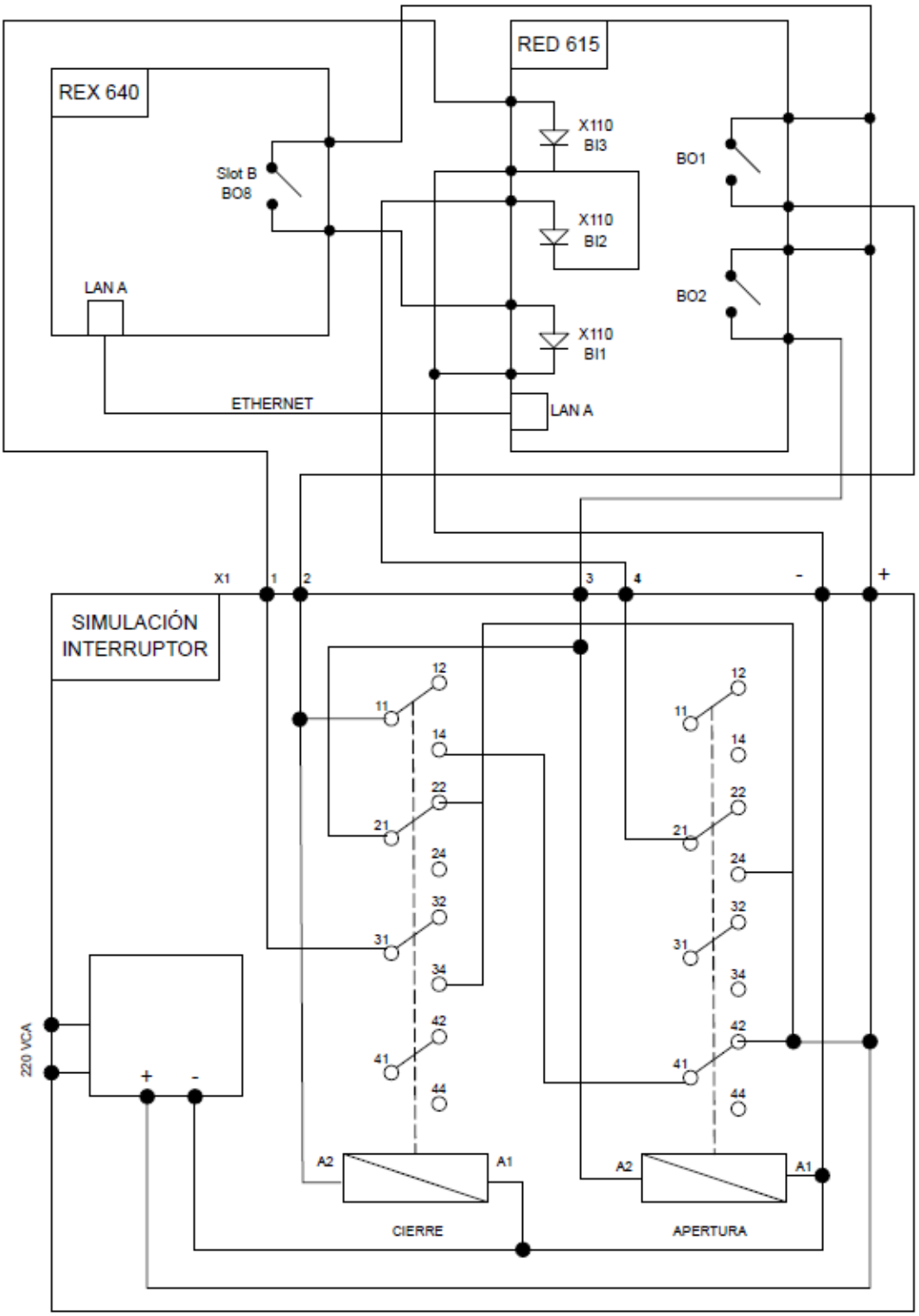


Figura 2. Circuito funcional utilizado de IEDs y simulador de interruptor de potencia.

Configuración del IED emisor (REX640): En el relé REX640 se implementó la función de protección de frecuencia mediante la creación del nodo lógico FRPFRQ1, tal como se muestra en la figura 3.

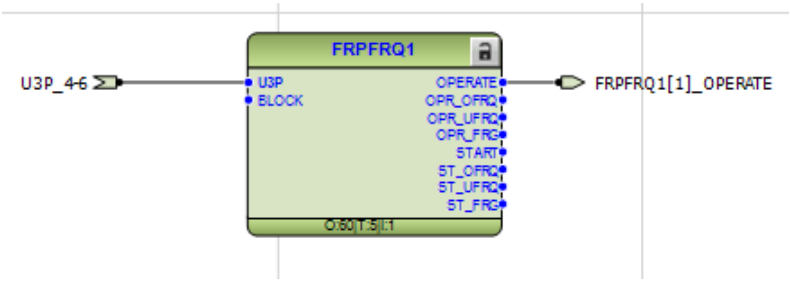


Figura 3. Nodo lógico de protección de frecuencia.

Esta función monitorea la frecuencia de la tensión, medida en el lado del generador de la red de prueba. La entrada de medida (U3P_4-6), se obtuvo a partir de un nodo lógico de medición de tensión (VTR), configurado para convertir las señales analógicas trifásicas de tensión en una variable de frecuencia monofásica representativa. Los parámetros de la protección de subfrecuencia (umbrales de frecuencia y temporización de disparo) fueron ajustados en el IED emisor según criterios estándar de alivio de carga (por ejemplo, un umbral de frecuencia bajo predefinido para disparo). Una vez que la función FRPFRQ detecta que la frecuencia del sistema cae por debajo del valor de ajuste, genera una señal interna de disparo. Esta señal de disparo fue mapeada a dos salidas distintas en el REX640: (1) una salida binaria física del equipo, y (2) una publicación GOOSE en la red IEC 61850, según figuras 4 y 5 respectivamente.

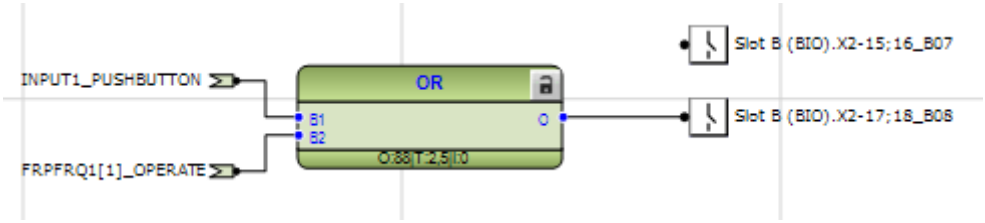


Figura 4. Salida binaria física de disparo.

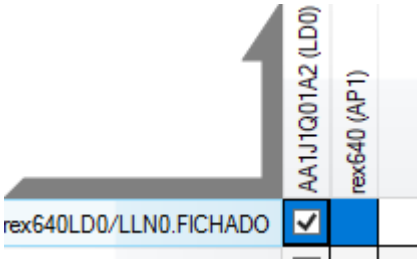


Figura 5. Mensaje digital GOOSE de disparo desde el IED emisor al IED receptor.

Para la salida física se configuró un contacto de salida (Output 8 del REX640) asignado a la condición de disparo de frecuencia; en paralelo, se creó un dato agrupado (“Data Set”) IEC 61850 conteniendo la señal de disparo de subfrecuencia, y se configuró su envío periódico vía mensajes GOOSE desde el REX640. Antes de iniciar las pruebas, se verificó la correcta escritura de la configuración en el IED emisor, y el envío activo del mensaje GOOSE correspondiente a la protección de frecuencia.

Configuración del IED receptor (RED615): En el relé RED615 se implementó la recepción, tanto del contacto cableado como del mensaje GOOSE provenientes del REX640. Por un lado, el contacto físico (par de cables) desde la salida del REX640 fue conectado a una entrada binaria del RED615 (entrada digital X110-BI1), tal como se muestra en la figura 6.

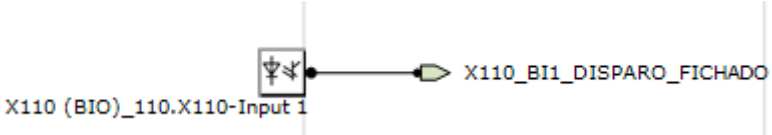


Figura 6. Entrada binaria del IED receptor.

Por otro lado, en la configuración de comunicaciones IEC 61850 del RED615 se añadió un nodo lógico de recepción GOOSE (GOOSE RCV_BIN), suscrito al "Data Set" enviado por el REX640 según se muestra en figura 7.

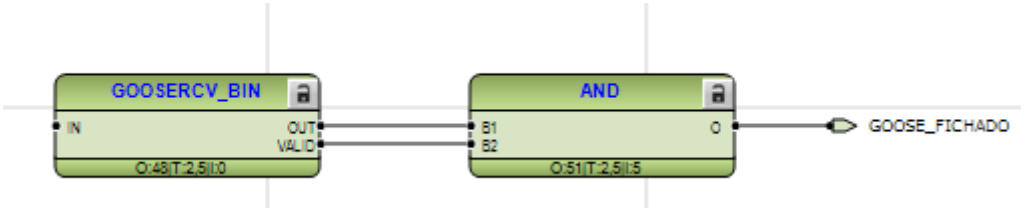


Figura 7. Nodo lógico para recepción del mensaje GOOSE de disparo.

De este modo, el RED615 puede recibir la señal de disparo de subfrecuencia a través de la red Ethernet en tiempo real. En la lógica de aplicaciones del RED615, se diseñó una compuerta lógica OR que toma como entradas: (a) la señal proveniente de la entrada binaria cableada (denominada señal X110_BI1_DISPARO_FICHADO), y (b) la señal recibida por GOOSE (denominada GOOSE_FICHADO). La salida de esta compuerta OR se enlazó al nodo de disparo de apertura de interruptor (TRPPTRC1) del RED615, de forma que cualquiera de las dos vías de señal (digital o cableada) pueda disparar la apertura del interruptor de carga.

Esta configuración garantiza un esquema redundante de protección: el disparo ocurrirá si al menos uno de los dos sistemas (GOOSE o cableado) entrega la orden, proporcionando resiliencia ante la posible falla de uno de ellos. La Figura 8, ilustra la configuración lógica implementada en ambos IEDs, incluyendo el envío del mensaje GOOSE por el REX640 y la lógica OR de combinación de señales en el RED615.

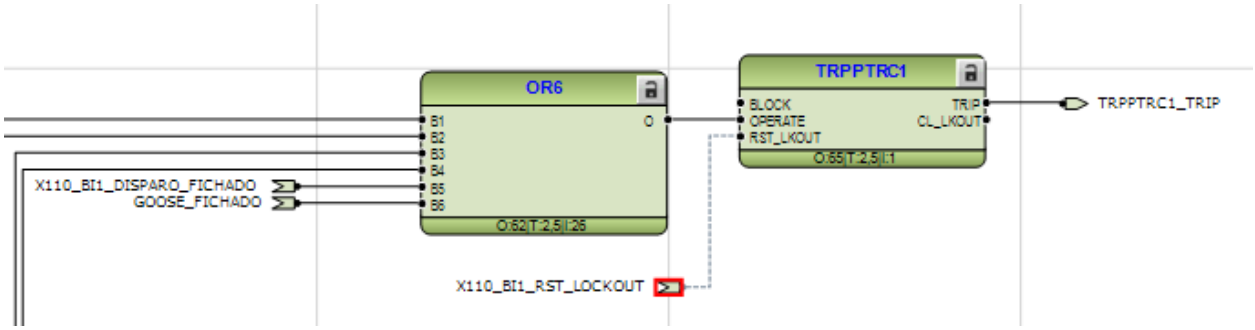


Figura 8. Ingreso de ambas variables al Nodo Lógico de disparo.

Resultados y discusión

Con el fin de comprobar la coexistencia, y al mismo tiempo comparar los tiempos de operación de ambos sistemas, se hizo uso de la capacidad de registro de perturbaciones con el nodo lógico RDRE1 (oscilografía de eventos) del relé RED615. Se configuraron los canales de registro para almacenar las señales relevantes de disparo: la entrada digital cableada en C42 (X110_BI_DISPARO_FICHADO), la señal GOOSE recibida en C44 (GOOSE DISPARO), la señal de disparo en C43 (TRPPTRC1_TRIP), así como el estado abierto y cerrado del interruptor en C37 Y C38 respectivamente, tal como se muestra en la figura 9.

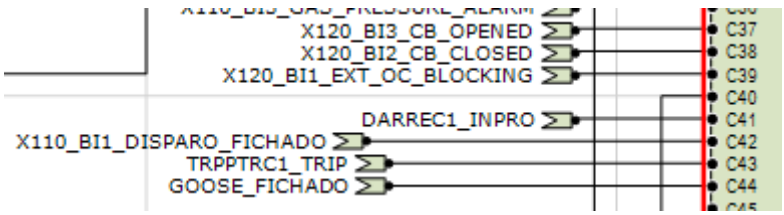


Figura 9. Ingreso de variables de disparos y estados interruptor en el NL RDRE1.

Se ajustó el disparo de la oscilografía ante la detección de un flanco positivo en cualquiera de las señales de disparo (tanto cableada como GOOSE), de modo que ante un evento de subfrecuencia ambas señales quedarían registradas temporalmente en el mismo registro. El montaje experimental se completó conectando físicamente un simulador de interruptor (dos pequeños relés auxiliares) a la salida de disparo del RED615, reproduciendo así la apertura de un alimentador de distribución al actuar la protección, tal como ha sido expuesto en la figura 2.

Para provocar el evento de subfrecuencia en condiciones controladas, se ha modificado el nivel de frecuencia por debajo del umbral ajustado (mediante inyección secundaria en la valija de entrenamiento, con el potenciómetro de frecuencia generada), y que activa manualmente la condición de disparo. Una vez iniciada cada prueba de disparo, el REX640 detecta la condición de frecuencia baja y envía simultáneamente la orden de apertura por ambas vías. El RED615 recibe la señal GOOSE a través de la red y, casi en paralelo, la señal del contacto cableado en su entrada binaria. La condición OR de disparo se satisface en cuanto llega la primera de las señales, ordenando la apertura del interruptor y registrando el evento en la oscilografía. Tras cada disparo, los oscilogramas almacenados en el RED615 fueron descargados y analizados con herramientas de visualización (software Wavewin^{R} y reportes de PCM600^{R}) para extraer los tiempos de llegada y actuación de cada señal. Todo el equipamiento se reseteó luego de cada ensayo (total 10 pruebas), para repetir el procedimiento bajo las mismas condiciones. Finalmente, se exponen cuatro (4) de los diez (10) resultados, en la figura 10.

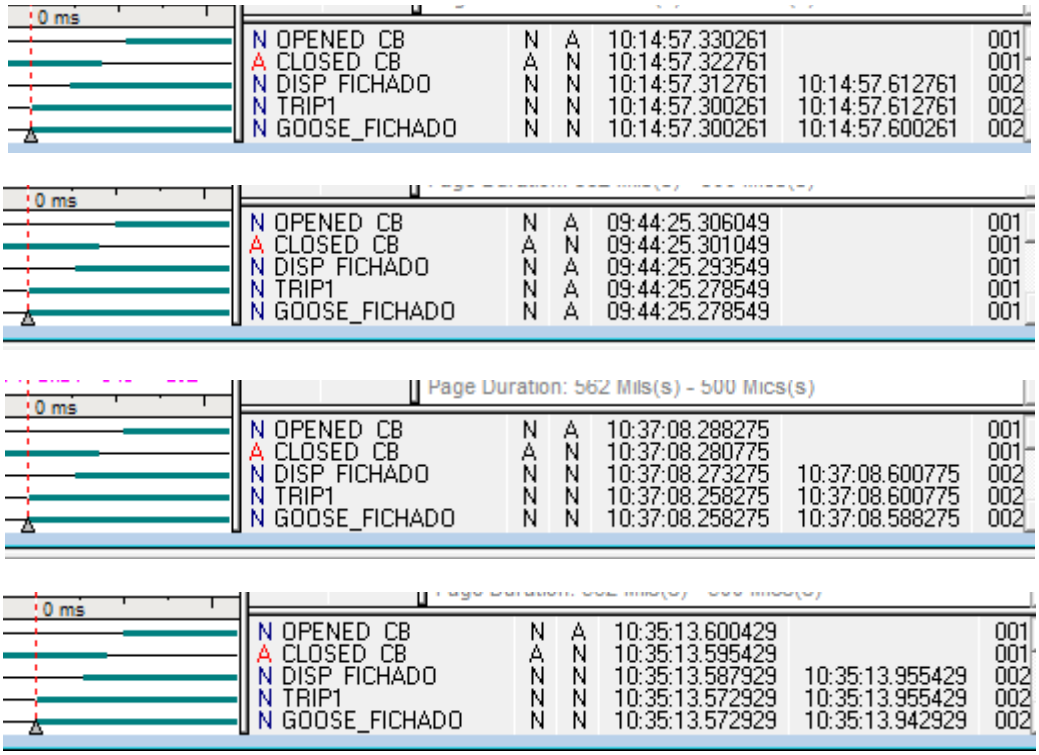


Figura 10. Visualizador de variables de disparos y estados interruptor en el NL RDRE1.

Como se observa en la imagen anterior, el disparo por mensaje GOOSE se anticipa al disparo por cableado duro. La diferencia arroja una media de 14,75 ms con una desviación estándar de los valores muestreados de 0,972 ms. Luego la apertura del interruptor (OPENED CB), sucede 29.25 ms (media) posterior al disparo digital, con una desviación estándar de 1,21 ms.

Conclusiones

La presente planta a nivel experimental, ha permitido comprobar que la alternativa a esquemas redundantes de redes locales ethernet en sistemas de P&C, por medio de coexistencia de dos sistemas, uno cableado y el otro digital es posible. Además, se ha podido asegurar, que el comportamiento con el sistema digital por medio de mensajes GOOSE es confiable, e incluso arroja tiempos de actuación menores que la opción cableada, pudiendo lograr mayor estabilidad en sistemas críticos con alto grado de inserción de energías renovables, situación en la cual generalmente es necesario reducir tiempos de actuación escalonados.

Agradecimientos

Agradecemos a Eugenio Tavella, de la empresa EPE Santa Fe, Argentina, que con su conocimiento específico en protecciones de subestaciones en IEC 61850 ha sido de gran ayuda en la concreción del presente trabajo. También agradecemos a Cristian Val de la firma ABB Argentina, por las soluciones brindadas en C&P, sobre todo en el software PCM 600.

Referencias bibliográficas

[1] Villacrés, F.G., et al. (2025). “Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal”. Revista Técnica “energía”. No. 22, Issue I, Pp. 62-69.

[2] Sauhats, A., et al. (2025). Enhancing resilience of low-inertia power systems through a novel load shedding method with synchronous condenser power control. Environment Systems and Decisions, 45(51), 1-14.

[3] Grebla, G., Vanfretti, L. (2019). IEC 61850 GOOSE Messaging Applications in Distribution Network Protection and Automation. Proc. 25th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED), Paper 1109.

[4] Mnguni, M. & Tzoneva, R. (2015). Comparison of the operational speed of hard-wired and IEC 61850 GOOSE-based implementations of a busbar protection scheme. Journal of Electrical Engineering & Technology, 10(3), 740-754.

[5] ABB (2010). High-Speed Busbar Protection with GOOSE. ABB Technical Article 1MRS756767, 3 pp.

[6] CIGRE Working Group B5. (2018). IEC 61850 R-GOOSE Applications to Load-Shedding Under System Emergency Conditions. CIGRE Session 47, Paris, Paper B5-102.

Contratos Inteligentes para Subastas de Energía a través de Blockchain

Smart Contracts for Energy Auctions Using Blockchain

Ariel Loyarte
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
aloyarte@frsf.utn.edu.ar

Nicolás Courtalón
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
courtalonnicolasm@gmail.com

Ulises Manassero
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
umanassero@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La gestión de datos digitalizados plantea desafíos complejos en entornos organizacionales, en la búsqueda de garantías en términos de su integridad, disponibilidad y trazabilidad. En este contexto, la tecnología blockchain ofrece una alternativa robusta y descentralizada para registrar transacciones digitales de datos de forma transparente, inmutable y segura. Asimismo, permite implementar contratos inteligentes, es decir, mecanismos de software autoejecutables para formalizar y cumplir acuerdos sin intermediarios. Este trabajo presenta el desarrollo de un software orientado a la gestión de subastas energéticas mediante blockchain y contratos inteligentes, incluyendo su ejecución en un ambiente de prueba y una interfaz web para su monitoreo. La propuesta se ejemplifica con un sistema de microrredes eléctricas interconectadas que pujan por energía en subastas descentralizadas. Los resultados obtenidos en escenarios simulados demuestran la factibilidad técnica del enfoque y permiten comparar distintos mecanismos de subastas, analizando sus implicancias en términos de costos y desafíos de implementación.

Palabras Clave: cadena de bloques, contratos inteligentes, mercado energético, subastas

Abstract

Management of digitized data presents complex challenges in organizational environments, in the search for guarantees in terms of its integrity, availability and traceability. In this context, blockchain technology offers a robust and decentralized alternative for recording digital data transactions in a transparent, immutable and secure manner. It also allows for the implementation of smart contracts, i.e., self-executing software mechanisms for formalizing and executing agreements without intermediaries. This work presents the development of a software aimed at managing energy auctions using blockchain and smart contracts, including its execution in a test environment and a web interface for monitoring. The proposal is exemplified with a system of interconnected microgrids, which bids for energy in decentralized auctions. Results obtained in simulated scenarios demonstrate the technical feasibility of the approach and allow for the comparison of different auction mechanisms, analyzing their implications in terms of costs and implementation challenges.

Keywords: blockchain, smart contracts, energy market, auctions

Introducción

Las infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica conforman sistemas complejos que involucran a diversos actores del sector, incluyendo la industria y el ámbito académico, pero también a la sociedad en su conjunto. En razón de esta importancia, se han desarrollado tecnologías multidisciplinarias que abarcan aspectos como la generación y almacenamiento de energía, electrónica de potencia para el control de dispositivos en las redes, sistemas de medición y comunicación, así como estrategias de gestión y optimización de recursos, entre otros. En este marco, surge el concepto de *red eléctrica inteligente* (*smart grid*), concebida como una infraestructura que logra integrar estas tecnologías, como línea de investigación rectora para avanzar hacia una red eléctrica más eficiente, sostenible y con mejor calidad de suministro (Dileep, 2020). Esta evolución tecnológica sigue en marcha, con varios aspectos aún en fase de desarrollo inicial. No obstante, existe consenso en torno a la importancia de ciertas composiciones y estructuras topológicas, por ser consideradas adecuadas para favorecer la incorporación de nuevos avances. En particular, se destaca el papel de la *microrred* (MR), un sistema de distribución compacto con generación distribuida de baja o mediana escala, eventual almacenamiento y conexión directa con los usuarios finales (Abbasi et al., 2023). Las MRs se presentan como entornos ideales para experimentar con las tecnologías asociadas a las redes inteligentes (Almihat y Munda, 2025).

Con el objetivo de extender el paradigma de las microrredes a regiones de cobertura más amplias, se evalúa la conformación de una infraestructura conocida como *multi-microrred* (MMR) (Xing y Jia, 2024), que refiere a un conjunto de múltiples MRs interconectadas (Wang y Huang, 2018) a los efectos de impulsar un mercado de intercambio de energía eléctrica (Haddadian y Noroozian, 2017). Este sistema amplía las posibilidades de gestión en razón de generar nuevas oportunidades de negocio (compra y venta de energía), mejora las condiciones de seguridad en el suministro para los usuarios, incrementa las capacidades de potencia para afrontar eventos de fallas, y permite la exportación de energía no gestionable de origen renovable, cuando no es requerida para su consumo interno. En este esquema, la literatura identifica tres niveles de control (Mbungu et al., 2023): i) *primario*, asociado a lazos de control de tensión y potencia en los centros de generación y almacenamiento; ii) *secundario*, correspondiente al algoritmo de toma de decisiones en torno a los recursos en el interior de cada MR; y iii) *terciario*, que responde a la lógica de transacciones de intercambio y políticas regulatorias del mercado en la MMR. Los controles primario y secundario están íntimamente vinculados al área de los sistemas eléctricos de potencia. Por su parte, el control terciario se relaciona con mecanismos regulatorios y de mercado, y fundamentalmente con las tecnologías de la información y comunicación, necesarias para lograr coordinación entre las MRs y mantener un registro ordenado y confiable de las transacciones económicas. En este contexto, múltiples investigaciones recientes sugieren conveniente la aplicación de la tecnología de *cadena de bloques* como infraestructura soporte para almacenar la información relacionada con las transacciones de mercado (Wang et al., 2024; Dinesha y Balachandra, 2022; Kumar et al., 2024).

Una cadena de bloques o *blockchain* (en su designación en inglés) constituye un registro de información digital descentralizado y distribuido en un conjunto de nodos (equipos informáticos) conectados en red. Su principal diferencia con el almacenamiento concentrado, es que este último aloja la información en un servidor centralizado (una base de datos regular, por ejemplo). Una blockchain, por el contrario, está integrada por múltiples nodos, cada uno de los cuales almacena una copia íntegra de la estructura de datos. En ésta, la información se ordena en bloques interconectados que registran un conjunto de transacciones u operaciones digitales. La seguridad provista en términos de la integridad y trazabilidad de la información responde a que el contenido de la cadena no puede ser alterado sin el consenso de la red (Fernández Iglesias, 2024). La alteración errónea o maliciosa de un registro es fácilmente detectable. En consecuencia, la naturaleza distribuida, la irreversibilidad de las transacciones y el uso intensivo de cifrado tornan a esta tecnología conceptualmente segura (Lecuit, 2019).

Las citadas propiedades hacen de las cadenas de bloques un ámbito propicio para las transacciones económicas. Sobre esta base se construye el concepto de *criptomoneda*, es decir, un activo digital asegurado mediante criptografía, que facilita las transacciones comerciales entre individuos, sin requerir confianza entre las partes involucradas (Neira Suárez et al., 2022). Y pese a ser ésta su aplicación más habitual, su uso se ha extendido a múltiples sectores, como procesos electorales electrónicos, el sector asegurador, la banca, la logística y las cadenas de suministro, donde permite mayor transparencia, trazabilidad y eficiencia. En muchos de estos casos, su potencial se materializa mediante *contratos inteligentes* (Noriega, 2021).

Un contrato inteligente (o *smart contract*) es, en su esencia, un programa informático desplegado en la blockchain, capaz de ejecutar de manera automática las instrucciones para las que fue diseñado, cuando se cumplen condiciones específicas. Desde

una perspectiva técnica, consiste en un conjunto de variables de estado, que representan la información y estado del contrato, y funciones que permiten la transición entre distintos estados. Un usuario interactúa con un contrato inteligente creando una transacción que invoca una de sus funciones, lo que puede desencadenar la ejecución de funciones de otros contratos (John et al., 2023). Desde una perspectiva funcional, un contrato inteligente actúa como un acuerdo autoejecutable, capaz de forzar el cumplimiento de las cláusulas pactadas, sin necesidad de intermediarios ni supervisión externa (Taherdoost, 2023).

La doble naturaleza de los contratos inteligentes, en su concepción de programas descentralizados y mecanismos de ejecución contractual, permite aplicaciones complejas y seguras. Entre ellas, pueden adaptarse subastas electrónicas, beneficiadas en gran medida de la transparencia e inmutabilidad de la blockchain, tornándolas confiables y eliminando intermediarios. Esto último permite la reducción de costos y la minimización del riesgo de manipulación o fraude en el proceso. Con este marco, este trabajo plantea la implementación de una plataforma de subastas a partir de contratos inteligentes, con el objetivo de analizar los desafíos técnicos que implica su utilización en contexto de mercados energéticos. Para ello se considera, a modo de caso práctico de referencia, el comercio de energía entre MRs que conforman una MMR. En estas condiciones, se propone un escenario simulado sobre una blockchain en ejecución local, en un entorno de desarrollo controlado. Las pruebas realizadas demuestran la viabilidad de la propuesta y facilitan la identificación de los puntos dificultosos más importantes. Además, permiten comparar, desde los costos implicados y las complicaciones en su implementación, diferentes mecanismos de subasta evaluados (Krishna, 2009): subasta inglesa, holandesa y de Vickrey.

Adicionalmente, el trabajo desarrolla una aplicación web (de arquitectura cliente-servidor) que permite interactuar directamente con la blockchain para desplegar los contratos (iniciar las subastas), canalizar las operaciones de puja (ofertas de las MRs) y otras transacciones asociadas. También facilita un análisis gráfico del progreso y sus resultados.

El trabajo se orienta a contribuir en dos aspectos, no investigados en profundidad en la literatura: 1) comparar mecanismos de subastas para transacciones energéticas desde lo técnico y económico en una blockchain de acceso público; y 2) desarrollar una arquitectura cliente-servidor que funcione como herramienta de simulación y análisis, con fines didácticos y de investigación, que logre integrar satisfactoriamente una interfaz web, una base de datos para registros y las operaciones de despliegue y uso de los contratos, con posibilidades de ampliación futura a otros tipos de subasta.

Metodología

Contextualización y selección de la tecnología de blockchain

La propuesta se orienta a la utilización de blockchain en contexto de una MMR aislada. Como se muestra en la Figura 1, n MRs se vinculan a nivel de comunicación a través de la cadena de bloques, sin participación de otras redes de servicio. Es decir, la MMR opera aislada de redes de mayor porte, como sistemas de distribución de alcance provincial o redes de transmisión. En consecuencia, las operaciones de compra y venta de energía se realizan exclusivamente entre las participantes de la MMR.

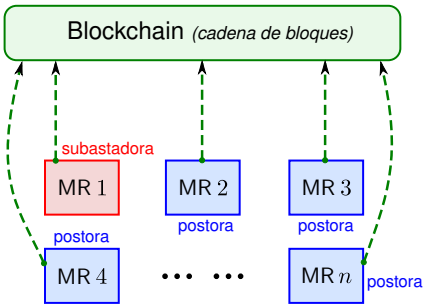


Figura 1. Esquema de la MMR con blockchain soporte para transacciones de energía.

En este esquema, una MR (subastadora) ofrece una determinada cantidad de energía puesta a la venta, desplegando un contrato inteligente cuyas cláusulas (atributos y funciones asociadas, en términos de software) imparten la lógica de un mecanismo de subasta a elección. Por caso, si se rige por un mecanismo seleccionado de Vickrey, el contrato inteligente incluye funciones específicas diseñadas para impartir las reglas de dicho tipo de subasta. Cualquiera sea el mecanismo seleccionado,

la subasta presenta un duración determinada, escogida criteriosamente por la subastadora. En dicho período, las otras MRs del sistema podrán participar pujando (ofertando) para adquirir la energía puesta a la venta. Para ello, realizan transacciones específicas accionando sobre métodos (funciones) disponibles en el mismo contrato. El proceso requiere la utilización de uno o varios métodos, dependiendo del mecanismo de subasta aplicado, en razón de responder a éste la complejidad de su implementación en el software.

Buena parte de las interacciones con el contrato implican la transferencia de dinero en formato digital. Para ello es posible utilizar un activo digitalizado (token) específicamente diseñado para intercambios en esta aplicación concreta, o bien una criptomoneda ya disponible e implementada en la plataforma de blockchain. En cualquier caso, cada MR dispone de un saldo en el activo digital intercambiado (billetera virtual) y las transacciones implican transferencias de dinero entre dichas cuentas. Asimismo, el contrato desplegado incluye una cuenta y dirección asociada en la blockchain, de forma que también es posible monitorear su saldo, como registro de las operaciones en la subasta. La cuenta y billetera virtual del contrato no son propiedad de ninguna de las MRs, sino que forman parte del contrato como software independiente desplegado en la plataforma. De esta manera, se evitan intermediarios que manipulen y gestionen el dinero en el proceso.

A los efectos de su implementación concreta, existen dos alternativas: i) utilizar una blockchain corporativa (en la que sólo las MRs participan como nodos), o ii) desplegar los contratos sobre una blockchain de acceso público. Este trabajo opta por aplicar la última opción, evitando que las MRs deban aportar la infraestructura informática que garantice el funcionamiento estable del sistema. Para el caso, se desarrollan contratos inteligentes en el lenguaje *Solidity* a ser desplegados sobre la blockchain pública de *Ethereum*, la más popular entre aquellas que dan soporte a este tipo de software (Ghnemat y Mosa, 2025).

Mecanismos de subasta evaluados

Con la finalidad de ensayar, comparar y evaluar diferentes tipos aplicables de subastas, analizando los costos y dificultades en su implementación como contratos inteligentes, se escogieron los siguientes mecanismos que se describen a continuación: subasta inglesa (o ascendente), holandesa y de Vickrey.

Subasta inglesa:

El subastador ofrece una cantidad de energía para su venta durante un período breve de tiempo y con un precio de base (inicial). A continuación, y hasta tanto no se alcance el vencimiento, los participantes pueden ofertar un monto igual o superior al mínimo, con la condición de que cada nueva oferta debe ser mayor a la anterior. La secuencia es vista por todos los involucrados, de modo que un postor podría ofertar más de una vez, en caso de que sus ofertas anteriores fueran superadas por otro participante. Finalizado el proceso, la última oferta es la ganadora, y el participante paga al subastador el monto ofrecido (primer precio).

Subasta holandesa:

El subastador ofrece una cantidad de energía durante un período de tiempo, y desde el instante inicial, su cotización disminuye linealmente entre un máximo y un mínimo, escogidos de antemano. Esta variación es conocida por los participantes. Luego, el primer postor que decide realizar la compra antes del vencimiento, gana la subasta, pagando el monto correspondiente al momento de la oferta. En consecuencia, si la compra es concretada, la subasta recibe una única oferta.

Subasta de Vickrey:

El subastador ofrece energía durante un período de tiempo en el cual se reciben las ofertas, y establece de antemano un monto base o mínimo. Los interesados pueden ofertar una sola vez (siempre por encima del mínimo), pero los montos se revisan luego del vencimiento; de modo que, durante el proceso, los participantes no conocen las ofertas de los otros postores. Para evitar cualquier tipo de influencia o fraude, el subastador tampoco tiene acceso a esta información hasta tanto se alcance el vencimiento (estilo “sobre cerrado”). La inspección posterior de las ofertas define al ganador, como aquel postor que ofreció el monto más elevado, pero paga por la energía el segundo monto más alto (segundo mejor precio). Puede demostrarse que si todos los postores desconocen las preferencias de los restantes (las valoraciones privadas son independientes), actúan racionalmente y presentan neutralidad al riesgo (la utilidad es la diferencia entre la valoración del bien y el pago ofrecido), este mecanismo

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Transformación Digital Aplicada a la Industria Energética

incentiva a los participantes a ofertar el monto que realmente consideran que convalida la energía puesta a la venta (revelación veraz) (Bergemann et al., 2022).

Software de ensayo y simulación

La implementación de las subastas se realiza sobre una blockchain de prueba ejecutada en forma local, para lo cual se despliega un nodo Ethereum provisto por el framework *Hardhat* (Nomic Foundation, 2023). Se trata de una blockchain idéntica en estructura y forma de uso a la red pública de Ethereum. No obstante, en este entorno de desarrollo, la red es generada a partir de bloques iniciales que únicamente definen las cuentas de usuario que representan a las MRs participantes. En este ámbito de trabajo, se utiliza dinero ficticio en *Ether* (abreviado habitualmente como ETH), la criptomoneda nativa de Ethereum, o medido en alguno de sus submúltiplos *Wei* o *GWei* (1 Wei = 10^{-18} ETH; 1 GWei = 10^{-9} ETH).

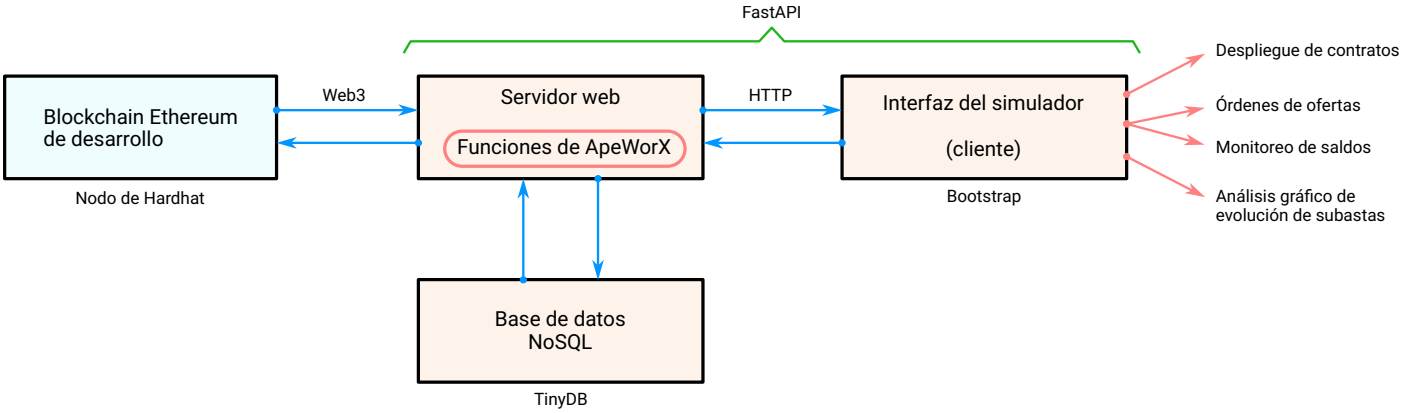


Figura 2. Representación en bloques del software de ensayo y simulación desarrollado.

La Figura 2 resume la composición del software de simulación desarrollado, el que utiliza exclusivamente componentes libres y de acceso gratuito. El nodo de Hardhat es accesible desde un servidor web desarrollado en Python por medio del paquete *FastAPI* (Ramírez, 2018). Éste reutiliza funciones provistas por el framework *ApeWorX* (ApeWorX Ltd, 2023), a través de las cuales es posible realizar las operaciones que sean requeridas sobre la blockchain: despliegue de contratos, transferencias de dinero y el accionamiento sobre los distintos métodos del mismo. La comunicación emplea un conjunto de estándares conocido como *Web3*, provistos a través de funciones disponibles en ApeWorX. Se advierte que tanto este último como FastAPI utilizan el lenguaje Python, lo que facilita su integración en la aplicación del servidor. Adicionalmente, el servidor gestiona una base de datos NoSQL a través del paquete *TinyDB* (Siemens, 2023) y sirve una interfaz web a través de HTTP, desarrollada con la librería *Bootstrap* (Otto y Thornton, 2011). La interfaz funciona como sistema de control y monitoreo de las subastas simuladas. Desde aquí es posible ordenar al servidor el despliegue de cualquiera de los tipos de subasta analizados, y simular las órdenes de las MRs postoras para ofertar y, en general, ejecutar cualquier paso en el mecanismo correspondiente. Estas interacciones se realizan utilizando al servidor de intermediario, el que acciona sobre los contratos por medio de funciones de ApeWorX. Asimismo, la interfaz permite consultar saldos en las billeteras virtuales de las MRs, incluida la visualización de los cargos por el uso de recursos computacionales de la blockchain (costo de las transacciones), y realizar un análisis gráfico de la evolución de la subasta. Los resultados de una simulación pueden recuperarse a partir de la base de datos.

Resultados y discusión

Implementación de las subastas

La ejecución de la subasta inglesa, en la implementación realizada para Ethereum, se resume en el diagrama de bloques de la Figura 3. Por su parte, la Figura 4 muestra el código Solidity sintetizado (por razones de espacio), a los efectos de exponer sus atributos y métodos más importantes. La MR subastadora despliega el contacto en la blockchain, para lo cual su método constructor exige la especificación de la cantidad de energía puesta a la venta, el monto mínimo o base para pujar y una duración. Cualquiera de estos parámetros puede ser consultado por los participantes a partir de sendos métodos de lectura de

registros, sin costos de transacción asociados. Inmediatamente a continuación, se habilita un período de recepción de ofertas. En estas condiciones, cualquiera de las otras m MRs puede participar accionando sobre un método específico del contrato destinado a recibir ofertas. La ejecución de dicho método implica una operación en la cual se transfiere dinero (en ETH) desde la cuenta digital de la MR postora a la cuenta del contrato. En el contexto de los contratos inteligentes, este tipo de funciones es *payable* (demanda una transferencia de dinero). Por tal motivo, aún sin haber alcanzado el vencimiento de la subasta, cada puja implicará necesariamente transferir el dinero ofertado. Cada vez que se recibe una nueva oferta aceptada, necesariamente supera a la anterior, de modo que el registro de esta última se traslada a un atributo interno del contrato del tipo *mapping*, que relaciona la dirección de la cuenta de origen con el dinero que debe ser devuelto por ofertas transferidas no ganadoras. Por el contrario, la transacción de oferta es cancelada si el monto transferido no supera a la base o no supera al de la última oferta (ganadora parcial), o cuando su ejecución se realiza luego de finalizado el tiempo de cierre. Alcanzado el vencimiento, variables internas del contrato registrarán la oferta mayor y la dirección de la cuenta de origen (MR ganadora). En este estado, la subastadora podrá ejecutar un método de pago que transferirá el monto de la oferta ganadora a su cuenta. Además, las otras participantes estarán habilitadas a ejecutar un método de devolución, a partir del cual, previa consulta del registro *mapping*, se transfiere a cada MR el monto ofertado no ganador nuevamente a su cuenta de origen (recupero de dinero).

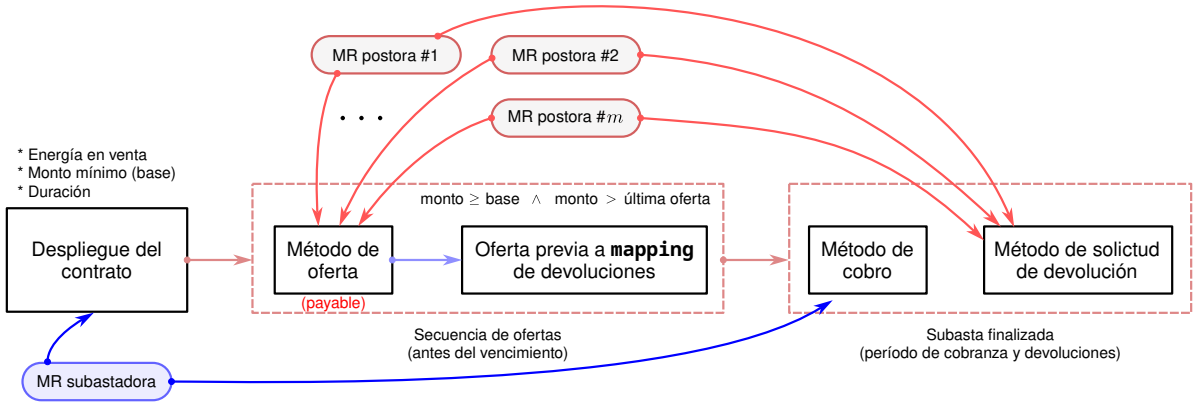


Figura 3. Representación en bloques de un contrato inteligente para una subasta inglesa.

```
contract Subasta {
    address public subastador;
    address public ganador;
    uint public oferta_minima;
    uint public oferta_mayor;
    uint public tiempo_finalizacion;
    bool public finalizada;
    uint256 public energyAmount;
    mapping(address => uint) public devoluciones_pendientes;

    constructor(uint _duracion_subasta, uint _oferta_minima,
                uint256 _energyAmount)

    // Realizar ofertas
    function ofertar() external payable subasta_activa oferta_valida { ... }

    // Retirar fondos reembolsables (para ofertantes no ganadores)
    function devolucion() external { ... }

    // Finalizar la subasta y transferir ETH al subastador
    function finalizar() external solo_subastador subasta_finalizada { ... }
}
```

Figura 4. Ejemplo de código sintetizado para la subasta inglesa en lenguaje Solidity.

Se advierte que cada oferta debe necesariamente transferir el monto al contrato, aún cuando la subasta no ha finalizado. Esta operación se realiza para garantizar que las participantes disponen del dinero ofrecido. Es decir, actúa como mecanismo de compromiso. Cuando la cantidad de ofertas es importante, los pagos anticipados pueden sumar cifras elevadas, considerablemente superiores al precio final de la energía, constituyendo un punto desventajoso fundamental en este esquema.

Al margen de las transferencias de dinero, se destaca que las operaciones que implican modificaciones en la blockchain (escribir contenido en un bloque o crear bloques nuevos), tienen asociado, a su vez, un costo por el uso de los recursos de infraestructura del sistema. Normalmente, en Ethereum, la ejecución de un método con estas características se vincula, por tanto, a una determinada cantidad de *gas usado*. Ésta es una medida determinística, pero que se traduce en un valor monetario

en ETH de acuerdo con la cotización momentánea de la unidad de *gas*. Ésta depende del grado de congestión de la blockchain al momento de resolver la transacción. El costo del gas es uno de los puntos desventajosos de las blockchain públicas frente a las alternativas cerradas de uso corporativo. En la subasta inglesa, la MR subastadora deberá afrontar costos por gas para desplegar el contrato (especialmente costoso) y para reclamar el pago luego de finalizado el proceso de puja. Las MRs postoras deben cubrir costos por gas para realizar ofertas y para solicitar devoluciones. Estas operaciones implican modificar registros del contrato y, por tanto, cambios en la blockchain que demandan el uso de gas.

Por su parte, la implementación realizada de la subasta holandesa se resume en el diagrama de bloques de la Figura 5. A diferencia de la subasta inglesa, el despliegue del contrato implica diferenciar en los argumentos de construcción un monto máximo de uno mínimo para las ofertas. Con esta información, resulta definida un función lineal $f(t)$ que cotiza la energía puesta a la venta, disminuyendo desde el valor máximo hasta el mínimo, de acuerdo con el tiempo t, que se extiende desde cero hasta una duración programada. Las potenciales postoras podrán consultar, a través de un método de lectura (sin costo asociado), la valuación de $f(t)$, es decir, el precio actual de la energía comercializada. Si una MR se dispone a comprar, utiliza un método *payable* dispuesto para ello. En razón del tiempo transcurrido entre la consulta de la cotización y la ejecución de la transacción de oferta, el monto ofertado puede diferir de la cotización en este último instante. En general, en estas condiciones, la oferta superará a la cotización (motivo de la característica decreciente de esta última), de modo que la lógica implementada deja registro en el contrato del excedente a ser devuelto. En una blockchain pública como Ethereum, en situación de elevada congestión, pueden registrarse retrasos en la concreción de la oferta, lo que se traduce, eventualmente, en mayores excedentes. En el escenario contrario, ofertas de montos inferiores a la cotización son canceladas automáticamente.

La primera oferta en la subasta holandesa finaliza el período de puja, en caso de ocurrir antes del vencimiento. En tales condiciones, la MR ofertante (ganadora) puede ejecutar un método de solicitud de reintegro por el excedente. Se advierte que, dado que este mecanismo recibe una única oferta, tras su aceptación, el mismo método es encargado de transferir el valor de cotización de la energía a la MR subastadora. De este modo, la postora cubre por completo los costos de gas asociados a los movimientos de oferta, pago a la subastadora y devolución del excedente. Frente a la implementación de la subasta inglesa, esta alternativa tiende a generar menores costos totales por el uso de gas, en razón de requerir un número inferior de transacciones, siendo que el mecanismo finaliza la subasta tras la primera y única oferta.

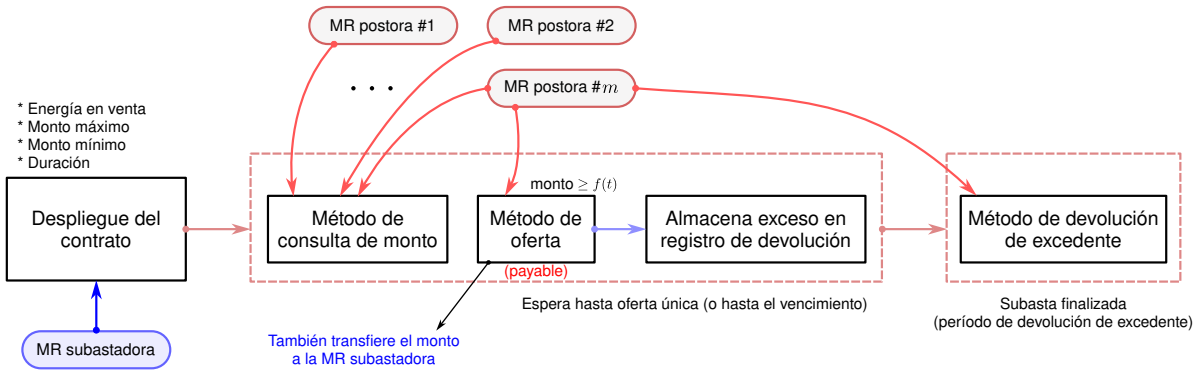


Figura 5. Representación en bloques de un contrato inteligente para una subasta holandesa.

Durante el período de compromisos, cada MR postora ejecuta un método *payable* transfiriendo un monto equivalente a la base (mínimo establecido por la subastadora). Además, entre los argumentos de entrada, este método permitirá enviar un hash generado a partir de la combinación de: la dirección de la cuenta de origen (identificación de la MR ofertante), el monto comprometido de la oferta (igual o superior a la base) y un valor entero seleccionado discrecionalmente (conocido como *nonce*). Dado que estos datos son numéricos, se suman, y el resultado puede ser procesado por el algoritmo *Keccak256*, disponible de forma nativa en el lenguaje Solidity, para obtener el hash. El uso del *nonce* evita que otras MRs puedan inferir el monto ofertado, intentando generar el mismo hash mediante procedimientos de prueba y error. Asimismo, se destaca que el monto realmente transferido en este período es el mismo para todas las postoras, de forma que tampoco pueden inferirse los compromisos de oferta inspeccionando la evolución del saldo del contrato (información pública en la blockchain). En estas condiciones, el sistema simula el procedimiento de “sobre cerrado”.

Finalmente, el diagrama de la Figura 6 esquematiza la implementación realizada de la subasta de Vickrey. A diferencia de las anteriores, presenta una complejidad superior motivo de una condición dificultosa particular: debe operar en forma equivalente a un sistema a "sobre cerrado". No obstante, la característica de transparencia de la blockchain impide procedimientos sencillos para ocultar los montos y procedencias de las ofertas durante la puja. Para dar solución a esta problemática, el proceso se dividió en un período de "compromisos de oferta" y otro de "revelaciones", cuyas duraciones son establecidas por la MR subastadora al momento de desplegar el contrato. Otros argumentos del método constructor del contrato son: el monto mínimo o base para realizar ofertas y la cantidad de energía subastada.

Finalizado del período de compromisos, se habilita el correspondiente a las relevaciones. En éste, cada postora accionará otro método *payable*, transfiriendo la diferencia entre la oferta comprometida y el valor base, y enviando asimismo el *nonce* escogido durante la puja. El contrato aplicará sobre esta información el método de hashing *Keccak256*. Si logra obtener alguno de las hashes registrados durante el período de compromisos, la relevación se considera válida, y tanto el monto ofertado como la dirección de la MR ofertante quedarán expuestos y almacenados en atributos específicos del contrato. Completado este período, la MR ganadora se identifica a partir de los montos asociados a las revelaciones válidas. En este nuevo estado, la MR subastadora estará en condiciones de ejecutar el método de finalización de la subasta, a partir del cual se le transfiere el segundo mejor precio entre las ofertas reveladas. Por otra parte, las MRs postoras podrán accionar individualmente sobre un método específico para solicitar devoluciones correspondientes a: ofertas reveladas no ganadoras y, para la MR ganadora, una devolución por el excedente del primer mejor precio sobre el segundo (lógica propia de la subasta de Vickrey). Se observa que, en este caso, la MR subastadora debe afrontar los costos por el uso de gas para desplegar el contrato y para reclamar el pago por la energía vendida. Por su parte, las postoras cubren los costos por gas vinculados a las transacciones de oferta en los períodos de compromisos y revelaciones, y el asociado a la solicitud de reembolsos.

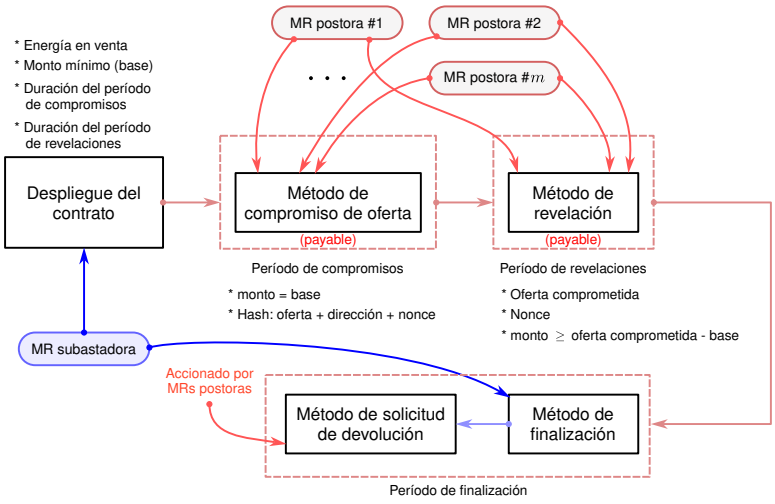


Figura 6. Representación en bloques de un contrato inteligente para una subasta de Vickrey.

En condiciones de MRs cuyas revelaciones no hayan sido convalidadas, o incluso en situación de MRs que no realizan ofertas durante el período de revelaciones, el contrato retendrá el equivalente al monto base (transferido como compromiso). Este sistema actúa como penalización e incentiva a las postoras a revelar los compromisos previamente realizados. Se advierte que, en condiciones de congestión de la blockchain que motiven retrasos en las revelaciones, una finalización de este período previo a la concreción de las transacciones, será motivo de penalizaciones injustas con retenciones no reembolsables de los montos transferidos durante la etapa de compromisos.

Plataforma de simulación

Las Figuras 7 a 14 muestran el aspecto de las pantallas más relevantes de la interfaz web en la plataforma desarrollada para ejecutar las simulaciones. El software contempla la participación de 5 MRs, la primera de las cuales actúa como subastadora, mientras que las 4 restantes son potenciales postoras. Inicialmente, es posible seleccionar el mecanismo de subasta y configurar los argumentos para su método constructor (Figura 7), previo a la confirmación del despliegue del contrato (Figura 8). Una

vez puesta en funcionamiento la subasta, la aplicación avanza a la siguiente pantalla. En el ejemplo de la Figura 9, se ejecutan los compromisos de oferta para el mecanismo de Vickrey. Como se observa en la Figura 10, la pantalla señala el período de compromisos (*commit*) y el tiempo remanente hasta la finalización de dicha etapa, e incluye opciones para ofertar con las MRs postoras y consultar el historial de movimientos y saldos de cada cuenta. La Figura 11 muestra una transacción similar, pero en el período de revelación (*reveal*). En cualquier instancia es posible consultar el historial de eventos del contrato (Figura 12). Además, luego de finalizada la subasta, a través de sendos botones, se brinda acceso a los métodos de cierre. Por caso, como se observa en la Figura 13, se pueden solicitar reembolsos luego de culminada una subasta de Vickrey.

Finalmente, una pantalla adicional (Figura 14) funciona como panel de gráficos (estilo *dashboard*) para resumir el estado del proceso. Ésta puede ser consultada durante la ejecución de la subasta o luego de finalizada, en vistas de que los gráficos se actualizan conforme se registran movimientos en el contrato. En el ejemplo de la Figura 14, el gráfico muestra la oferta realizada por cada MR en una puja de Vickrey. Se advierte que, pese a que los montos ofertados permanecen inaccesibles desde el contrato hasta después de la etapa de revelación, la base de datos en la aplicación web fue configurada para registrar y exhibir esta información por razones didácticas y de investigación.



Figura 7. Pantalla de inicio: selección del mecanismo de subasta.

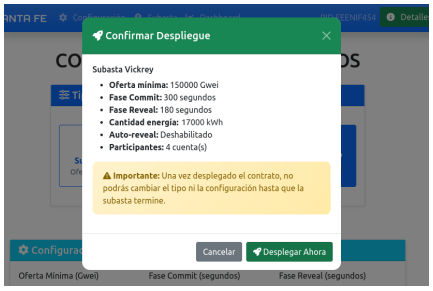


Figura 8. Despliegue del contrato.

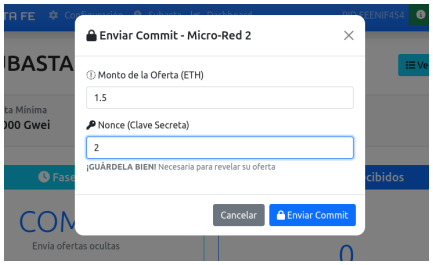


Figura 9. Compromiso en subasta de Vickrey.

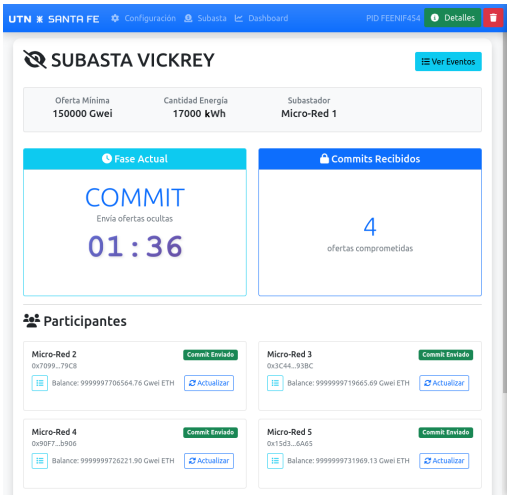


Figura 10. Pantalla principal de la subasta.

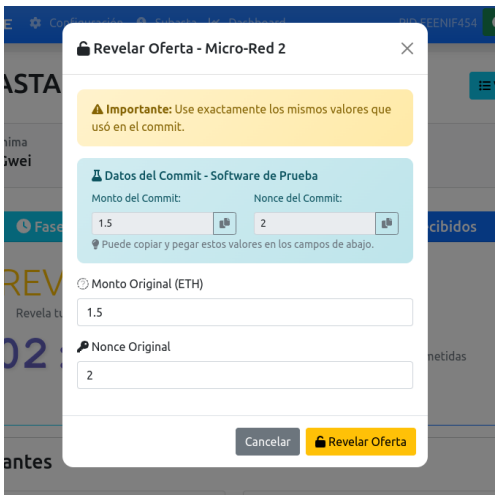


Figura 11. Revelación en subasta de Vickrey.

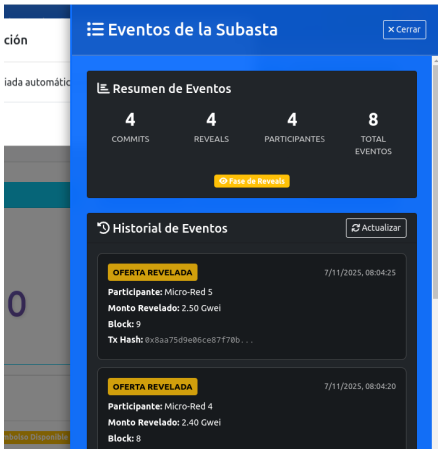


Figura 12. Historial de eventos.

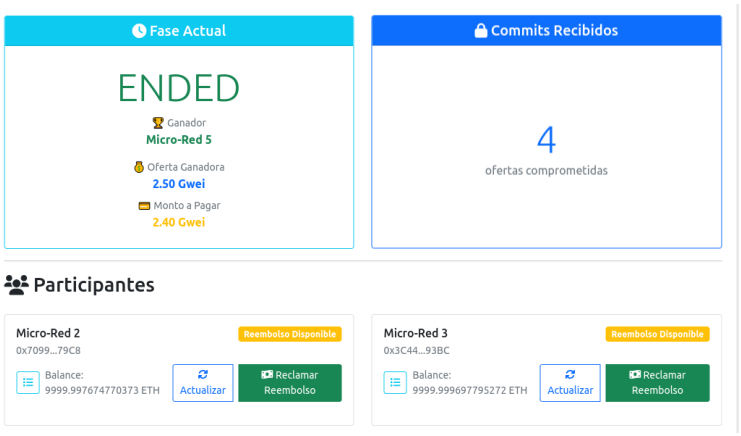


Figura 13. Identificación del ganador y opciones de reembolso.

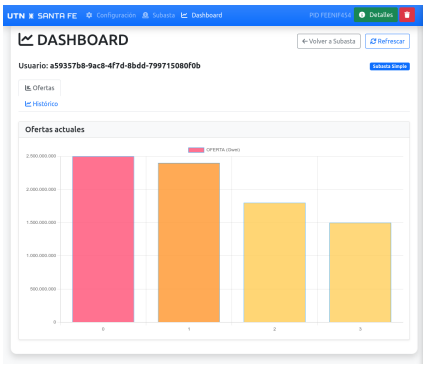


Figura 14. Dashboard con gráficos para el análisis de resultados.

Costos por el uso de la infraestructura de blockchain

La Tabla 1 muestra los resultados de simulaciones para los 3 tipos de subastas estudiados en cuanto a las *unidades de gas* demandadas en cada mecanismo, con 4 MRs postoras. Para realizar comparaciones, corresponde destacar que en la subasta inglesa se simuló una única oferta por cada MR potencial compradora. Asimismo, en la subasta holandesa, se registra un costo nulo para las operaciones de devoluciones de dinero, siendo que la misma transacción de finalización realiza los reembolsos.

Tabla 1. Unidades de gas utilizadas para diferentes transacciones en contratos de subasta (casos simulados).

Subasta	Despliegue de contrato	Ofertas	Devoluciones	Finalización	Total
Inglesa	553682	249712	89967	23567	916828
Holandesa	589264	83862	–	30801	703927
Vickrey	1069629	794300	134636	44249	2049814

La subasta holandesa se percibe como la más económica. Esto responde a que sólo admite una única oferta; por tanto, son requeridas pocas transacciones de contrato. No obstante, la operación de oferta para la MR ganadora es prácticamente un 34 % más costosa que en una subasta inglesa, siendo que en esta última el costo total por ofertas es dividido entre el número de MRs postoras. Se observa que, en general, cuanto mayor es la complejidad del mecanismo, más elevado es el costo asociado a las transacciones ejecutadas desde sus funciones. Por esta razón, la subasta de Vickrey es, con diferencia, la más costosa.

Para mayores precisiones sobre el costo real de las subastas, puede contemplarse que entre enero y octubre de 2025, el costo de la unidad de gas varió entre un mínimo de 0,4 GWei y un máximo de 80 GWei, con una media de 2,5 GWei (Etherscan, 2025). Además, la cotización del ETH (equivalente a 10^9 GWei) varió entre un mínimo de USD 1470 y un máximo de USD 4950, con una media de USD 3060 (CoinMarketCap, 2025; Exchange Rates, 2025). Calculando con valores medios, se obtiene el

costo en USD (dólares estadounidenses) de cada subasta por tipo de transacción, registrado en la Tabla 2. Según se observa, los montos no son elevados en relación a los costos de la energía eléctrica, generalmente comercializada entre MRs en magnitudes del orden del Megawatt-hora (MWh). Para mayores referencias, el precio promedio global de comercialización de la energía a usuarios finales ronda los $0{,}17\,\mathrm{USD}/kWh$ (Global Petrol Prices, 2025). Partiendo de este monto y considerando el costo total por mecanismo de subasta, de acuerdo con la Tabla 2, se obtienen equivalentes en energía que varían entre $32\,kWh$ y $92\,kWh$.

Tabla 2. Costos de las transacciones en la red pública de Ethereum, según cotizaciones medias entre enero y octubre de 2025.

Subasta	Despliegue de contrato (USD)	Ofertas (USD)	Devoluciones (USD)	Finalización (USD)	Total (USD)
Inglesa	4,24	1,91	0,69	0,18	7,01
Holandesa	4,51	0,64	–	0,24	5,39
Vickrey	8,18	6,08	1,03	0,39	15,63

Conclusiones

La tecnología de blockchain y, en particular, los contratos inteligentes, se presentan como recursos de factible aplicación en mercados de intercambio energético, con la meta de dotar de transparencia a las operaciones, como así también facilitar el registro inmutable de las transacciones y su trazabilidad. Su implementación crece en complejidad cuando lo hace la lógica propia del mecanismo, principalmente cuando el sistema escogido deba posibilitar pujas a "sobre cerrado", como en la subasta de Vickrey. No obstante, una estructura del proceso fraccionada en un período de compromisos de oferta, seguido de un período de revelaciones, que contemple un sistema de eventuales penalizaciones, puede dar solución a la problemática. Este procedimiento conlleva un contrato inteligente de elevado costo de despliegue en una blockchain pública como Ethereum. Sin embargo, un análisis detallado de los costos totales asociados a un mecanismo completo de subasta, incluyendo además los costos de infraestructura por operaciones de ofertas, solicitudes de reembolsos y pagos al subastador, demostró que corresponden a cargos mínimos cuando se comparan con los precios habituales de comercialización de la energía, incluso para subastas complejas como la de Vickrey. Además, los costos totales se distribuyen entre los participantes, cada uno de los cuales afronta cargos de acuerdo con los tipos de transacciones ejecutadas.

En trabajos futuros, los autores evaluarán implementaciones alternativas, en las cuales la MR subastadora sea aquella que ofrece comprar energía, mientras que las postoras deberán ofrecer distintas opciones de venta, en términos de precios y cantidades. Mecanismos implementados con este enfoque de licitación son puntualmente complejos, en razón de que la subastadora podría seleccionar compras en menores cantidades desde cada una de las postoras, siempre que la energía total adquirida cubra el total licitado.

Referencias bibliográficas

Abbasi, M., Abbasi, E., Li, L., Aguilera, R. P., Lu, D., y Wang, F. (2023). Review on the microgrid concept, structures, components, communication systems, and control methods. Energies, 16(1):484.

Almihat, M. G. M. y Munda, J. L. (2025). The role of smart grid technologies in urban and sustainable energy planning. Energies, 18(7):1618.

ApeWorX Ltd (2023). Ape Framework. https://apeworx.io. Versión 0.8.41, último acceso: noviembre 2025.

Bergemann, D., Heumann, T., Morris, S., Sorokin, C., yWinter, E. (2022). Optimal information disclosure in classic auctions. American Economic Review: Insights, 4(3):371–388.

CoinMarketCap (2025). Ethereum (ETH) Price Chart. https://coinmarketcap.com/currencies/ethereum. Consultado en noviembre de 2025.

Dileep, G. (2020). A survey on smart grid technologies and applications. Renewable Energy, 146:2589–2625.

Dinesha, D. L. y Balachandra, P. (2022). Conceptualization of blockchain enabled interconnected smart microgrids. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 168:112848.

Etherscan (2025). Ethereum Gas Tracker. https://etherscan.io/gastracker. Consultado en noviembre de 2025.

Exchange Rates (2025). Ethereum to USD Exchange Rate History. https://www.exchange-rates.org/Rate/ETH/USD. Consultado en noviembre de 2025.

Fernández Iglesias, M. J. (2024). Introducción a Blockchain, Contratos Inteligentes y Aplicaciones Descentralizadas. Universidade de Vigo, 3.0/ES edition.

Ghnemat, R. y Mosa, H. (2025). Blockchain-based fraud detection: A systematic review of ethereum network applications. Cluster Computing, 28(16):1080.

Global Petrol Prices (2025). Electricity prices around the world (Q3 2025 update). https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/.

Haddadian, H. y Noroozian, R. (2017). Multi-microgrids approach for design and operation of future distribution networks based on novel technical indices. Applied energy, 185:650–663.

John, K., Kogan, L., y Saleh, F. (2023). Smart contracts and decentralized finance. Annual Review of Financial Economics, 15(1):523–542.

Krishna, V. (2009). Auction theory. Academic press.

Kumar, A., Singh, A. R., Raghav, L. P., Deng, Y., He, X., Bansal, R. C., Kumar, P., y Naidoo, R. (2024). State-of-the-art review on energy sharing and trading of resilient multi microgrids. Iscience, 27(4).

Lecuit, J. (2019). La seguridad y la privacidad del blockchain, más allá de la tecnología y las criptomonedas. Real Instituto Elcano, 49.

Mbungu, N. T., Ismail, A. A., AlShabi, M., Bansal, R. C., Elnady, A., y Hamid, A. K. (2023). Control and estimation techniques applied to smart microgrids: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 179:113251.

Neira Suárez, B. et al. (2022). Origen y definición de las criptomonedas: el Bitcoin y los Non Fungible Tokens. B.S. thesis.

Nomic Foundation (2023). Hardhat: Ethereum development environment. https://hardhat.org. Versión 3.0.11, último acceso: noviembre 2025.

Noriega, C. (2021). ¿ Blockchain es más que criptomonedas?, presente y futuro. Apuntes contables, 29(1):49–65.

Otto, M. y Thornton, J. (2011). Bootstrap: HTML, CSS, and JS front-end framework. https://getbootstrap.com. Versión 5.3.8, último acceso: noviembre 2025.

Ramírez, S. (2018). FastAPI: High-performance web framework for Python. https://fastapi.tiangolo.com. Versión 0.121.0, último acceso: noviembre 2025.

Siemens, M. (2023). TinyDB: A lightweight document-oriented database. https://tinydb.readthedocs.io. Versión 4.8.2, último acceso: noviembre 2025.

Taherdoost, H. (2023). Smart contracts in blockchain technology: A critical review. Information, 14(2):117.

Wang, H. y Huang, J. (2018). Incentivizing Energy Trading for Interconnected Microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(4):2647–2657.

Wang, S., Chen, H., Gong, C., Shang, Y., y Wang, Z. (2024). The operation strategy of a multi-microgrid considering the interaction of different subjects' interests. Energies, 17(19):4883.

Xing, X. y Jia, L. (2024). Energy management in microgrid and multi-microgrid. IET Renewable Power Generation, 18(15):3480–3508.

Copiloto multiagente basado en grandes modelos de lenguaje para la gestión de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables

Multi-agent copilot based on large language models for the management of electrical systems with high penetration of renewable energies

Matias Gerard
Research Institute for Signals, Systems and Computational Intelligence sinc(i), FICH-UNL, CONICET, Santa Fe, Argentina.
mgerard@sinc.unl.edu.ar

Guillermo A. Magallán
Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Río Cuarto, FI-UNRC, Río Cuarto, Argentina.
gmagallan@ing.unrc.edu.ar

Iván Peralta
Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Entre Ríos, FI-UNER, Paraná, Argentina.
ivan.peralta@uner.edu.ar

Hugo Leonardo Rufiner
Research Institute for Signals, Systems and Computational Intelligence sinc(i), FICH-UNL, CONICET, Santa Fe, Argentina.
lrufiner@sinc.unl.edu.ar

Resumen

La creciente penetración de las fuentes de energía renovables en el Sistema de Interconexión Argentina (SADI) plantea retos operativos que van más allá de los métodos de gestión tradicionales. Aquí proponemos el *Copiloto CAMMESA*, un sistema multiagente inteligente basado en grandes modelos de lenguaje (LLM) diseñado como marco conceptual para integrar aprendizaje por refuerzo (RL) en la gestión del SADI. El sistema integra agentes especializados para la detección de infracciones, la planificación de medidas correctivas, la validación en entornos aislados y la generación de explicaciones en lenguaje natural. Validado en la red de referencia IEEE de 14 buses, demostró una gestión eficaz de contingencias $N-1$, reduciendo el factor de carga crítico en un $3{,}74\,\%$ y aumentando el margen de seguridad operativa del $4{,}35\,\%$ al $7{,}93\,\%$. Las simulaciones en *sandbox* evitan acciones arriesgadas, mientras que la explicabilidad facilita la supervisión humana. Estos resultados indican el potencial de los sistemas multiagente basados en LLM para mejorar el funcionamiento fiable e interpretable de las redes eléctricas con alta penetración de energías renovables.

Palabras Clave: gestión energética inteligente, large language models, integración de energías renovables, sistemas eléctricos de potencia, sistemas multiagente

Abstract

The increasing penetration of renewable energy sources in Argentina's Interconnection System (SADI) presents operational challenges beyond traditional management methods. Here we propose *CAMMESA Copilot*, an intelligent multi-agent system based on Large

Language Models (LLMs) designed as a conceptual framework for integrating reinforcement learning (RL) in SADI management. The system integrates specialized agents for violation detection, corrective action planning, sandbox validation, and natural language explanation generation. Validated on the IEEE 14-bus benchmark network, it demonstrated effective $N-1$ contingency management, reducing the critical loading factor by $3{,}74\,\%$ and increasing the operational safety margin from $4{,}35\,\%$ to $7{,}93\,\%$. *Sandbox* simulations prevent risky actions, while explainability facilitates human oversight. These results indicate the potential of LLM-based multi-agent systems to enhance reliable and interpretable operation of power grids with high renewable penetration.

Keywords: intelligent energy management, large language models, renewable energy integration, multi-agent systems, power systems

Introducción

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) experimenta una transformación acelerada, impulsada por la integración masiva de energías renovables. Esta red de transmisión interconecta aproximadamente 3000 nodos mediante líneas de 500, 220 y 132 kV, operada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) como administrador y coordinador técnico del sistema. La participación renovable ha crecido exponencialmente desde menos del $2\,\%$ en 2015 hasta proyecciones que superan el $30\,\%$ para 2030 (CAMMESA, 2024), impulsada principalmente por la generación eólica patagónica y solar del Noroeste argentino. Este crecimiento, aunque ambientalmente deseable y económicamente estratégico, introduce desafíos operativos que exceden las capacidades de los métodos tradicionales de operación y asignación óptima de generación (conocidos como despacho económico), los cuales fueron diseñados principalmente para sistemas dominados por generación térmica e hidráulica (Wood et al., 2013). La naturaleza intermitente y variable de las fuentes renovables en escalas temporales de minutos a horas (Denholm and Hand, 2011), combinada con las restricciones físicas de la infraestructura de transmisión existente, genera problemas complejos de gestión que requieren nuevos paradigmas de control y operación.

Los desafíos que enfrenta el SADI no son únicos en el contexto global. El 28 de abril de 2025, la Península Ibérica experimentó uno de los apagones más severos en la historia moderna de Europa, cuando falló el interconector crítico Francia-España, dejando sin electricidad a España y Portugal durante aproximadamente 10 horas y afectando brevemente el sur de Francia (ENTSO-E Expert Panel, 2025). El incidente, que desconectó 31 GW de carga y provocó al menos ocho víctimas, expuso vulnerabilidades sistémicas en la gestión de redes con alta penetración renovable. Investigaciones preliminares de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) revelaron que la falla fue precipitada por una compleja secuencia de eventos que incluyó una insuficiente capacidad sincrónica en el sistema español, una inadecuada respuesta de los planes de defensa del sistema y limitaciones estructurales en la interconexión transfronteriza (solo $6\,\%$ de capacidad, muy por debajo del objetivo europeo del $15\,\%$) (ENTSO-E Expert Panel, 2025; Bajo-Buenestado, 2025). Los reportes técnicos identificaron que, al momento de la falla, la generación de energía renovable era de más del $75\,\%$, lo cual no es tan inusual en esa región; sin embargo, en ese momento, salieron de servicio muy rápidamente grandes generadores solares y el sistema contaba con muy poca generación convencional formadora de red (gas, nucleares) alrededor del $15\,\%$. Esta generación convencional constituye los amortiguadores naturales que mantienen la estabilidad de la red ante estos cambios abruptos. La baja inercia en ese momento particular, combinada con la insuficiente capacidad de respuesta rápida de frecuencia y recursos de flexibilidad limitados (España tenía solo 25 MW de almacenamiento en baterías frente a un objetivo de 500 MW para 2025), creó condiciones en las que perturbaciones que habrían sido absorbibles en sistemas con mayor inercia desencadenaron colapsos catastróficos en cuestión de segundos (Bajo-Buenestado, 2025). Este evento subraya la urgencia de desarrollar sistemas inteligentes de gestión que puedan anticipar, prevenir y responder efectivamente a contingencias en entornos de alta variabilidad renovable.

La variabilidad impredecible de las fuentes renovables en el SADI, particularmente en la generación eólica patagónica que aporta aproximadamente 1,6 GW y la solar del NOA que aporta 119 MW, se combinan con congestiones frecuentes en la red de transmisión que resultan en una reducción de la generación energética significativa (*curtailment*), con el consecuente desperdicio de recursos limpios y pérdidas económicas (Secretaría de Energía de Argentina, 2023). Las herramientas tradicionales de Flujo de Potencia Óptimo (OPF, del inglés) enfrentan limitaciones computacionales fundamentales cuando deben considerar múltiples escenarios de incertidumbre estocástica (Wang et al., 2023; Chen et al., 2024), típicamente requiriendo 10-30 minutos para redes de 500+ nodos, tiempos incompatibles con la gestión en tiempo cuasi-real que exigen las dinámicas aceleradas introducidas por las renovables (Rahman et al., 2024). Esta brecha entre los requerimientos operativos emergentes y las capacidades de las herramientas existentes se amplifica en contextos donde las decisiones deben tomarse en ventanas temporales de segundos a

pocos minutos para mantener la estabilidad del sistema ante variaciones rápidas de generación y demanda. Adicionalmente, la creciente complejidad de las redes modernas, con múltiples actores, mercados de energía dinámicos, y requisitos regulatorios estrictos, demanda soluciones que no solo sean computacionalmente eficientes sino también explicables y confiables para facilitar la supervisión humana y el cumplimiento normativo.

En este contexto, dos líneas tecnológicas han emergido como prometedoras pero con limitaciones complementarias. Por un lado, los enfoques basados en Reinforcement Learning (RL) han demostrado capacidad notable para aprender políticas complejas de control mediante interacción directa con simuladores de redes eléctricas (Marot et al., 2020; Donnot et al., 2020), alcanzando tiempos de inferencia sub-segundo que los hacen viables para operación en tiempo real. Sin embargo, su naturaleza de caja negra dificulta la confianza y aceptación regulatoria en infraestructura crítica, donde la explicabilidad de las decisiones es fundamental para supervisión humana efectiva y cumplimiento de normativas de seguridad. Por otro lado, los avances recientes en Large Language Models (LLMs) han revelado capacidades extraordinarias de razonamiento simbólico, comprensión contextual profunda, y generación de explicaciones coherentes en lenguaje natural (OpenAI, 2023). La convergencia de LLMs con sistemas multiagente especializados ha emergido como un paradigma prometedor para abordar problemas complejos que requieren coordinación distribuida, adaptabilidad continua, y toma de decisiones explicable en dominios de alta complejidad (Gao et al., 2024).

Trabajos recientes han comenzado a explorar la integración de LLMs en tareas específicas de gestión de redes eléctricas con resultados iniciales alentadores. Zhang *et al.* (Zhang et al., 2025) introdujeron Grid-Agent, un framework que combina LLMs con solucionadores numéricos de flujo de potencia dentro de una arquitectura multiagente modular, demostrando la viabilidad técnica de integrar razonamiento semántico de alto nivel con precisión numérica rigurosa para detección y remediación de violaciones operativas en redes de distribución. Ji *et al.* (Ji et al., 2025) propusieron LEMAD, un sistema multiagente basado en LLMs para detección de anomalías en servicios de infraestructura crítica eléctrica, evidenciando las ventajas significativas de la colaboración distribuida entre agentes especializados con diferente expertise. En el contexto específico de sistemas de transmisión de alta tensión, GridMind (Jin et al., 2025) demostró que la integración cuidadosa de LLMs con solucionadores determinísticos permite computación científica conversacional, coordinando análisis complejos de AC OPF (*Alternating Current Optimal Power Flow*) y evaluación de contingencias $N-1$ a través de interfaces de lenguaje natural manteniendo precisión numérica comparable a herramientas tradicionales. Estos trabajos, aunque prometedores, han explorado estas tecnologías de manera relativamente aislada, sin integrar completamente las fortalezas complementarias de RL (eficiencia computacional y adaptabilidad) y LLMs (razonamiento simbólico y explicabilidad).

La técnica de Aprendizaje por Refuerzo con Realimentación Humana (RLHF, por sus siglas en inglés) ha emergido como una metodología transformadora para alinear modelos de lenguaje con preferencias y valores humanos mediante un proceso iterativo de entrenamiento que incorpora feedback explícito de evaluadores expertos (Ouyang et al., 2022; Christiano et al., 2017). RLHF permite incorporar sistemáticamente conocimiento experto y restricciones operativas que son difíciles o imposibles de codificar mediante funciones de recompensa numéricas tradicionales, facilitando la alineación del comportamiento del sistema con los criterios sofisticados, matizados y a menudo implícitos de operadores especializados. Estudios recientes demuestran que RLHF no solo mejora la calidad y relevancia de las respuestas generadas por LLMs, sino que además incrementa significativamente la robustez ante perturbaciones, mejora la capacidad de exploración en espacios de acción complejos, y permite transferencia de conocimiento más efectiva entre dominios relacionados (Lambert et al., 2024; Christiano et al., 2023). La integración de RLHF en el contexto específico de operación de sistemas eléctricos representa una oportunidad única para incorporar de manera sistemática y escalable el conocimiento acumulado durante décadas de experiencia operativa en Argentina, permitiendo que el sistema aprenda no solo de simulaciones numéricas sino también de las preferencias validadas, heurísticas prácticas y criterios de seguridad refinados por ingenieros especializados de CAMMESA que operan el SADI diariamente.

Este trabajo propone el *Copiloto CAMMESA*, un sistema multiagente que integra LLMs para asistencia operativa avanzada a los operadores del SADI bajo condiciones de alta penetración renovable. La implementación actual utiliza LLMs con prompts diseñados manualmente, estableciendo la arquitectura base sobre la cual se integrará RL/RLHF como trabajo futuro para optimización de políticas de decisión. A diferencia de enfoques previos que utilizan estas tecnologías de forma aislada o superficialmente combinada, la arquitectura propuesta logra una integración profunda que aprovecha las fortalezas complementarias de cada componente. El sistema comprende una arquitectura modular que incluye cinco agentes especializados con responsabilidades claramente definidas: *DetectorAgent* para identificación proactiva de violaciones operativas, *PlannerAgent*

para generación de estrategias de acción correctiva basadas en razonamiento LLM, *ExecutorAgent* para simulación segura en entorno *sandbox*, *ValidatorAgent* para verificación rigurosa de factibilidad y seguridad, y *SummarizerAgent* para generación de explicaciones comprensibles en lenguaje natural que documentan exhaustivamente las decisiones tomadas y sus justificaciones técnicas. Las contribuciones principales incluyen: (i) desarrollo de una arquitectura que integra profundamente LLMs para gestión de sistemas eléctricos, (ii) demostración experimental del funcionamiento para un caso de estudio reducido, proporcionando una solución viable manteniendo explicabilidad. Este recurso puede servir así como base para investigación futura en gestión inteligente de sistemas eléctricos, particularmente en el contexto latinoamericano donde las características específicas de los sistemas nacionales requieren aproximaciones adaptadas.

Modelado y Simulación de la Red Eléctrica

Ecuaciones Fundamentales de Sistemas Eléctricos

El modelado matemático riguroso de sistemas de transmisión y distribución eléctrica se fundamenta en un conjunto bien establecido de ecuaciones algebraicas no lineales que describen el comportamiento físico de la red bajo condiciones de estado estacionario (Glover et al., 2017; Chow and Sanchez-Gasca, 2020). Sea $\mathcal{N} = \{1, 2, \ldots, N\}$ el conjunto de buses o barras del sistema y $\mathcal{E} \subseteq \mathcal{N} \times \mathcal{N}$ el conjunto de líneas de transmisión que interconectan físicamente las barras, formando una topología de red típicamente mallada en sistemas de transmisión de alta tensión. Las variables de estado fundamentales en cada bus $i \in \mathcal{N}$ son la magnitud de tensión $|V_i|$ expresada en valores por unidad (p.u.) respecto a la tensión nominal del bus, y el ángulo de fase δ_i medido en radianes respecto a un bus de referencia arbitrario pero fijo, que conjuntamente definen de manera completa el fasor complejo de tensión mediante $V_i = |V_i|e^{j\delta_i}$ donde j representa la unidad imaginaria. Estas $2N$ variables de estado (magnitud y ángulo para cada bus) determinan completamente el estado operativo del sistema eléctrico bajo condiciones de régimen permanente balanceado.

Las ecuaciones de flujo de potencia (PF), también conocidas como ecuaciones de carga o *load flow equations*, constituyen el núcleo fundamental del modelado eléctrico y establecen el balance preciso entre generación, consumo y pérdidas en cada nodo de la red (Glover et al., 2017). Para un bus i arbitrario, las inyecciones netas de potencia activa P_i (en MW o p.u.) y reactiva Q_i (en MVAr o p.u.) se expresan mediante las ecuaciones algebraicas no lineales:

$$P_i = \sum_{j=1}^{N} |V_i||V_j|[G_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j)] \tag{1}$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^{N} |V_i||V_j|[G_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j)] \tag{2}$$

donde G_{ij} y B_{ij} representan respectivamente la conductancia (parte real) y susceptancia (parte imaginaria) del elemento ij de la matriz de admitancias nodales $\mathbf{Y}_{\text{bus}} \in \mathbb{C}^{N\times N}$, que encapsula las características topológicas y eléctricas completas del sistema. Estas ecuaciones vinculan de manera implícita las variables de estado con los flujos de potencia en la red a través de las características físicas de líneas y transformadores, manifestando la naturaleza fuertemente acoplada del problema de análisis de redes eléctricas donde cambios en un nodo pueden propagarse e influir en el estado de toda la red.

El principio físico de conservación de potencia exige que en cada bus se cumpla estrictamente el balance entre potencia generada, potencia demandada y potencia que fluye hacia o desde otros buses a través de las líneas de transmisión:

$$P_{g,i} - P_{d,i} = P_i, \quad Q_{g,i} - Q_{d,i} = Q_i \tag{3}$$

donde $P_{g,i}$ y $Q_{g,i}$ denotan las potencias activa y reactiva generadas en el bus i por máquinas sincrónicas, inversores de generación renovable, o compensadores reactivos, mientras que $P_{d,i}$ y $Q_{d,i}$ representan las demandas de potencia activa y reactiva en dicho bus, típicamente modeladas como cargas pasivas aunque sistemas modernos pueden incluir cargas activas con capacidad de respuesta a la demanda. El término P_i calculado mediante (1) incluye implícitamente las pérdidas resistivas

por transmisión en todas las líneas conectadas al nodo i, que aunque individualmente pequeñas (típicamente 1-3 % por línea) pueden acumularse significativamente en sistemas extensos.

Los límites operativos del sistema imponen restricciones adicionales fundamentales que deben satisfacerse rigurosamente para garantizar operación segura y prevenir daños a equipamiento o degradación de calidad de servicio. Las restricciones térmicas en líneas de transmisión limitan la corriente máxima que puede circular, y por lo tanto, también la potencia aparente que puede fluir a través de cada conductor sin exceder temperaturas de operación segura (Chow and Sanchez-Gasca, 2020):

$$|S_{ij}| = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \leq S_{ij}^{\text{máx}} \quad \forall (i,j) \in \mathcal{E} \tag{4}$$

donde P_{ij} y Q_{ij} representan los flujos de potencia activa y reactiva en la línea que conecta los buses i y j, calculados a partir de las tensiones y parámetros de línea, y $S_{ij}^{\text{máx}}$ denota la capacidad máxima de transmisión de potencia aparente determinada por límites térmicos del conductor, típicamente especificada por fabricantes y operadores. Adicionalmente, se imponen restricciones estrictas en las magnitudes de tensión nodales para mantener calidad de suministro aceptable y proteger equipamiento conectado contra sobre-tensiones y sub-tensiones que podrían inducir mal funcionamiento o daño permanente:

$$V_i^{\text{mín}} \leq |V_i| \leq V_i^{\text{máx}} \quad \forall i \in \mathcal{N} \tag{5}$$

donde los límites típicos en sistemas de transmisión son $V_i^{\text{mín}} = 0{,}95$ p.u. y $V_i^{\text{máx}} = 1{,}05$ p.u., aunque pueden variar según regulaciones nacionales y características específicas del sistema. Finalmente, las capacidades físicas de generadores imponen restricciones de límites de operación:

$$P_{g,i}^{\text{mín}} \leq P_{g,i} \leq P_{g,i}^{\text{máx}}, \quad Q_{g,i}^{\text{mín}} \leq Q_{g,i} \leq Q_{g,i}^{\text{máx}} \quad \forall i \in \mathcal{G} \tag{6}$$

donde $\mathcal{G} \subseteq \mathcal{N}$ denota el conjunto de buses con generación instalada, y los límites dependen de características específicas de cada tecnología de generación, incluyendo restricciones de curva de capacidad para máquinas sincrónicas y límites de inversores para generación renovable.

Framework para Simulación y Control

Grid2Op (Donnot et al., 2020) constituye un framework open-source desarrollado por RTE (Réseau de Transport d'Électricité), el operador de transmisión francés, específicamente diseñado para facilitar investigación en toma de decisiones secuencial aplicada a sistemas de potencia mediante paradigmas de aprendizaje por refuerzo. El framework adopta una perspectiva arquitectónica de alto nivel que separa mediante interfaces bien definidas la representación lógica de la red (topología, equipamiento, restricciones) de la resolución numérica computacionalmente intensiva de las ecuaciones físicas que gobiernan el sistema. Esto permite experimentar con algoritmos de control sin requerir expertise profunda en análisis de sistemas de potencia, facilita la sustitución de backends numéricos según requerimientos, y posibilita la definición de interfaces estandarizadas que promueven reproducibilidad y comparabilidad de resultados.

La arquitectura de Grid2Op se estructura en tres componentes fundamentales que interactúan mediante APIs claramente especificadas: el *Environment* que encapsula el estado completo del sistema eléctrico y gestiona su evolución temporal incluyendo cambios en demanda, generación renovable variable, y ocurrencia de contingencias; el *Backend* que asume la responsabilidad de resolver las ecuaciones no lineales de flujo de potencia mediante métodos numéricos iterativos apropiados; y el *Agent* que implementa la lógica de control y toma decisiones sobre acciones a ejecutar basándose en observaciones del estado actual y objetivos operativos definidos.

Grid2Op representa el sistema eléctrico como un grafo dirigido $G = (\mathcal{N}, \mathcal{E})$ donde los nodos corresponden a buses o barras eléctricas y las aristas representan líneas de transmisión o transformadores que posibilitan flujo bidireccional de potencia entre nodos. Crucialmente, Grid2Op no implementa directamente la resolución de las ecuaciones (1)-(6), sino que proporciona una interfaz estandarizada de alto nivel que permite al agente especificar modificaciones en la topología de la red (apertura o cierre de líneas, reconfiguración de conexiones en subestaciones) y ajustes en set-points de generación dentro de rangos operativos

permitidos, delegando completamente al backend la responsabilidad crítica de verificar factibilidad física mediante resolución del problema completo de flujo de potencia. A su vez, implementa mecanismos automatizados de detección de violaciones que identifican y clasifican sobrecargas térmicas en líneas específicas, desviaciones de tensión respecto a límites normativos en buses individuales, y violaciones de límites de capacidad de generación, proporcionando al agente señales de retroalimentación detalladas y estructuradas mediante recompensas numéricas y observaciones ricas del estado que incluyen no solo variables de estado fundamentales sino también indicadores derivados (i.e. factores de carga de líneas, márgenes disponibles respecto a límites, y métricas agregadas de desempeño operativo del sistema).

Arquitectura del Sistema Multiagente Propuesto

El sistema propuesto en este trabajo está basado en el modelo desarrollado por Zhang *et al.* (Zhang et al., 2025), y comprende cinco agentes especializados que operan coordinadamente según el flujo ilustrado en la Figura 1. La arquitectura implementa un ciclo completo de detección-planificación-validación-ejecución-documentación que garantiza gestión segura y explicable de operaciones en redes eléctricas.

Detección y Planificación. El *DetectorAgent* opera como vigilante continuo procesando observaciones periódicas del estado operativo (magnitudes de tensión, flujos de potencia, factores de carga, estados de equipamiento) e implementando algoritmos para identificar violaciones críticas: sobrecargas térmicas ($\rho > 0{,}95$), desviaciones de tensión ($0{,}95 \leq V \leq 1{,}05$ p.u.), y violaciones de restricciones de generación según las ecuaciones (4)-(6), priorizando anomalías según severidad e impacto sistémico. Al detectar violaciones, transmite un reporte estructurado al *PlannerAgent*, que constituye el núcleo cognitivo del sistema. Este agente sintetiza estrategias correctivas mediante un LLM con capacidades agénticas operando en fases secuenciales: analiza violaciones determinando relaciones causales y prioridades; explora acciones disponibles (conmutación topológica, redespacho de generación respetando restricciones de rampa y capacidad); y construye secuencias ordenadas de acciones que remedian violaciones minimizando efectos adversos. El plan incluye justificaciones textuales detalladas vinculando explícitamente acciones con objetivos operativos y restricciones físicas.

Validación y Ejecución. El *ExecutorAgent* valida planes mediante simulación *sandbox*, ejecutándolos completamente en un entorno aislado que replica fielmente la red real. Aplica secuencialmente cada acción y ejecuta análisis de flujo de potencia (AC OPF) para determinar el nuevo estado resultante, capturando efectos de acoplamiento entre acciones e identificando combinaciones que producen estados no deseados mientras monitorea convergencia y detecta configuraciones inestables. El *ValidatorAgent* determina entonces si el plan simulado debe aplicarse al sistema real mediante verificación multi-capa que opera en tres niveles jerárquicos: primero, validación física automática que verifica convergencia del flujo de potencia y ausencia de violaciones críticas; segundo, evaluación cuantitativa de métricas operativas (factores de carga, márgenes de tensión, reservas disponibles); tercero, análisis heurístico basado en reglas derivadas de conocimiento experto que identifica patrones potencialmente riesgosos no capturados por métricas numéricas. Los criterios de aceptación incluyen: (i) reducción cuantificable de violaciones; (ii) preservación de restricciones físicas fundamentales; (iii) ausencia de efectos adversos no anticipados (pérdidas excesivas, degradación de márgenes, reducción de reservas). Si se acepta, las acciones se aplican al entorno real con monitoreo continuo; si se rechaza, se solicita plan alternativo con feedback detallado implementando refinamiento iterativo.

Documentación y Propiedades del Sistema. El *SummarizerAgent* genera documentación explicativa para trazabilidad y auditoría, incluyendo: (i) caracterización del estado inicial y violaciones; (ii) descripción de cada acción con justificación técnica; (iii) cuantificación de resultados en métricas operativas; (iv) evaluación del grado de éxito en resolver violaciones. Esta documentación facilita auditorías posteriores, análisis de desempeño histórico y aprendizaje continuo. El diseño integrado garantiza tres propiedades esenciales: primero, **seguridad por diseño** mediante simulación *sandbox* y validación cuantitativa que previenen ejecución de acciones que violen restricciones o induzcan inestabilidad; segundo, **explicabilidad integral** donde cada decisión incluye justificación comprensible vinculando acciones con objetivos operativos; tercero, **compatibilidad *human-in-the-loop*** admitiendo supervisión humana en cualquier punto, permitiendo que operadores revisen planes, modifiquen parámetros o anulen decisiones, preservando control humano final mientras se benefician de asistencia automatizada inteligente.

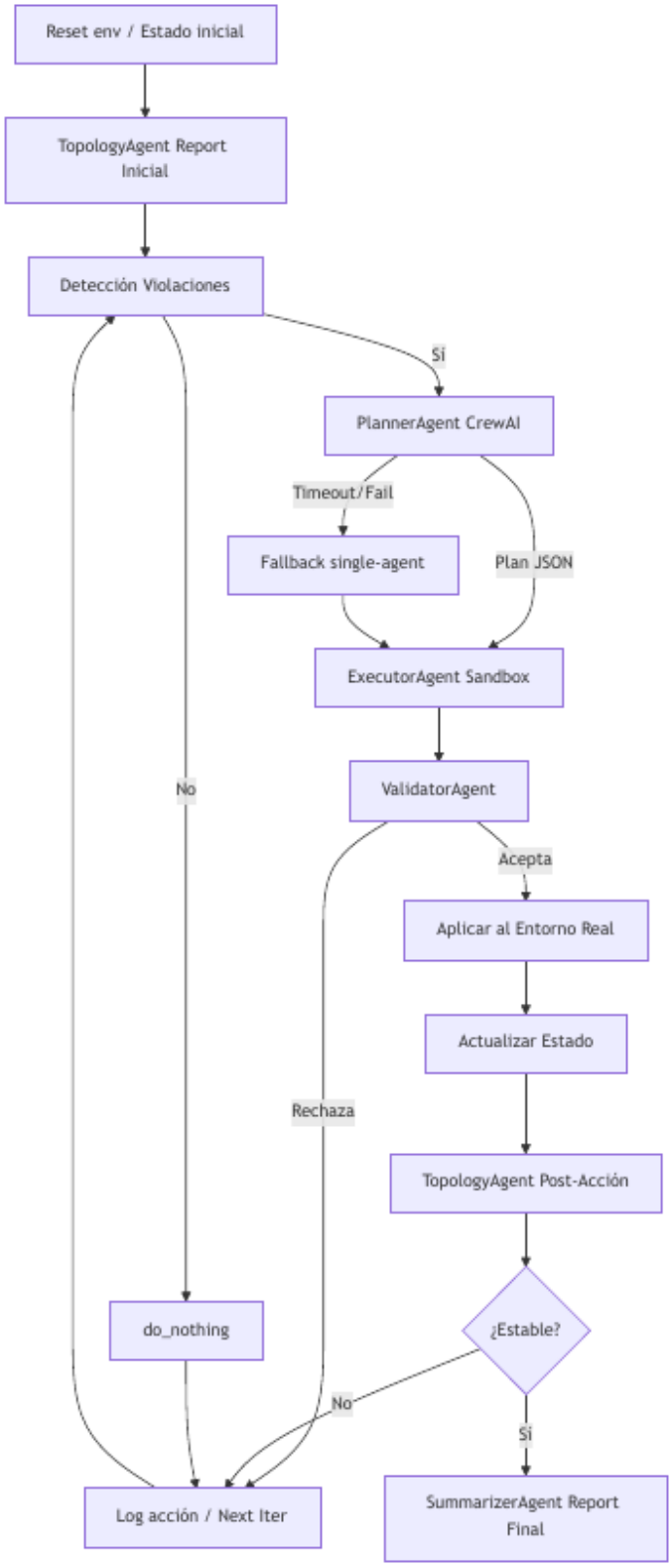


Figura 1. Arquitectura del sistema multiagente Copiloto CAMMESA: El flujo operativo inicia con detección de violaciones por el *DetectorAgent*, continúa con planificación de acciones correctivas mediante el *PlannerAgent* (coordinado por CrewAI), validación física en entorno *sandbox* por el *ExecutorAgent*, verificación de seguridad por el *ValidatorAgent*, aplicación al entorno real, y finaliza con generación de reportes explicativos por el *SummarizerAgent*.

Caso de Estudio: Red de 14 Nodos

La validación experimental del sistema Copiloto CAMMESA se realizó utilizando el entorno l2rpn_case14_sandbox (Donnot et al., 2020), una adaptación de la red estándar IEEE de 14 buses específicamente configurada para el framework Grid2Op. Esta red constituye un benchmark ampliamente reconocido y extensamente utilizado en la literatura de control de sistemas eléctricos mediante técnicas de aprendizaje por refuerzo, permitiendo comparación directa y cuantitativa de resultados con trabajos previos publicados y facilitando reproducibilidad completa de experimentos mediante acceso público a los datos de configuración. Aunque simplificada respecto a sistemas operativos reales como el SADI, la red de 14 buses captura características esenciales de sistemas de transmisión reales incluyendo topología mallada con caminos redundantes, generación con diferentes tecnologías, demanda variable temporal, restricciones operativas realistas, y dinámicas de contingencia tipo N-1, proporcionando un entorno de prueba suficientemente complejo para evaluación rigurosa de capacidades de gestión inteligente mientras mantiene tractabilidad computacional que permite experimentación extensiva. La Figura 2 presenta la topología completa de la red utilizada en los experimentos.

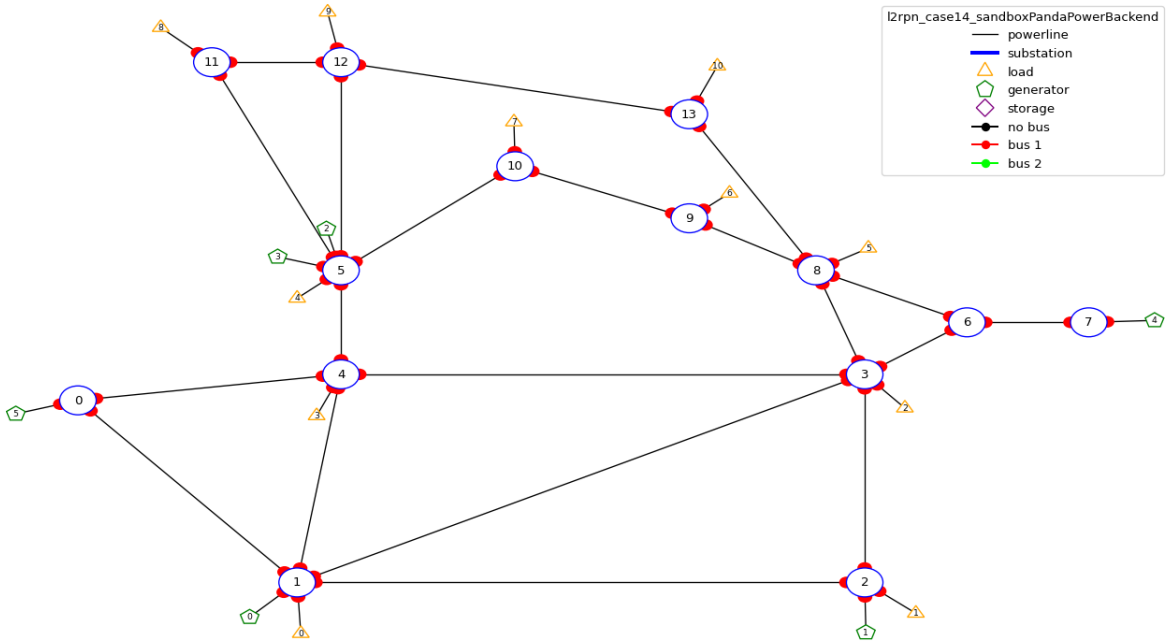


Figura 2. Topología de la red de 14 nodos utilizada en la validación experimental, mostrando la estructura mallada de interconexión de buses mediante 20 líneas de transmisión, ubicaciones de 5 generadores (4 convencionales despachables y 1 renovable variable), y distribución de 11 centros de carga en el sistema. La redundancia topológica proporciona múltiples caminos para flujo de potencia entre generadores y cargas, característica esencial para análisis de contingencias N-1.

Características Operativas de la Red

La red de 14 nodos comprende un sistema eléctrico simplificado pero suficientemente complejo para evaluación rigurosa de capacidades de gestión inteligente. La topología incluye 14 buses interconectados mediante 20 líneas de transmisión en estructura mallada con múltiples caminos alternativos para el flujo de potencia, proporcionando redundancia operativa. El sistema opera a 110 kV con 5 generadores que suman capacidad instalada de 615 MW: cuatro unidades convencionales (térmica e hidráulica) controlables entre 10 MW y 200 MW, y una fuente renovable eólica de 20 MW con perfil estocástico que exhibe variabilidad temporal (con alcance temporal de minutos a días) e introduce complejidad en la gestión operativa. Las cargas se distribuyen en 11 nodos con demanda total entre 180 MW y 290 MW según perfiles horarios: pico vespertino de 260 MW (19:00-22:00h) y valle nocturno de 190 MW (03:00-06:00h). Esta variabilidad temporal combinada con intermitencia renovable crea condiciones operativas dinámicas desafiantes.

El espacio de acciones refleja opciones de control típicas de sistemas de transmisión reales en tres categorías: Primero, 20 acciones discretas de conmutación topológica para abrir/cerrar líneas mediante interruptores, modificando caminos de flujo y redistribuyendo cargas térmicas. Segundo, acciones continuas de redespacho de los 5 generadores dentro de rangos operativos específicos, respetando restricciones de rampa $\pm 30\,\%$ de potencia nominal por hora que protegen equipamiento contra estrés operativo excesivo y reflejan limitaciones físicas reales. Tercero, acciones de curtailment selectivo aplicables a la generación renovable para reducir potencia eólica cuando la alta disponibilidad renovable con demanda baja satura la capacidad de evacuación de la red. Esta combinación de acciones proporciona un espacio de decisión para evaluar capacidades de optimización multiobjetivo que balancean: minimización de costos operativos, maximización de integración renovable, cumplimiento de restricciones físicas y mantenimiento de márgenes para contingencias.

Las restricciones operativas reflejan criterios típicos de sistemas reales. Las tensiones nodales deben mantenerse en 0.95 a 1.05 p.u. para asegurar calidad de suministro y protección de equipamiento. Los factores de carga de líneas deben permanecer por debajo de 1.0 en condiciones normales, representando el límite térmico seguro de conductores, aunque algunos operadores toleran brevemente hasta 1.05 en contingencias severas. La reserva girante (capacidad de generación inmediatamente disponible sin estar actualmente despachada) debe ser $\geq 5\,\%$ de la demanda instantánea, criterio típico del SADI que asegura capacidad de respuesta ante variaciones inesperadas de generación o demanda. Finalmente, el sistema satisface el criterio N-1, donde la red permanece estable tras desconexión súbita de cualquier elemento único sin propagación hacia cascadas de fallas, reflejando la filosofía de operación defensiva donde el sistema absorbe fallas individuales probables sin un colapso sistémico.

Resultados Experimentales

El sistema propuesto fue implementado usando el framework CrewAI (CrewAI Team, 2024) y el modelo gpt-oss:20b (Agarwal and et al., 2025), con capacidades de razonamiento y agénticas y que se puede correr en forma local utilizando *ollama*[1]. Se utilizó una computadora con CPU i7 con 32 GB de RAM y una GPU NVIDIA RTX A5000 con 24 GB de VRAM que permitió correr el modelo a una velocidad de 86,33 tokens/segundo, lo que resulta razonable para un funcionamiento cercano al tiempo real. En esta versión el modelo se utilizó con los pesos originales sin entrenamiento por RL/RLHF, operando mediante prompts diseñados manualmente a partir de conocimiento experto del dominio.

La validación experimental del sistema multiagente propuesto se realizó mediante análisis detallado y exhaustivo de un caso de estudio representativo ejecutado sobre el entorno Grid2Op utilizando la configuración l2rpn_case14_sandbox. Este caso fue específicamente seleccionado por representar una evaluación rigurosa de las capacidades del agente en escenarios operativamente desafiantes de contingencia tipo $N-1$, que son eventos frecuentes en operación real de sistemas eléctricos y constituyen pruebas estándar de robustez operativa, permitiendo examinar simultáneamente tanto la efectividad técnica de las decisiones implementadas por el sistema inteligente como las limitaciones arquitectónicas inherentes al diseño actual que restringen el espacio de problemas abordables con el repertorio de acciones disponible.

Configuración Experimental y Estado Inicial

Tabla 1. Parámetros operativos característicos del estado inicial del sistema eléctrico analizado antes de la contingencia programada

Parámetro Operativo	**Valor Medido**	**Observaciones Técnicas**
Factor de carga máximo ($\rho_{\max}$)	0,9245	Próximo al umbral crítico
Factor de carga promedio ($\bar{\rho}$)	0,4573	Utilización media del sistema
Generación total despachada	248,25 MW	4 de 6 generadores activos
Demanda total agregada	244,00 MW	11 centros de carga activos
Pérdidas de transmisión	4,25 MW	1,74 % de la demanda
Líneas en servicio	20/20	Conectividad topológica completa
Violaciones de tensión detectadas	10 nodos	Fuera del alcance actual del agente

[1] https://ollama.com/

El experimento opera sobre la red de 14 nodos de 110 kV descrita en la Sección *Caso de Estudio: Red de* 14 *Nodos*, compuesta por 20 líneas activas, 5 unidades generadoras, y 11 centros de carga distribuidos espacialmente. La configuración inicial presentaba características operativas estables: las 20 líneas activas proporcionaban máxima redundancia topológica, el factor de carga máximo era $\rho_{\text{máx}} = 0{,}9245$ (92,45 % de capacidad nominal) dejando margen de seguridad del 7,55 % respecto al límite crítico $\rho_{\text{crit}} = 0{,}95$. El balance energético mostraba generación total de 248,25 MW atendiendo demanda de 244 MW, resultando en pérdidas de 4,25 MW (1,74 % de la demanda), consistente con valores típicos en sistemas de transmisión. La configuración de generación empleaba cuatro de seis unidades disponibles (nodos 0, 1, 2 y 5 aportando 82,5 MW, 80,7 MW, 5,3 MW y 81,3 MW respectivamente), mientras que las unidades en nodos 3 y 4 permanecían inactivas constituyendo reserva fría. El factor de carga promedio alcanzaba $\bar{\rho} = 0{,}4573$, indicando utilización moderada de la infraestructura compatible con períodos valle o intermedios, significativamente inferior al factor máximo evidenciando distribución no uniforme de cargas.

Un aspecto crítico identificado corresponde a diez violaciones simultáneas de tensión distribuidas en distintos nodos, donde magnitudes excedían límites normativos (típicamente $0{,}95 \leq V \leq 1{,}05$ p.u.). Estas desviaciones constituyen anomalías que comprometen calidad de suministro experimentada por consumidores, pueden inducir desconexiones automáticas mediante protecciones de sobre-tensión o sub-tensión, y en casos severos prolongados reducen vida útil de transformadores y motores. La persistencia de estas violaciones a lo largo de todo el episodio experimental, tanto precontingencia como postreconexión, constituye un aspecto de particular relevancia para el análisis crítico del desempeño del sistema, revelando limitaciones fundamentales en el repertorio de acciones actualmente disponibles que serán discutidas en la subsección dedicada a evaluación crítica. La Tabla1 resume cuantitativamente los parámetros operativos del estado inicial, proporcionando la referencia contra la cual se compararán los efectos de la contingencia y acciones correctivas subsecuentes. El protocolo experimental implementó una contingencia programada consistente en la desconexión intencional de la línea 0 durante la iteración inicial (iter$= 0$), constituyendo una perturbación tipo $N-1$ representativa de escenarios que operadores enfrentan rutinariamente: mantenimientos programados, fallas impredecibles por envejecimiento o defectos, activaciones de protecciones automáticas ante condiciones anormales, o eventos externos como condiciones meteorológicas adversas. Esta metodología controlada permite evaluar rigurosamente la capacidad del agente para identificar rápidamente condiciones anómalas emergentes, planificar proactivamente acciones correctivas considerando restricciones operativas, y ejecutarlas de manera segura dentro de ventanas temporales operativamente relevantes.

Respuesta del Agente ante Contingencia $N-1$

La desconexión súbita de la línea 0 produjo una redistribución significativa de flujos de potencia, incrementando el factor de carga máximo desde $\rho_{\text{máx}} = 0{,}9245$ hasta $\rho_{\text{máx}} = 0{,}9565$ en la línea 17, que asumió carga adicional debido a la reconfiguración forzada. Este valor representa 95,65 % de la capacidad térmica, situándose peligrosamente próximo al límite crítico $\rho_{\text{crit}} = 0{,}95$, por encima del cual la operación sostenida puede inducir sobrecalentamiento con riesgo de daño permanente. El margen de seguridad térmica se redujo críticamente desde 7,55 % pre-contingencia hasta apenas 4,35 % post-contingencia, evidenciando la criticidad emergente de la línea 17 como cuello de botella del sistema. La reconfiguración topológica incrementó la generación requerida desde 248,25 MW hasta 249,80 MW (0,62 % de aumento) para mantener el balance con una demanda que aumentó de 244 MW a 244,40 MW, reflejando el impacto de pérdidas adicionales por rutas de transmisión subóptimas.

Ante esta condición crítica, el agente ejecutó proactivamente la reconexión de la línea 0 mediante la activación de su interruptor (*update_switch_status*), intervención orientada a restaurar la configuración original y redistribuir flujos desde la línea sobrecargada hacia patrones equilibrados. Esta decisión fue precedida por simulación predictiva en un entorno *sandbox* mediante *obs.simulate()*, evaluando anticipadamente los efectos completos sin comprometer la estabilidad del sistema real. El módulo ValidatorAgent verificó exhaustivamente que el factor de carga máximo proyectado no excediera el umbral crítico y que ninguna restricción operativa fuera violada, certificando la seguridad operativa antes de autorizar la implementación. Este protocolo multi-capa demuestra la robustez arquitectónica del sistema, implementando defensas en profundidad contra errores de planificación o efectos colaterales no anticipados.

La reconexión efectiva produjo modificaciones operativas favorables: el factor de carga máximo se redujo de $\rho_{\text{máx}} = 0{,}9565$ a $\rho_{\text{máx}} = 0{,}9207$ ($3{,}74\,\%$ de disminución respecto al valor crítico), quedando incluso $0{,}38\,\%$ inferior al valor inicial pre-contingencia. Esta reducción incrementó el margen de seguridad térmica de $4{,}35\,\%$ a $7{,}93\,\%$, alejando al sistema de condiciones peligrosas de sobrecarga inminente. El balance energético post-reconexión indicó generación de $248{,}99$ MW atendiendo una demanda de $244{,}80$ MW, con pérdidas de $4{,}19$ MW ($1{,}71\,\%$ de la demanda). Comparando con las pérdidas iniciales de $4{,}25$ MW, la configuración post-reconexión demostró reducción del $1{,}41\,\%$ en pérdidas absolutas, confirmando que la reconexión optimizó los patrones de flujo y minimizó pérdidas resistivas Joule. El factor de carga promedio se mantuvo prácticamente invariante ($\bar{\rho} = 0{,}4576$ versus $\bar{\rho} = 0{,}4573$), confirmando que la acción tuvo efectos predominantemente localizados sin alterar la utilización agregada de la infraestructura. La tasa de éxito del $100\,\%$, combinada con la mejora del $0{,}38\,\%$ en carga máxima y la resolución efectiva de la sobrecarga, evidencian la efectividad técnica del enfoque implementado.

Evaluación Crítica y Limitaciones del Repertorio

El desempeño del agente inteligente en el escenario de contingencia $N-1$ resulta altamente satisfactorio dentro de sus capacidades operativas actuales. La reconexión inmediata de la línea 0 constituye la respuesta óptima factible para abordar la sobrecarga crítica en la línea 17, demostrando capacidad integral al identificar rápidamente el problema, planificar una solución mediante reconfiguración topológica, validarla preventivamente con simulación *sandbox*, y ejecutarla exitosamente sin efectos adversos. La arquitectura multi-capa de validación previene sistemáticamente intervenciones que podrían degradar el sistema, aspecto fundamental para infraestructura crítica. Sin embargo, las violaciones de tensión (10 nodos con desviaciones respecto a límites normativos) permanecieron sin corrección tanto en la condición inicial como en el estado final post-reconexión.

Esta persistencia de violaciones de tensión no refleja deficiencias técnicas del agente, sino limitaciones estructurales en el repertorio de acciones disponibles. El sistema dispone exclusivamente de: (i) reconfiguración topológica (*update_switch_status*), (ii) redespacho de potencia activa (*redispatch*), (iii) *curtailment* renovable (*curtail_load*), y (iv) gestión de almacenamiento (*place_battery*). Ninguna proporciona control directo sobre tensiones nodales. La corrección efectiva de violaciones de tensión requiere herramientas especializadas de control de potencia reactiva actualmente no disponibles: ajuste de set-points de tensión en generadores síncronos, activación de bancos de capacitores/reactores shunt, modificación de taps en transformadores reguladores, y despacho coordinado de dispositivos FACTS. El redespacho de potencia activa, aunque capaz de efectos secundarios sobre tensiones por acoplamiento P-V, resulta insuficiente para abordar sistemáticamente múltiples violaciones distribuidas geográficamente. El agente implementó la estrategia óptima dentro de sus capacidades limitadas, priorizando correctamente el riesgo más inmediato de sobrecarga térmica.

Para incrementar la efectividad operativa y posibilitar un control integral de todas las anomalías, se recomienda incorporar capacidades de control activo de tensión mediante la gestión de potencia reactiva, como el ajuste dinámico de set-points en generadores, la gestión coordinada de dispositivos de compensación reactiva y el control automatizado de transformadores reguladores. Esta ampliación debe ir acompañada de un refinamiento en la jerarquización de objetivos operativos, asignando a las violaciones de tensión una prioridad superior a la optimización de la eficiencia energética cuando no existe riesgo inmediato de sobrecarga térmica, debido a su potencial para desencadenar desconexiones automáticas con impactos económicos significativos. Además, la implementación de mecanismos explícitos de coordinación entre el control de potencia activa y reactiva, junto con el análisis de cómo los cambios en la potencia activa (P) y reactiva (Q) afectan las tensiones (V) en la red, permitiría anticipar efectos cruzados y diseñar estrategias multiobjetivo que aborden simultáneamente la seguridad térmica y la calidad de tensión.

Conclusiones y Trabajo Futuro

Este trabajo presenta el desarrollo y validación experimental del sistema multiagente Copiloto CAMMESA para la asistencia inteligente en la gestión del SADI bajo alta penetración renovable. Las contribuciones principales incluyen: (i) una arquitectura multiagente modular que integra cinco agentes especializados (detección, planificación, ejecución, validación y documentación) coordinados mediante LLMs, (ii) un protocolo de validación multi-capa con simulación *sandbox* que garantiza seguridad operativa antes de aplicar acciones al sistema real, y (iii) generación automática de explicaciones en lenguaje natural que

facilitan supervisión humana y trazabilidad de decisiones. Los resultados experimentales en una red de 14 buses demostraron gestión efectiva de contingencias $N-1$, con reducción del $3,74\,\%$ en el factor de carga crítico y aumento del margen de seguridad operativa del $4,35\,\%$ al $7,93\,\%$. Es importante destacar que Grid2Op proporciona un entorno de simulación determinista y controlado que, si bien captura con fidelidad las ecuaciones físicas de flujo de potencia y restricciones operativas, constituye una simplificación del comportamiento estocástico y dinámico de sistemas reales donde existen incertidumbres de medición, variabilidades no modeladas y perturbaciones imprevistas que no están completamente representadas en el simulador.

Como trabajo futuro se planifica: (i) integración de técnicas de RL/RLHF para entrenamiento de políticas de decisión optimizadas con feedback de operadores expertos de CAMMESA (ej. QLoRA (Dettmers and et al., 2023)), alineación por RLHF, y optimización evolutiva de prompts (ej. EvoPrompt (Guo et al., 2023)), (ii) validación con datos operativos reales del SADI mediante colaboración con CAMMESA o análisis de datos públicos disponibles, (iii) validación escalonada utilizando modelos intermedios del SADI de complejidad creciente (50-100-200 nodos) previo al sistema completo de 3000 nodos, (iv) expansión del repertorio de acciones para incluir control de potencia reactiva (ajuste de taps, compensación shunt), (v) despliegue en modo observador paralelo donde el Copiloto genera recomendaciones monitoreadas pero no aplicadas automáticamente, y (vi) adaptación de la metodología a otros sistemas eléctricos latinoamericanos.

Referencias bibliográficas

Agarwal, S. and et al. (2025). gpt-oss-120b & gpt-oss-20b model card. arXiv preprint arXiv:2508.10925.

Bajo-Buenestado, R. (2025). The iberian peninsula blackout: Causes, consequences, and challenges ahead. Baker Institute Policy Report.

CAMMESA (2024). Informe anual del mercado eléctrico mayorista 2024.

Chen, Z. et al. (2024). Optimal power flow in renewable-integrated power systems: A comprehensive review. arXiv preprint ar-Xiv:2408.05254.

Chow, J. H. and Sanchez-Gasca, J. J. (2020). Power System Modeling, Computation, and Control. Wiley-IEEE Press, Hoboken, NJ.

Christiano, P., Leike, J., and Ganguli, D. (2023). Iterated online rlhf:Reward model evolution in alignment. arXiv preprint arXiv:2304.07327.

Christiano, P. F., Leike, J., Brown, T., Martic, M., Legg, S., and Amodei, D. (2017). Deep reinforcement learning from human preferences. Advances in Neural Information Processing Systems, 30.

CrewAI Team (2024). Crewai: Framework for orchestrating role-playing autonomous ai agents. Software Framework.

Denholm, P. and Hand, M. (2011). Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. Energy Policy, 39(3):1817–1830.

Dettmers, T. and et al. (2023). Qlora: Efficient finetuning of quantized llms. arXiv preprint arXiv:2305.14314.

Donnot, B., Guyon, I., Schoenauer, M., Panciatici, P., and Marot, A. (2020). Grid2op: A testbed platform to model sequential decision making in power systems. In Proceedings of the 34th Conference on Neural Information Processing Systems (NeurIPS 2020), Vancouver, Canada.

ENTSO-E Expert Panel (2025). Factual report on the grid incident in spain and portugal on 28 april 2025. Scale 3 (Major) Incident Classification.

Gao, C., Lan, X., Li, N., Yuan, Y., Ding, J., Zhou, Z., Xu, F., and Li, Y. (2024). Large language models empowered agent-based modeling and simulation: A survey and perspectives. Humanities & Social Sciences Communications, 11(1):1–25.

Glover, J. D., Overbye, T., and Sarma, M. S. (2017). Power System Analysis and Design. Cengage Learning, Boston, MA, 6th edition.

Guo, Q.,Wang, R., Guo, J., Li, B., Song, K., Tan, X., Liu, G., Bian, J., and Yang, Y. (2023). Evoprompt: Connecting llms with evolutionary algorithms yields powerful prompt optimizers. arXiv preprint arXiv:2309.08532.

Ji, X., Zhang, L., Zhang,W., Peng, F., Mao, Y., Liao, X., and Zhang, K. (2025). Lemad: LLM-empowered multi-agent system for anomaly detection in power grid services. Electronics, 14(15):3008.

Jin, H., Kim, K., and Kwon, J. (2025). GridMind: LLMs-powered agents for power system analysis and operations. arXiv preprint arXiv:2509.02494.

Lambert, N. et al. (2024). The rlhf book: A comprehensive guide to reinforcement learning from human feedback. Online Technical Book.

Marot, A., Donnot, B., Romero, C., Donon, B., Lerousseau, M., Veyrin-Forrer, L., and Guyon, I. (2020). Learning to run a power network challenge for training topology controllers. Electric Power Systems Research, 189:106635.

OpenAI (2023). Gpt-4 technical report. arXiv preprint arXiv:2303.08774.

Ouyang, L.,Wu, J., Jiang, X., Almeida, D.,Wainwright, C., Mishkin, P., Zhang, C., Agarwal, S., Slama, K., Ray, A., et al. (2022). Training language models to follow instructions with human feedback. Advances in Neural Information Processing Systems, 35:27730–27744.

Rahman, M. M., Dadon, S. H., He, M., and Giesselmann, M. (2024). An overview of power system flexibility: High renewable energy penetration scenarios. Energies, 17(24):6393.

Secretaría de Energía de Argentina (2023). Programa renovar: Balance de generación renovable en argentina. Reporte de Gestión.

Wang, Z., Younesi, A., Liu, M. V., Guo, G. C., and Anderson, C. L. (2023). AC optimal power flow in power systems with renewable energy integration: A review of formulations and case studies. IEEE Access, 11:102681–102712.

Wood, A. J., Wollenberg, B. F., and Sheblé, G. B. (2013). Power Generation, Operation, and Control. Wiley-IEEE Press, Hoboken, NJ, 3rd edition.

Zhang, Y., Chen, X., and Wang, J. (2025). Grid-agent: An llm-powered multi-agent system for power grid control. arXiv preprint arXiv:2508.05702.

Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica

CTTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 6. Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica.

Propuesta de Trayecto Electivo Colaborativo para bajar el desgranamiento desde 3° a 5° año para la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica de la UTN La Plata

Proposal for a Collaborative Elective Pathway to reduce dropout rates from 3rd to 5th year for the Electrical Energy Engineering degree at UTN La Plata inglés

José Luis Maccarone
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Electrotecnia, Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Argentina.
josmacca@gmail.com

Abel Abraham
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Electrotecnia, Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Argentina.

Osvaldo Pascual
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Electrotecnia, Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Argentina.

Ariel Albanese
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Electrotecnia, Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE), Argentina.

Resumen

Para afrontar desafíos globales y locales, la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) implementó un nuevo Diseño Curricular en Ingeniería. En este sentido se propone para Ingeniería en Energía Eléctrica (Plan 2023) un modelo con foco en
el Aprendizaje Basado en Proyectos (ABP) que utiliza asignaturas obligatorias para construir un camino formativo hacia el Proyecto Final, al cual denominamos “Trayecto Electivo Colaborativo”. Implementado desde 2023 en UTN La Plata, los resultados a octubre de 2025 confirman su factibilidad: el 11% de los estudiantes que iniciaron un proyecto en 3° año mantienen su temática hasta 5° año y el 30% del total alcanzó el Proyecto Final en el tiempo previsto. Se concluye que amalgamar conocimientos mediante proyectos sucesivos es clave para acortar la duración real de la carrera. Siendo recomendable incentivar este modelo desde 3° año, se puede utilizar el Taller Interdisciplinario como punto de partida estratégico para esta trayectoria electiva y colaborativa.

Palabras clave: trayecto, electivo, colaborativo, graduación, temprana

Abstract

To address global and local challenges, the National Technological University (UTN) implemented a new Engineering Curriculum. Specifically, for Electrical Engineering (Plan 2023), a model focused on Project-Based Learning (PBL) is proposed, utilizing required courses to build a learning pathway toward the Final Project, which we call the "Collaborative Elective Track." Implemented since 2023 at UTN La Plata, the results as of October 2025 confirm its feasibility: 11% of students who began a project in their third year maintained their focus until their fifth year, and 30% of the total completed the Final Project within the expected timeframe. It is concluded that integrating knowledge through successive projects is key to shortening the actual duration of the degree program. While it is recommended to encourage this model from the third year onward, the Interdisciplinary Workshop can be used as a strategic starting point for this elective and collaborative track.

Keywords: Path, Elective, Collaborative, Graduation, Early

Introducción

Si bien aún el mundo se divide según sus límites políticos, geográficos, por etnias, por usos y costumbres propias de sus respectivas regiones, así todo podemos decir que en general un factor común a todos ellos es el deseo de crecer, ese crecimiento podemos medirlo de varias formas, si por ejemplo lo medimos en términos económicos, podemos referenciar el Producto Bruto Interno (INDEC, 2024)[1], y si lo relacionamos con uno los factores necesarios para su crecimiento, podemos ver que la energía tiene una correlación directa para permitir el crecimiento económico de una comunidad (IEA, 2024)[2] y particularmente la energía eléctrica se manifiesta en todos los órdenes de la vida con gran impacto social y económico, esto conlleva a la necesidad de garantizar la calidad y la seguridad de su utilización. El mundo tiende a la electrificación del transporte, comunicaciones, uso doméstico, industrial, tiende a la descentralización con mayores emprendimientos distribuidos, sistemas de almacenamiento, como así también la incorporación de tecnología que permita la digitalización y gestión de grandes volúmenes de datos. En base a esta necesidad mundial que no escapan de las propias de la Argentina, es relevante el Ingeniero/a en Energía Eléctrica, el cual toma un rol clave como gestor de la innovación y el cambio hacia energías más limpias y eficientes.

Para dar respuesta a estos grandes desafíos, en la Universidad Tecnológica Nacional se plantea un Nuevo Diseño Curricular de la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica, el cual se está implementando a través del Nuevo Plan de Estudio del año 2023 en las doce Facultades Regionales distribuidas en diferentes provincias de la Argentina. Este nuevo Diseño responde a la Resolución Ministerial 1254/2018 que establece las actividades reservadas a la Carreras de Ingeniería de la República Argentina. Para poder dar respuesta a la Resolución Ministerial la Universidad a través de su Consejo Superior aprueba en el 2020 la Ordenanza 1753/2020 donde se fijan los Lineamientos Generales para los Nuevos Diseños Curriculares de Ingeniería con el objeto de incorporar el nuevo enfoque sobre las actividades reservadas y los alcances como nuevos estándares de acreditación. Todo este marco conceptual y teórico fue de utilidad para que el Consejo de Directores de la Especialidad de Ingeniería en Energía Eléctrica pudiera discutir, debatir y proponer una nueva Currícula para la carrera.

La formación de profesionales debe permitir atender las demandas y necesidades de la sociedad, sociedad que requiere mayor responsabilidad ética frente a los grandes cambios tecnológicos, sociales, medioambientales, preservación de recursos, expresados bajo la concepción del desarrollo sostenible. Frente a este desafío la Universidad responde con lineamientos

[1] https://www.indec.gob.ar/
[2] https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2024

capaces de atender demandas de aprendizaje acorde a los cambios sociales y tecnológicos, otorgando a las mismas Carreras, pero en diferentes Regiones la posibilidad de Flexibilizar a través de espacios de aprendizajes colaborativo y currículas electivas por Región. Esta flexibilidad da lugar también a una oportunidad de cubrir espacios que contemplen temas que orienten no solo a las necesidades tecnológicas actuales, sino que esas necesidades sean cubiertas a través de trabajos colaborativos con formato de proyectos. En este sentido este trabajo quiere aportar una construcción de espacios electivos utilizando las asignaturas obligatorias de la carrera de manera de realizar un trayecto similar pero no igual para todos, y en forma grupal los estudiantes transitan la construcción de un proyecto. Con el objetivo de generar un espacio de aprendizaje que sea más efectivo en términos de acortar los plazos de la ejecución de un proyecto final de carrera, en este caso específico de la Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica en al Universidad Tecnológica Nacional de la Facultad Regional de La Plata.

Materiales y métodos

Para desarrollar la propuesta se toman como material de consulta la ordenanza 1873/2022 (Nuevo Plan Curricular para la Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica para las UTN de la Argentina), la cual contempla los requerimientos de la Resolución Ministerial 1254/2018 (Actividades Reservadas para las Carreras de Ingeniería en la Argentina), la Ordenanza de la UTN 1753/2020 (Lineamientos Generales para Diseños Curriculares de Ingeniería en la UTN), la propuesta de estándares de segunda generación para la acreditación de carreras de Ingeniería en la República Argentina denominado Libro Rojo de Confedi (Consejo Federal de Decanas y Decanos de la República Argentina), como así también los debates y propuestas desarrolladas por el Consejo de Directores de Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional. Y en cuanto a la metodología, no es algo nuevo, sino que se toman conceptos que datan del siglo XX, como el de el aprendizaje basado en proyectos.

El alcance del trabajo no es desarrollar ni discutir teorías o métodos, por lo tanto, solo se hace una referencia sobre sus raíces, siendo el enfoque pedagógico centrado en la acción y la experiencia práctica, de la cual podemos mencionar a John Dewey quien impulsó el aprendizaje a través de la experiencia y la reflexión, o a William Kilpatrick quien propuso “proyect method” (método de proyectos). Se comienza con un Proyecto por Comisión desde 3° año, aprovechando la posibilidad de los trabajos que realizan en la materia Termodinámica, se motiva a los estudiantes a que esos temas lo traten de continuar y ampliar con alguna de las materias de 4° año y luego concluirla o ampliarla en 5° año en la materia Proyecto Final. Paralelo al incentivo que se genera en los estudiantes, también se trabaja con algunas cátedras de 4° año y 5° año para que puedan aceptar reemplazar un trabajo integrador o una actividad práctica por la idea de proyecto que le pueden plantear los grupos de estudiantes. Si bien son varios los trayectos que pueden elegirse, en este trabajo se plantea uno de los que se encuentra transitando la etapa de Proyecto Final de Carrera con la misma temática planteada en el año 2023 y continuada en el 2024.

Resultados y discusión

El trayecto comienza en el año 2023 a través de la colaboración de la materia Termodinámica, la cátedra plantea a cada comisión un trabajo integrador relacionado a 4 temas concretos que en el futuro con la incorporación de materias tecnológicas y trayectoria académica se puede convertir en base para el desarrollo de un Proyecto Final de Carrera.

En la Tabla 1 se muestran cómo se va desarrollando la trayectoria de una de las 4 comisiones que comenzaron cursando en el año 2023 el 3° año y durante el 2025 se encuentran cursando el 5° año de la carrera:

Tabla 1 - Trayectoria de la Comisión para llegar al desarrollo del Proyecto Final

Comisión 1 de 3° año (año **2023**)	Desarrollos en Materias de 4° año (año **2024**)	Desarrollo de Proyecto Final y materias intervinientes (año **2025**)
Termodinámica: Generación de Energía por medio de Biomasa, Ciclo Rankine	**Máquinas Eléctricas 2**: Planta generadora de energía a través de biomasa forestal **Economía**: Análisis de Rentabilidad de la Planta generadora de energía a través de biomasa forestal	**Proyecto Final** en Desarrollo: Planta Generadora de 5 MW a partir de Biomasa Forestal en Posadas, Misiones: Análisis de Factibilidad Técnica, Económica y Social **Asignaturas relacionadas**: Generación, Transmisión y Distribución de la EE Organización y Administración de Empresas Termodinámica – Máquinas Térmicas, Hidráulicas y de Fluidos - Economía – Seguridad, Riesgo Eléctrico y Medio Ambiente – Sistemas de Potencia

El aporte de la Materia Termodinámica es el trabajo base, donde se define la potencia eléctrica de 2 MW para la realización de cálculos termodinámicos para distintos escenarios de operación y se identifica la necesidad de almacenamiento de biomasa para dos días. El aporte del trabajo desarrollado en la Materia Máquinas Eléctricas 2, escala la potencia a 4,5 MW, y dimensiona y selecciona el generador sincrónico, el transformador principal y los sistemas auxiliares críticos. En el mismo año a través de la materia Economía se realiza un primer estudio económico financiero para 20 años, utilizando indicadores tales como VAN, TIR, Tasa de descuento, período de repago, y tiene en cuenta la venta por energía (donde también se tiene en cuenta el plan RenovAR), venta de cenizas residuales y la obtención de bonos de carbono. Finalmente se comienza a desarrollar el Proyecto Final de Carrera para una propuesta de una planta de 5 MW teniendo en cuenta la provincia de Misiones para su emplazamiento, e incorporando los análisis técnicos, económico y socio ambientales necesarios.

Hubo otras tres comisiones que desarrollaron sus proyectos con los temas que se indican en la Tabla 2, si bien no tuvieron continuidad por el desgranamiento de los estudiantes que conformaban las otras 3 Comisiones, 6 estudiantes en total lograron llegar a plantear su proyecto final en el año 2025, es decir que 30 % de los cursantes del 3° año lograron llegar en 2 años a1 Proyecto Final de la Carrera.

Tabla 2 – Comisiones que realizaron Proyecto en Termodinámica en año 2023 y no continuaron en años posteriores

Termodinámica (año 2023)	Proyectos realizados en 2023
Comisión 2	Planta Termo solar – Ciclo Rankine
Comisión 3	Evaluación y propuesta Transformación de un Ciclo de Gas a un Ciclo Combinado
Comisión 4	Microturbinas Modulares a Biogás

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Tabla 3 – Cantidad y porcentaje de estudiantes que logró continuidad en los proyectos desde 2023 a 2025

Cantidad de Estudiantes que realizaron Proyecto en Termodinámica (año 2023)	Cantidad de Estudiantes que Aprobaron Proyecto en Termodinámica (año 2023)	Cantidad de Estudiantes aprobaron Termodinámica año 2023 y cursan Proyecto Final año 2025	Cantidad de Estudiantes que continuaron el Trabajo en Proyecto Final (2025)
19	19	6	2
Porcentaje tomado como base 19 estudiantes	100 %	31 %	11 %

Conclusiones

La Tabla 1 muestra que es factible crear una trayectoria de proyectos que va amalgamando a través de diferentes asignaturas del tipo obligatorias pero elegidas por el Estudiante, de manera tal que puede decirse que es un trayecto electivo que se transita en diferentes años, agregando y acumulando conocimientos académicos que permiten llegar a ser aprovechados para concluir en un Proyecto Final de Carrera. El resultado esperado es que los estudiantes llegarán a concluir su proyecto casi en paralelo con la finalización de su cursada. Esto nos impulsa a pensar que terminar un proyecto final de una carrera de ingeniería podría no ser función de la complejidad del proyecto en si mismo sino de la forma que se puede ir generando el conocimiento antes de comenzar a cursar la materia Proyecto Final. En concordancia con esta idea puede surgir la propuesta de acciones para lograr que los estudiantes puedan acortar sus trayectos en función de la currícula actual por competencias, pero incrementando el aprendizaje basado en proyectos.

La Tabla 3 muestra que para esa cohorte trabajando desde el 3° año con un modelo de Aprendizaje Basado en Proyectos se logra que al menos 30 % de los estudiantes que cursan 3° año logran llegar a 5° año en tiempo y forma para realizar su Proyecto Final. Esto nos impulsa a pensar que el nuevo espacio académico en el 3° año de la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica, denominado Taller Interdisciplinario, es muy adecuado para comenzar con la implementación para otras Cohortes, pero si el mismo se realiza con vistas a la interacción vertical y horizontal.

Por último, como propuesta se puede plantear debatir estas pruebas en los Consejos de Directores de Carrera, y de ser necesario mejorar la metodología con vistas a bajar la cantidad de tiempo de egreso de los estudiantes. Estas acciones se enfocan a incentivar el trabajo bajo la metodología de Aprendizaje Basado en Proyectos Relacionados a través de la Trayectoria del Estudiante.

Agradecimientos

Un agradecimiento a todos los Profesores y Estudiantes que intervinieron en la propuesta de este espacio para que entre todos podamos transitar nuevos caminos en post de la mejora continua en el proceso del aprendizaje basado en Competencias y Centrado en el Estudiante. Como también agradecer a las Autoridades de la UTN La Plata por el apoyo en todo este proceso.

Referencias bibliográficas

CONFEDI. (2018). Libro Rojo de CONFEDI: Propuesta de estándares de segunda generación para la acreditación de carreras de ingeniería en la República Argentina. Rosario: Consejo Federal de Decanos de Ingeniería. Libro Rojo de Confedi (Consejo Federal de Decanas y Decanos de la República Argentina)

Dewey, J. (1938). Experience and Education. La base del ABP está en su filosofía de aprendizaje activo y experiencial.

Kilpatrick, W. H. (1918). The Project Method. Considerado el padre del método de proyectos, describe el proceso de aprendizaje a través de proyectos.

Maccarone, J.L. (2025). Integración Vertical de actividades de Proyecto en las Carreras de Ingeniería en Energía Eléctrica – 4° Congreso de Innovación y Creatividad Educativa en Enseñanza Tecnológica – 13 y 14 de agosto de 2025 UTN La Plata – Buenos Aires – RIA UTN

Ministerio de Educación. (2018). Resolución 1254/2018 [Resolución Ministerial]. Argentina.gob.ar. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resolucion-1254-2018-310461.

Universidad Tecnológica Nacional. (2020). Ordenanza N° 1753: Lineamientos Generales para Diseños Curriculares de Ingeniería

Universidad Tecnológica Nacional. (2022). Ordenanza Nº 1873: Diseño curricular de Ingeniería en Energía Eléctrica. Consejo Superior. 15 de junio de 2022.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 6. Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica. B Desarrollo de competencias profesionales y transversales en estudiantes de ingeniería.

Formación profesional: recursos didácticos transversales para una mejora del aprendizaje e integración de conocimientos en Ingeniería.

Vocational training: cross-cutting teaching resources for improved learning and integration of knowledge in Engineering.

Leonardo Sanchez
Universidad Nacional de Río Cuarto, Córdoba, Argentina
dsanchez@ing.unrc.edu.ar

Santiago Lovera
Universidad Nacional de Río Cuarto, Córdoba, Argentina

Eugenia Yorye
Universidad Nacional de Río Cuarto, Córdoba, Argentina

Edgardo Florena
Universidad Nacional de Río Cuarto, Córdoba, Argentina

Rita Amieva
Universidad Nacional de Río Cuarto, Córdoba, Argentina

Resumen

Esta innovación para el mejoramiento de la enseñanza tiene como objetivo solucionar la falta de integración conceptual y aplicación de conocimientos en estudiantes de ingeniería, buscando mejorar su comprensión, motivación y competencias profesionales.
La metodología se basa en el Aprendizaje Basado en Problemas y el uso de Tecnologías. Este enfoque centra las clases en el alumno, articulando unidades temáticas de diversas asignaturas del mismo cuatrimestre mediante una situación problemática real, orientando laboratorios y trabajos finales hacia una idea común.
Los resultados demuestran la aplicación práctica de conceptos de la materia de Señales en la de Mediciones, y estos, a su vez, en el proyecto final de Electrónica, donde los alumnos diseñan una fuente y un amplificador. Reforzando así el "saber haciendo".
La conclusión es que estas actividades interdisciplinarias, vinculadas al campo profesional, son altamente efectivas, logrando una mejor integración conceptual, motivación y fortalecimiento de competencias como el trabajo en equipo, aprendizaje continuo y resolución de problemas.

Palabras clave: Transversalidad curricular, Aprendizaje basado en problemas, Utilización de TIC y recursos didácticos.

Abstract

This innovative approach to improving teaching aims to address the lack of conceptual integration and application of knowledge among engineering students, seeking to enhance their understanding, motivation, and professional skills.
The methodology is based on Problem-Based Learning and the use of technology. This approach centers classes on the student, articulating thematic units from various subjects within the same semester through a real-world problem situation, orienting laboratories and final projects toward a common goal.
The results demonstrate the practical application of concepts from the Signals course to Measurements, and these, in turn, to the final Electronics project, where students design a power supply and an amplifier. This reinforces the "learning by doing" approach.
The conclusion is that these interdisciplinary activities, linked to the professional field, are highly effective, achieving better conceptual integration, motivation, and strengthening skills such as teamwork, continuous learning, and problem-solving.

Keywords: Curricular transversality, Problem-based learning, Use of ICT and teaching resources.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Introducción

El proyecto de Innovación e Investigación para el Mejoramiento de la Enseñanza de Grado (PIIMEG) se desarrolla específicamente para las asignaturas del primer cuatrimestre del tercer año de las carreras de Ingeniería en Energía Eléctrica, Ingeniería en Telecomunicaciones e Ingeniería en Energías Renovables de la Universidad Nacional de Río Cuarto. Este trabajo se relaciona con el proyecto anterior, donde se incorporó el uso de software de simulación para los equipos de laboratorio.

La problemática central a resolver es la falta de integración y aplicación de los conceptos que los estudiantes adquieren en las asignaturas frente a situaciones reales del campo profesional. Concretamente, se observa una desconexión al intentar aplicar los conocimientos de Señales y Mediciones en el trabajo final de Electrónica (diseño de una fuente y un amplificador de audio). A pesar de haber trabajado y sido evaluados en el uso del osciloscopio y el generador de señales en las materias correspondientes, los docentes de Electrónica deben constantemente reforzar la explicación de estos equipos, ya que los estudiantes no logran utilizarlos con independencia. Esta rigidez curricular y la falta de correlación percibida es una problemática común en las Ingenierías involucradas.

El propósito de esta nueva etapa del proyecto es fusionar e interconectar los contenidos y actividades de las asignaturas involucradas. La propuesta busca la simulación del proyecto final de Electrónica para integrar de forma efectiva todos los conceptos de los diferentes espacios curriculares, resolviendo en equipo la situación profesional planteada. Esto se logrará a través de actividades interdisciplinarias que aborden problemas concretos, guiando a los estudiantes para que entiendan el "por qué y para qué" de dichas actividades. El fin último es sustituir la rigidez de los contenidos aislados por una malla curricular que fluya, favoreciendo el interés, la participación, la motivación y, fundamentalmente, reforzando el "saber haciendo" para un aprendizaje progresivo y fluido que fortalece las competencias clave de los futuros profesionales.

Antecedentes

El tercer año de las carreras de Ingeniería es fundamental por el hecho que los estudiantes comienzan a aplicar todo lo que han venido aprendiendo en situaciones problemáticas reales de la vida profesional. Las asignaturas que componen este cuatrimestre son bisagras que conectan las asignaturas teóricas de los primeros años con las aplicadas y prácticas de los últimos años. De ahí la importancia de esta propuesta transversal para hacer que los alumnos puedan unir, entender y aplicar los conceptos vistos a lo largo de la malla curricular.

La actividad propuesta, consistente en el trabajo con la aplicación de casos reales del ejercicio profesional, soluciona el gran problema motivacional de los alumnos de no ver una aplicación práctica inmediata de los conceptos teóricos, que genere una vinculación del estudiante con la industria y empresas. Al enmarcar la tarea en una situación futura que como ingenieras/os deben afrontar, los orienta, convence y motiva; pues, se dan cuenta que ya tienen un cierto nivel de competencias y conocimientos para afrontar este tipo de desafíos. La articulación de espacios curriculares en torno a un problema específico en común, supone abordar dicha problemática desde una perspectiva multidisciplinar.

En esta innovación se cambia la clase magistral centrada en el docente por una metodología centrada en el estudiante. Esta nueva propuesta pedagógica cambia la didáctica de enseñanza, aplicando la metodología de aprendizaje basada en problemas centrados en las/los estudiantes, (ABP) buscando mejorar la educación (FAUTAPO, 2009). También se ha decidido trabajar siguiendo “Los lineamientos de las cinco I” propuestos Araque Bermúdez (2017) y Martínez Alonso (2014). El ABP es una metodología que favorece el desarrollo de competencias precisamente porque demanda “introducir estrategias y técnicas didácticas que lejos de fomentar el aprendizaje memorístico de contenidos desarticulados, promuevan el desarrollo de un saber hacer ligado al verdadero ejercicio profesional, con base en conocimientos disciplinares sólidos y con las actitudes y valores que caractericen a un desempeño idóneo” (Okulik, 2019). El ABP es una metodología particularmente importante para el desarrollo tanto de competencias genéricas como específicas y sus capacidades asociadas propuestas por CONFEDI (2018). Por lo que la innovación, busca desarrollar las competencias de trabajo en equipo, elaboración de informes técnicos, resolución de problemas, selección de métodos, desarrollo de la capacidad de comunicación, procesamiento y utilización de la información científico-técnica, dominio de plataformas tecnológicas actuales, desarrollo e implementación de métodos de evaluación y autoevaluación, aprender de forma continua y autónoma. Todas, dan a la tarea un porqué y un para qué los docentes les plantean ese desafío.

Esto concuerda con los nuevos modelos curriculares caracterizados por ser innovadores, integrales, flexibles, interactivos y colaborativos y que permiten un aprendizaje continuo y estructural que prepara de manera integral a los futuros egresados. Como resume Capote León, Rizo Rabelo y Bravo López (2016) estos elementos requieren de una organización del proceso docente-educativo y de modelos curriculares que se caractericen por ser interactivos y colaborativos, centrados en el estudiante en los que el cuerpo docente busca en todo momento una continua evaluación formativa del aprendizaje. Donde los estudiantes son sujetos activos en un proceso constructivo del cual forman parte y se encargan en parte de la realimentación de la educación y la metodología evaluativa del aprendizaje como expresa Grau Company, S., Álvarez, J.D., & Tortosa Ybáñez, M (2011).

Los docentes van guiando a los estudiantes por el universo del conocimiento para que lo hagan propio, como expresa Sutton (1997). En la coordinación del debate, el profesor al poseer los marcos cognoscitivos pertinentes, puede interpelar a los alumnos y ayudar a clarificar dudas y corregir malas interpretaciones. En esta discusión crítica, los alumnos a través del lenguaje y del proceso de razonamiento junto a sus conocimientos previos formulan hipótesis y ponen en juego su juicio y sus competencias para desarrollar el trabajo. Integrándose así poco a poco en la comunidad que eligieron pertenecer.

En la tarea los Alumnos no solamente buscan, leen e interpretan y/o comprenden textos de la comunidad a la cual buscan pertenecer, sino que realizan su propia producción. En la clase propuesta, el profesor es inclusivo y se convierte en un gestor de la tarea y promueve la discusión entre los alumnos. Lo que a su vez se relaciona con lo expuesto por Stella Maris Abate (2018). En un mundo de muchos cambios donde los estudiantes ya no son iguales a los de antes y donde se necesita motivación extra y nuevos recursos que sorprendan a los alumnos, donde el docente trabaja a veces como tutor y a veces como acompañante realizando acciones de orientación y acompañamiento para el aprendizaje, entendiendo que hoy es necesario asumir otros roles docentes y otros modos de estar de los estudiantes. Poniendo en práctica el ejercicio de construcción de confianza mutua, donde los docentes abocados a la tarea adaptan la currícula y en esta propuesta en particular una evaluación mediante rúbricas y realizan una evaluación mediante pares.

En esta propuesta, decimos que los docentes trabajan a veces como tutores y a veces como acompañantes si seguimos lo pautado por definición como aclara la mexicana Patricia Docoing (2009). Vemos entonces que en este caso los docentes tienen componentes de ambos roles y que en general en el proceso educativo se da esta fusión. Esto se ve también respaldado en lo visto en Paoloni-Rinaudo (2008, 2010, 2015), donde se entiende también como fundamentales en toda práctica evaluativa que aspire a fomentar en los estudiantes una orientación dirigida hacia metas de aprendizaje: cuidar que el nivel de dificultad sea el óptimo; atender a contenidos o destrezas relevantes respecto de los aprendizajes de los estudiantes; promover en los alumnos la superación de los errores cometidos; brindar por anticipado, de manera clara y objetiva, los criterios que serán tenidos en cuenta para valorar los desempeños de los alumnos de modo tal que favorezca la auto-evaluación de sus actuaciones.

En la tabla siguiente se puede apreciar los datos de los espacios curriculares participantes del proyecto.

Tabla 1. Información de los espacios curriculares participantes

1er cuatrimestre - Tercer Año		
Ing. en Energía Eléctrica	Ing. Telecomunicaciones	Ing. en Energías Renovables
Número de estudiantes: 12	Número de estudiantes: 30	Número de estudiantes: 35
-Mediciones eléctricas -Electrónica general -Tratamiento de señales	-Mediciones e instrumentación electrónica -Electrónica general -Sistemas y señales I	-Electrónica básica

Objetivos de la Innovación

- Lograr que los estudiantes puedan integrar los conocimientos de las unidades de las asignaturas participantes del proyecto por medio de una situación problemática real y comprendan la importancia de las mismas.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

- Integrar los conocimientos de las unidades de las asignaturas a través de métodos activos de aprendizaje como el ABP.
- Mejorar el desarrollo de las competencias genéricas y específicas propuestas en los programas de los espacios curriculares.
- Implementar herramientas TIC en las actividades de enseñanza y de evaluación adaptando las clases al entorno tecnológico presente.
- Agregar a las formas evaluativas de algunos de los espacios curriculares, un sistema de rúbricas.

Materiales y métodos

A continuación, se describe la innovación propuesta teniendo en cuenta: trabajos prácticos, tipos de problemas, rol del estudiante, rol del docente, modalidad de enseñanza, modalidad de evaluación.

Tabla 2. Descripción de la innovación propuesta teniendo en cuenta: trabajos prácticos, tipos de problemas, rol del estudiante, rol del docente, modalidad de enseñanza, modalidad de evaluación.

Aspectos	Antes de la innovación	A partir de la innovación
Trabajos prácticos	TP realizados en cada una de las asignaturas sin vínculos explícitos con las demás asignaturas del mismo cuatrimestre.	Guías de TP en los que se explicitan los vínculos conceptuales con las asignaturas pertenecientes al proyecto.
Tipos de problemas	Tendencia a considerar problemas tipo, cerrados, de aplicación, y en menor medida, problemas abiertos.	Situaciones abiertas que requieren ser identificadas, definidas y resueltas como problemas, que atañen a la profesión.
Rol del estudiante	Dificultades para lograr de manera sostenida, su participación activa y grupal.	Las situaciones problemáticas que se le presentarán, requieren que asuma un papel activo y construya su aprendizaje de manera individual y grupal.
Rol del docente	Tendencia a actuar como orientador y facilitador, aunque en ocasiones vuelve a posicionarse en un rol tradicional.	Actúa como tutor, facilitador, orientador.
Modalidad de enseñanza	Tendencia a estar centrada en el estudiante, aunque cuesta ser consistente durante todo el proceso.	Implementación de ABP

Modalidad de evaluación	Tendencia a evaluar saberes y algunas habilidades a través de parciales y trabajos prácticos.	Evaluación de saberes y competencias a través del uso de rúbricas analíticas en cada una de las asignaturas.

Tanto en las materias de Señales, como de Mediciones de cada Ingeniería, se añadieron en los temas y trabajos correspondientes, todo lo relacionado al trabajo final de Electrónica. Donde con los conceptos vistos en dichas materias y con lo aprendido durante el cursado de Electrónica, los estudiantes deben realizar una fuente y un amplificador de audio en grupos, luego conectar el celular y poder escuchar música. Para ello, es vital el buen manejo de equipos como el generador de funciones y el osciloscopio de manera independiente. Debido a que indefectiblemente deben medir señales a lo largo de todo el circuito y detectar y solucionar los diferentes problemas que surjan a raíz de dicho proceso.

A su vez, en dicho trabajo, se agregaron las referencias pertinentes a lo realizado en los anteriores espacios curriculares.

En las diferentes Mediciones, se trabaja con distintos trabajos prácticos que permiten evaluar lo aprendido en cada tema. Allí, se trabaja con la Co-Evaluación del trabajo de los compañeros mediante rúbricas.

Tanto el trabajo como la matriz de corrección se realizan a través de plataformas virtuales y herramientas tecnológicas como email, Drive, Classroom y WhatsApp para que los estudiantes trabajen en grupo para armar y resolver el trabajo. Además, de mantener una la comunicación fluida entre ellos y entre ellos y los docentes. Implementando las TIC en la enseñanza de la Ingeniería, generando espacios síncronos y asíncronos en cada materia. A su vez, estos espacios virtuales, permiten que todos los docentes participantes de los diferentes espacios y del proyecto puedan tener acceso a los trabajos de los grupos de estudiantes.

Diseño metodológico

A través de las reuniones entre docentes de las diferentes materias, se diagramaron las guías y los laboratorios que permitan la integración de los temas en común de los diferentes espacios. Así fue que se arrancó con algunas ideas y esto se fue modificando a lo largo de la puesta en común entre los docentes. Lo que estaba claro, era el centro de la idea, que era el manejo del osciloscopio. Así fue cómo surgió por un lado la documentación explicita de la relación entre las materias de señales y mediciones, relacionando lo visto en la primera con los teóricos y prácticos de la segunda teniendo como eje principal el osciloscopio. Y por el otro lado, el armado de placas con los circuitos de la fuente-amplificador del trabajo final de electrónica, para poder experimentar con las mismas en las asignaturas de mediciones, utilizando osciloscopios, fuentes, generadores de señales, celulares, parlantes.

A partir de las siguientes imágenes es posible visualizar parte de las experiencias realizadas en los espacios curriculares:

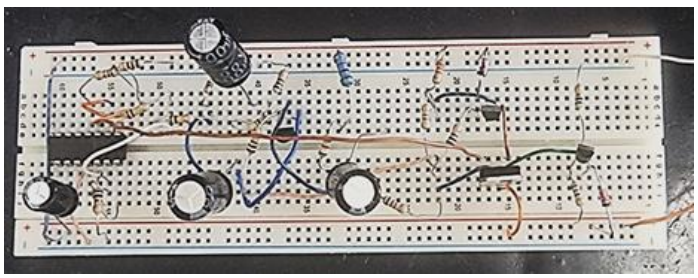


Figura 1. Circuito fuente-amplificador en protoboard realizada en las materias de Electrónica

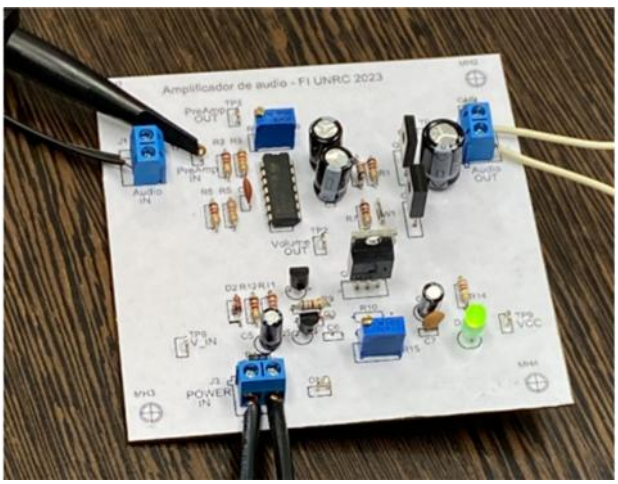


Figura 2. Circuito fuente-amplificador soldado en placa.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 6. Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica. B Desarrollo de competencias profesionales y transversales en estudiantes de ingeniería.

Como se puede apreciar en la figura 1, los grupos de alumnos cuando realizan la experiencia en electrónica lo hacen montando los circuitos en una protoboard. Si se utilizaba esto en mediciones iba a generar dificultades extras debido a que en estas condiciones los componentes electrónicos no están soldados y por lo tanto su conexión es inestable y aparecen problemas a los fines prácticos de poder medir y probar los circuitos. Si bien para otras materias son situaciones válidas para que los estudiantes desarrollen las capacidades para resolver problemas, como por ejemplo en las mismas materias de electrónica, en este caso no es el objetivo de lo diagramado para el laboratorio de mediciones. Por ello con el presupuesto del primer año, se pudo armar la primera placa para comenzar a hacer las experiencias (figura 2), dificultando la programación de los laboratorios ya que un solo grupo podía trabajar con ella. Lo cual se resolvió mezclando varios laboratorios al mismo tiempo y mientras algunos grupos hacían una parte del laboratorio un grupo trabajaba con la placa. De esta manera se iba rotando la tarea. Para el segundo año ya se pudieron agregar tres placas más, siempre gracias al aporte de los docentes, ya que el presupuesto no era suficiente para poder llevar adelante dichas experiencias (figura 3).

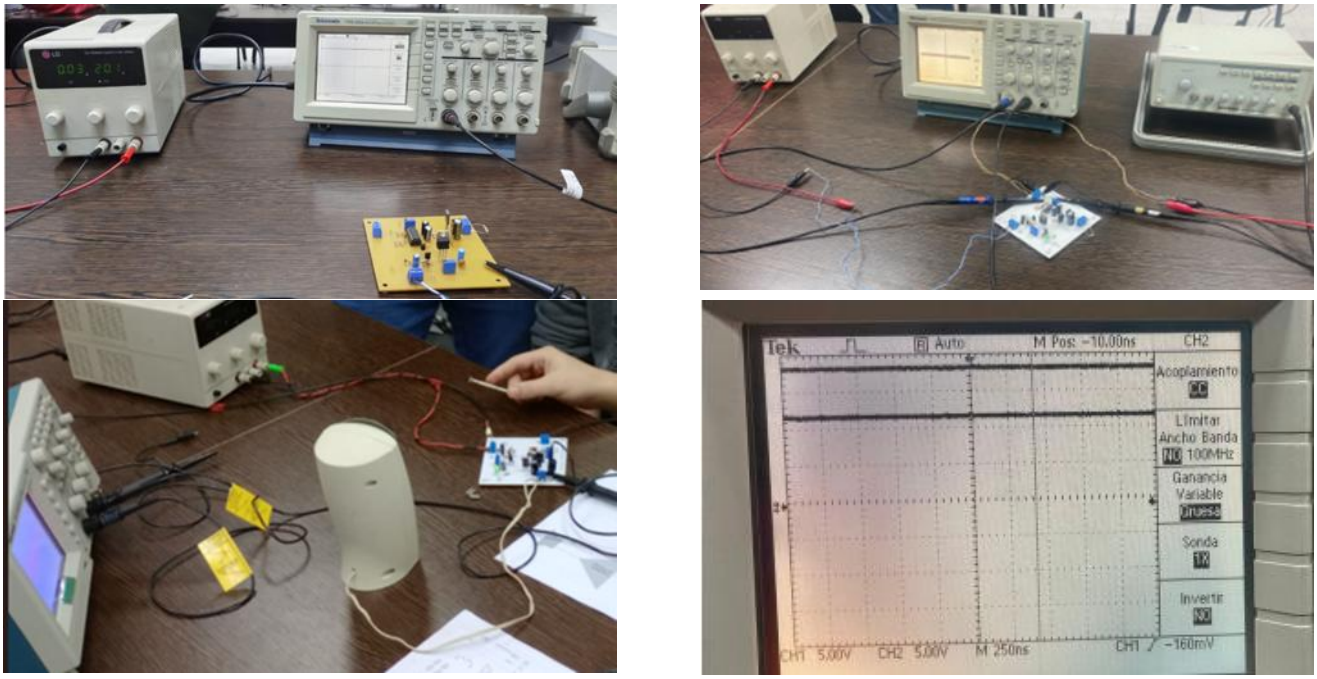


Figura 3. Realización de los laboratorios en las materias de Mediciones.

Luego del primer año, la primera placa quedó dañada tras las experiencias en los laboratorios. Lo que motivó reuniones entre los docentes del proyecto, para mejorar el diseño y evitar futuros inconvenientes. Algunas de las cuales fueron implementadas en las placas realizadas el segundo año.

Otra de las experiencias gratificantes, fue la utilización del material realizado para mostrarlo en las Jornadas de puertas abiertas de la UNRC (JUPA) y la exposición de la Facultad de Ingeniería y de la UNRC en La Rural de Río Cuarto.



Figura 4. Exposición de la UNRC en La Rural

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: 6. Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica. B Desarrollo de competencias profesionales y transversales en estudiantes de ingeniería.

Análisis de resultados

Tanto docentes como estudiantes valoran como positivas las diferentes actividades ligadas al proyecto. Desde las cátedras de electrónica afirman que los estudiantes se desenvuelven mejor en el manejo de los osciloscopios a la hora de llevar a cabo el trabajo final. En Mediciones, los estudiantes se ven motivados con los laboratorios. Además, en los informes de los laboratorios, parciales y finales, se aprecia un buen manejo del osciloscopio y conocimiento de las funciones del mismo. También se ve reflejado en las encuestas anónimas a los estudiantes, que se realizan luego de abordar cada espacio curricular. La misma, se realiza a través de un Google Form, que se comparte a través de Classroom. Allí se pide que expresen su valoración de la actividad, los desafíos, los aprendizajes logrados, sugerencias de mejora y todo lo que consideren oportuno compartir con los docentes. De allí se pueden extraer respuestas como:

"Me pareció muy buena la colaboración entre ambas materias ya que permitía ir sumando conocimientos en conjunto y de una manera muy coordinada. Es bueno que se desarrollen tareas en conjuntos entre varias materias"

"Creo que está bien, entre las 2 materias y además se suma Sistemas y Señales, se tiene un aprendizaje bastante bueno acerca del manejo del osciloscopio".

Algo a mejorar es la respuesta de los estudiantes a dichas encuestas, ya que del universo que realizad las materias, un bajo porcentaje responde dicha instancia. Y dentro de ese porcentaje un gran número responde sin comentarios al respecto.

Además, se observa un buen resultado en la condición final de los estudiantes en los últimos años que se han implementado estos cambios. En la siguiente figura, se observa dicha afirmación para el caso de la asignatura de mediciones en Ingeniería en Telecomunicaciones:

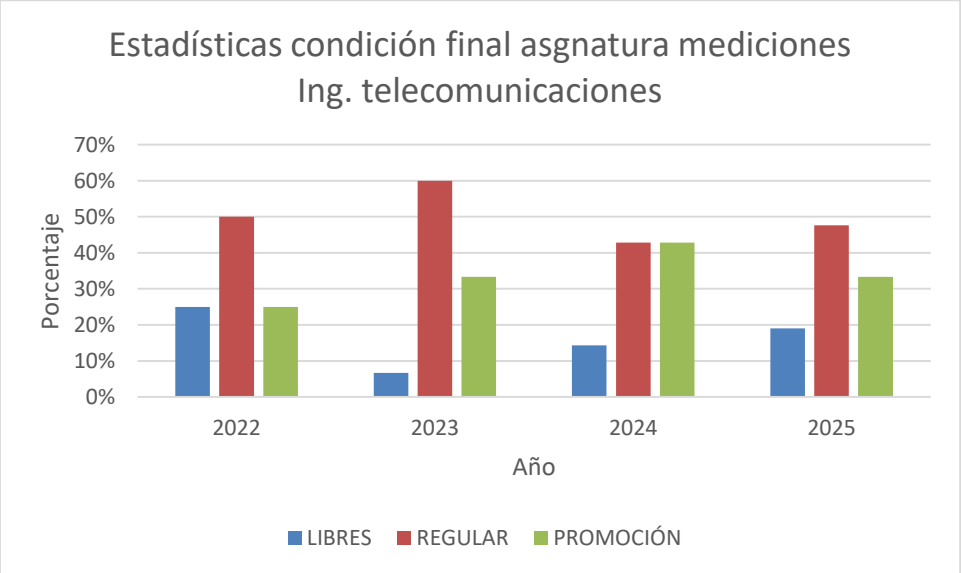


Figura 5. Estadísticas condición final mediciones Ing. telecomunicaciones

Conclusiones

A través de las nuevas implementaciones se pudo observar mejoras en las respuestas de los estudiantes, como la integración de los conceptos de diferentes unidades de las materias trabajadas y la relación entre los conceptos vistos en las asignaturas relacionadas con el proyecto PIIMEG. Sin dudas, trabajar con la modalidad ABP permite una mejor dinámica en el aula, transportando a los estudiantes a una proyección de su vida profesional futura y permitiendo que la motivación mejore radicalmente. Esto se puede afirmar a través de exámenes parciales y finales, donde los estudiantes resuelven problemas y preguntas en el momento y con el equipamiento mencionado y descripto en este trabajo. Además de las conclusiones obtenidas de las reuniones entre docentes participantes del proyecto y de las cátedras antes mencionadas.

Referencias bibliográficas

Abate, S. M. y Melgarejo, A. (2018). Diplomatura Superior en Docencia Universitaria en Ingeniería, Taller: "Orientación para el aprendizaje a lo largo de la carrera". Universidad Nacional de Río Cuarto.

Araque Bermúdez, A. (2017). El docente asombroso. TEDx.

Benvegnu, M. A. (2018). Diplomatura Superior en Docencia Universitaria en Ingeniería, Curso "Leer, escribir y comprender en el aula universitaria". Universidad Nacional de Río Cuarto.

Capote León, G. E., Rizo Rabelo, N., & Bravo López, G. (2016). La formación de ingenieros en la actualidad. Una explicación necesaria. Revista Universidad y Sociedad [seriada en línea], 8 (1), 21-28

Carlino, P. (2003). Leer textos científicos y académicos en la educación superior: Obstáculos y bienvenidas a una cultura nueva. Revista de Educación, 13(28), 1-13.

Carlino, P. (2004). El Proceso de Escritura Académica: Cuatro Dificultades de la Enseñanza Universitaria. Educere, 8(26), 137-148.

Cornu, L. (1999). La confianza en las relaciones pedagógicas. Ediciones Paidós.

Ducoing, P. (2009). Tutoría y mediación I (Capítulo 2: ¿Tutoría y/o acompañamiento en educación?). IISUE UNAM.

Fundación Educación para el Desarrollo-FAUTAPO. (2009). Manual de estrategias didácticas. Organización Internacional del Trabajo - CINTERFOR. http://www.oitcinterfor.org/sites/default/files/estrategiasdidacticas.pdf

Martínez Alonso, G. F. (2014). Las competencias y la formación de ingenieros en el siglo XXI. Ingenierías, 17(62).

Olson, D. R. (1988). La constitución de la mente letrada. En El mundo sobre el papel: El impacto de la escritura y la lectura en la estructura del conocimiento (pp. 95-125). Gedisa.

Paoloni, P. V. (2008). Una propuesta de enseñanza orientada a favorecer comprensión y motivación en estudiantes de Ingeniería. Universidad Nacional de Río Cuarto.

Paoloni, P. V. (2010). Las tareas académicas como contextos promisorios para la motivación y el aprendizaje. En P. V. Paoloni, M. C. Rinaudo, D. Donolo, A. González Fernández & N. Rosselli (Eds.), Estudios sobre motivación: enfoques, resultados, lineamientos para acciones futuras (pp. 45-78). Editorial de la Universidad Nacional de Río Cuarto.

Paoloni, P. V., Rinaudo, M. C., & Donolo, D. (2015). Dinámica emocional en contextos de evaluación. Un estudio longitudinal con alumnos de ingeniería. Universidad Nacional de Río Cuarto.

Rancière, J. (2010). El maestro ignorante. Laertes Editorial.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sánchez, L., Florena, E., & Zamanillo, G. (2021). Del aula a la vida profesional: recursos didácticos para una mejora del aprendizaje e integración de conocimientos. CADI, CLADI, CAEDI. Buenos Aires.

Sánchez, L., Florena, E., & Zamanillo, G. (2022). Ingeniería en virtualidad y a distancia. Aprendizajes tras la pandemia Covid-19. En I Congreso Nacional Sobre Innovación Curricular y Formación Docente, III Congreso Sobre Educación. Universidad Nacional de Río Cuarto.

Sutton, C., & Caamaño, A. (1997). Ideas sobre la ciencia e ideas sobre el lenguaje. Alambique: Didáctica de la experimentación en ciencias, 12, 1-10.

Leonardo Sanchez, Edgardo Florena, Germán Zamanillo, 2021, Del aula a la vida profesional: recursos didácticos para una mejora del aprendizaje e integración de conocimientos. Buenos Aires.

Experiencias didácticas de Aprendizaje Basado en Problemas bajo el Enfoque por Competencias en Física II

Problem-Based Learning Teaching Experiences under the Competency-Based Approach in Physics II

Claudio Enrique.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Grupo de Estudio en Ciencias Básicas Aplicadas (GECIBA), Argentina.
cenrique@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Se presentan los resultados de una experiencia didáctica donde se integraron el Aprendizaje Basado en Problemas y el Enfoque por Competencias en un curso de Física II de la carrera Ingeniería en Energía Eléctrica. Esta nueva propuesta permitió avances significativos en el dictado de dicha asignatura del ciclo básico, tanto en los plazos asignados en el plan de estudios vigente en la actualidad, como en los desempeños y la motivación alcanzados por los estudiantes como sujetos activos de sus procesos de enseñanza – aprendizaje. Bajo estas dos metodologías, los alumnos además lograron involucrarse en una fase importante del proceso educativo como es la evaluación; específicamente sobre el desempeño de colegas en el salón de clases. Además, al incorporar aspectos socioambientales relacionados a los conceptos de la Física Clásica se pudo fomentar en los “ingenieros en formación” niveles de conocimientos más vinculados a los de un profesional competente del actual mercado laboral.

Palabras clave: Aprendizaje Basado en Problemas, Enfoque por Competencias, Coevaluación, Física II, Ingeniería

Abstract

The results of a teaching experience that integrated Problem-Based Learning and the Competency-Based Approach in a Physics II course in the Electrical Engineering program are presented. This new approach led to significant progress in the delivery of this course in the basic cycle, both within the timeframes assigned in the current curriculum and in the performance and motivation achieved by students as active participants in the teaching-learning processes. Using these two methodologies, students were also able to engage in an important phase of the educational process: assessment, specifically the evaluation of their colleagues' performance in the classroom. Furthermore, by incorporating socio-environmental aspects related to the concepts of Classical Physics, the "engineers-in-training" were able to foster levels of knowledge more aligned with those of competent professionals in today's labor market.

Keywords: Problem-Based Learning, Competency-Based Approach, Peer Assessment, Physics II, Engineering

Introducción

Este trabajo presenta los resultados de una experiencia didáctica donde se integran el Aprendizaje Basado en Problemas (ABP) y el Enfoque por Competencias (EC) en un curso de Física II de la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica. Esta nueva propuesta ha permitido que el dictado de dicha asignatura del ciclo básico no sólo pueda dictarse “en tiempo y forma”

dentro de los plazos asignados en el plan de estudios vigente en la actualidad durante los últimos cinco años de manera consecutiva – situación inédita en el cronograma de esta materia del ciclo básico -. Además, se ha mejorado la calidad en el dictado de dicha asignatura dado que, bajo el EC, se han alcanzado logros donde los estudiantes han participado activamente en la gestión de sus conocimientos. Es justamente esta última situación la que se aborda de manera detallada en este trabajo, porque dichos sujetos cognoscentes también pudieron involucrarse en una fase importante del proceso de enseñanza y aprendizaje donde habitualmente estuvieron relegados, que es en la evaluación; y específicamente sobre el desempeño de colegas del salón de clases. Cabe recordar que dicho Enfoque se encuentra vigente desde el año 2024 en el Diseño Curricular de las ingenierías que se dictan en la UTN. Por lo tanto, es una necesidad y una obligación de los docentes – investigadores y de los estudiantes, como "ingenieros en formación", para que estos últimos puedan participar activamente en el desarrollo del proceso de enseñanza – aprendizaje – en este caso, de Física II -, de modo tal de alcanzar niveles de desarrollo propios de un profesional considerado competente y así poder incorporarse al mercado laboral actual.

Barrows (1986:3) define al ABP como "un método de aprendizaje basado en el principio de usar problemas como punto de partida para la adquisición e integración de los nuevos conocimientos". Según modelo desarrollado en McMaster, citado en Barrows (1996), el ABP presenta las siguientes características fundamentales: a. el aprendizaje está centrado en el alumno; b. el aprendizaje se produce en grupos pequeños de estudiantes; c. los profesores son facilitadores o guías (actúan como tutores); d. los problemas forman el foco de organización y estímulo para el aprendizaje; e. los problemas son un vehículo para el desarrollo de habilidades de resolución de dichos problemas; y f. la nueva información se adquiere a través del aprendizaje autodirigido por los propios estudiantes. De acuerdo con Glaser (1991), se pueden establecer claramente tres principios relacionados con el aprendizaje y los procesos cognitivos: el aprendizaje es un proceso constructivo y no receptivo; el proceso cognitivo llamado metacognición afecta el uso del conocimiento - aquí toma relevancia el "saber hacer" o "saber actuar" de los estudiantes con los conocimientos que disponen -; y los factores sociales y contextuales tienen influencia en el aprendizaje. También promueve la disposición afectiva y la motivación de los alumnos, indispensables para lograr aprendizajes significativos. Esta situación está estrechamente relacionada con la motivación por aprender.

Numerosas investigaciones han comprobado que la metodología del ABP contribuye a la aplicación práctica de conocimientos mediante el desarrollo de habilidades para la resolución de problemas de naturaleza compleja (Lozano, 2021). Al hacer el proceso de aprendizaje más relevante y significativo, favorece la motivación intrínseca de los estudiantes (Kim, 2020) y el aprendizaje autodirigido producto de la asunción de un rol activo tanto en la búsqueda como en la gestión de la información (Leary et al., 2019). Además, promueve el pensamiento crítico al enfrentar problemas abiertos y situaciones de la vida real (Bermúdez, 2021) y, al favorecer un trabajo en un entorno colaborativo de aprendizaje, mejora las habilidades sociales y de comunicación (Saldo y Walag, 2020).

Por otro lado, la formación actual de ingenieras e ingenieros resulta ser una actividad desafiante para los docentes, debido al cambio de paradigma de una enseñanza basada en el Enfoque por Competencias (EC), que todavía se encuentra en una etapa de construcción y validación. Sumado a la gran disponibilidad de información proveniente de numerosas fuentes, existe una complejidad y multidimensionalidad de las nuevas actividades de docencia – e investigación - a resolver. En este trabajo y bajo dicho enfoque se incorpora la dimensión del Desarrollo Sostenible (DS), dado que "…el medio ambiente se ha convertido en un factor fundamental en la actividad del ingeniero por la necesidad de conseguir productos y procesos sustentables que no lo deterioren; igualmente, es importante la responsabilidad social que asuma el profesional frente a los productos generados por las nuevas tecnologías y su impacto en todos los ámbitos de la actividad humana" (Fernández y Duarte, 2013:30).

Sumado a la necesidad de contar con profesionales en formación donde se demandan acciones que sean cada vez más participativas, las cuales están orientadas hacia un proceso de enseñanza y aprendizaje que exige más trabajos grupales o en equipo, relacionados íntimamente con responsabilidades compartidas en la toma de decisiones (Rugarcia et al., 2000; Regalado et al., 2010). Ello implica que las actividades de docencia deben contemplar el fomento y desarrollo de un ingeniero en formación "…idóneo debe desarrollar gran capacidad de adaptación al cambio, unida al manejo adecuado de la

información, con una actitud ética que le permita tomar decisiones adecuadas al entorno socio-cultural en el cual se desenvuelve". (Fernández y Duarte, 2013:30).

Específicamente para la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica, la Ordenanza Vigente es la Nro. 1873 (disponible en http://csu.rec.utn.edu.ar/CSU/ORD/1873.pdf). Como se trata de una materia del ciclo básico, Física II debe cumplir con competencias de egreso genéricas, las cuales se pueden clasificar en: a. Tecnológicas; y b. Sociales Políticas y Actitudinales. Por ello, es evidente que el dictado de Física II debe contemplar otras dimensiones específicas de las correspondientes a los aspectos conceptuales y procedimentales específicos presentes en el plan de estudios pertinente acerca de los contenidos sobre Termodinámica, Electromagnetismo, y Ondas Electromagnéticas. Expresado de otro modo, en este nuevo contexto educativo es necesario incorporar otras competencias, como las consideradas "blandas", de modo tal que el ingeniero no conozca los conceptos teórico – prácticos de su disciplina, sino también sepa "saber hacer" o "saber "actuar" (Le Boterf, 2000).

Con relación a la coevaluación, los docentes ya no son los principales y únicos en la evaluación de los procesos de aprendizaje, porque se incorporan los conceptos de autoevaluación (*self-assessment*), evaluación grupal entre iguales (*peer group assessment*) y evaluación colaborativa (*collaborative assessment*) (Falchikov, 1986), en el cual los estudiantes junto al profesorado negocian y participan en los criterios de evaluación. Gómez et al (2013) definen la coevaluación como la valoración conjunta de profesorado y estudiantes sobre el aprendizaje demostrado por estos últimos sujetos. Por su parte, Deeley (2014) la concibe como aquella que requiere que estudiante y docente acuerden una calificación basada en evidencias a través de la negociación y la argumentación. Finalmente, Dochy et al (1999) la consideran como el esfuerzo conjunto que realizan docentes y estudiantes para conseguir un objetivo compartido.

Dentro de lo que se conoce como evaluación orientada al aprendizaje (*learning-oriented assessment*), Gibbs y Simpson (2005) proponen que para poner en la práctica un proceso de evaluación que favorezca el aprendizaje de los alumnos, es necesario plantear a. tareas de evaluación, que impliquen que los estudiantes se involucren en las actividades de estudio y aprendizaje apropiadas. En este contexto, el proceso de evaluación forma parte de las actividades de aprendizaje. b. Es preciso proporcionar una retroalimentación o *feedback* de la información de la evaluación, para que los aprendices puedan actuar en base a la información que reciben y así puedan hacer uso de la misma para progresar "a futuro" en las actividades propias de la co-construcción de su proceso de enseñanza – aprendizaje (*feedforward*). c. Es necesario que los estudiantes se involucren en el proceso para poder evaluar sus propios trabajos, lo cual es una habilidad clave y deseable para su futuro profesional como ingenieros.

Materiales y métodos

Se describen y analizan los resultados donde se realizó esta implementación en Física II, proveniente de las cohortes de los años 2024 y 2025 - de manera detallada el último -, dado que fueron aquellos donde el proceso se ha dado de manera organizada y se han sistematizado sus actividades. De todos modos, cabe aclarar que durante los tres años previos a los que se presentan, esta propuesta se ha realizado de manera voluntaria entre los estudiantes, aunque sin incorporar el proceso de evaluación. Debido a que hubo varios grupos de alumnos que por diversos motivos no participaron en la resolución de problemas grupales, y por otro lado se evidenció que siempre "participaban los mismos sujetos", para evitar mecanismos generadores de oportunidades y acciones desiguales entre colegas, se propuso desde el año 2024 que esta actividad fuese obligatoria para todos los alumnos que cursen dicha asignatura del ciclo básico. Además, al tratarse de una actividad educativa integral donde se involucraron procesos de coevaluación, se elaboraron dos instrumentos donde se categorizaron distintos niveles y logros alcanzados durante el desarrollo de la resolución de problemas grupales, los cuales fueron entregados a los alumnos vía el campus virtual de la UTN - FRSF: una escala de calificación y una rúbrica.

Vale citar que la cohorte del año 2025 ha tenido una diferencia en la actividad basada en el ABP, y se debe a que incorporó en cada instancia de resolución de problemas los aspectos ambientales - o del Desarrollo Sostenible - que tuviesen relación con el contenido abordado. Esto se debió a que se comenzó a indagar, en el marco de un proyecto de investigación, la articulación entre competencias genéricas de un curso de Física del ciclo básico, y específicas sobre la gestión ambiental en

ingenierías de la UTN – FRSF, en un entorno constructivista de aprendizaje, con abordaje sistémico (Código del PID: FETEECI189).

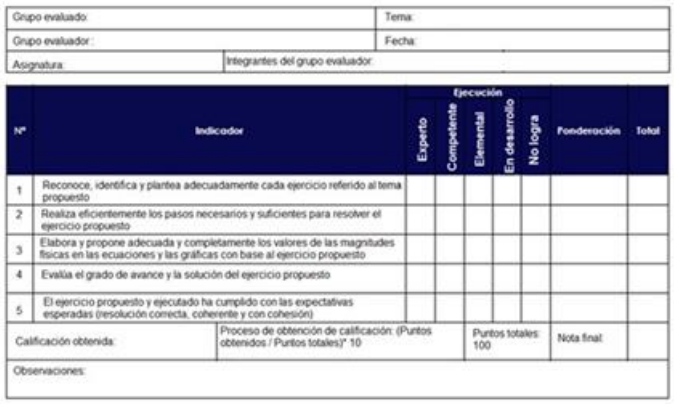
Luego de instruir a los estudiantes en esta actividad donde tuvieron que actuar activamente en la gestión y comunicación de sus procesos de aprendizaje en Física II, las clases de esta asignatura se organizaron en base a los "roles protagónicos principales" de los distintos actores del proceso de enseñanza – aprendizaje:

a. la clase de teoría, cumpliendo el profesor el rol principal, donde se negociaron distintos conceptos y procesos de los contenidos de Física II (Termodinámica; Electrostática; Circuitos de Corriente Continua; Magnetismo independiente y dependiente del tiempo; Circuitos de Corriente Alterna; y Ondas Electromagnéticas);

b. la clase (introductoria) de resolución de problemas y de Trabajos Prácticos, a cargo del rol protagónico principal el docente auxiliar – jefe de Trabajos Prácticos -;

c. la Clase de Resolución de Problemas bajo el ABP y con coevaluación, con los estudiantes como actores principales.

El proceso de coevaluación se ha analizado, para la cohorte 2025, en los contenidos Termodinámica, Electrostática, Circuitos de CC, Magnetismo independiente del tiempo, Magnetismo dependiente del tiempo; y Circuitos de CA -. La resolución de problemas fue realizada en grupos o comisiones, conformadas por 4 estudiantes a su libre elección. Primero debieron elegir una situación problemática propuesta en la bibliografía de referencia o proveniente de cualquier fuente considerada científica, y luego de su resolución grupal – tarea realizada fuera del aula -, debieron exponerla en el salón de clase frente al resto de los oyentes. Al finalizar esta actividad, se formularon preguntas acerca de la elección, ejecución, y resultados del problema exhibido. Finalmente, cada grupo restante de alumnos, más el docente, calificaron el desempeño observado mediante las dos herramientas construidas para tal fin (Enrique, 2024). Los estudiantes usaron una escala de calificación para evaluar problemas y ejercicios, la cual estuvo conformada por cinco indicadores o categorías conceptuales – Figura 1 -: 1. Reconoce, identifica y plantea adecuadamente cada ejercicio referido al tema propuesto; 2. Realiza eficientemente los pasos necesarios y suficientes para resolver el ejercicio propuesto; 3. Elabora y propone adecuada y completamente los valores de las magnitudes físicas en las ecuaciones y las gráficas con base al ejercicio propuesto; 4. Evalúa el grado de avance y la solución del ejercicio propuesto; y 5. El ejercicio propuesto y ejecutado ha cumplido con las expectativas esperadas (resolución correcta, coherente y con cohesión). Los niveles de competencias fueron categorizados - de mayor a menor - como Experto; Competente; Elemental; En desarrollo; y No logra - no participa; o no lo resuelve -. La rúbrica fue empleada por el docente – Figura 2 -, e incluyó tres categorías sobre la exposición: Presentación de los ejercicios - problemas; Procedimientos; y Resultados. Los niveles de competencia fueron los mismos que los presentados en la lista de cotejo, si bien en la rúbrica se explicitaron los intervalos de puntajes para cada nivel de competencia: Experto: excelente - muy bueno (75 - 100%); Competente: bueno (55 - 74%); Elemental: regular (35 - 54%); En desarrollo: insuficiente (11 - 34%); y No participa (< 11%) (Enrique, 2024). A los alumnos se le entregó una copia de la rúbrica, para suministrar una ayuda en la calificación sobre los niveles de competencias en base a una escala numérica que le resulta más familiar.



Grupo evaluado:		Tema:								
Grupo evaluador:		Fecha:								
Asignatura:	Integrantes del grupo evaluador:									
		Ejecución								
N°	Indicador	Experto	Competente	Elemental	En desarrollo	No logra	Ponderación	Total		
1	Reconoce, identifica y plantea adecuadamente cada ejercicio referido al tema propuesto									
2	Realiza eficientemente los pasos necesarios y suficientes para resolver el ejercicio propuesto									
3	Elabora y propone adecuada y completamente los valores de las magnitudes físicas en las ecuaciones y las gráficas con base al ejercicio propuesto									
4	Evalúa el grado de avance y la solución del ejercicio propuesto									
5	El ejercicio propuesto y ejecutado ha cumplido con las expectativas esperadas (resolución correcta, coherente y con cohesión)									
Calificación obtenida:	Proceso de obtención de calificación: (Puntos obtenidos / Puntos totales)* 10			Puntos totales: 100			Nota final:			
Observaciones:										

Figura 1. Escala de calificación para evaluar la resolución de problemas y ejercicios

Materia: Física I			Docente:		
Contenido o Tema:					
ASPECTOS PARA EVALUAR	NIVELES DE COMPETENCIAS				
	EXPERTO (excelente - muy bueno)	COMPETENTE (bueno - satisfactorio)	ELEMENTAL (regular)	EN DESARROLLO (insuficiente)	NO PARTICIPA
PRESENTACIÓN	Presenta la totalidad de los ejercicios a resolver	Entrega la mayoría de los ejercicios a resolver	Entrega menos de la mitad los ejercicios a resolver	Presenta menos del 30% de los ejercicios a resolver.	No entrega.
PROCEDIMIENTOS	Refleja un razonamiento detallado y ordenado, utilizando procesos adecuados y siguiendo los pasos para resolver los problemas y ejercicios de manera correcta y coherente con las magnitudes físicas involucradas. Aplica otros procedimientos que le permiten arribar a los resultados de manera científicamente correcta y coherente.	Refleja un razonamiento adecuado, pero sin un orden estricto, utilizando procesos y siguiendo los pasos para resolver los problemas y ejercicios, pero con algunas situaciones confusas como producto de ciertas deficiencias en las explicaciones acerca de su resolución. De todos modos, arriba a los resultados de manera científicamente correcta y coherente con las magnitudes físicas involucradas	Refleja un razonamiento sin orden, pudiendo hacer los ejercicios, pero no con coherencia y cohesión, porque no expresa con claridad la manera en que los resolvió. Utiliza algunas herramientas propias para resolver el problema, evidenciando confusión en su empleo. Arriba a resultados parcialmente correctos y con ciertas incoherencias, producto de un aprendizaje incompleto o con demasiadas confusiones de asimilación e interpretación de los modelos y leyes físicas involucradas.	Refleja un razonamiento sin orden, coherencia y cohesión científica, lo que lleva a obtener resultados inconsistentes con el modelo o las leyes físicas involucradas, incluyendo una resolución incorrecta, o la imposibilidad de llegar al planteo o su resolución.	No los emplea, ni resuelve los ejercicios o problemas.
RESULTADOS	Presenta los resultados obtenidos científicamente de manera correcta en su (o casi) totalidad (80 - 100%). Puede corroborar sus resultados porque ha logrado darles sentido a sus aprendizajes significativos, manifestando manejo y control sobre sus acciones cognitivas y metacognitivas. Además, plantea otras maneras de resolverlo, o empleando distintas herramientas, métodos y/o ecuaciones.	Presenta entre el 55 y 79% de los resultados obtenidos científicamente de manera correcta. Comete algunos errores debido a cálculos obtenidos de manera equívoca - por ejemplo, debido a distracciones -. Presenta algunas dudas para corroborar sus resultados, dado que sus aprendizajes no son significativos sólidos, y así revela algunas inconsistencias en el manejo y control de sus acciones cognitivas y metacognitivas. Utiliza un solo proceso adecuado, dado que no plantea otras maneras de resolverlo, o no emplea distintas herramientas, métodos y/o ecuaciones.	Presenta menos del 55% y más del 30% de resultados obtenidos científicamente de manera correcta. Manifiesta varios errores conceptuales y procedimentales en la ejecución y comunicación de los resultados del problema o ejercicio. Revela muchas dudas al corroborar sus resultados para darle sentido a sus acciones cognitivas y metacognitivas, producto de un aprendizaje generalmente memorístico. No plantea otras maneras de resolverlo, o emplea distintas herramientas, métodos y/o ecuaciones, dado que sólo conoce una manera que es generalmente la que predomina en la ejecución de dicha situación problemática (usa un solo estereotipo o patrón).	Presenta menos del 30% de resultados obtenidos científicamente de manera correcta. Comete muchos errores conceptuales y procedimentales en la ejecución y comunicación de los resultados del problema o ejercicio, llegando incluso a no poder plantearlo o resolverlo. No puede o no intenta corroborar sus resultados para darle sentido a sus acciones cognitivas y metacognitivas, debido a que sus aprendizajes no lograron conformarse o modificarse. No intenta plantear otras maneras de resolverlo, o empleando distintas herramientas, métodos y/o ecuaciones; incluso, no tiene o no ha logrado estructurar un "problema tipo" o patrón.	No llega a ningún resultado, dado que no puede, o no logra proponer algún procedimiento de cálculo sobre el ejercicio o problema propuesto
PUNTAJE PROPUESTO	75 - 100%	55 - 74%	35 - 54%	11 - 34%	<11%

Figura 2. Rúbrica para la resolución de problemas y ejercicios de Física

Al terminar cada clase de resolución de problemas grupales, los alumnos entregaron en formato papel tanto las resoluciones de dichos problemas como las calificaciones de los restantes grupos presentes en el instrumento respectivo. Producto de un mecanismo de "´puesta a punto", durante la primera clase el profesor consensuó con los estudiantes la opción de no completar la última fila de la lista de cotejo, y además enfatizó en que la ejecución de la escala de calificación implica un acuerdo explícito sobre la ética involucrada durante las actividades de coevaluación, de modo tal de facilitar y estimular una convivencia propia de un ambiente académico serio y respetuoso. Para finalizar el proceso, y con la meta de comunicar los logros obtenidos, durante la semana siguiente el docente entregó de manera individual, y a cada grupo evaluado, los resultados provenientes del análisis estadístico. Debe aclararse que todas estas actividades tuvieron una frecuencia semanal.

Cabe destacar que en este trabajo se presentan sólo los resultados de la evaluación de los estudiantes, dado que los niveles de calificación detectados en las escalas de calificación – por parte de los alumnos - y en las rúbricas – por parte del profesor - resultaron ser muy similares. Así, se pudo inferir, en primera instancia, que los estudiantes no sólo se comprometieron académica y éticamente en el proceso de coevaluación, sino que, además presentaron la capacidad y la habilidad de poder evaluar a sus colegas. De hecho, luego de los consensos propios de la primera clase, es elogiable que los alumnos realizaron las actividades casi sin necesidad de las directrices del profesor; actuando de manera autónoma, eficiente y eficaz.

Resultados y discusión

Se presentan algunos de los resultados obtenidos y principalmente de la cohorte 2025, si bien se realizará una comparación con la del año 2024. Cabe aclarar que en las dos cohortes participaron 28 estudiantes que conformaron 7 grupos, si bien una del año 2025 finalizó con tres alumnos porque uno de ellos abandonó el cursado de Física II.

Los contenidos evaluados durante la cohorte 2025 de Física II de Ingeniería en Energía Eléctrica fueron los siguientes: Termodinámica I (Procesos de Transferencia de Calor); Termodinámica II (Primer Principio de la Termodinámica – Máquinas Térmicas); Termodinámica III (Primer y Segundo Principios de la Termodinámica – Máquinas Térmicas); Electrostática I (Conceptos Básicos); Electrostática II (Capacitores y Dieléctricos); Circuitos de CC – o Electrodinámica - (Leyes de Kirchoff); Magnetismo Independiente del tiempo I (Campo Magnético y Fuerzas Magnéticas); Magnetismo Independiente del tiempo II (Fuentes de Campo Magnético); Magnetismo Dependiente del tiempo (Inducción Electromagnética); Circuitos de CA (en serie). Los contenidos Inductancia y Circuitos RLC con CC fueron evaluados de manera conjunta en una actividad

de resolución de problemas articulada entre las cátedras Física II y Análisis Matemático II de Ingeniería en Energía Eléctrica. En este caso se iniciaron las exposiciones de los alumnos con contenidos relacionados con Ecuaciones Diferenciales de Segundo Orden, prosiguiendo con una aplicación en circuitos RLC. En esta situación, la evaluación fue realizada por parte de los docentes de ambas asignaturas, y las exposiciones de los diferentes grupos fue sólo para dichos docentes.

Por su parte, la cohorte 2024 realizó estas actividades sobre los contenidos Termodinámica I; Termodinámica II; Termodinámica III; Circuito RC; Magnetismo Independiente del t; Magnetismo Dependiente del t; y Circuito RLC con CA. Cabe aclarar que hubo menor cantidad de actividades donde los estudiantes tuvieron un rol principal, debido a situaciones ajenas al dictado de clases y producto del escenario socioeconómico que afectó a las universidades en dicho ciclo lectivo.

Una de las ventajas que presenta esta metodología es la posibilidad de realizar distintos tipos de análisis; dependiendo de los objetivos a definir en el proceso educativo. Por citar algunas opciones, la misma puede realizarse de manera integral - de todos los grupos -, y por contenido; para cada grupo o comisión y por contenido; para cada categoría conceptual, y de manera integral; para cada categoría conceptual, y para cada grupo.

Por ese motivo, dentro de los resultados hallados se presentarán algunas de las situaciones citadas previamente para mostrar las potencialidades de esta metodología. Cabe recordar que se analizarán mayoritariamente los desempeños de la cohorte 2025 porque presentó una dimensión más y relacionada con conceptos del DS.

Los desempeños grupales en todas las categorías conceptuales presentes en la Escala de Calificación – 1 a 5 – versus los niveles de Competencias logrados durante el ciclo lectivo 2025 se presenta en la Tabla 1. La misma situación, pero para la cohorte 2024, se indica en la Tabla 2.

Tabla 1. Categorías Conceptuales versus Niveles de Competencias logrados (cohorte 2025)

Categoría	Experto	Competente	Elemental	En Desarrollo	Total
1	20	12	2	2	36
2	17	14	5	0	36
3	18	14	3	1	36
4	16	15	4	1	36
5	15	15	2	4	36
Total	86	70	16	8	180

Tabla 2. Categorías Conceptuales versus Niveles de Competencias logrados (cohorte 2024)

Categoría	Experto	Competente	Elemental	En Desarrollo	Total
1	10	18	1	0	29
2	11	16	2	0	29
3	8	15	6	0	29
4	7	21	1	0	29
5	12	16	1	0	29
Total	48	86	11	0	145

De acuerdo con la Tabla 1, y según los instrumentos empleados para evaluar competencias, en la cohorte del año 2025 se detectaron algunos desempeños muy pobres (nivel de competencias En desarrollo) en 8 casos, distribuidos en las categorías conceptuales de la siguiente manera: categoría 1: 2 casos (5,6%); 3 y 4: 1 caso (2,8%), y 5: 4 casos (11,1%). Por su parte, según la Tabla 2, en la cohorte del año 2024 el nivel de competencias de menor jerarquía alcanzado fue Elemental, con 11 casos (6 en la categoría 3; 2 en la categoría 2; y 1 en las restantes - 1; 4; y 5 -). Como las ocho valoraciones del nivel En Desarrollo correspondieron a un solo grupo - denominado X2 -, es evidente que los niveles de competencias de dicho grupo

estuvieron alejados de lo que se espera para un nivel académico óptimo en el contenido Termodinámica I (Experto y/o Competente). Los desempeños globales de todos los grupos, y la comisión X2 en particular, se presentan en la Tablas 3 y 4.

Tabla 3. Calificaciones globales en Termodinámica I (cohorte 2025)

Categoría	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
Experto	86	47,8	47,8
Competente	70	38,9	86,7
Elemental	16	8,9	95,6
En Desarrollo	8	4,4	100
Total	180	100	

Tabla 4. Calificaciones en Termodinámica I otorgadas al grupo X2 (cohorte 2025)

Categoría	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
Competente	11	36,7	36,7
Elemental	11	36,7	73,4
En Desarrollo	8	26,6	100
Total	30	100	

Una vez finalizada la entrega de las calificaciones a cada grupo de manera individual, el profesor tuvo una reunión aparte con los integrantes de esta comisión, y les sugirió mejorar a futuro las distintas instancias de la resolución de problemas que fueron evaluadas con los niveles En Desarrollo – principalmente – y Elemental. Producto de este *feed-back*, y en el marco de un *feedforward*, el grupo X2 mejoró significativamente sus desempeños en las clases siguientes expositivas de resolución de problemas en los contenidos de Termodinámica II y III. Los desempeños del grupo X2 en las resoluciones de problemas de Termodinámica (I, II y III) se presentan en las Figuras 3 y 4. En la primera de ellas se detecta que, como se citó previamente, este grupo presentó los valores bajos en sus evaluaciones en Termodinámica I – ningún caso en el nivel Experto; 11 casos tanto en Competente y Elemental; y 8 casos para el nivel de competencias En Desarrollo). Luego de las sugerencias propuestas por el profesor – a través del *feedback* y del *feedforward* -, y de sus mejoras en los procesos del ABP en Termodinámica II y III, el grupo logró avances significativos en sus desempeños hacia los mayores niveles de competencias: Experto (19 casos); Competente (10 y 6 casos); Elemental (1 y ningún caso); y En Desarrollo (ausencia de casos); respectivamente.

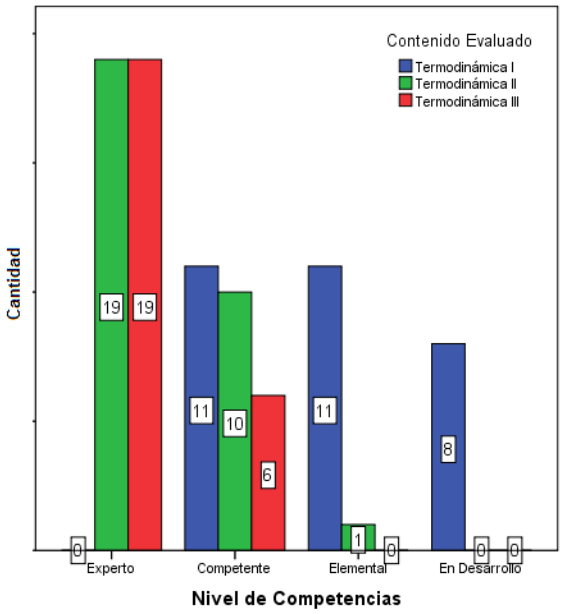


Figura 3. Niveles de competencias globales del grupo X2 en Termodinámica

En la Figura 4 se presentan los niveles de competencias logrados por el grupo X2 según el contenido evaluado y en función de las 5 categorías conceptuales presentes en la escala de calificación. En la misma se verifica el desplazamiento hacia niveles de competencias superiores (Experto y Competente), desde los contenidos de Termodinámica I a Termodinámica II y III. De esta manera se corroboran evoluciones notables de esta comisión en todas las categorías conceptuales, producto de sus logros y avances significativos en el desarrollo de habilidades y conocimientos en el contenido Termodinámica, en general.

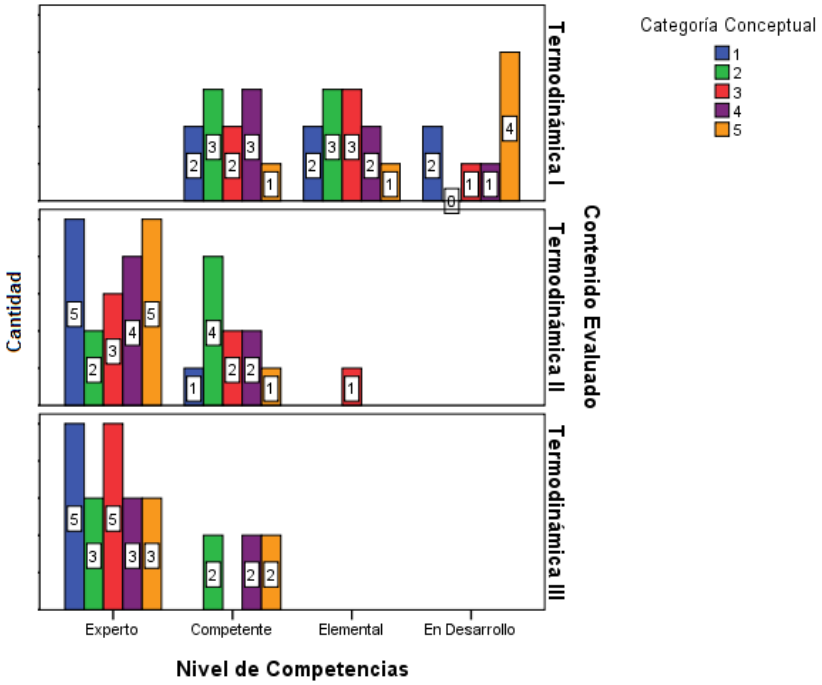


Figura 4. Niveles de competencias del grupo X2 en Termodinámica según Categorías Conceptuales

Retomando el análisis de las dos cohortes indagadas, los datos de las Tablas 1 y 2 revelan que en la del año 2025 el 86,7% de las calificaciones se presentaron dentro de los niveles considerados más avanzados: Experto (47,8%) y Competente (38,9%). Por su parte y para la del año 2024, para estos mismos niveles de competencias logrados fue 92,4%, si bien existieron diferencias entre Experto (33,1%) y Competente (59,3%). De este modo y mediante un análisis comparativo, si bien la del año 2024 no presentó valores dentro de la categoría más baja – En desarrollo -, fueron mayores en el nivel Competente frente al Experto. Respecto a la cohorte del año 2025, se detectaron porcentajes mayores en el nivel Experto seguido por el nivel Competente, aunque presentó valores en el nivel más bajo de competencias - En desarrollo -. Con relación al nivel de competencias Elemental, se detectaron discrepancias entre ambas cohortes para todas las categorías conceptuales. Las mayores se diferencias dieron en la 3 - donde prevaleció la del año 2024 -, mientras que en las restantes predominó la del año 2025.

En el marco de otro análisis en base a las categorías conceptuales, en el contenido Magnetismo Independiente del tiempo (II) se detectó que los desempeños del grupo X7 de la cohorte 2025 fueron aquellos con los menores niveles de competencias. En la Tabla 5 se evidencia que dicho grupo alcanzó el nivel Elemental en las categorías conceptuales 1. *Reconoce, identifica y plantea adecuadamente cada ejercicio referido al tema propuesto*, y 5. *El ejercicio propuesto y ejecutado ha cumplido con las expectativas esperadas (resolución correcta, coherente y con cohesión)* (2 casos sobre 6 valoraciones); mientras que en 3. *Elabora y propone adecuada y completamente los valores de las magnitudes físicas en las ecuaciones y las gráficas con base al ejercicio propuesto* y 4. *Evalúa el grado de avance y la solución del ejercicio propuesto* presentaron 1 caso para cada una. Según la Tabla 6, cabe aclarar que el 80,0% de las calificaciones por parte de sus colegas correspondió a uno considerado académicamente aceptable, donde prevaleció el nivel Competente en un 43,3%, seguido por el 36,7% correspondiente al Experto. El 20% restante estuvo dentro del nivel Elemental. Así, se pudo inferir que los niveles de competencias detectados en esta comisión fueron en general aceptables o satisfactorios, aunque se detectaron los puntos más débiles de su exposición

en el contenido evaluado para las categorías conceptuales 1 y 5; situaciones que fueron notificadas oportunamente al entregar el profesor estos valores al grupo X7 mediante el informe correspondiente.

Tabla 5. Categorías Conceptuales versus Calificación otorgada al grupo X7 (cohorte 2025)

Categoría	Experto	Competente	Elemental	Total
1	1	3	2	6
2	2	4	0	6
3	1	4	1	6
4	4	1	1	6
5	3	1	2	6
Total	11	13	6	30

Tabla 6. Calificaciones otorgadas al grupo X7 (cohorte 2025)

Categoría	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
Experto	11	36,7	36,7
Competente	13	43,3	80,0
Elemental	6	20,0	100
Total	30	100	

Esta propuesta también permite analizar, de manera separada, niveles de competencias de estudiantes considerados expertos y/o competentes. Como se trata de valoraciones deseables para cualquier aprendiz, puede considerarse que existen evidencias que dicho sujeto domina conocimientos y habilidades (saber hacer) sobre un determinado contenido, y puede aplicarlos de manera autónoma, crítica y eficaz ante problemas complejos, demostrando una combinación de conocimientos, habilidades y actitudes que le permiten resolver situaciones nuevas y, a menudo, proporcionar criterios valorativos a otros (saber actuar). Así, puede inferirse que estos estudiantes han logrado un aprendizaje significativo sobre el contenido evaluado. Los valores obtenidos para los dos mayores niveles de competencias en la cohorte 2025 revelaron que si bien hubo variaciones de acuerdo con el contenido, en líneas generales sus porcentajes han sido muy elevados, siendo el de menor cuantía el 83,3% presente en la categoría conceptual 5 - El ejercicio propuesto y ejecutado ha cumplido con las expectativas esperadas (resolución correcta, coherente y con cohesión -, para Termodinámica I y II (fenómenos de Transferencia de Calor y Primer Principio de la Termodinámica). El mayor valor obtenido correspondió al 100%, y se detectaron en varias situaciones. Específicamente, en los contenidos Termodinámica II (categoría conceptual 2); Termodinámica III (categoría 2); Electrostática I y II (categorías 1; 2; 4; y 3 y 4, respectivamente); Magnetismo Independiente del t (I) (categorías conceptuales 1 y 2); y Magnetismo Dependiente del t (categoría 4). De este modo se pudo inferir, de acuerdo con estas últimas situaciones descritas, que los estudiantes alcanzaron niveles de competencias genéricas y especificas deseables.

Para finalizar, en la cohorte 2025 de Física II se incorporaron, durante las clases de resolución de problemas basadas en el ABP, casos y ejemplos vinculados entre los contenidos de Física II y los aspectos socioambientales o sobre DS. El registro de estas actividades fue realizado por parte del profesor, y cabe resaltar que en las exposiciones orales se observó una cosmovisión holística y sistémica que integró las dimensiones ambientales, sociales y económicas, producto de una recopilación de información muy relevante y comprometida por parte de los estudiantes. La evidencia recolectada revela que, según la Figura 5, prevalecieron aspectos relacionados con la eficiencia energética (27,7%) y aplicaciones tecnológicas (22,3%), situaciones específicas relacionadas con el perfil profesional de un Ingeniero en Energía Eléctrica. También se visibilizaron ejemplos sobre la seguridad y salud ocupacional; la gestión de residuos; y también situaciones específicas de la naturaleza que se deben contemplar, por ejemplo, en las Evaluaciones de Impacto Ambiental. Para finalizar, debe destacarse que las temáticas abordadas por los estudiantes fueron variadas y elegidas cuidadosamente – ver Tabla 7 -.

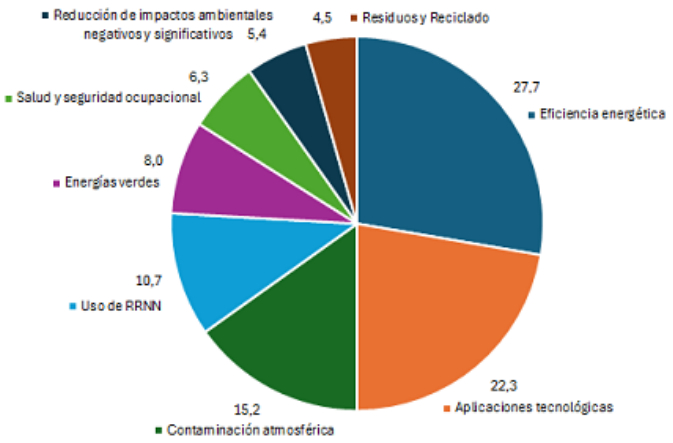


Figura 5. Porcentajes de Contenidos Ambientales Relacionados con Contenidos de Física II

Tabla 7. Contenidos versus Temáticas abordadas sobre DS

Contenido	Temáticas abordadas
Termodinámica	Eficiencia energética (3) Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) (2) Cambio Climático (2) Eficiencia energética (1) y relación con materiales ambientalmente amigables (2) o con emisiones de GEI (2) Salud y seguridad ocupacional Usos de recursos sustentables con procesos renovables (tecnología limpia) Eficiencia energética con consumo de agua para enfriamiento; emisión de efluentes al medio ambiente; reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos; emisión de contaminantes al aire; uso de recursos renovables; cogeneración de energía eléctrica
Electrostática	Análisis de refrigerantes en transformadores (PCB versus origen vegetal); Sensor capacitivo de humedad y relación con el riego artificial; Protección contra rayos; Eficiencia energética; Almacenamiento de energía rápida y ecológica (solar); Materiales de construcción ambientalmente amigables, y reducción de impactos ambientales negativos y significativos; Diseño de capacitores usados en sistemas de energía solar (materiales dieléctricos)
Circuitos de CC	Eficiencia energética (4) Consumo Tecnología con LEDs Reciclado RAEE (2) (Un grupo consideró la legislación de la ciudad de Buenos Aires) Circuito usado con energía solar (con dieléctrico) Circuito similar al de una vivienda sustentable Electrónica verde Instalación de luces solares para una vivienda autosustentable (eficiencia energética) Eficiencia energética y máxima potencia aprovechable
Magnetismo Independiente del t	Errores en instrumentos de navegación Migración de animales sensibles al campo magnético (Soluciones: Blindaje magnético – zonas libres de interferencias para investigación ambiental) Seguimiento de elementos de la naturaleza (movimiento de placas tectónicas – vida biológica por análisis de flujo) Motores eléctricos – imanes permanentes para mejorar su rendimiento
Magnetismo Dependiente del t	Arranque de motor de portón eléctrico. Circuito RL para protección por ser reductor de desgaste y estabilizador

	Aplicación de cocina de inducción por corrientes de Foucault (se describió y comparó el beneficio de su uso para el medioambiente comparado con cocinas a gas) Funcionamiento de un generador eólico, a partir del giro de un eje y la variación del flujo magnético Desarrollo de energías renovables Diseño de dispositivos electrónicos más eficientes y sostenibles Aceleradores de partículas Tubos de rayos catódicos Sensores magnéticos (en medicina en equipos de imágenes)
Circuitos de CA	Correcciones del factor de potencia (fp) Causas de un mal fp Uso de bancos de capacitores Efectos de campos eléctricos inducidos en tren bala o aviones. Funcionamiento de trenes magnéticos Generación de energía limpia (eólica e hidroeléctrica), transporte eficiente de energía en función de la CA Filtro de señales y sintonización Resonancia en cargadores inalámbricos (explicación del funcionamiento) tanto en dispositivos como en implantes médicos Sistemas de iluminación eficientes (lámparas LED). Comentarios sobre el ahorro energético de estas nuevas tecnologías Ferroresonancia en transformadores debido a bajo factor de potencia. Causas y consecuencias.

Conclusiones

La aplicación de la enseñanza de las ingenierías bajo el EC implica la necesidad de modificar la manera de instruir los contenidos de dichas carreras universitarias, la cual debe incluir, necesariamente, el proceso de evaluación. Ello implica que cuando se proclama un aprendizaje basado en el alumno, también es una condición necesaria y suficiente "invitarlo" o involucrarlo a participar en la construcción de sus procesos educativos.

Este trabajo propone unas experiencias consideradas - humildemente - como exitosas, donde producto de una planificación cuidadosa y una "puesta a punto" del Enfoque por Competencias basado en la aplicación del ABP e incorporando procesos de coevaluación, se han logrado diversos y numerosos avances significativos en la asignatura Física II del ciclo básico de Ingeniería en Energía Eléctrica.

Las metas alcanzadas involucraron diversos aspectos de la asignatura: desde el dictado "en tiempo y forma" para una materia cuatrimestral con muchos contenidos a desarrollar, hasta la participación activa de las y los aprendices en una actividad grupal de resolución de problemas, donde producto del desarrollo de su "rol protagónico principal", además de la exposición sobre un contenido específico elegido por parte de ellos, también evaluaron las acciones de sus colegas.

Esta situación además permitió involucrar otro aspecto muy importante para su perfil profesional: la incorporación de conceptos del DS vinculados a los contenidos de Física II.

Si bien estos resultados han sido muy auspiciosos y alentadores tanto para los docentes como para los estudiantes, todavía quedan tareas por hacer, desarrollar e indagar. La meta es mejorar el proceso de enseñanza y aprendizaje de las y los "ingenieros en formación" – en este caso, en Física II – para un mercado laboral cada vez más exigente.

Referencias bibliográficas

Barrows, H. S. (1986). "A taxonomy of problem-based learning methods", Medical education, 20(6), 481-486.

Barrows H. S. (1996) *Problem-Based learning in medicine and beyond: A brief overview*. In Wilkerson L., Gijselaers w.h. (eds) Bringing Problem-Based Learning to Higher Education: Theory and Practice, San Francisco: Jossey-Bass Publishers, pp. 3-12

Bermúdez, J. (2021). “El aprendizaje basado en problemas para mejorar el pensamiento crítico: revisión sistemática”, Innova Research Journal, 6(2), 77-89. https://doi.org/10.33890/innova.v6.n2.2021.1681

Deeley, S. J. (2014). “Summative co-assessment: A deep learning approach to enhancing employability skills and attributes”. Active learning in higher education, 15(1), 39-51.

Dochy, F. J. R. C., Segers, M., & Sluijsmans, D. (1999). “The use of self-, peer and co-assessment in higher education: A review”, Studies in Higher education, 24(3), 331-350.

Enrique, C. “Experiencias didácticas bajo el Enfoque por Competencias a través de la coevaluación en actividades de un curso de Física”. Actas del 3er Congreso en Innovación y Creatividad Educativa en Enseñanza Tecnológica: Creando puentes, CICE 2024, Puerto Madryn (Argentina), 28 al 30 de agosto, 184 - 191

Falchikov, N. (1986). “Product comparisons and process benefits of collaborative peer group and self-assessments”, Assessment & Evaluation in Higher Education, 11 (2), 144- 166.

Fernández, F. H., & Duarte, J. E. (2013). “El aprendizaje basado en problemas como estrategia para el desarrollo de competencias específicas en estudiantes de ingeniería”, Formación universitaria, 6(5), 29-38.

Gibbs, G., & Simpson, C. (2005). “Conditions under which assessment supports students’ learning”, Learning and teaching in higher education, (1), 3-31.

Glaser, R. (1991) “The Maturing of the relationship between the science of learning and cognition and educational practice”, Learning and Instruction, 1: 129-144

Kim, H. (2020). “La relación entre la motivación intrínseca y los resultados del aprendizaje en el aprendizaje basado en problemas”, Revista de la Sociedad Académica Coreana de Educación en Enfermería, 26(3), 238-247. https://doi.org/10.5977/jkasne.2020.26.3.238

Leary, H., Walker, A., Lefler, M., & Kuo, Y. C. (2019). *Self-directed learning in problem-based learning: a literature review.* The Wiley Handbook of Problem-Based Learning, 181-198.

Le Boterf, G. (2000). *Ingeniería de las competencias*. Gestión 2000.

Lozano, M. (2021). “El aprendizaje basado en problemas en estudiantes de pregrado”, Tendencias Pedagógica, 37(1), 90-103. https://doi.0rg/10.15366/tp2021.37.008

Regalado, A., M. Cid y J. Báez. “Problem based learning (PBL). Analisys of continuous stirred tank chemical reactors with a process control approach”, International Journal of Software Engineering & Applications (IJSEA), 1(4), 54-73 (2010).

Rodríguez Gómez, G., Ibarra Sáiz, M., & García Jiménez, E. (2013). “Autoevaluación, evaluación entre iguales y coevaluación: conceptualización y práctica en las universidades españolas”, Revista de investigación en educación, 11(2).

Rugarcia, A., R.M. Felder, D.R. Woods y J.E. Stice, “The Future of Engineering Education I. A Vision for a New Century”, Chem. Eng. Ed., 34 (1), 16-25 (2000)

Saldo, I., y Walag, A. (2020). “Utilización del Aprendizaje Basado en Problemas y en Proyectos para Desarrollar las Habilidades de Comunicación y Colaboración de los Estudiantes en Física”, American Journal of Educational Research, 8(5), 232-237. http://doi.org/10.12691/education-8-5-1

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica.

Aplicación del método de mínimos cuadrados en Ingeniería Eléctrica mediante Python e Inteligencia Artificial: experiencia didáctica con mini-congreso

Application of the least squares method in Electrical Engineering using Python and Artificial Intelligence: a didactic experience with a mini-conference

Amiconi, Diego
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Argentina.
diegoamiconi@frlp.utn.edu.ar

Arce Genta, Paulina
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Argentina.
paulina.arce@alu.frlp.utn.edu.ar

Bogado, Demian
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Argentina.
lucasbogado@alu.frlp.utn.edu.ar

Cea, Ángel
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Argentina.
angelalbertocea@alu.frlp.utn.edu.ar

De la Canal, Zoe
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Argentina.
dlczoe@alu.frlp.utn.edu.ar

Peters, Johanna
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Argentina.
jpeters@alu.frlp.utn.edu.ar

Sioma, Benjamín
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Argentina.
Benjamín.sioma@alu.frlp.edu.ar

Resumen

Este trabajo describe una experiencia didáctica innovadora para la enseñanza de mínimos cuadrados a estudiantes de Ingeniería Eléctrica, integrando herramientas de inteligencia artificial y programación en Python. El objetivo consiste en que las y los estudiantes trabajen en equipos sobre conjuntos de datos reales relacionados por ejemplo con la demanda de energía eléctrica, desarrollen modelos de regresión, implementen algoritmos en Python usando Inteligencia artificial y Google Colab y analicen luego la calidad de los modelos. La metodología combina clases expositivas, talleres prácticos de programación, trabajo en equipo y preparación de textos científicos en formato de “papers”. Se realizan evaluaciones formativas durante todo el proceso y una evaluación final sumativa con un mini-congreso dentro del aula donde cada equipo realiza una presentación electrónica y expone defendiendo oralmente el tema investigado. Los resultados muestran mejoras en la comprensión conceptual, la aplicación práctica y motivación estudiantil en la formación de ingenieras e ingenieros.

Palabras clave: Ingeniería eléctrica, Mínimos Cuadrados, Python, Inteligencia Artificial, Innovación educativa

Abstract

This work presents an innovative didactic proposal for teaching the least squares method to Electrical Engineering students, integrating artificial intelligence tools and Python programming. The objective is for students to work in teams with real dataset (such as those related to electrical energy demand) develops regression models, implement algorithms in Python using artificial intelligence and Google Colab, and then analyze the quality of the resulting models. The methodology combines lectures, hands-on programming workshops, teamwork, and the preparation of scientific papers. Formative assessments are carried out throughout the process, followed by a final summative evaluation through a mini-conference held in the classroom, where each team delivers an electronic presentation and orally defends their research topic. The results show significant improvements in conceptual understanding, practical application, and student motivation in engineering education.

Keywords: Electrical Engineering, Least Squares, Python, Artificial Intelligence, Educational Innovation

Introducción

La formación de ingenieras e ingenieros eléctricos se puede potenciar al integrar conocimientos matemáticos con competencias en análisis numérico de datos y programación para resolver diferentes problemas. El método de mínimos cuadrados, ampliamente aplicado en ingeniería, permite realizar ajustes y proyecciones por ejemplo en temas relacionados a la generación y/o demanda energética. Al mismo tiempo, la introducción de herramientas de inteligencia artificial (IA) y lenguajes de programación como Python resulta de mucha utilidad para preparar a las y los futuros profesionales en un contexto de creciente digitalización donde este tipo de instrumentos tienen un rol cada vez más significativo. El presente trabajo describe una experiencia educativa innovadora donde las y los estudiantes aplican regresiones por mínimos cuadrados a conjuntos de datos (datasets) relacionados a energía eléctrica utilizando como apoyo la IA para desarrollar modelos y soluciones programadas en Python en combinación con Google Colab, presentando luego los resultados obtenidos en un mini-congreso organizado dentro del aula, como una estrategia de evaluación auténtica. La experiencia didáctica se implementó en un curso de Cálculo Numérico correspondiente al segundo año de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, donde la metodología aplicada tuvo varias etapas divididas de la siguiente forma:



Figura 1. Etapas de la experiencia realizada.

Objetivos

Los objetivos planteados al desarrollar esta experiencia educativa fueron orientados a:

- Integrar el aprendizaje del método de los mínimos cuadrados con el uso de herramientas de programación en Python con apoyo de IA y Google Colab, aplicados a problemas reales de ingeniería eléctrica.

- Desarrollar competencias analíticas y de programación en Python en las y los estudiantes mediante la resolución de problemas de regresión y ajuste de modelos sobre datasets reales relacionados a la energía eléctrica.
- Fomentar el trabajo colaborativo en equipos y la redacción científica a través de la elaboración de papers y la presentación de los resultados en un mini-congreso dentro del aula.
- Promover la motivación y la autonomía en el aprendizaje, fortaleciendo la conexión entre la teoría del cálculo numérico, la práctica experimental y las demandas tecnológicas actuales del ámbito profesional.
- Evaluar si la experiencia didáctica innovadora planteada en el contexto de la formación en ingeniería es eficaz.

Materiales y métodos

El método de los mínimos cuadrados constituye una técnica fundamental para el ajuste de modelos sobre datos obtenidos a través de un conjunto de observaciones dadas, con aplicaciones directas en ingeniería eléctrica, por ejemplo, en el modelado de consumos y/o pérdidas de energía. Su objetivo es minimizar la suma de los errores cuadráticos entre los valores observados y los valores estimados por un modelo, lo que permite ajustar funciones a conjuntos de datos experimentales o simulados. En el contexto del cálculo numérico, los mínimos cuadrados se utilizan principalmente para el ajuste de curvas y la aproximación de funciones, ofreciendo soluciones deterministas basadas en modelos matemáticos definidos (Burden, Faires & Burden, 2016: 370-378). En cambio, en el ámbito del aprendizaje automático (machine learning), esta misma formulación sirve como base para algoritmos de regresión supervisada, como la regresión lineal, donde los parámetros del modelo se estiman a partir de grandes volúmenes de datos con fines predictivos (James, Witten, Hastie & Tibshirani, 2021). Las técnicas de machine learning han demostrado una gran eficacia en el pronóstico de consumo y/o pérdidas de energía.

Desde el punto de vista educativo y pedagógico, enfoques como el aprendizaje basado en proyectos y casos (ABPC) y la evaluación auténtica contribuyen a un aprendizaje más significativo y motivador en carreras de ingeniería (Racosta, 2022). La evaluación auténtica se centra en el proceso más que en el resultado, sitúa al estudiante en su contexto, acercándole a interactuar con problemas complejos y reales, donde se logra la integración de los conocimientos previos y la comprensión de los nuevos (Hadad et al., 2023)

Como lenguaje de programación elegido para trabajar en el aula de Cálculo Numérico utilizamos Python, porque es libre y de código abierto y porque se destaca como un lenguaje de programación ideal para la enseñanza en carreras de ingeniería, especialmente con estudiantes que tienen poca experiencia previa en programación ya que su sintaxis es simple y legible lo cual es útil para concentrarse en la lógica del problema y en los conceptos matemáticos subyacentes, en lugar de los detalles técnicos del propio lenguaje. Además, cuenta con una amplia variedad de bibliotecas que se pueden utilizar (como por ejemplo NumPy, Scikit-learn y Matplotlib) que facilitan la resolución de cálculos numéricos, análisis de datos y visualización de los resultados. Por otro lado, al poder ejecutarse directamente en plataformas de trabajo colaborativo como Google Colab elimina complicaciones de instalación y configuración, permitiendo que los y las estudiantes que no tienen tanta experiencia en configurar entornos de trabajo de programación, se enfoquen directamente en el aprendizaje y la experimentación práctica, dado que Google Colab recupera las librerías y asigna los recursos necesarios como CPU, memoria y espacio en disco directamente al usarlo a través de un navegador web. En este sentido, Python combinado con Google Colab constituye una herramienta accesible, potente y motivadora para introducir a las y los futuros ingenieros en la programación aplicada y el análisis computacional.

El uso de Python nos permite entonces integrar ambos enfoques dentro del aula de ingeniería: por un lado, se abordan los fundamentos numéricos y computacionales del método; y por otro, se exploran los algoritmos de aproximación usando inteligencia artificial, facilitando una comprensión transversal entre la matemática aplicada, la programación y la ingeniería. La eficiencia en el cálculo de las aproximaciones numéricas obtenidas depende, en parte, tanto de la facilidad con que pueda implementarse el algoritmo como de las características y limitaciones propias de los instrumentos usados para el cálculo, es decir, de las computadoras. (Rodríguez, 2016: 211-216).

Desarrollo del método de los Mínimos cuadrados

En una primera etapa, se dieron las explicaciones teóricas correspondientes a los métodos que se iban a utilizar.

El método de los mínimos cuadrados busca encontrar la función que mejor se aproxima a un conjunto de datos experimentales (x_i, y_i), minimizando la suma de los cuadrados de los errores:

$$S = \sum_i^n (y_i - y_{propuesto})^2 \tag{1}$$

El objetivo es determinar los parámetros $(a_0, a_1, a_2, ...)$ que minimicen S.

En esta experiencia educativa se ha trabajado con 5 tipos de Ajustes diferentes que se desarrollan a continuación:

Ajuste Lineal

Modelo: $y_{propuesto} = a_0 + a_1 x = y_{ajuste}$

$$S = \sum_i^n (y_i - (a_0 + a_1 x_i))^2 \tag{2}$$

El sistema de ecuaciones que se debe resolver al desarrollar este caso es:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_i \\ \sum_{i=1}^n x_i & \sum_{i=1}^n x_i^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n x_i y_i \end{Bmatrix} \tag{3}$$

Ajuste Polinómico de grado k

Modelo: $y_{propuesto} = a_0 + a_1 x + a_2 x^3 + ... + a_k x^k = y_{ajuste}$

$$S = \sum_i^n (y_i - (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^{\,2} + ... + a_k x_i^{\,k}))^2 \tag{4}$$

El sistema de ecuaciones que se debe resolver al desarrollar este caso es:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_i & .... & \sum_{i=1}^n x_i^k \\ \sum_{i=1}^n x_i & \sum_{i=1}^n x_i^2 & .... & \sum_{i=1}^n x_i^{k+1} \\ .... & .... & .... & .... \\ \sum_{i=1}^n x_i^k & .... & .... & \sum_{i=1}^n x_i^{2k} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ .... \\ a_k \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n x_i y_i \\ .... \\ \sum_{i=1}^n x_i^k y_i \end{Bmatrix} \tag{5}$$

Ajuste Exponencial

Modelo: $y_{propuesto} = a e^{bx}$

Linealización: $\ln(y_{propuesto}) = \ln(a) + bx = y_{ajuste}$

Definiendo $Y = \ln(y_{propuesto}), \alpha = \ln(a) \rightarrow Y = \alpha + bx$

$$S = \sum_i^n (y_i - (\alpha + b x_i))^2 \tag{6}$$

Por analogía con el caso lineal, el sistema de ecuaciones que se debe resolver al desarrollar este caso es:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^{n} x_i \\ \sum_{i=1}^{n} x_i & \sum_{i=1}^{n} x_i^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \alpha \\ b \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{i=1}^{n} \ln(y_i) \\ \sum_{i=1}^{n} x_i \ln(y_i) \end{Bmatrix} \quad (7)$$

Ajuste Potencial

Modelo: $y_{propuesto} = ax^b$

Linealización: $\ln(y_{propuesto}) = \ln(a) + b\ln(x) = y_{ajuste}$

Definiendo $Y = \ln(y_{propuesto}), \alpha = \ln(a), X = \ln(x) \rightarrow Y = \alpha + bX$

$$S = \sum_i^n (y_i - (\alpha + bX_i))^2 \quad (8)$$

Por analogía con el caso lineal, el sistema de ecuaciones que se debe resolver al desarrollar este caso es:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^{n} \ln(x_i) \\ \sum_{i=1}^{n} \ln(x_i) & \sum_{i=1}^{n} \ln(x_i)^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \alpha \\ b \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{i=1}^{n} \ln(y_i) \\ \sum_{i=1}^{n} \ln(x_i)\ln(y_i) \end{Bmatrix} \quad (9)$$

Ajuste del cociente (crecimiento saturado)

Modelo: $y_{propuesto} = a\dfrac{x}{(b+x)}$

Linealización: $1/(y_{propuesto}) = (1/a) + (b/a)(1/x) = y_{ajuste}$

Definiendo $Y = 1/(y_{propuesto}), \alpha = (1/a), \beta = (b/a), X = (1/x) \rightarrow Y = \alpha + \beta X$

$$S = \sum_i^n (y_i - (\alpha + \beta X_i))^2 \quad (10)$$

Por analogía con el caso lineal, el sistema de ecuaciones que se debe resolver al desarrollar este caso es:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^{n} (1/x_i) \\ \sum_{i=1}^{n} (1/x_i) & \sum_{i=1}^{n} (1/x_i)^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \alpha \\ \beta \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{i=1}^{n} (1/y_i) \\ \sum_{i=1}^{n} (1/x_i)(1/y_i) \end{Bmatrix} \quad (11)$$

Bondad del Ajuste

La bondad del ajuste es un parámetro que nos permite estimar si el ajuste realizado con respecto a los datos experimentales que teníamos ha sido efectivo o no. Se podría obtener arbitrariamente, por ejemplo, un ajuste lineal para una nube de puntos dada, y sin embargo podría suceder que los valores no tuvieran precisamente una distribución lineal, entonces con el cálculo de la bondad del ajuste se puede verificar si el ajuste realizado ha sido realmente efectivo. Se calcula de la siguiente forma:

$$r^2 = (St - Sr) / St \tag{12}$$

$$St = \sum_{i=1}^{n} (y_i - \bar{y})^2 \quad \text{(Suma total alrededor del valor medio)} \tag{13}$$
$$\bar{y} = (\sum_{i=1}^{n} y_i) / n$$

$$Sr = \sum_{i=1}^{n} (y_i - y_{ajuste})^2 \quad \text{(Suma total de regresión)} \tag{14}$$

La bondad del ajuste varía entre 0 y 1 y cuanto más cercano a 1 sea el resultado, mejor será el modelo obtenido. En todos los casos planteados el y_{ajuste} que se utiliza para calcular Sr será la ecuación linealizada, y para hacer una estimación o proyección futura, la ecuación que se utilizará será siempre la de $y_{propuesto}$

Desarrollo de la experiencia didáctica

Luego de abordar y desarrollar los conceptos teóricos del método de mínimos cuadrados, se avanzó con los talleres de programación orientados a consolidar los saberes adquiridos. Primero se trabajó con planillas de cálculo utilizando datos reales de la demanda de consumo de energía en la provincia de Buenos Aires, obtenidos del sitio de CAMMESA, y posteriormente el equipo docente mostró cómo, a partir de esos mismos datos, podían generarse los algoritmos numéricos en lenguaje Python trabajando con el apoyo de inteligencia artificial y una formulación adecuada de prompts.

Un ejemplo de prompt utilizado fue el siguiente: “Tomando el rol de un estudiante de ingeniería eléctrica de segundo año, necesito crear un algoritmo en Python para usar en la plataforma de Google Colab, sobre el método de mínimos cuadrados aplicando un polinomio de grado 3 con los siguientes datos obtenidos de una serie de mediciones. Necesito también que me calcules la fórmula de la bondad del ajuste r^2”:

Tabla 1. Datos de consumo de energía en la Provincia de Bs. As.

X=AÑO	X PARAMETRIZADO	Y= CONSUMO (MWH)
1999	1	71689
2000	2	75592
2001	3	78102,9
2002	4	76486,4
2003	5	82260,3
2004	6	87493,9
2005	7	92387,5
2006	8	97595
2007	9	102969
2008	10	105976,6
2009	11	104656,7
2010	12	110775,7
2011	13	116507
2012	14	121192,1
2013	15	125238,5
2014	16	126467,1
2015	17	132109,6
2016	18	133110,8
2017	19	132530,2

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica.

Tabla 1. Datos de consumo de energía en la Provincia de Bs. As.

X=AÑO	X PARAMETRIZADO	Y= CONSUMO (MWH)
2018	20	133009,9
2019	21	128946,1
2020	22	127306,9
2021	23	133877,5
2022	24	138775,2
2023	25	140883,5

El algoritmo numérico creado en este caso para ese prompt con la ayuda de la IA ChatGPT realiza las siguientes tareas: Carga los datos medidos, obtiene los coeficientes del polinomio de grado 3, genera el modelo numérico, calcula St y Sr para determinar r^2 y grafica finalmente los puntos experimentales y la curva ajustada.

python Copiar código

```python
# Método de Mínimos Cuadrados - Ajuste Polinómico de grado 3
# Ejemplo para Ingeniería Eléctrica - Segundo Año

import numpy as np

# Datos experimentales
x = np.array([1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10,
              11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20,
              21, 22, 23, 24, 25], dtype=float)

y = np.array([71689, 75592, 78102.9, 76486.4, 82260.3, 87493.9,
              92387.5, 97595, 102969, 105976.6, 104656.7, 110775.7,
              116507, 121192.1, 125238.5, 126467.1, 132109.6, 133110.8,
              132530.2, 133009.9, 128946.1, 127306.9, 133877.5, 138775.2,
              140883.5], dtype=float)

# Ajuste polinómico de grado 3
grado = 3
coeficientes = np.polyfit(x, y, grado)
polinomio = np.poly1d(coeficientes)

# Valores ajustados
y_ajustado = polinomio(x)

# Cálculo de R^2
ss_res = np.sum((y - y_ajustado)**2)
ss_tot = np.sum((y - np.mean(y))**2)
r2 = 1 - (ss_res / ss_tot)

# Mostrar resultados
print("Coeficientes del polinomio de grado 3:")
print(polinomio)
print(f"\nCoeficiente de determinación R² = {r2:.5f}")
```

Figura 2. Ejemplo de código de programación en Python creado con apoyo de la IA ChatGPT.

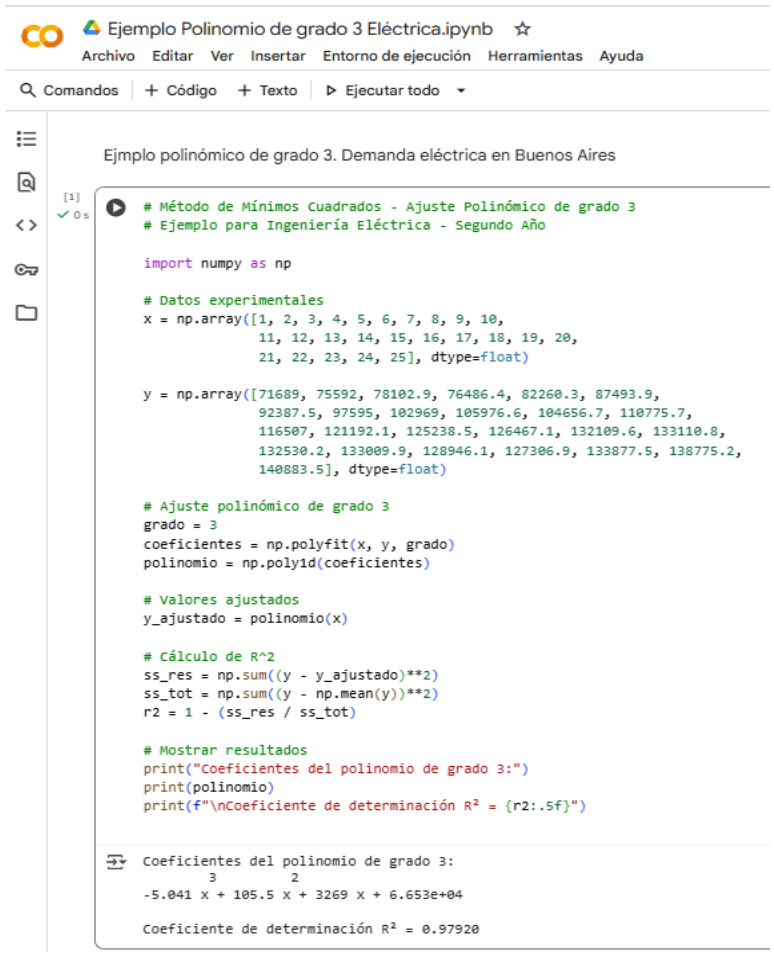


Figura 3. Ejemplo de código de programación en Python ya funcionando en la plataforma Google Colab.

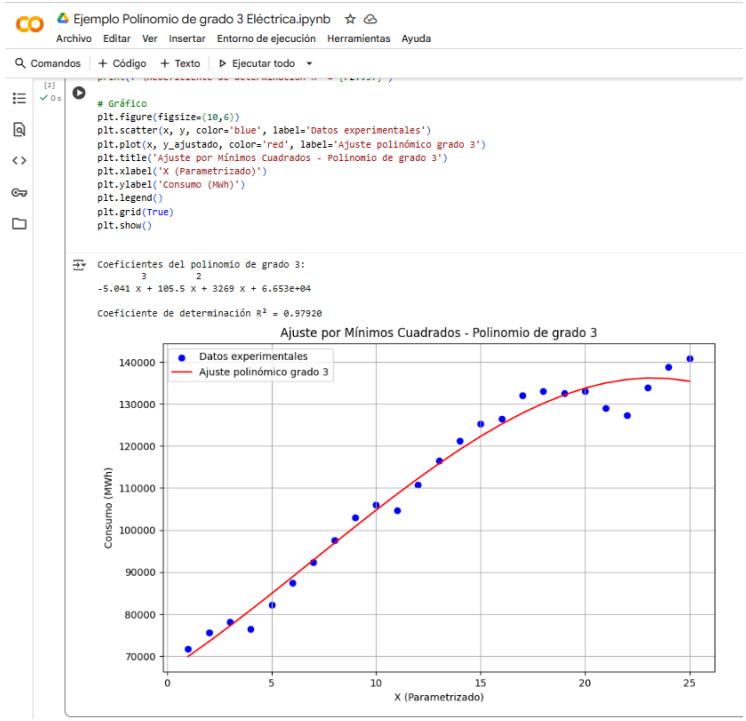


Figura 4. Ejemplo de código de programación en Python graficando el Ajuste realizado en Google Colab.

Algunas de las librerías que se utilizaron para los algoritmos creados en Python fueron: **NumPy** que es una librería fundamental para el cálculo numérico ya que proporciona estructuras de datos eficientes como los arrays multidimensionales y un amplio conjunto de funciones matemáticas optimizadas, facilitando el manejo de grandes volúmenes de datos; **Matplotlib** que se usa para la generación de gráficos y visualizaciones en 2D y 3D lo cual permite representar datos numéricos de forma clara y flexible, siendo una herramienta esencial para el análisis visual de resultados en entornos científicos y de ingeniería y **Scikit-learn** que es una librería especializada en aprendizaje automático (machine learning) que incluye herramientas para clasificación, regresión, agrupamiento y reducción de dimensionalidad lo que facilita el desarrollo y la validación de modelos predictivos de manera eficiente.

En la etapa siguiente se asignó a los equipos formados (23 estudiantes divididos en 9 equipos), la consigna del trabajo de investigación, en la cual se planteaba la elaboración de un paper académico sobre el método de mínimos cuadrados, aplicando los conceptos teóricos dados a un dataset de al menos 20 pares de datos (x, y) relacionados con la Ingeniería Eléctrica, que fueran de su interés y obtenidos de sitios oficiales públicos o privados justificando en la bibliografía los enlaces de donde fueron tomados. El trabajo debía incluir un estudio teórico, el desarrollo de tres tipos de ajuste (dos fueron asignados en forma arbitraria por la cátedra y el tercero debían seleccionarlo según la gráfica de distribución real de los datos trabajados), análisis gráfico y conclusiones comparativas sobre cuál ajuste resultó ser el más adecuado. La presentación debía cumplir con el formato de un paper científico, siguiendo las normas APA para la bibliografía y entregarse en formato digital (PDF) antes de la fecha límite indicada.

Con los datasets seleccionados, cada equipo avanzó con la generación de los algoritmos numéricos asistidos por inteligencia artificial, realizando las pruebas correspondientes en la plataforma Google Colab. Este proceso permitió analizar y validar los resultados obtenidos, así como ajustar variables, definir funciones y documentar adecuadamente cada desarrollo. Todo ello formó parte del trabajo preparatorio para la elaboración del paper final y su posterior presentación electrónica en el mini-congreso.

Como cierre de la experiencia didáctica, los equipos presentaron con antelación sus papers para su revisión por parte del cuerpo docente. En la clase siguiente, expusieron sus trabajos y realizaron una defensa oral, constituyendo esta instancia una evaluación final sumativa desarrollada en formato de mini congreso.



Figura 5. Ejemplo de trabajo presentado por uno de los equipos.



Figura 6. Ejemplo de trabajo presentado por uno de los equipos.



Figura 7. Ejemplo de trabajo presentado por uno de los equipos.

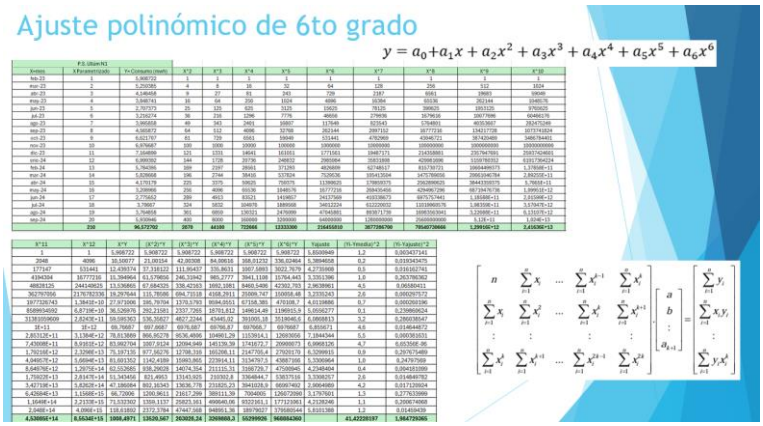


Figura 8. Ejemplo de trabajo presentado por uno de los equipos.

Resultados y discusión

Los resultados de la experiencia fueron satisfactorios para el conjunto de estudiantes, mostraron un incremento en la comprensión de los diferentes tipos de ajuste a través de los mínimos cuadrados, una mayor seguridad en el uso de Python con Google Colab y un aumento de la motivación dentro del aula. El uso de IA les pareció de mucha utilidad como herramienta de soporte para el desarrollo de códigos de programación. Estudiantes que nunca habían programado antes, manifestaron el interés por el uso de algoritmos para resolver problemas de este curso y de otros cursos de la carrera, así como para problemas relacionados a su vida laboral. Citamos como ejemplo el testimonio enviado por email del estudiante Hernández S. “Como dijiste en la primera clase, era probable que a algunos de tus alumnos nos pique el bichito de la programación, y creo que así fue en mi caso. Estoy desarrollando en Google Colab, con bastante ayuda de ChatGPT, un código de Python que me permite generar diagramas fasoriales. Logré hacerlo funcionar bastante bien, a tal punto que ya me resulta útil. Estoy súper agradecido por la forma en que dan la materia y como lograron generarme un interés en algo que ya me está siendo útil en mi vida profesional”.

Trabajar de manera colaborativa aporta sin dudas al desarrollo de las habilidades sociales, como así también a la comprensión y al desarrollo de los temas propios de la materia, donde pudieron aplicar y apreciar la potencia de los métodos numéricos aplicados a problemas reales.

El conjunto de estudiantes coincidió en que la dinámica del mini-congreso fue motivadora y formativa, en comparación con los exámenes tradicionales.

Al finalizar el curso, se llevó a cabo una encuesta para explorar que impacto generó en las y los estudiantes la experiencia educativa y algunos de los resultados fueron los siguientes (Total de estudiantes, N=23):

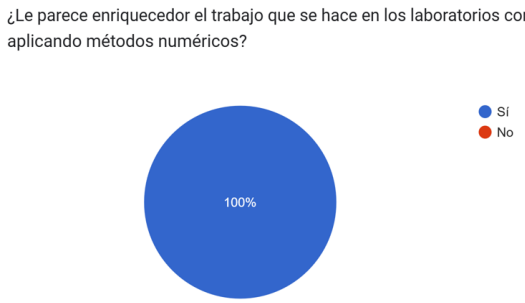


Figura 9. Encuesta realizada al conjunto de estudiantes.



Figura 10. Encuesta realizada al conjunto de estudiantes.

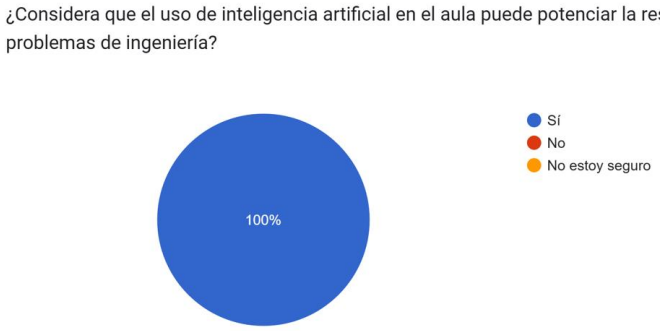


Figura 11. Encuesta realizada al conjunto de estudiantes.

La totalidad de las y los estudiantes coincidió en que trabajar con esta experiencia didáctica fue enriquecedor y que usar Inteligencia Artificial puede potenciar la resolución de problemas de ingeniería. Entre las dificultades encontradas podemos mencionar la diferencia en el nivel previo de programación, teniendo en cuenta que son estudiantes de ingeniería eléctrica y que pocos habían tenido experiencia de programar algo antes. Se identificaron también algunas respuestas inexactas generadas por la IA, y algunos errores en fórmulas o ejemplos que no siempre resultaron funcionales y daban “error” al compilar y ejecutar el código en Google Colab. Estos inconvenientes se fueron subsanando con los avances en la comprensión teórica de la temática y con los talleres prácticos de programación. Por otro lado, se necesitó un apoyo adicional en el manejo de datasets grandes, por ejemplo, para la identificación de valores atípicos (Outliers).

Conclusiones

Esta experiencia educativa demostró que la integración de mínimos cuadrados, Inteligencia artificial y Python utilizado desde la plataforma de Google Colab, junto con un enfoque de evaluación innovador, favorece el aprendizaje significativo de Cálculo Numérico en Ingeniería Eléctrica. El mini-congreso en el aula se presenta como una alternativa válida para fomentar tanto el dominio conceptual y técnico (saberes conocer y saberes hacer) como las habilidades comunicativas y de trabajo en equipo respetando diferencias y opiniones (saberes ser), lo que brinda un aporte significativo para la evaluación y formación por competencias centrada en el estudiante de las y los futuros ingenieros.

Consideramos también que los objetivos planteados fueron alcanzados y superados observando la calidad y dedicación de los trabajos realizados y la forma de exposición y defensa que ha tenido cada equipo.
Como línea de trabajo a futuro nos encontramos en este momento planteando y organizando la incorporación y análisis de datasets reales que el conjunto de estudiantes deberá obtener en experiencias Inter cátedra a realizar entre los cursos de Cálculo Numérico, Máquinas eléctricas 2, Electrónica e Instrumentos y mediciones eléctricas, extendiendo de esta manera el enfoque aplicado a otras asignaturas de la carrera. También valoramos la necesidad de capacitación constante en diferentes herramientas que se puedan aplicar a la educación universitaria como por ejemplo gamificación, realidad virtual y aumentada, simulación, aula invertida y otras que nos permitan continuar generando experiencias innovadoras trabajando con las y los estudiantes en nuestros cursos.

Agradecimientos

Agradecemos especialmente la presencia del Ing. José Luis Maccarone, Jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional La Plata, quien nos acompañó durante la instancia de evaluación final y participó en las presentaciones de los equipos en el mini-congreso, enriqueciendo la experiencia con sus aportes y observaciones.



Figura 12. Ing. José Luis Maccarone presenciando las exposiciones finales.

Referencias bibliográficas

Burden, R. L., Faires, J. D., & Burden, A. M. (2016). Numerical Analysis (10th ed.). Boston, MA: Cengage Learning.

Hadad Salomón, R., Barrionuevo, A., & Santillán Ahumada, M. (2023). Implementación de la Metodología de Evaluación Auténtica para la formación de Ingenieros en Sistemas de Información. AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN), número 19. Recuperado de <https://rtyc.utn.edu.ar/index.php/ajea/article/view/1209>

James, G., Witten, D., Hastie, T., & Tibshirani, R. (2021). An Introduction to Statistical Learning with Applications in Python (2nd ed.). New York: Springer.

Racosta, M. E. (2022). El enfoque del Aprendizaje Basado en Problemas y Casos como sustento de una propuesta de innovación en la asignatura Economía de la Empresa, en la carrera Ingeniería Industrial de la Facultad Regional de Tierra del Fuego de la Universidad Tecnológica Nacional (FRTDF UTN) (Trabajo de especialización). UTN, Facultad Regional Tierra del Fuego. Disponible en: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/154294>

Rodriguez, L. (2016). "Análisis Numérico básico. Un enfoque algorítmico con el soporte de Python", Libro digital, Versión 4.4 . Guayaquil Ecuador: Departamento de Matemáticas, Facultad de Ciencias Naturales y Matemáticas (FCNM), ESPOL. Disponible en: <https://www.fcnm.espol.edu.ec/sites/fcnm.espol.edu.ec/files/ANALISIS_NUMERICO_BASICO_CON_PYTHON_V4P3.pdf>

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica

Aprendizaje Basado en Proyectos en la Enseñanza de Programación para Ingeniería en Energía Eléctrica

Project-Based Learning in Programming Teaching for Electrical Energy Engineering

Ariel Loyarte
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Argentina.
aloyarte@frsf.utn.edu.ar

Justina Chaves Galizzi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Argentina.
jchavesgalizzi@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La enseñanza basada en competencias responde a un modelo educativo centrado en el estudiante, orientado a la adquisición y demostración de capacidades que integran conocimientos, habilidades, actitudes y valores en entornos cambiantes. La Universidad Tecnológica Nacional, en Argentina, ha optado recientemente por aplicar este modelo en el diseño curricular de las carreras de ingeniería. En este contexto, el Aprendizaje Basado en Proyectos (ABP) emerge como una estrategia de enseñanza capaz de adecuarse al modelo por competencias, motivando a los estudiantes a resolver un desafío que requiere aplicar contenidos específicos para desarrollar una solución concreta. Este trabajo presenta la planificación didáctica de una asignatura sobre programación en el lenguaje Python, en la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica, utilizando íntegramente ABP en un proyecto destinado a simular generadores fotovoltaicos. Se presentan resultados de experiencias piloto previas que motivaron la propuesta, y se discuten las expectativas y proyección con el nuevo esquema.

Palabras clave: aprendizaje basado en proyectos, competencias, planificación didáctica

Abstract

Competency-based teaching responds to a student-centered educational model, geared toward the acquisition and demonstration of skills that integrate knowledge, abilities, attitudes and values in changing environments. The National Technological University in Argentina has recently opted to apply this model in the curriculum design of its engineering programs. In this context, Project-Based Learning (PBL) emerges as a teaching strategy capable of adapting to the competency-based model, motivating students to solve a challenge that requires applying specific content to develop a concrete solution. This work presents the didactic planning of a Python programming course in the Electrical Energy Engineering program, using PBL exclusively in a project aimed at simulating photovoltaic generators. Results from previous pilot experiences that motivated the proposal are presented, and expectations and projections with the new scheme are discussed.

Keywords: project-based learning, competencies, didactic planning

Introducción

La formación en ingeniería en Argentina ha atravesado un proceso de transformación orientado a un modelo centrado en el estudiante para el desarrollo de competencias. Desde 2005, el Consejo Federal de Decanos y Decanas de Ingeniería de la República Argentina (CONFEDI) señaló que el ingeniero no sólo debe "saber", sino también "saber hacer", entendiendo que esto último implica integrar conocimientos, habilidades y destrezas en el proceso de aprendizaje. Ese recorrido derivó en la definición de las Competencias Genéricas de Egreso del Ingeniero Argentino (2006), posteriormente adoptadas por la Asociación Iberoamericana de Instituciones de Enseñanza de la Ingeniería (ASIBEI) en la Declaración de Valparaíso (2013), sobre Competencias Genéricas de Egreso del Ingeniero Iberoamericano (CONFEDI, 2014). Finalmente, la Propuesta de Estándares de Segunda Generación para la Acreditación de Carreras de Ingeniería en la República Argentina, bajo el nombre de "Libro Rojo de CONFEDI" (2018), consolidó un cambio paradigmático en la formación de ingenieros, al poner el foco en el estudiante y en el proceso de enseñanza y aprendizaje, con el objetivo de desarrollar y fortalecer las competencias genéricas y específicas esperadas en el graduado (CONFEDI, 2018).

El concepto de "competencias" es de carácter polisémico, es decir, exhibe una diversidad de definiciones y presenta múltiples modos de aplicación en el ámbito educativo. Esta situación se explica porque el enfoque por competencias se ha configurado a partir de la confluencia de distintos aportes disciplinares, así como de tendencias sociales y económicas (Tobón, 2007). En este sentido, la noción de competencias es el resultado de una construcción histórica que articula diversos referentes teóricos con las demandas socioeconómicas de cada época. Dada esta diversidad interpretativa, este trabajo opta por considerar la siguiente definición: "*actuaciones integrales para identificar, interpretar, argumentar y resolver problemas del contexto, desarrollando y aplicando de manera articulada diferentes saberes (saber ser, saber convivir, saber hacer y saber conocer), con idoneidad, mejoramiento continuo y ética*" (Tobón, 2013).

En el contexto de las políticas educativas y los fundamentos pedagógicos mencionados, el presente trabajo pretende sistematizar, formalizar y compartir una experiencia pedagógico-didáctica orientada a la formación por competencias en la enseñanza de programación para la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica (IEE) en Argentina. Para ello, se ha optado por planificar el dictado utilizando Aprendizaje Basado en Proyectos (ABP). Se trata de una estrategia de enseñanza metodológica y sistemática, ejecutada alrededor de una problemática desafiante, al mismo tiempo que motivadora para los estudiantes, y destinada a ser abordada por medio de una solución concreta. La finalidad última del proyecto puede implicar: dar respuesta a una situación determinada, investigar o evaluar un tema complejo, o incluso diseñar, elaborar o construir un producto. Este proceso involucra a los estudiantes en la construcción de conocimientos y el desarrollo de habilidades a través de la indagación, estructurada a través de preguntas complejas y auténticas, con tareas y objetivos cuidadosamente diseñados (Lenz y Larmer, 2020). De este modo, los estudiantes comienzan a descubrir por sí mismos cómo responder o encontrar soluciones a problemas que se asemejan a los de la vida real. El ABP permite transformar el proceso de enseñanza y aprendizaje, alejándose de propuestas más tradicionales centradas en la transmisión de información y colocando al estudiante en un rol protagónico. Asimismo, promueve competencias como el pensamiento crítico, analítico y creativo, el trabajo colaborativo y cooperativo, la planificación, la comunicación y la organización autónoma. También posibilita dotar de mayor significado y conexión con el mundo real a los aprendizajes, presentando a los estudiantes escenarios y problemáticas actuales, pertinentes para el rol profesional en el que se están formando.

Por otra parte, la elección del ABP se sustenta en los resultados positivos que registran múltiples experiencias en su aplicación en el ámbito universitario y, particularmente, en carreras de ingeniería. Por caso, el trabajo de Lavado-Anguera et al. (2024) realiza una revisión exhaustiva de 54 artículos académicos con investigaciones que abordan el uso de ABP en ingeniería. Los resultados demostraron ser prometedores en relación con otras estrategias no activas de enseñanza, en términos de las mejoras sobre las habilidades de los estudiantes, aun independientemente de la temática abordada. Se destaca que, alrededor de la mitad, se centran en proyectos desarrollados en un entorno profesional real, o bien en un entorno real simulado. Y en estas condiciones, se reporta que tanto estudiantes como docentes percibieron un aumento generalizado en la adquisición de conocimientos. En algunos casos, las soluciones propuestas por los estudiantes dieron lugar a innovaciones.

En un estudio de similares características, el trabajo de Zhang y Ma (2023) evalúa los resultados de la aplicación del ABP según el registro de 66 artículos, publicados en un período de 20 años. De acuerdo con un análisis estadístico, la mayoría de las aplicaciones se realizan en asignaturas de ingeniería y del área tecnológica. Además, sostienen que los casos

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

de éxito responden a aplicaciones en clases prácticas y de laboratorio, con grupos de trabajo que no superan los 5 integrantes, lo que facilita una colaboración efectiva y equitativa, en proyectos que se extienden entre 9 y 18 semanas. En el área eléctrica, Olivos Barranco et al. (2022) reportan un caso de éxito en la aplicación del ABP con un simulador de circuitos eléctricos y electrónicos de acceso online a través de Internet. Destacan que, a raíz de la pandemia por COVID-19, la enseñanza en modalidad a distancia, o bien bajo clases híbridas (presenciales físicas y remotas) se tornaron indispensables. En estas circunstancias, indican que el uso de plataformas de simulación sirvió de base para realizar actividades prácticas.

Por su parte, en el contexto de la enseñanza de programación, Acharya y Gayana (2021) presentan un estudio sobre 420 estudiantes de ingeniería en asignaturas de programación, en el cual se emplea ABP combinado con una estrategia de Aprendizaje Colaborativo. El rendimiento de los estudiantes se midió a partir de las calificaciones en exámenes, el desempeño en disertaciones orales y la capacidad para destacar en campañas de selección de personal de diversas empresas. Los resultados demostraron hasta un 54% de los estudiantes obteniendo calificaciones más altas desde la implementación de dichas estrategias, y una mejora estimada de entre 10% y 15% en la tasa de aplicación a ofertas laborales. Además, múltiples investigaciones dan cuenta de los beneficios del ABP en el desarrollo del *pensamiento computacional* (PC) (Zhang et al., 2024; Wang, 2023). Se trata de un enfoque para la resolución de problemas que utiliza conceptos y técnicas devenidas del desarrollo de software para diseñar soluciones adecuadas (Saad y Zainudin, 2024). De esta manera, la problemática es abordada a partir de su descomposición en partes más simples, donde a su vez suele emplearse el reconocimiento de patrones, la abstracción y el desarrollo de algoritmos (Shute et al., 2017). Pese a su estrecha relación con el aprendizaje de programación, el PC es aplicable a una multiplicidad de áreas, destacando cierta facilidad para implementaciones en ingeniería y, en general, en el área tecnológica (Shin et al., 2021).

Este trabajo se enmarca en la cátedra electiva “Introducción a la Programación Científica en MATLAB y Python” de la carrera de IEE en la Facultad Regional Santa Fe (FRSF) de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN). Dicha asignatura prevé su dictado en 16 semanas, estructuradas de modo que las primeras 8 se abocan al manejo del software MATLAB, mientras que las restantes 8 se destinan al lenguaje Python. Específicamente, el trabajo presenta la planificación didáctica propuesta para utilizar una estrategia de ABP en el módulo de Python. Las clases se organizan para destinar 8 semanas a que los estudiantes, agrupados en equipos de 3 integrantes, desarrollen una aplicación web en Python (producto objeto del proyecto) que permita modelar matemáticamente y simular un generador fotovoltaico (GFV). La planificación es reciente y su primera implementación finaliza en diciembre de 2025. No obstante, se discuten experiencias piloto previas que demostraron que aplicaciones centradas en temáticas específicas de la carrera, resultan motivadoras para los estudiantes y favorecen el desarrollo del PC. Como resultado, la propuesta presenta una estructura que se considera adecuada para el tratamiento de los temas, alrededor de un proyecto que pretende ser estimulante para el alumnado, y al mismo tiempo contribuir con el desarrollo de competencias establecidas en el Diseño Curricular de la carrera.

Metodología

Experiencia previa

Experiencias de clase recientes, en los últimos años de dictado de la asignatura, demostraron que los estudiantes son propensos a la búsqueda de soluciones creativas cuando la temática de la ejercitación les resulta motivadora. Por caso, ejercicios elementales que proponen resolver determinado cálculo o lógica matemática, fueron reemplazados por otros que hacen lo propio, por ejemplo, con aplicaciones de Física o Electrotecnia. De esta manera, los estudiantes perciben la utilidad práctica del lenguaje de programación, como una herramienta complementaria y valiosa para la labor ingenieril. En este contexto, en los últimos años se introdujeron las siguientes modificaciones a la propuesta de enseñanza:

- Conceptos abstractos propios de la programación son ejemplificados inmediatamente con aplicaciones a la IEE. Por ejemplo, en la unidad temática que presenta los conceptos principales de la *programación orientada a objetos*, tras definir los términos “clase” e “instancia”, el docente indica que el primero puede responder a la definición de los parámetros, modelos matemáticos y funciones asociadas a un parque fotovoltaico cualquiera. Por su parte, una instancia de dicha clase corresponde a un GFV concreto, con sus características perfectamente definidas.

La UTN-FRSF dispone de un GFV aportando energía a la facultad. Por tanto, un ejemplo concreto de una instancia de clase es una variable Python que represente al GFV de la facultad. Los estudiantes demuestran atractivo cuando comprenden que estos conceptos permiten simular un generador eléctrico real, que incluso pueden comparar con el verdadero, contrastando registros de la facultad con las estimaciones que realizan vía software.

- El procesamiento de contenedores numéricos y el trazado de gráficos no se realiza con casos abstractos, sino en contexto de variables de interés para la carrera. Por ejemplo, se almacenan, procesan y grafican corrientes, tensiones o potencias en función del tiempo, provenientes de un circuito eléctrico simulado que conocen de asignaturas como Electrotecnia o Máquinas Eléctricas. En estas circunstancias, los estudiantes tienden a consultar sobre el trazado de otras variables de interés que surgen del conocimiento previo que tienen de la aplicación. Esta situación facilita una interacción entre docente y alumnos que normalmente se traduce en modificaciones espontáneas sobre la ejercitación (diálogo con retroalimentación). De esta manera, los estudiantes comprenden la flexibilidad de la herramienta de programación y son propensos a consultar sobre la factibilidad de emplearla en otras aplicaciones similares (despierta curiosidad y creatividad).
- Ejercicios aislados para estudiar un concepto o una unidad temática en particular, son reemplazados por un problema aplicado e integrador, que impulse la utilización de dichos temas en su resolución. Por ejemplo, situar el caso de un circuito eléctrico representativo de un transformador de potencia, como aplicación incentivadora. Un ejercicio puede consistir en desarrollar un módulo de funciones que obtenga las corrientes circulantes para una alimentación y carga configurables, y mostrar estos resultados en un gráfico apropiado. Con esta premisa, los alumnos ensayarán el diseño algorítmico con modularización en funciones y explorarán librerías de cálculo algebraico y gráficos, lo que permite integrar temas de 2 o 3 unidades en una única propuesta.

Por otra parte, se complementa con una técnica de clase dialogada, que referencia permanentemente posibles aplicaciones a la IEE. Con este esquema, se realizan observaciones sobre el desempeño de los estudiantes conforme su participación, y el proceder que muestran ante consultas e intervenciones recurrentes del docente (instancias de seguimiento, o reuniones del docente con grupos de trabajo). Este procedimiento permite una evaluación formativa semanal, basada en observaciones informales del docente y la retroalimentación correspondiente hacia el estudiante.

Actualización de la propuesta pedagógica con el uso de ABP

De acuerdo con las experiencias previas citadas en la sección anterior, el plantel docente observa una participación más activa de los estudiantes, con una mayor frecuencia y complejidad en las consultas, cuando se abordan actividades grupales integradoras, abarcativas de contenidos y capacidades que responden a varias de las unidades temáticas del programa, y cuando la ejercitación se orienta a una problemática concreta en el marco de la IEE. Con este tipo de actividades, los estudiantes se muestran motivados y con expectativas de implementar propuestas funcionales y vistosas (si la solución requiere diseñar una interfaz gráfica), con la meta de lograr el mejor resultado posible. En general, si bien este tipo de ejercicios presenta objetivos y requisitos mínimos que deben ser verificados, su resolución es abierta, de forma que cada equipo puede proponer soluciones creativas, incluyendo capacidades u opciones adicionales. En estas condiciones, los grupos aspiran a posicionar su solución como la más completa, veloz o atractiva visualmente entre las distintas propuestas. En consecuencia, impulsa la resolución a un desarrollo que pretende ir más allá de una meta de suficiencia o aprobación.

A raíz de las buenas experiencias reportadas con dichas actividades integradoras, el plantel docente optó por aplicar una estrategia de ABP para el dictado completo de las 8 semanas destinadas a Python, coincidiendo en consecuencia con la extensión del proyecto. En su planificación, la definición de los Resultados de Aprendizaje (RA) y Criterios de Evaluación (CR) se realizó considerando la estructura básica de ordenamiento que se resume en la Figura 1. Entre sus apartados generales, se destacan menciones a las competencias genéricas y específicas a las cuales la asignatura contribuye, entre las listadas en el diseño curricular de la IEE (Ordenanza del Consejo Superior de la UTN N° 1873/2022). Por tratarse de una asignatura electiva, fuera del programa curricular de la carrera, se procedió a una selección de aquellas competencias consideradas factibles de aportar, y relevantes en contexto de un reciente Plan de Desarrollo Integral del Departamento de Ingeniería Eléctrica, en curso desde comienzos de 2025 en la UTN-FRSF. Las competencias así identificadas por el plantel docente fueron evaluadas por el director del área temática correspondiente y luego puestas en discusión ante el Consejo del Departamento de Ingeniería Eléctrica (CDIE).

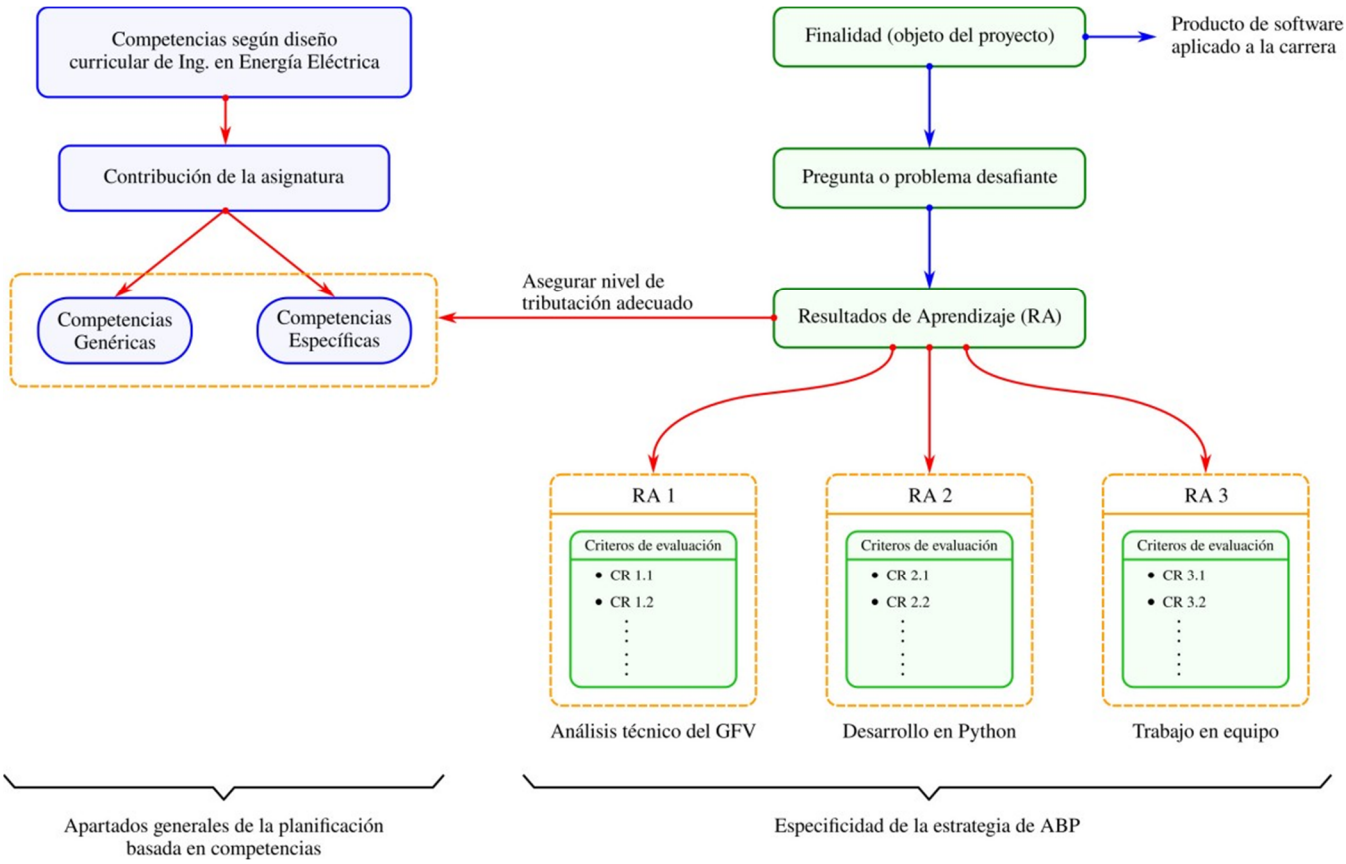


Figura 1. Estructura básica de ordenamiento para la definición de Resultados de Aprendizaje y Criterios de Evaluación.

En el ámbito de la estrategia de ABP, la planificación de cátedra definió una finalidad para el proyecto: desarrollar una aplicación web para dar respuesta a una pregunta desafiante, en el marco de un área específica de la IEE. Desde la primera clase, los estudiantes conocerán la problemática y el tipo de aplicativo que implementarán como solución.

Por otro lado, de acuerdo con el esquema de la Figura 1, la planificación contempla los RA que se pretenden alcanzar en los estudiantes, y cuya proposición responde a las competencias tributadas. El nivel de tributación es evaluado por los docentes y también puesto en consideración del CDIE. La planificación contempla tres RA: uno asociado al análisis técnico de la aplicación a la IEE (RA 1), otro orientado a los conocimientos y habilidades en el uso de Python y sus herramientas (RA 2), y un tercero destinado a las capacidades de trabajo en equipo (RA 3). Esta composición puede ser adaptada para el uso del ABP con otros lenguajes de programación y/o con proyectos de otras áreas. Para cada RA se detallan los CR, mayormente concentrados alrededor del RA 2, en razón de orientarse éste a las temáticas de Python (objetivo del curso).

Para cumplir con la estructura de la Figura 1 y el añadido de los componentes asociados a la evaluación, se considera el modelo de diseño propuesto por UNICEF (2020), que incluye 6 fases, cuyo contenido general se sintetiza en la Figura 2. En la fase 1 se prevé la presentación del desafío, con la exhibición de aplicaciones de muestra, similares a la que deberán desarrollar los estudiantes (por ejemplo, desarrolladas por otros grupos en años anteriores). Para dar cumplimiento a la fase 2, con la finalidad de analizar los conocimientos previos de los estudiantes y disponer de un relevamiento de necesidades, se utiliza un instrumento de encuesta a modo de evaluación diagnóstica inicial. Por su parte, ta tercera fase se orienta a la planificación y organización del proyecto, e incluye la formación de los grupos, el diseño de un cronograma de actividades, la configuración de un repositorio que cada equipo utilizará como medio para las contribuciones al proyecto, y la confección de una memoria descriptiva general (que resuma objetivos, alcance y funciones de la aplicación).

La fase 4 alude a la búsqueda y síntesis de la información que cada grupo requerirá para avanzar en los desarrollos. En esta propuesta, el procedimiento será mixto: *libre* y *guiado*. En consecuencia, la solución ofrecida por cada equipo será flexible, pudiendo escoger sus funcionalidades, objetivos, alcance y aspecto visual (procedimiento *libre*). No obstante, para evitar excursiones alejadas de los objetivos de la asignatura, se dispondrán algunos requisitos mínimos que todos los grupos deberán verificar, alrededor de los cuales se presentarán instructivos, tutoriales y clases dialogadas (procedimiento *guiado*).

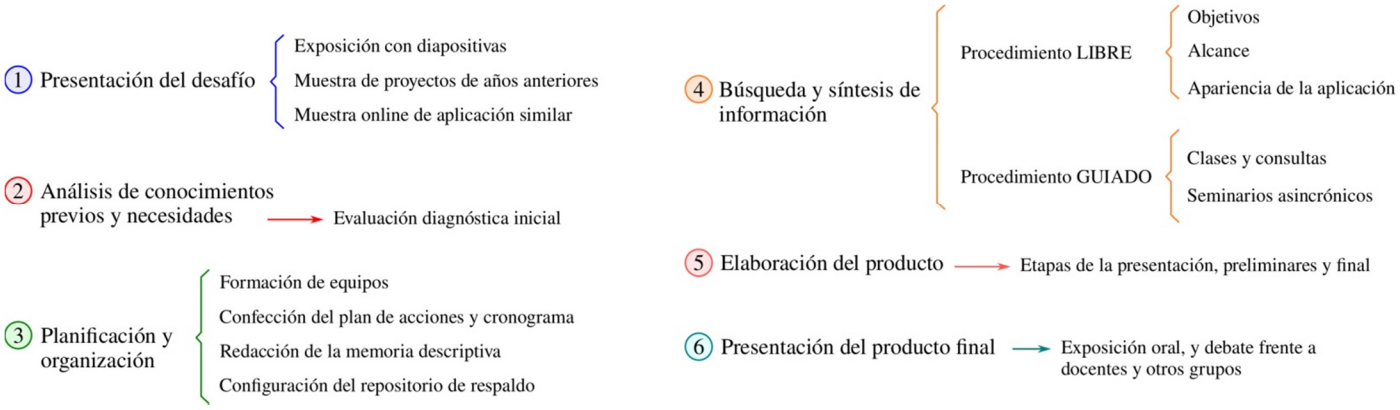


Figura 2. Fases del proyecto (UNICEF, 2020).

Finalmente, las últimas fases refieren a la elaboración de la aplicación (fase 5) y a la presentación final del producto (fase 6). Para la primera, se prevén entregas preliminares en etapas intermedias, mientras que para la segunda, se organizan exposiciones orales breves para que cada equipo exhiba su resolución al resto del curso (socialización).

Resultados y discusión

Organización de la propuesta pedagógica

En el marco de la asignatura y de una estrategia de ABP se propone, como proyecto integrador, desarrollar una aplicación web interactiva en Python, destinada al uso académico, para explicar sintéticamente el funcionamiento de un GFV a partir de simulaciones numéricas. Para lo cual, durante la presentación del desafío (fase 1, de acuerdo con el modelo de diseño adoptado), los estudiantes debatirán sobre la pregunta disparadora: "*¿Cómo analizar el desempeño de una instalación de generación fotovoltaica a partir de un software que permita realizar simulaciones numéricas de configuraciones diversas de la misma?*".

La aplicación de la estructura y fases componentes presentadas (Figuras 1 y 2) condujo a una planificación didáctica que contempla los RA y CR exhibidos en la Tabla 1, y la cronología, etapas y evaluaciones (momentos y tipos de evaluaciones) que se muestran en la Figura 3. El RA 1 se destina al modelo y simulación del GFV, es decir, a la aplicación; de modo que se vincula con criterios de evaluación ajenos a las habilidades de programación. En su lugar, cobra relevancia la interpretación de variables y parámetros del GFV, la forma de utilizarlos en las simulaciones y la comprensión de sus resultados. En consecuencia, el RA 1 comprende buena parte del aspecto motivador del proyecto, generado a partir de una aplicación específica. Asimismo, apela a la creatividad de los equipos para seleccionar métricas y diseñar indicadores adecuados que permitan analizar los resultados, y el formato para representarlos (tablas y gráficos).

Por su parte, el RA 2 comprende el contenido específico de las unidades temáticas de la asignatura sobre el lenguaje Python, incluyendo librerías para el diseño de una interfaz web, para cálculo científico y para el trazado de gráficos. Por tal motivo, contempla los apartados conceptuales y técnicas de la programación, como conocimientos y habilidades que permitirán a cada grupo realizar el diseño algorítmico del software y su ordenamiento a partir de módulos componentes que resuelven aspectos concretos de la aplicación, pero que se vinculan de manera coordinada para dar lugar al producto. A raíz de ello, se espera que contribuya al desarrollo del PC en los estudiantes.

El RA 2 concentra los aspectos más relevantes del proyecto en términos de su importancia en el marco de la asignatura, y por este motivo presenta asimismo una cantidad mayor de CR. Adicionalmente, considera el manejo de herramientas de software complementarias, como las correspondientes a la gestión de un repositorio que permite el trabajo colaborativo entre los miembros del equipo, al mismo tiempo que funciona como sistema de respaldo con copias de seguridad en la nube. Los aspectos relacionados al diseño de la interfaz gráfica de la aplicación son también incluidos en el RA 2, por estar relacionados con ciertos componentes del software de desarrollo (librerías específicas para Python) que permiten la implementación de una determinada propuesta visual. En general, una interfaz con un aspecto visual más elaborado, se asocia a una mayor dificultad en su implementación desde el código fuente del programa.

Tabla 1. Resultados de Aprendizaje y Criterios de Evaluación.

Resultados de Aprendizaje	Criterios de Evaluación
RA 1: Analiza las características de una instalación de generación fotovoltaica y su modelo matemático representativo para proponer formas de estudiar su desempeño, utilizando indicadores numéricos y gráficos adecuados.	**CR 1.1:** Identificación y descripción correcta de las variables clave del sistema fotovoltaico. **CR 1.2:** Interpretación y uso correcto de las ecuaciones de cálculo del GFV. **CR 1.3:** Adecuación y justificación de los indicadores utilizados para analizar el desempeño del GFV. **CR 1.4:** Relevancia de los gráficos presentados.
RA2: Aplica un framework de programación en Python para desarrollar una aplicación web, considerando los requerimientos propios de la problemática.	**CR 2.1:** Correcto uso de la librería para la interfaz interactiva, y de los paquetes de cálculo y manipulación de datos. **CR 2.2:** Organización modular y legible del código fuente, uso de funciones bien definidas. **CR 2.3:** Implementación de funcionalidades mínimas requeridas y adicionales. **CR 2.4:** Documentación clara y concisa. **CR 2.5:** Uso adecuado del repositorio con respaldo en la nube. **CR 2.6:** Apariencia visualmente agradable de la aplicación. **CR 2.7:** Usabilidad y navegación intuitiva de la aplicación a través de sus distintas opciones, pantallas y/o menús.
RA 3: Interviene de manera activa y estratégica en equipos de trabajo, asumiendo un rol propositivo y de liderazgo colaborativo para el logro de objetivos comunes, promoviendo la integración de saberes y la toma de decisiones consensuadas.	**CR 3.1:** Participación activa y equilibrada entre los integrantes del grupo. **CR 3.2:** Resolución colaborativa de problemas técnicos y organizativos. **CR 3.3:** Capacidad de responder colectivamente a preguntas de los docentes y compañeros. **CR 3.4:** Asistencia y actitud proactiva en las reuniones grupales con los docentes.

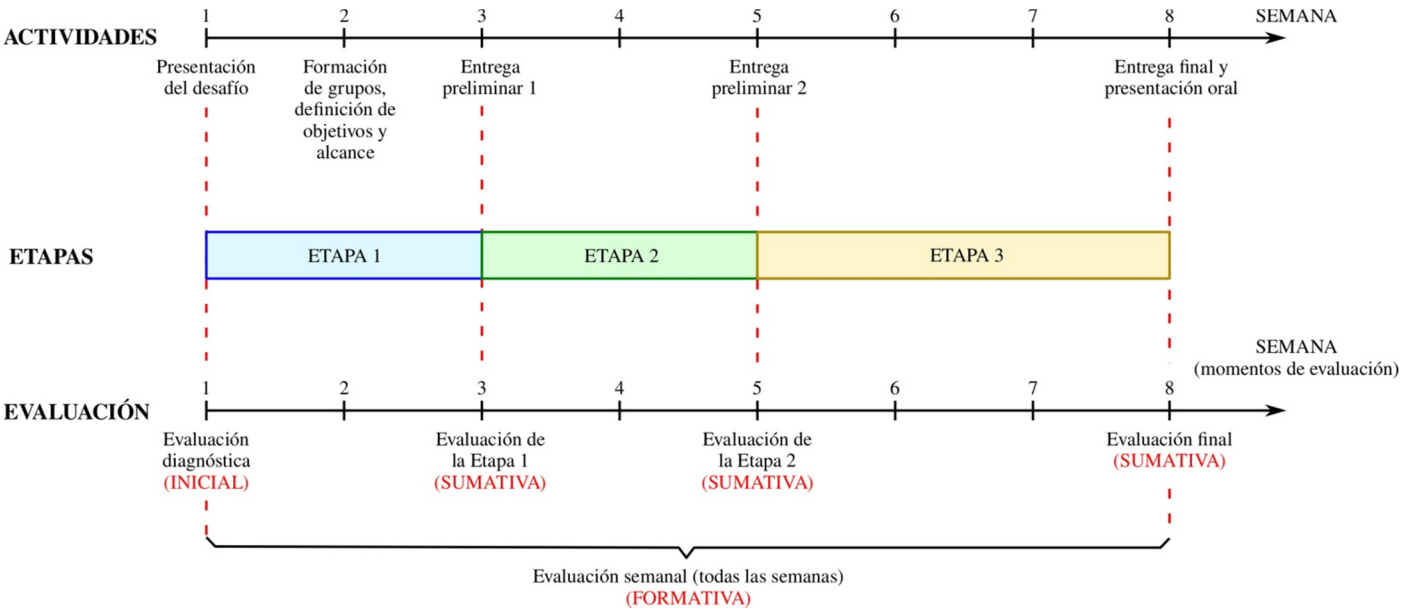


Figura 3. Cronología de actividades, etapas y evaluaciones.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Finalmente, el RA 3 se orienta al trabajo en equipo, de modo que su evaluación contempla un grupo de criterios que puede ser adaptado a otros proyectos grupales (con otra temática y/o finalidad). Se aprecia que los RA 2 y 3, de igual forma que los CR asociados, son aplicables aun cuando en futuras ediciones del curso la problemática o la pregunta desafiante sean modificadas. En tal caso, sólo será necesario actualizar el RA 1 y los CR correspondientes.

En la cronología de actividades de la Figura 3, la presentación del desafío (fase 1) y la evaluación diagnóstica inicial (fase 2) se planifican para ser ejecutadas en la primera semana. Ambas actividades ocupan el espacio de una misma clase. Durante la fase 1, considerando que la presentación incluye una muestra de aplicaciones que sirve de ejemplo o referencia, y que se trata de interfaces web, se espera que al menos una de ellas esté disponible online para que los estudiantes puedan probarla y debatir sobre las funciones prestadas, su apariencia, facilidad de uso, usabilidad, etc. Además, la presentación incluirá un material específico sobre generadores fotovoltaicos, que comprende conceptos, teoría básica y modelos matemáticos para su representación y simulación. Este contenido será requerido por los estudiantes para el diseño algorítmico del apartado de cálculos. Luego, en la implementación de la fase 2, y sobre la base de un instrumento de encuesta anónima, los estudiantes responderán preguntas sobre lenguajes de programación, software de cálculo numérico, y librerías orientadas al procesamiento de datos y al cálculo científico. A continuación, a partir de un resumen estadístico de las respuestas, el docente modera un debate cuyo resultado final permitirá implementar eventuales ajustes sobre el contenido planificado para las clases posteriores, el material bibliográfico o el material asincrónico de videos.

Por su parte, la fase 3 inicia en la semana 1 y finaliza en la semana 3, con una primera entrega preliminar. Incluyendo la formación de los equipos de trabajo y la organización inicial de cada grupo, se espera que en este período los equipos elaboren un plan de acciones preliminar, de acuerdo con el cronograma de clases y la planificación en el dictado de los temas. Conforme transcurren las clases siguientes, es posible que dicho plan sufra modificaciones. En estas condiciones, el grupo deberá demostrar flexibilidad para adaptarse a las distintas circunstancias, con la finalidad de cumplir con el calendario de entregas y evaluaciones. Simultáneamente, cada equipo iniciará la redacción de una *memoria descriptiva* de la aplicación. En vistas de que el producto del proyecto es un software, se adjuntará una memoria que describa el aplicativo a partir de sus funciones y capacidades, e incluya un instructivo para su instalación y ejecución. La memoria descriptiva cumplirá así una doble funcionalidad: i) servir de manual elemental del producto, y ii) facilitar al docente la evaluación, siendo que dispone de información relevante en cuanto a su puesta en funcionamiento y las opciones o funcionalidades que se esperan del software. Asimismo, esta fase incluirá la configuración y gestión de un repositorio online de la aplicación, destinado fundamentalmente al desarrollo colaborativo (los tres integrantes realizan contribuciones sobre el mismo software), disponer de copias de seguridad en la nube y realizar un control de versiones conforme el programa se actualiza (progreso del proyecto). Cada equipo configurará el repositorio para dar acceso de lectura a los docentes, facilitando un seguimiento y permitiendo evaluar la participación y contribución de cada integrante.

Para la fase 4, el proyecto considerará posibilidades de implementaciones *libres*, combinadas con otras *guiadas*. Por un lado, cada equipo podrá seleccionar libremente los objetivos, alcance y criterios de diseño visual de su aplicación, dotándolo de cierta libertad de decisiones y evitando un proyecto completamente estructurado por el docente. En el proceso, un equipo podrá optar por utilizar, por ejemplo, una librería o componente de software que se integre correctamente con la aplicación y le resulte de utilidad, aun cuando no haya sido presentado en clase (procedimiento *libre*). A consecuencia de ello, los estudiantes se verán forzados a realizar las investigaciones pertinentes, consultar la documentación y ejecutar las pruebas necesarias. El complemento *guiado* no estará únicamente limitado al material de clase, sino que el proyecto incluye requisitos específicos, como un módulo de funciones con capacidades concretas, cuyas características son indicadas por el docente en la semana 1, es decir, con detalles especificados en el material incluido durante la presentación del desafío.

Para la fase 5, de elaboración del producto, se diseñó un esquema de entregas preliminares con los avances (y entrega final), de modo que el desarrollo se divide en 3 etapas (ver Figura 3). El material que cada grupo presentará al final de cada etapa se resume en la Tabla 2. Finalmente, la presentación final (fase 6) refiere a una muestra pública de la aplicación (oral) frente al resto del curso, en la que cada grupo mostrará su producto, objetivos, alcance y criterios considerados, permitiéndose a su vez que todos puedan ingresar a la web y realizar pruebas rápidas para promover debates.

El desarrollo del proyecto Python, en adición al módulo sobre MATLAB, conducen la tributación de la asignatura en las competencias específicas y genéricas listadas en la Tabla 3. Corresponden a una selección realizada sobre las competencias incluidas en el Diseño Curricular de la IEE en la UTN.

Tabla 2. Contenido de las entregas por etapa.

Etapa	Contenido de la entrega por etapa finalizada
1	(a) Formación del equipo (integrantes). (b) Versión inicial de la memoria descriptiva, con objetivos, alcance y un nombre para la aplicación.
2	(a) Memoria descriptiva actualizada, de acuerdo con los avances y cambios recientes. (b) Repositorio configurado para trabajo colaborativo, con respaldo en la nube, incluyendo una primera versión publicada de la aplicación, aunque incompleta (*release* preliminar). (c) Módulo de funciones Python, de acuerdo con los requerimientos mínimos establecidos para el proyecto. Corresponde a la componente *guiada* (solicitada por el docente) e incluye múltiples funciones asociadas al modelado y simulación de un GFV. (d) Archivo de configuración actualizado con las dependencias de la aplicación.
3 (final)	(a) Memoria descriptiva final, incluyendo una guía breve de instalación y ejecución del programa. (b) Repositorio online actualizado con la versión final publicada del programa (o versión estable, funcional). (c) Versión corregida y completada de módulo de funciones Python exigido como requisito mínimo. (d) Archivo de configuración de dependencias de la aplicación en su versión final. (e) Dirección URL de acceso público a la aplicación en ejecución online a través de Internet (aplicación desplegada).

Tabla 3. Competencias del Diseño Curricular de IEE, tributadas por la asignatura.

Competencias específicas (CE)	
CE2.2 (*)	Investigar el desarrollo y aplicación de tecnologías emergentes relacionadas con la energía eléctrica, con la finalidad de mejorar y/o actualizar los sistemas, equipamientos y procesos vinculados a la energía eléctrica.
CE9.1	Diseñar programas que permitan calcular y simular equipos, sistemas, e instalaciones de generación, conversión, transmisión, distribución, supervisión, automatización, control, medición y utilización de energía eléctrica, empleando algoritmos numéricos, equipos de computación, tecnología de la información y comunicación.
Competencias genéricas (CG)	
CG1	Identificar, formular y resolver problemas de ingeniería.
CG9	Aprender en forma continua y autónoma.

(*) Códigos de designación en la Ordenanza del Consejo Superior de la UTN N° 1873/2022.

Momentos e instrumentos de evaluación

Los momentos de evaluación se incluyen en la cronología de la Figura 3, y están asociados a las fases del proyecto y a su fraccionamiento por etapas. Los detalles, incluyendo el instrumento escogido en cada caso se listan en la Tabla 4 y son provistos asimismo a los estudiantes con el material difundido en la primera clase, durante la presentación del desafío. La evaluación diagnóstica inicial es anónima y, por tanto, no presenta una calificación. Las evaluaciones formativas se realizan de manera semanal y tampoco presentan una calificación. Su propósito responde a un seguimiento frecuente de los avances de cada grupo, registrados en una lista de cotejo con campos para observaciones. Esta evaluación permite analizar el progreso de cada grupo, las metas impuestas para los avances semanales y un análisis de la contribución de cada integrante en el equipo. Para ello, la información se obtiene de una reunión semanal del docente con cada grupo y de la inspección del estado y actualizaciones del repositorio online del proyecto.

Las evaluaciones sumativas, por su parte, se realizan a partir de sendas rúbricas analíticas tras finalizar cada etapa preliminar y final. La última comprende tanto la Etapa 3 (final), como la presentación oral del producto, en vistas de que ambas actividades concluyen en la última clase. Las rúbricas se diseñan de modo que cada conocimiento o capacidad

evaluada está vinculado a 1 o 2 de los CR listados en la Tabla 1. Además, dado que los progresos son semanales, un mismo CR puede ser contemplado en 2 o 3 de las rúbricas, con diferentes condiciones para su valoración, dado el grado de avance esperado en los desarrollos.

Tabla 4. Tipos, momentos e instrumentos de evaluación.

Tipo	Momento	Descripción	Foco	Instrumento
Diagnóstica (inicial)	Primera clase	Encuesta anónima sobre lenguajes de programación y debate posterior	Evaluar conocimientos iniciales generales sobre programación	Encuesta anónima y resultados estadísticos de las respuestas
Formativa (durante el proceso)	Todas las semanas	Seguimiento semanal por reuniones grupales entre alumnos y docentes, y revisión de los avances en el repositorio	Seguimiento del proceso y colaboración entre integrantes del equipo, dificultades emergentes, ajustes en tiempo real, corrección de errores y sugerencias	Lista de cotejo con campo de observaciones
Sumativa (tras finalizar cada etapa)	Al finalizar la Etapa 1	Entrega inicial de la memoria descriptiva	Formación de los equipos, comprensión inicial del problema, claridad de objetivos y factibilidad del alcance	Rúbrica analítica
	Al finalizar la Etapa 2	Evaluación intermedia del código y versión revisada de la memoria descriptiva	Inicialización del repositorio, primer módulo de funciones (preliminar) y actualización de la memoria descriptiva	Rúbrica analítica
	Al finalizar la Etapa 3	Entrega final	Versión final de la aplicación, despliegue a producción (ejecución en la nube), y completado de la memoria descriptiva	Rúbrica analítica
	Última clase	Presentación oral	Presentación pública de la aplicación frente a los docentes y el resto del curso, argumentaciones y debate	

Los instrumentos de rúbrica establecen una calificación cualitativa para cada conocimiento o capacidad evaluada, según un descriptor que permite clasificarlo en función del grado de avance o el nivel de dominio que demuestra el grupo. Además, disponen de una escala numérica y un esquema de ponderaciones que permite obtener una calificación cuantitativa global. Luego, completada la presentación oral del producto, la suma de las calificaciones de las rúbricas individuales obtiene la calificación numérica global del proyecto (puntuación total acumulada). Finalmente, a través de una escala de valoración por rangos, la calificación anterior se traduce en una descripción final y cualitativa sobre el proyecto, que resume la apreciación definitiva que se deduce del proceso de evaluación. En condiciones de calificaciones bajas, la escala sugerirá que ciertas capacidades o conocimientos no alcanzaron el nivel de suficiencia pretendido, o un proyecto incompleto, indicando la desaprobación. Adicionalmente, al cierre del proyecto se prevé una instancia de evaluación metacognitiva y valorativa por parte de los estudiantes, mediante un breve cuestionario anónimo en el que reflexionen sobre la metodología empleada, el grado de motivación que les generó la propuesta y los aprendizajes alcanzados. Esta información complementará el análisis docente sobre la implementación del ABP y su impacto en el desarrollo de los RA.

Resultados de experiencias piloto

La actualización propuesta de la planificación de cátedra corresponde al ciclo lectivo 2025, y cuya primera implementación finaliza en el mes de diciembre. No obstante, las ediciones 2023 y 2024 incluyeron una actividad de ABP reducida y concentrada en las últimas 3 semanas para el módulo de Python. Estas actividades funcionaron como experiencias piloto, en vistas de mantener los objetivos de una aplicación web destinada a simular un GFV, aunque con un desarrollo menor, en razón de un período de ejecución más acotado. La actividad concluyó con una evaluación sumativa única y final para definir la calificación del módulo Python, posterior a la puesta en funcionamiento online de la aplicación,

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Enseñanza de la Ingeniería en Energía Eléctrica

y a una presentación breve frente a una computadora, donde los estudiantes exhibieron la resolución en una exposición del orden de los 20 minutos.

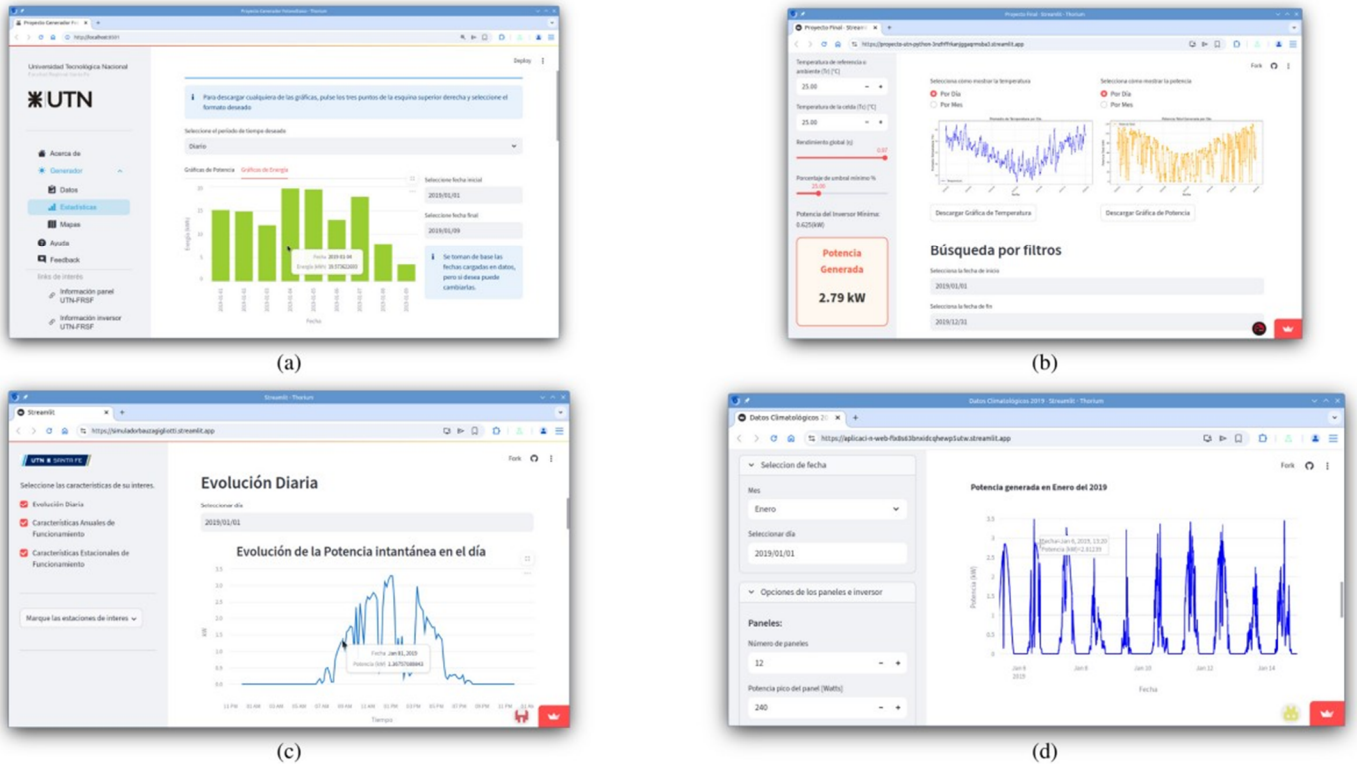


Figura 4. Capturas de pantalla de las aplicaciones Python desarrolladas por 4 equipos de trabajo en 2024, desde (a) hasta (d).

La Figura 4 muestra capturas de pantalla de algunas de las aplicaciones desarrolladas por los estudiantes en 2024. Estas pruebas demostraron generar motivación en los alumnos, incrementando sustancialmente la cantidad de consultas y las reuniones entre los grupos y docentes. Asimismo, se identificaron propuestas creativas que conllevaron el uso de complementos (paquetes Python) no abordados en los espacios de clase y que, en consecuencia, exigieron un estudio e investigación por parte de los estudiantes. Esto último implicó la organización y gestión autónoma del proyecto. Además, los estudiantes demostraron esmero por lograr progresos por encima de las condiciones de suficiencia para la aprobación, en la búsqueda de la mejor solución posible con los conocimientos y habilidades adquiridos en el proceso.

Conclusiones

Las actividades integradoras, de desarrollo grupal y que logran combinar conocimientos y habilidades de varias unidades temáticas de un curso de programación, se tornan atractivas para el estudiante cuando su finalidad se orienta a resolver una problemática concreta, relacionada con la carrera. En el ámbito de la ingeniería, y en particular en el área de la energía eléctrica, múltiples problemáticas pueden ser abordadas con actividades de programación debidamente diseñadas. Diversos ejemplos de ejercicios breves con este enfoque fueron ensayados con el lenguaje Python en una asignatura electiva de IEE en la UTN-FRSF en los últimos 3 años. Éstos demostraron promover una participación activa de los estudiantes, en línea con un proceso de enseñanza y aprendizaje centrado en el estudiante y basado en competencias. Una búsqueda por extender este enfoque hacia desafíos de mayor alcance y complejidad, conllevó a la puesta en práctica de pruebas piloto basadas en una estrategia de ABP, mediante el desarrollo grupal de un proyecto en un período de 3 semanas. Los resultados demostraron que los estudiantes desarrollaron capacidades de autogestión para la organización, planificación e investigación autónoma a los efectos de proponer soluciones adecuadas, en muchos casos creativas.

En razón de los resultados satisfactorios, se propuso extender la aplicación del ABP al dictado completo del módulo Python de la asignatura, a partir de un desafío concreto, basado en simulaciones de un GFV, durante 8 semanas. Si bien la primera implementación de esta propuesta finaliza en diciembre de 2025, la adopción de la estrategia demostró ser puntualmente apta y conveniente para diseñar la planificación didáctica, basada en competencias. La propuesta realizada

para los RA se advierte flexible, siendo que eventualmente sólo uno de ellos requiere modificaciones en caso de alterar la temática alrededor de la cual se desarrolla el proyecto. De igual forma, el fraccionamiento del mismo en etapas con entregas preliminares, combinado con un seguimiento semanal, se aprecia adaptable a otras temáticas de la carrera, e incluso a otros lenguajes de programación. Por esta razón, los instrumentos de evaluación diseñados demandarían, en tal caso, mínimas modificaciones para su aplicación a otros problemas. A raíz de ello, para futuras ediciones del curso, y de acuerdo con los resultados que se obtengan de esta primera implementación, se prevé aplicar ABP en el módulo complementario de la asignatura, centrado en el manejo del software MATLAB.

Referencias bibliográficas

Acharya, S. and Gayana, M. N. (2021). Enhanced learning and improved productivity of students' using project based learning approaches for programming courses. *Journal of Engineering Education Transformations*, pages 524–530.

CONFEDI (2014). *Documentos de CONFEDI: Competencias en Ingeniería*. Universidad FASTA, Mar del Plata, Argentina, primera edición.

CONFEDI (2018). *Propuesta de Estándares de Segunda Generación para la Acreditación de Carreras de Ingeniería en la República Argentina. "Libro Rojo de CONFEDI"*. Argentina, primera edición.

Lavado-Anguera, S., Velasco-Quintana, P.-J., and Terrón-López, M.-J. (2024). Project-Based Learning (PBL) as an Experiential Pedagogical Methodology in Engineering Education: A Review of the Literature. *Education Sciences*, 14(6):617.

Lenz, B. y Larmer, J. (2020). Project-based learning that makes a difference. *Educational Leadership*, 77(6):66–70.

Olivos Barranco, I., Suárez Rocha, J., and Núñez Cuadra, A. (2022). Aprendizaje basado en proyectos utilizando un simulador de circuitos eléctricos. *Revista Electrónica ANFEI Digital*, 9(14).

Saad, A. and Zainudin, S. (2024). A Review of Teaching and Learning Approach in Implementing Project-Based Learning (PBL) with Computational Thinking (CT). *Interactive Learning Environments*, 32(10):7622–7646.

Shin, N., Bowers, J., Krajcik, J., and Damelin, D. (2021). Promoting computational thinking through project-based learning. *Disciplinary and Interdisciplinary Science Education Research*, 3(1):7.

Shute, V. J., Sun, C., and Asbell-Clarke, J. (2017). Demystifying computational thinking. *Educational Research Review*, 22:142–158.

Tobón, S. (2013). *Formación integral y competencias. Pensamiento complejo, currículo, didáctica y evaluación*. Ecoe Ediciones, Bogotá, Colombia, cuarta edición.

Tobón, S. (2007). Aspectos básicos en la formación basada en competencias. *Revista I+T+C - Investigación, Tecnología y Ciencias,* 1(1):46–49.

UNICEF (2020). *El Aprendizaje Basado en Proyectos en PLANEA. Enfoque General de la Propuesta y Orientaciones para el Diseño Colaborativo de Proyectos*. Buenos Aires, Argentina.

Wang, Y. (2023). The role of computer supported project-based learning in students' computational thinking and engagement in robotics courses. *Thinking Skills and Creativity*, 48:101269.

Zhang, L. and Ma, Y. (2023). A study of the impact of project-based learning on student learning effects: A meta-analysis study. *Frontiers in Psychology*, 14:1202728.

Zhang, W., Guan, Y., and Hu, Z. (2024). The efficacy of project-based learning in enhancing computational thinking among students: A meta-analysis of 31 experiments and quasi-experiments. *Education and Information Technologies*, 29(11):14513–14545.

Trabajos Estudiantiles

CITTIE 2026

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Relevamiento y diagnóstico energético en escuelas de islas del delta: plan de eficiencia y generación renovable

Energy survey and diagnosis in schools on the delta islands: efficiency and renewable generation plan

Antonio Rodrigues de Castro
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
arodrigues@frd.utn.edu.ar
Francisco Cairó
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
fcairo@frd.utn.edu.ar
Francisco Gutierrez
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
fgutierrez@frd.utn.edu.ar
Gianfranco Lippi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
glippi@frd.utn.edu.ar
Guillermo Duarte Lopez
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
gduarte@frd.utn.edu.ar
Leandro Sciarretta
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
lsciarretta@frd.utn.edu.ar
Lucas Capel
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
lcapel@frd.utn.edu.ar
Lucas Vandoni
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
lvandoni@frd.utn.edu.ar
Martina D´hipolito
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, Campana, Argentina.
mdhipolito@frd.utn.edu.ar

Resumen

El presente trabajo describe la experiencia desarrollada por estudiantes y docentes de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, durante la ejecución del relevamiento y diagnóstico de infraestructura energética de escuelas ubicadas en las islas del Delta de Buenos Aires, realizado durante 2024, en el marco de un proyecto de incentivo a la Generación Distribuida financiado por el PROINGED (Programa de incentivo a la generación distribuida de la provincia de Buenos Aires).

El trabajo expone la metodología de relevamiento aplicada, la logística implementada para el acceso y la ejecución de las tareas, y los principales resultados obtenidos: superficie cubierta, condiciones edilicias y energéticas, fuentes de energía disponibles, y adversidades.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Asimismo, se destaca al proyecto como formación para los estudiantes, permitiendo fortalecer competencias técnicas, de trabajo en equipo y compromiso social, y a contribuir con la planificación de acciones del Plan de Eficiencia Energética y Generación Renovable en Escuelas de Islas.

Palabras clave: escuelas de isla, PROINGED, relevamiento y diagnóstico, generación distribuida.

Abstract

This paper describes the experience developed by students and teachers at the National Technological University, Delta Regional Faculty, in the survey and diagnosis of the energy infrastructure of schools located on the islands of the Buenos Aires Delta. This survey was carried out in 2024 as part of a distributed generation incentive project funded by PROINGED (the distributed generation incentive program of the province of Buenos Aires).

The paper presents the survey methodology used, the logistics implemented for access and execution of the tasks, and the main results obtained: covered area, building and energy conditions, available energy sources, and adversities.

The project also highlights the training provided to students, strengthening technical skills, teamwork, and social commitment, and contributing to the planning of actions for the Energy Efficiency and Renewable Generation Plan for Island Schools.

Keywords: island schools, PROINGED, survey and diagnosis, distributed generation.

Introducción

A mediados del 2024, el Programa de Incentivo a la Generación Distribuida (PROINGED) propuso a la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Delta (UTN FRD) la realización de un relevamiento y diagnóstico energético en establecimientos educativos ubicados en las islas del Delta bonaerense. A partir de esta propuesta se conformó un equipo de trabajo integrado por docentes y estudiantes de la carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica, con el objetivo de identificar las principales medidas para realizar un consumo eficiente por cada uso: Iluminación, Climatización, Agua Caliente Sanitaria (ACS), Cocción de alimentos, Edificación y Equipos, Incorporación de Sistema de Generación Fotovoltaica.

El proyecto incluyó las tareas de relevamiento eléctrico y edilicio con el objetivo de obtener información sobre la infraestructura, las instalaciones eléctricas, los equipos de consumo y las condiciones de funcionamiento general. A partir de los datos se buscó evaluar propuestas técnicas que permitan optimizar el uso de la energía y favorecer la incorporación de fuentes renovables, en el marco del Plan de Eficiencia Energética y Generación Renovable en Escuelas de Islas.

Las tareas de campo fueron desarrolladas por estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, con el acompañamiento de los docentes Ing. Lippi e Ing. Vandoni. Esta instancia representó una oportunidad formativa que permitió aplicar conocimientos teóricos en un entorno real, promoviendo el trabajo en equipo, la toma de datos en campo y la elaboración de informes técnicos.

En este documento se reúne la experiencia, la metodología y los resultados obtenidos durante los relevamientos, destacando el aporte del trabajo como base técnica para la toma de decisiones y la planificación de mejoras en eficiencia energética en el ámbito educativo del Delta bonaerense.

Planificación y relevamiento

El proyecto se desarrolló en un plazo de 3 meses y consistió en relevar y diagnosticar un total de 31 establecimientos educativos, a los que se los denominó “Nodos”, en cuyos predios se encuentran jardines de infantes, escuelas primarias,

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

escuelas secundarias y escuelas agrarias ubicadas en el delta de la provincia de Buenos Aires, abarcando los partidos de San Fernando, Tigre, Escobar, Campana, Zárate y Baradero, sumando una superficie aproximada de 5.000km^2.



Figura 1. Vista satelital de los nodos y superficie cubierta.

Durante los relevamientos se recopiló información del estado operativo, edilicio y eléctrico de los establecimientos, dando forma a un informe que contempló fundamentalmente:

- Resumen ejecutivo y de estado actual.
- Relevamiento fotográfico.
- Croquis técnico edilicio y eléctrico.
- Informe de estado eléctrico: tableros, protecciones, medición de puesta a tierra, esquemas unifilares. De acuerdo con normativa nacional. (Norma IRAM 2281-2, 2002) (Norma AEA 90364, 2017).
- Relevamiento de cargas y contabilidad energética. (Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 2019).
- Diagnóstico de desempeño energético.
- Identificación de mejoras en uso de la energía.
- Factibilidad de instalación de un sistema fotovoltaico.



Figura 2. Imagen ilustrativa de relevamiento en sitio

Teniendo en cuenta que el proyecto se desarrolló durante el ciclo lectivo y de cursada de asignaturas, para realizar los relevamientos se contempló una planificación mensual en función del tiempo disponible de los estudiantes, formando

cuadrillas de entre 2 a 5 personas, de acuerdo con el tamaño del establecimiento y el tiempo disponible entre apertura y cierre de este, con un promedio de 3 establecimientos relevados por semana.

	Semana 11		Semana 12	Semana 13	Semana 14
Relevamiento N°	27	28	29	30	31
Fecha	MIERCOLES		VIERNES	MIERCOLES	VIERNES
	30-oct		08-nov	13-nov	22-nov
Nodo	20	31	17	18	4
Establecimientos	JI 934	EP 27	JI 913	JI 914	JI 912
	EP 17	JIRIMM 10	EP 8	EP 10	EP 14
	ES 3121	ES 7	ES 25	ES 30	ES 25
Rodriguez, Antonio					1
Gutierrez, Francisco	1		1	1	
Cairo, Francisco		1		1	
Sciarretta, Leandro			1		1
Duarte, Guillermo	1			1	1
Martina D´Hipolito		1	1	1	
Capel, Lucas			1		1
Lippi, Gianfranco					
Vandoni, Lucas					
COMENTARIOS		Lancha Escolar		Camioneta/	
		Club Baradero		Auto	

Figura 3. Ejemplo de planilla de planificación utilizada.

Una de las mayores dificultades que presentó la ejecución de los relevamientos fue gestionar y realizar la logística para transportarse hasta los nodos, para lo cual era necesario utilizar lanchas privadas y/o lanchas escolares, dependiendo de la distancia y el tiempo que requería el viaje, debiendo así planificar el uso eficiente del presupuesto asignado. En algunos casos la duración de las navegaciones fue de tres horas por tramo desde la salida del muelle de la localidad más cercana, además del tiempo transcurrido en transporte privado hasta el punto de partida de las lanchas.



Figura 4. Imagen de traslado en lancha del equipo de relevamiento.

Los horarios de apertura de los establecimientos varían entre las 9.00 hs. y las 10.00 hs., y su cierre entre las 14.00 hs. y 15.00 hs., contando con cuatro horas para realizar el relevamiento y recopilar información.

Para sortear el acotado plazo de relevamiento, optamos por dividir la cuadrilla en dos grupos: un grupo encargado del relevamiento edilicio y un grupo encargado del relevamiento eléctrico. De esta manera, se realizó el relevamiento efectivo de casi la totalidad de los nodos en una sola visita. (Bárbaro, 2013, págs. 3-7)

Sin embargo, en algunos casos ha sido necesario realizar dos visitas a un mismo nodo, ya sea por cuestiones climáticas que obligaron a retornar en medio del viaje de ida o bien por falta de tiempo para completar las tareas.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

La información resultante de los relevamientos debía ser cargada en documentos denominados “Anexos”, clasificados en función de su contenido:

- Cuestionario de información relevante a autoridades del establecimiento.
- Relevamiento eléctrico: croquis con ubicación de tableros, diagramas unifilares, resultado de medición de puesta a tierra, sección de conductores, cantidad de circuitos y sus usos.
- Relevamiento de factibilidad o estado de instalaciones de energías renovables.
- Relevamiento edilicio: croquis edilicio, tipos y cantidad de luminarias, cantidad de tomacorrientes, tipos de cargas y su eficiencia, métodos de calefacción, envolvente y tipos de aberturas y materiales de construcción.

El relevamiento fotográfico y fílmico fue fundamental para aprovechar el escaso tiempo disponible de algunos relevos, haciendo posible completar los anexos del informe una vez finalizada la visita al establecimiento.

Finalizado el relevamiento y completados los anexos, la documentación debía cargarse en forma digital, para luego ser utilizada por los docentes como fuente de información para dar forma a los informes finales. En algunos casos ha sido necesario coordinar una reunión virtual con miembros de la cuadrilla que realizaro las tareas, con el fin de aclarar y detallar aspectos importantes a volcar en el informe.

El procedimiento utilizado podría simplificarse al siguiente diagrama:

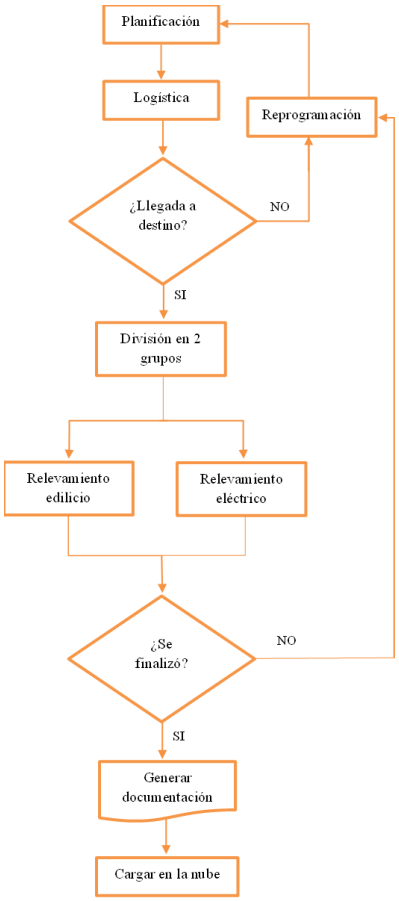


Figura 5. Diagrama de flujo de tareas simplificado.

Resultados y discusión

Por razones de confidencialidad con el PROINGED, no se divulgarán datos o información de ningún establecimiento y sus integrantes. Sin embargo, resulta interesante mencionar en términos generales el contenido de los puntos más relevantes de un informe:

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

1.Resumen Ejecutivo: Para introducir un informe se describe brevemente la información más relevante del establecimiento como puede ser su ubicación, niveles educativos en funcionamiento, antigüedad de los edificios y principales inconvenientes. Además, se le adjunta una tabla que marca los 3 principales ítems del informe.

	CALIFICACIÓN			
CONCEPTO	**MUY BUENO**	**BUENO**	**REGULAR**	**DEFICIENTE**
CALIDAD DE SERVICIO				X
INSTALACIÓN ELÉCTRICA				X
EFICIENCIA ENERGÉTICA				X

Tabla 1. Estado general de un establecimiento

2.Relevamiento: Este es el ítem más extenso donde se describe por escrito, con imágenes satelitales, fotos, planos y tablas a toda la información que se relevó en la visita de los colegios.



Figura 6. Relevamiento fotográfico de tableros, ejemplo.

Con respecto a la generación renovable se tomaron fotos satelitales, de los techos y alrededores en búsqueda de lugares óptimos para la instalación de paneles fotovoltaicos. (Maglianesi, M. et al, 2023)



Figura 7. Ejemplo de posible ubicación para paneles fotovoltaicos

Para realizar los cálculos se agregaron también imágenes de la proyección solar de los sitios.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

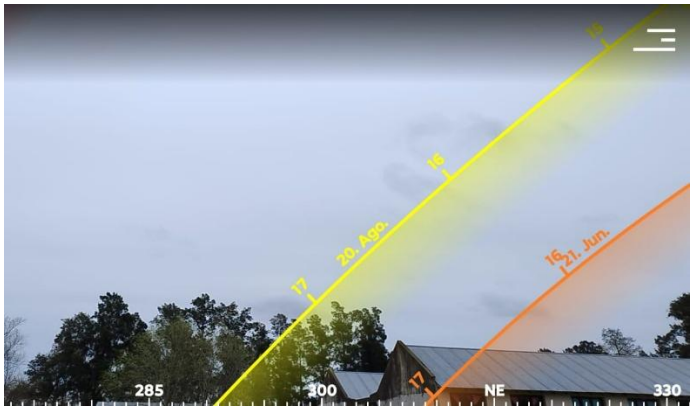


Figura 8. Proyección solar

Otro elemento clave en los relevamientos fue la realización de los planos en los edificios, muy pocos establecimientos contaban con ellos en buen estado, estando la mayoría desactualizado o mal confeccionados. Este aporte de los planos también se utilizó en el informe para marcar puntos de interés como los tableros eléctricos, puestas a tierra, ubicación del muelle y para identificar medidas sobre las superficies. (Maglianesi, 2023)

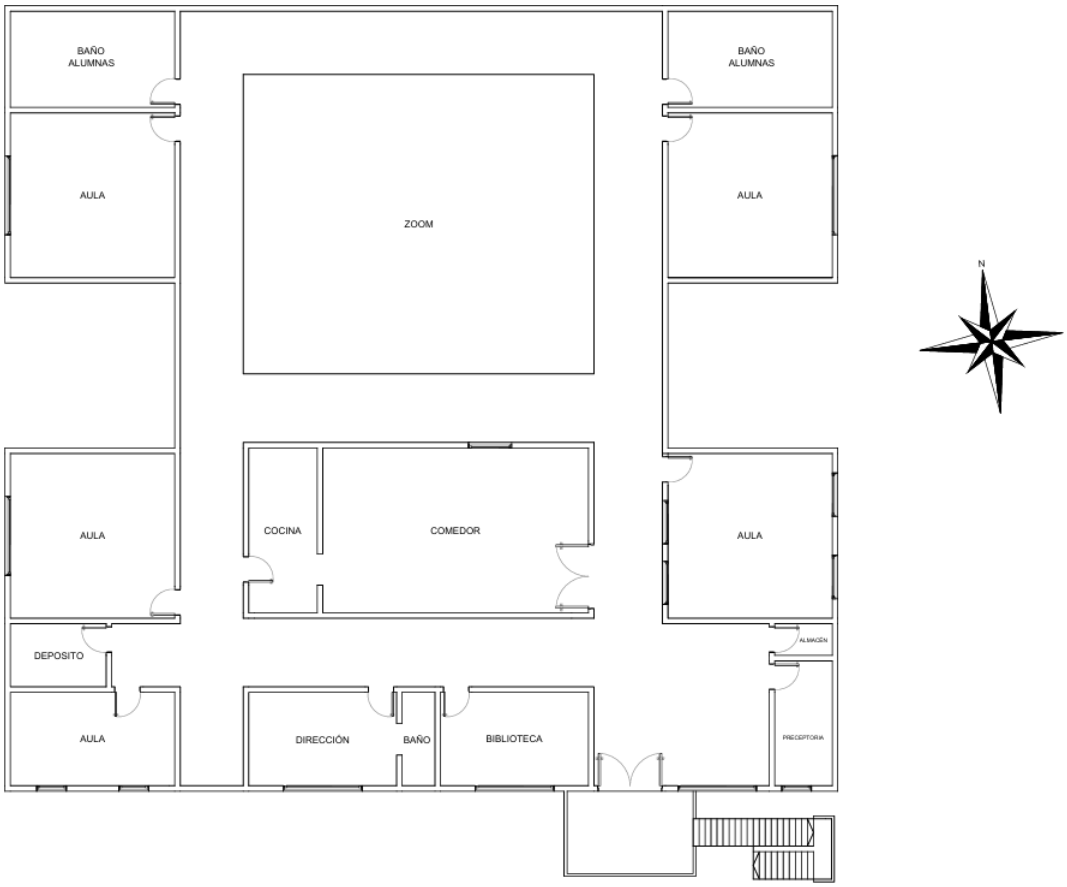


Figura 9. Croquis ejemplo

El relevamiento edilicio se llevó a cabo volcando en una planilla cada ambiente, enlistando los distintos materiales de cada uno de sus elementos.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

CARACTERÍSTICAS EDILICIAS		
ELEMENTO	**MATERIALES**	**OBSERVACIONES (5)**
Espacio relevado	**AULAS EP / ES / JARDÍN / COMEDOR**	
Paredes exteriores	Mampostería de ladrillo con revoque exterior	
Techo (5)	Chapa acanalada	
Cielo raso (5)	Plano de machimbre	
Lucernas (6)		
Piso	Cerámico	
Ventanas (7) (8)	Aluminio con vidrios simple	
Puertas (7) (8)	Chapa	
Galerías		
Protección exterior de las ventanas/puertas (persianas, toldos, etc)	NO	Cortinas
Hay instalado termostato?	NO	
Hay algún otro sistema de control de la temperatura ambiente?	NO	

Tabla 2. Ejemplo de planilla edilicia

En paralelo al relevamiento edilicio, se tomó nota del consumo de las cargas y su tipo, tanto de los aparatos con consumo eléctrico como también los de consumo a gas. Utilizando planillas para la iluminación, calefacción, refrigeración y cualquier otro tipo de carga.

ILUMINACIÓN					
ESPACIO	**TIPO DE LÁMPARA/TUBO**	**POTENCIA UNITARIA (W)**	**CANTIDAD**	**TIPO DE LUMINARIA**	**ALTURA DE LA LUMINARIA (m)**
Aula 1ro y 2do (ep)	La 15	18	4	Lu1	2,6
Aula 1ro y 2do (ep)	Plafón Led	24	1		2,2
Aula 3ro y 4to (ep)	La 15	18	1	Lu1	2,5
Aula 3ro y 4to (ep)	Plafón Led	24	1		2,5
Aula 3ro y 4to (es)	Plafón Led	24	2		2,57
Aula 5to y 6to (ep)	La15	18	2	Lu1	2,6
Aula 5to y 6to (ep)	Plafón Led	24	1		2,2
Aula N° 1 (es)	Plafón Led	24	2		2,4
Baño Alumnas	Plafón Led	24	2		2,6
Baño Docentes	Plafón Led	25	1		2,6
Cocina	Plafón Led	24	2		2,6
Comedor	Plafón Led	24	4		2,6
Dirección Ep	Plafón Led	24	1		2,6

Tabla 3. Ejemplo de planilla para iluminación

Con respecto a la instalación eléctrica del inmueble se relevaron los distintos tableros, las protecciones eléctricas, la puesta a tierra, los tomacorrientes, se realizó un plano unifilar y un resumen del estado. Todo acompañado con fotos. (Norma AEA 90364, 2017).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

RELEVAMIENTO ELÉCTRICO	
DATOS GENERALES	
TABLERO PRINCIPAL (TP)	
Aislación (Especificar CLASE y material)	**PVC**
Las personas tienen acceso a partes con tensión? El tablero no debe permitir el acceso a las personas a partes activas peligrosas con el dedo (Ø> 12,5 mm)	**NO**
IP (especificar si está a la intemperie o es interior)	**44**
Es fácil el acceso al mismo?	**SI**
Está bien identificado	**NO**
Posee en la puerta el símbolo de "Riesgo eléctrico"?	**SI**
Conductores	Tipo y sección: 6 **mm²**
Cantidad de circuitos (caracterizarlos) (1)	Circuito 1: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 2: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 3: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 4: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 5: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 6: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 7: **AIRE ACONDICIONADO**
	Circuito 8: **EQUIPO OSMOSIS INVERSA**
	Circuito 9 – 12 : **SALÓN – DIRECCIÓN**
	Circuito 13: **IUG EXTERIOR**

Tabla 4. Ejemplo de planilla TP

3.Contabilidad energética: En este punto se analizó en forma separada el consumo de cada fuente de energía electricidad de red, gas natural, GLP y otros. Para cada fuente se elaborará el balance de electricidad por usos a partir de los datos relevados, aplicando las planillas.

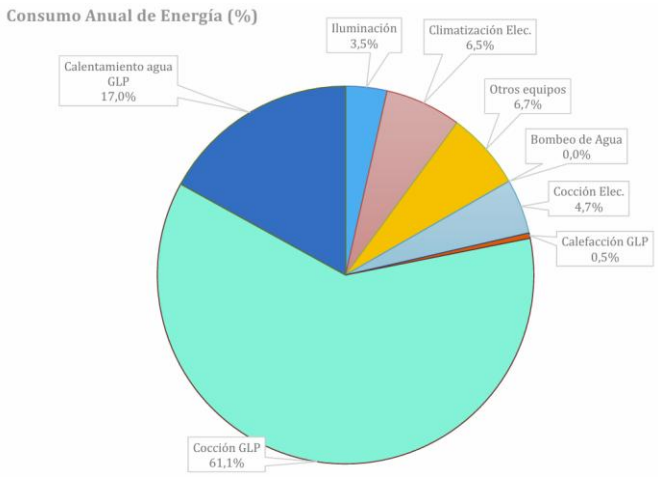


Figura 10. Diagrama de torta inventado para el ejemplo

4.Conclusión y posibles mejoras en el uso final de la energía a introducir: Para concluír con el informe se mencionan las distintas oportunidades de mejoras que ideo el equipo según los criterios de impacto generado, necesidad de inversión, prioridades, futuro ahorro energético y las normativas vigentes. (Ministerio del Interior, Obras Publicas y Vivienda, Archivo General de la Nacion, 2019).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

11.Oportunidades para la mejora del desempeño energético

11.1 Sin Inversión

N°	Descripción	Impacto
1	Implementar un plan integral de concientización sobre el ahorro y la eficiencia energética en edificios educativos.	MEDIO

11.2 Con Inversión

N°	Descripción	Impacto
2	Reemplazar las puertas de chapa y cerrar la galería.	MEDIO
3	Instalar detectores de presencia en las luminarias ubicadas en espacios de uso transitorio, como pasillos y baños.	BAJO
4	Instalar cierres automáticos de puertas en aulas.	BAJO
5	Instalar termómetros digitales programables con alarma de temperatura máxima. Las alarmas indicarán que se ha alcanzado la temperatura máxima del ambiente, permitiendo que la persona responsable ajuste la configuración de los artefactos correspondientes	BAJO

Tabla 5. Ejemplo de planilla de mejoras propuestas.

Finalizados los 31 informes de relevamiento, han surgido resultados relevantes para tomar como sustento en la toma de decisiones de inversión y mejoras a realizar en los establecimientos de isla.

Centrándonos en que la principal problemática que enfrentan los establecimientos está relacionada al suministro eléctrico y el tipo de generación eléctrica utilizada en cada caso, debido a la ubicación geográfica de estos, resultó relevante contabilizar que porcentaje de nodos se encuentran aislados de la red eléctrica, cuentan con generador eléctrico propio o un sistema fotovoltaico off-grid.

NODO	¿Tiene conexión a Red?	¿Tiene grupo electrogeno?	¿Funciona?	¿Tuvo en el pasado?	¿Tiene SFV?	¿Funciona?
1	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
2	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
3	SI	NO	N/A	SI	NO	N/A
4	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
5	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
6	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
7	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
8	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
9	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
10	NO	SI	SI	N/A	SI	SI
11	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
12	SI	SI	NO	N/A	NO	N/A
13	SI	SI	NO	SI	NO	N/A
14	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
15	SI	SI	NO	N/A	NO	N/A
16	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
17	SI	SI	SI	NO	NO	N/A
18	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
19	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
20	SI	SI	SI	N/A	NO	N/A
21	SI	NO	N/A	SI	NO	N/A
22	SI	SI	NO	SI	NO	N/A
23	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
24	SI	SI	NO	N/A	NO	N/A
25	SI	NO	N/A	NO	SI	SI
26	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
27	SI	NO	N/A	NO	NO	N/A
28	NO	SI	SI	N/A	SI	NO
29	NO	SI	SI	N/A	NO	N/A
30	NO	SI	SI	N/A	SI	SI

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

31	NO	SI	SI	N/A	SI	NO

Tabla 7. Información relevante del suministro eléctrico de los establecimientos.

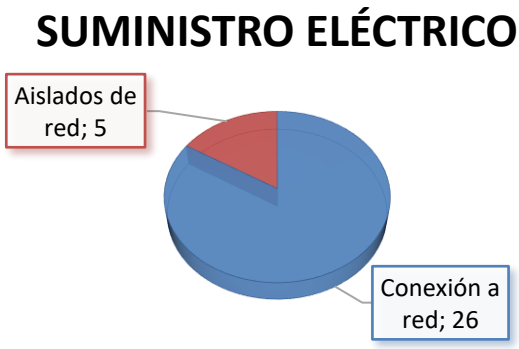


Figura 11. Establecimientos con conexión a red o aislados.

Como se observa en la figura 11, la mayoría de las escuelas cuentan con conexión a red, sin embargo, esta información no es concluyente, ya que gran parte de los establecimientos no poseen un servicio adecuado y continuo. Esto se debe principalmente a las condiciones climáticas adversas de la isla, que ven afectado el suministro eléctrico de la red, en algunos casos llegando incluso a extender los cortes de suministro por varios meses o con una frecuencia elevada.

CONECTADOS A RED	Cantidad	Porcentaje
Tienen solo grupo electrógeno	11	42,31%
Tienen solo sistema fotovoltaico (SFV)	1	3,85%
Tienen grupo y SFV	0	0,00%
No tienen fuente de respaldo o está fuera de servicio	14	53,85%

Tabla 8. Fuentes de energía eléctrica de respaldo en establecimientos conectados de red.

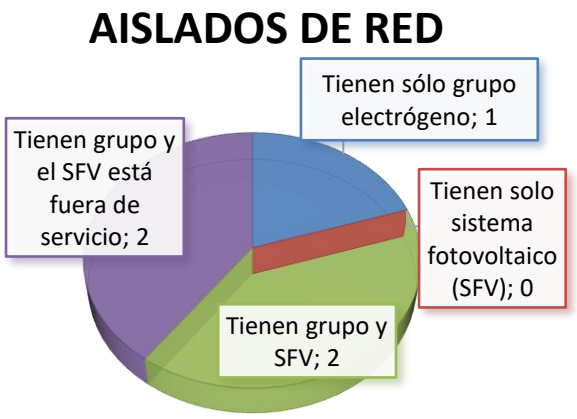


Figura 12. Fuentes de energía eléctrica en establecimientos aislados de red.

Debido a esta problemática, gran parte de las escuelas cuentan con grupos electrógenos propios para poder llevar a cabo su funcionamiento con normalidad, lo que conlleva un gran gasto de capital en combustible por parte de las instituciones.

A su vez, el uso frecuente de los motogeneradores constituye una alternativa ambientalmente desfavorable y de bajo rendimiento energético, agravada por la limitada disponibilidad de recursos técnicos para asegurar su correcta operación y mantenimiento.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

El uso de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía renovable en este tipo de condiciones es una solución alentadora. Se han encontrado algunos establecimientos con instalaciones en funcionamiento o fuera de servicio, las cuales se vieron afectadas principalmente en el transcurso de la pandemia causada por el COVID-19.

Conclusiones

Gracias a la información recopilada por nuestro grupo, pudimos constatar que no todos los edificios contaban con conexión a la red eléctrica, ni con grupo electrógeno. A raíz de este problema, el PROINGED está llevando a cabo un plan de inversión para que todas las escuelas de nuestro Delta puedan disponer de un sistema fotovoltaico para servicios esenciales. De esta manera, sin importar los factores externos, podrán contar con suministro eléctrico durante las horas de clase.

Las conclusiones de los informes han dado un valor agregado al contenido de estos, ya que, si bien la tarea que se nos encomendó fue de recopilación de información y breves recomendaciones, permiten identificar las necesidades particulares de los establecimientos y establecer, al menos en esta etapa, mejoras cualitativas a realizar, principalmente: colocar o reparar fuentes de energías alternativas a red, mejorar envolvente edilicia, mejorar instalación eléctrica, reemplazar iluminación y cargas eléctricas por equipos de mayor eficiencia y menor consumo.Además, gracias a estos relevamientos, logramos brindar una mayor visibilidad a las escuelas, permitiendo visibilizar su situación energética y ofrecer un espacio para que podamos conocer más de cerca sus instituciones y realidades particulares.

El uso de energías renovables, como la solar fotovoltaica, representa un paso fundamental hacia un futuro más sustentable. Implementar sistemas fotovoltaicos en las escuelas no solo mejora su infraestructura, sino que también promueve la educación ambiental y la conciencia sobre el cuidado del planeta entre los estudiantes y la comunidad.

Agradecimientos

Nuestro encarecido agradecimiento a Gianfranco Lippi y Lucas Vandoni, profesores de la cátedra de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica, y tutores del proyecto, por confiar en nuestra capacidad para realizar juntos este trabajo, guiándonos y educándonos con excelencia en su desarrollo.

Agradecemos también a Elena Renoulin y al personal de administración y de logística de nuestra Universidad Tecnológica Nacional, por haber aportado su trabajo en la planificación y logística del proyecto.

Y, por último, pero no menos importante, nuestro agradecimiento a los docentes y no docentes de las escuelas de isla, por siempre habernos recibido con una calidez humana remarcable.

Referencias

- Bárbaro, Julieta Adelaida (2013). “Los condicionantes ambientales, geográficos y socioeconómicos en la implementación de energías renovables en la Reserva de Biosfera Delta del Paraná (RBDelta)”. *VII Jornadas de Jóvenes Investigadores. Instituto de Investigaciones Gino Germani, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires*, Buenos Aires, Argentina, 6 al 8 de Noviembre.
- “Guia de buenas prácticas”. Subsecretaria de Energias Renovables y Eficiencia Energetica, Material de consulta, (2019).
- Maglianesi, M., Schmidt Waigel, J., & Bon, N. (2023). Variación de la eficiencia energética de un panel fotovoltaico para diferentes ángulos de inclinación y estaciones. *AJEA (Actas De Jornadas Y Eventos Académicos De UTN)*, (24).
- “Manual de vivienda sustentable”. Ministerio del Interior, Obras Publicas y Vivienda, Archivo General de la Nacion, (2019).
- “Puesta a tierra de sistemas eléctricos”, 2281-2 – IRAM – ARGENTINA - ABR. 05, (2002)
- “Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles”, Norma AEA 90364 (2017).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Estudio y aprovechamiento del frenado regenerativo en accionamientos eléctricos.

Analysis and Application of Regenerative Braking in Electric Drive Systems.

Ramiro Bertero
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Nicolás, Argentina.
rbertero@frsn.utn.edu.ar

Celeste Sfiligoy
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Nicolás, Argentina.
csfiligoy@frsn.utn.edu.ar

Resumen

En diversos contextos industriales el funcionamiento conjunto de múltiples motores eléctricos representa una oportunidad significativa para optimizar la eficiencia energética del sistema. Durante su ciclo de trabajo, los motores convierten energía eléctrica en energía mecánica; sin embargo, en etapas de desaceleración o frenado, parte de la energía cinética generada suele disiparse en forma de calor mediante resistencias de frenado, desaprovechando su potencial de recuperación. En el marco de la creciente necesidad de implementar sistemas energéticos más eficientes y reducir la huella de carbono, surge la necesidad de incorporar estrategias que permitan reutilizar dicha energía. En este trabajo se propone la implementación de un sistema de frenado regenerativo basado en accionamientos de velocidad variable para motores de corriente alterna con rotor en jaula de ardilla, integrados mediante un bus común de corriente continua. Esta configuración permite controlar velocidad y par, además de posibilitar la transferencia de energía regenerada entre distintos inversores conectados al mismo enlace de continua. Los resultados analizados evidencian una mejora significativa en el desempeño energético del sistema en comparación con configuraciones no regenerativas, observándose un incremento sustancial en el aprovechamiento de la energía de frenado y una reducción del consumo energético global. La implementación del bus común de corriente continua demostró ser una solución eficiente para redistribuir la energía recuperada, optimizando el rendimiento eléctrico de la instalación y contribuyendo al ahorro energético.

Palabras clave: Frenado regenerativo, Variador de frecuencia, Rendimiento eléctrico.

Abstract

In various industrial applications, the simultaneous operation of multiple electric motors represents a significant opportunity to optimize overall system energy efficiency. During their duty cycle, motors convert electrical energy into mechanical energy; however, during deceleration or braking phases, a portion of the generated kinetic energy is typically dissipated as heat through braking resistors, thereby wasting its recovery potential. In the context of the growing need to implement more efficient energy systems and reduce carbon footprint, the incorporation of strategies that enable the reuse of this energy becomes essential. This work proposes the implementation of a regenerative braking system based on variable speed drives for alternating current squirrel-cage induction motors, integrated through a common DC bus. This configuration enables precise speed and torque control, while also allowing the transfer of regenerated energy among different inverters connected to the same DC link. The analyzed results demonstrate a significant improvement in the system's energy performance compared to non-regenerative configurations, showing a substantial increase in braking energy utilization and a reduction in overall energy consumption. The implementation of a common DC bus proved to be an efficient solution for

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

redistributing the recovered energy, optimizing the electrical performance of the installation and contributing to energy savings.
Keywords: Regenerative braking, Variable frequency drive, Electrical performance.

Introducción

En el contexto actual de transición energética y optimización de recursos, la mejora en la eficiencia del uso de la energía eléctrica se ha convertido en una prioridad tanto en el ámbito industrial como en el de servicios. Los motores eléctricos representan una fracción significativa del consumo energético global, especialmente en aplicaciones industriales de accionamiento continuo o intermitente. En este escenario, la reducción de pérdidas energéticas y la reutilización de energía disponible adquieren un rol estratégico en el diseño de sistemas eléctricos modernos.

Durante los procesos de desaceleración en sistemas motrices, la energía cinética acumulada en las masas en movimiento suele disiparse en forma de calor a través de resistencias de frenado. Sin embargo, mediante la implementación de técnicas de frenado regenerativo, esta energía puede reconvertirse en energía eléctrica y ser devuelta a la red o redistribuida dentro del sistema, mejorando así el rendimiento energético global (Díaz y Pardo, 2004). Diversos estudios han demostrado que la incorporación de sistemas regenerativos en accionamientos eléctricos contribuye significativamente a la reducción del consumo energético y a la mejora de la eficiencia operativa en aplicaciones industriales con ciclos dinámicos frecuentes.

El elemento central para la implementación de esta estrategia es el variador de frecuencia regenerativo (Figura 1), el cual convierte la energía eléctrica alterna en continua a través de un rectificador, y posteriormente la reconvierte en corriente alterna de frecuencia variable mediante un inversor, permitiendo el control preciso de velocidad y par del motor. Investigaciones previas han evidenciado que los variadores de frecuencia no solo optimizan el control dinámico del motor, sino que también permiten mejorar la eficiencia energética del sistema bajo distintas condiciones de carga (Safrizal, Tarigan & Annisah, 2025). En configuraciones industriales con múltiples motores, los sistemas multidrive con bus común de corriente continua posibilitan la transferencia de energía regenerada entre accionamientos, optimizando el desempeño global de la instalación (Siemens AG, 2021).

En este marco, el presente trabajo analiza la implementación de un sistema de frenado regenerativo basado en variadores de frecuencia, evaluando su impacto en la eficiencia energética y en el aprovechamiento de la energía de frenado dentro de entornos industriales con múltiples accionamientos frenados entre ellos, optimizando el desempeño global (Siemens AG, 2021).

La estructura básica y el funcionamiento general de un variador de frecuencia se presenta mediante el diagrama funcional mostrado en la Figura 1, donde se observan las distintas etapas principales de conversión de energía. Siendo L_g la impedancia de red, V_r la tensión rectificada, V_{dc} la tensión del bus de continua, i_{rect} la corriente del rectificador e i_{inv} la corriente del inversor. Además, la etapa inversora genera las tensiones de salida *u,v* y *w,* que alimentan al motor eléctrico.

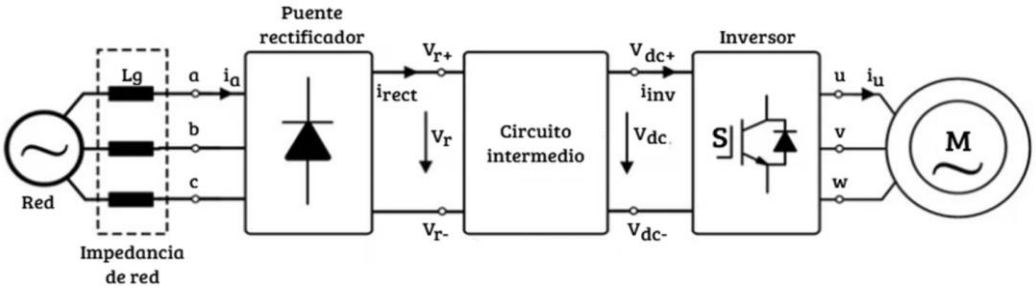


Figura 1. Diagrama funcional de un variador de frecuencia utilizado en sistemas de frenado regenerstivo.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Metodología

Para estudiar el comportamiento del frenado regenerativo, se consideraron distintas etapas de conversión de la energía y los elementos comprometidos en el proceso. Para esto, se consideró un motor asincrónico con rotor en jaula de ardilla conectado a un variador de frecuencia regenerativo. El proceso de conversión incluye:

1. Inicio del frenado: Momento en el que se indica al inversor que se precisa comenzar con el proceso de frenado o desaceleración del motor.
2. Reducción de frecuencia: Cuando se inicia el frenado, el inversor comienza a disminuir de manera progresiva la frecuencia de la señal alterna aplicada al estator del motor, lo que provoca que disminuya la velocidad sincrónica del campo magnético giratorio dentro del motor.
3. Cambio de régimen: Al disminuir la velocidad sincrónica del campo giratorio, el rotor se encuentra con una velocidad mayor a la del campo magnético, lo cual provoca un cambio en el modo de operación del motor donde deja de traccionar y comienza a actuar como generador. Se induce una corriente en sentido inverso en los devanados del estator, lo que marca la transición hacia el frenado regenerativo (Reddy et al., 2023: 65).
4. Generación de energía: El motor convierte la energía mecánica acumulada en el eje, en energía eléctrica. Se produce a partir del principio de inducción electromagnética, donde el rotor al seguir girando a mayor velocidad que el campo magnético, genera una corriente alterna en el estator.
5. Retorno al inversor: La energía eléctrica generada en el estator fluye de regreso hacia el inversor, siguiendo el camino inverso al de funcionamiento normal. El inversor recibe la energía en forma de corriente alterna y la transforma en corriente continua para ser entregada al bus de corriente continua.
6. Gestión energética: La corriente continua que fue devuelta gracias al frenado del motor se puede gestionar de distintas formas. En sistemas equipados para frenado regenerativo, puede reutilizarse posteriormente o evacuarse de forma controlada. Etapa fundamental para mejorar la eficiencia energética del sistema y reducir el calor disipado por frenos tradicionales.

Para el análisis del sistema de frenado regenerativo no solo se consideraron las etapas de conversión de energía, sino también las estrategias de control empleadas en el variador de frecuencia, dado que dichas técnicas influyen directamente en el comportamiento dinámico y energético del accionamiento. En este caso, el estudio contempló tanto los métodos de gestión de la energía regenerada como las técnicas de control del motor.

Los métodos de aprovechamiento analizados fueron:

- Disipación en resistencia externa (chopper): La alternativa más simple y confiable consiste en eliminar el exceso de energía a través de una resistencia externa, conectada mediante un circuito chopper. La energía generada durante el frenado se convertirá en calor y se liberará al ambiente. Este calor puede aprovecharse en calefacción de salas técnicas o el precalentamiento de fluidos.
- Almacenamiento en baterías o supercondensadores: Otra alternativa trata de almacenar la energía regenerada en sistemas de acumulación, como baterías o supercondensadores. La misma, permite reutilizar la energía recuperada en otro momento o disponer de ella como respaldo ante picos de demanda de potencia. Su instalación implica mayores costos económicos y técnicos, por lo que suele emplearse únicamente en aplicaciones donde la recuperación de energía justifica la inversión (Arshad et al., 2023).
- Reutilización en sistemas multidrives: En configuraciones con varios motores cuyos inverters están conectados a un mismo bus de corriente continua alimentado desde un único multidrives, la energía generada por un motor durante el frenado se puede aprovechar directamente por otro que se encuentre bajo carga. Esta estrategia presenta una eficiencia energética muy alta, ya que minimiza pérdidas por conversión de energía por efecto joule en una resistencia externa y evita el uso de elementos adicionales de disipación o acumulación (Siemens AG, 2021). Se trata de una solución ideal para sistemas industriales con múltiples accionamientos sincronizados.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Adicionalmente, se analizaron técnicas de control implementadas en variadores de frecuencia regenerativos, incluyendo control escalar V/f, control vectorial orientado al campo, control directo de par y estrategias de operación en baja velocidad.

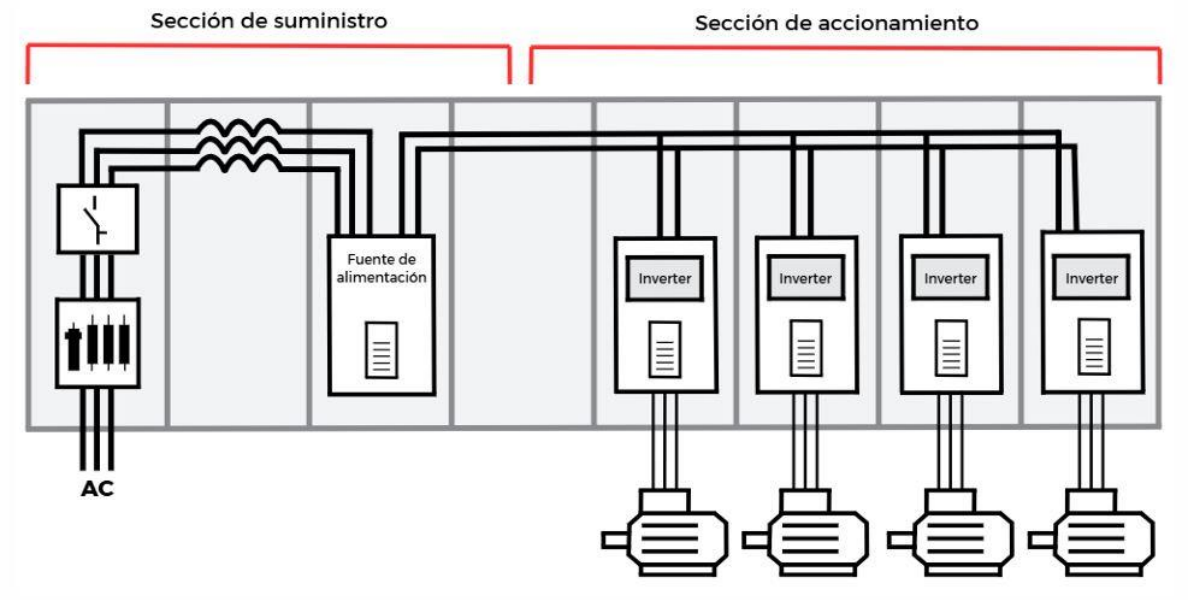


Figura 2. Esquema multidrives con flujo de energía.

Resultados y discusión

Durante el estudio del frenado regenerativo aplicado a accionamientos eléctricos controlados mediante variadores de frecuencia, se analizaron diferentes estrategias de control y su impacto sobre la eficiencia energética, el comportamiento eléctrico y el desempeño dinámico del sistema.

En concordancia con la metodología planteada, se compararon distintas técnicas de control empleadas en variadores de frecuencia regenerativos, incluyendo control escalar V/f, control vectorial orientado al campo (FOC), control directo de par (DTC) y límite de baja velocidad.

Tabla 1. Comparación de técnicas de control.

Técnica	**Principio**	**Ventajas**	**Limitaciones**
Límite de baja velocidad	Uso de freno convencional en bajas velocidades.	Evita ineficiencia en bajas velocidades.	Requiere de un límite dinámico que debe ajustarse según factores como condiciones climáticas y el terreno en caso de vehículos eléctricos.
Control Escalar (V/f)	Mantiene una relación fija entre la tensión y la frecuencia de alimentación del motor.	Conserva el flujo magnético relativamente constante. Fácil de implementar y de bajo costo.	Precisión limitada y baja eficiencia a baja velocidad
Control Vectorial (FOC/DTC)	Desacopla el flujo y par para un mayor control.	Alta eficiencia operativa y respuesta dinámica rápida.	Mayor complejidad de implementación.

Estas técnicas fueron desarrolladas en la literatura (Díaz y Pardo, 2004: 27; Leonhard, 2001: 185).

Diversos estudios indican que los métodos vectoriales permiten desacoplar el control del flujo y del par electromagnético, logrando una regulación más precisa frente a perturbaciones dinámicas (Bose, 2002).

Resultados energéticos obtenidos

Durante el proceso de frenado regenerativo, la energía cinética del sistema motriz se convirtió nuevamente en energía eléctrica y fue transferida al bus de continua del variador.

Ensayos industriales reportados en sistemas multidrive muestran recuperaciones energéticas comprendidas entre el 60% y el 75% de la energía disponible durante la desaceleración, dependiendo del perfil de carga y velocidad inicial del motor (ABB Oy, 2018).

Por otro lado, estudios realizados en sistemas regenerativos e implementados en arquitecturas multidrive, tanto en aplicaciones industriales como de transporte, indican reducciones del consumo energético de hasta un 75% respecto de configuraciones no regenerativas. Este comportamiento es explicado por la recuperación de la energía cinética durante las fases de frenado, evitando su disipación en resistencias dinámicas. Este mecanismo no solo impacta en el balance energético del sistema, sino también en parámetros operativos importantes, observándose factores de potencia cercanos a la unidad y una disminución de las pérdidas térmicas asociadas al frenado. En conjunto, estos efectos derivan en una mejora sustancial de la eficiencia energética global del sistema (Arshad et al., 2023).

Limitaciones observadas

Investigaciones recientes muestran que por debajo del 20–30% de la velocidad nominal la energía recuperable disminuye considerablemente debido a la reducción del flujo electromagnético disponible (Krishnan, 2010). Estas limitaciones pueden mitigarse mediante el uso de control vectorial avanzado, el cual mejora la estabilidad del par y mantiene condiciones regenerativas más eficientes.

Los resultados obtenidos muestran que se cumple el principal objetivo: optimizar el rendimiento eléctrico a través del frenado regenerativo. La recuperación de energía en los accionamientos multidrives demuestra una mejora en la eficiencia del sistema y una reducción de costos operativos. Realizar esta investigación, apoya la posibilidad de usar los sistemas regenerativos como alternativa. Donde podemos destacar la necesidad de un dimensionamiento correcto del variador de frecuencia y un control más optimizado del flujo de energía para maximizar el aprovechamiento.

Conclusiones

En el presente trabajo se analizó la implementación de sistemas de frenado regenerativo mediante variadores de frecuencia en accionamientos eléctricos industriales, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y reducir las pérdidas asociadas a los procesos de frenado. Los resultados obtenidos evidenciaron una mejora significativa en el aprovechamiento de la energía cinética, reflejada en la reducción de pérdidas eléctricas y en el incremento del rendimiento global del sistema en comparación con configuraciones no regenerativas. Los resultados alcanzados permiten concluir que la incorporación de variadores de frecuencia regenerativos constituye una solución técnicamente viable para optimizar el desempeño energético en instalaciones industriales con múltiples motores, favoreciendo una utilización más eficiente de la energía y contribuyendo a la sostenibilidad de los sistemas eléctricos modernos.

Agradecimientos

En esta oportunidad, queremos agradecer a nuestros tutores Mario Blume y Federico Conte por guiarnos e incentivarnos en la realización de este trabajo. El mismo fue realizado en el marco del Grupo de Estudio de Eficiencia Energética (GEEE) de la Facultad Regional San Nicolás, dentro de las actividades de investigación sobre optimización de rendimiento eléctrico.

Referencias bibliográficas

Díaz, José Luis y Pardo, Andrés. (2004). “Estrategias avanzadas de control en accionamientos de corriente alterna”, Revista Ciencia e Ingeniería, 25(1), 23–28.

Reddy, Yerram B., Vardhan, P. Harsha, Kumar, R. Akshay y Krishna, Ch. M. (2023). “A review of regenerative braking methods for induction motors in electric propulsion systems”, International Journal of Electrical and Computer Engineering, 13(1), 63–72.

Arshad, Muhammad F. M., Ali, Fauzan, Nayan, Nor M., et al. (2023). “Performance analysis of an advanced regenerative braking control strategy for electric vehicles.” Energies, 18(6), 2422.

De Oliveira, Rodrigo A. H., Mattos, Luiz S., Ferreira, André C. y Stephan, Renato M. (2014). “Regenerative braking of a linear induction motor used for the traction of a Maglev vehicle”, Eletrónica de Potência, 19(3), 241–251.

Leonhard, Werner. (2001). *Control of Electrical Drives* (3rd ed.). Berlín: Springer-Verlag, 169–204.

Siemens AG. (2021). “SINAMICS G120—Functional safety and regenerative feedback energy solutions”, *Application Guide*, Alemania.

Safrizal, T., Tarigan, A. S. P., & Annisah, S. (2025). Analysis of the effect rotation speed control on three phase induction motor using VFD Powtech. International Journal of Economic, Technology and Social Sciences (Injects), 6(1), 55–68.

ABB Oy. (2018). Energy efficiency in industrial drive systems. ABB Technical Guide No. 4.

Bose, B. K. (2002). Modern power electronics and AC drives. Prentice Hall.

Krishnan, R. (2010). Electric motor drives: Modeling, analysis, and control. Prentice Hall.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Dimensionamiento y evaluación energética de sistemas fotovoltaicos domiciliarios: casos On-Grid e Híbridos en Corrientes.

Sizing and energy evaluation of domestic photovoltaic systems: On-Grid and Hybrid cases in Corrientes.

Fernández, Elias Andrés.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
eliasffernandez16@gmail.com

Ifran, Nicolas.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
nicolasifran90@gmail.com

Mendez, Santiago Luis.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
mendezsantiagoluis69@gmail.com

Steimbrenner, Carla Daniela.
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Argentina.
carladanielasteim@gmail.com

Resumen

Este artículo tiene como finalidad evaluar el beneficio de la implementación de paneles solares en una vivienda familiar ubicada en la ciudad de Corrientes. Se desarrolla cómo calcular el consumo eléctrico, las pérdidas por sombra, determinar la cantidad de paneles solares y elegir el inversor adecuado según el tipo de instalación. Luego, se analizan dos casos correspondientes a sistemas on-grid e híbridos aplicados a la vivienda familiar bajo estudio. Los resultados muestran que, aunque la inversión inicial es considerable, el tiempo de recuperación es menor que la vida útil del sistema, lo que confirma su conveniencia económica y energética.

Palabras clave: Fotovoltaico, Viabilidad, Regulaciones, Domiciliario, Autoconsumo.

Abstract

This article aims to clearly explain the necessary steps for planning a domestic photovoltaic system. It describes how to calculate electrical consumption, determine the number of solar panels needed, and select the appropriate inverter based on the type of installation. Then, three examples are analysed, corresponding to grid-connected, off-grid, and hybrid systems, applied to an average household in the city of Corrientes. The results show that, although the initial investment is considerable, the payback period is shorter than the system's lifespan, confirming its economic and energy efficiency.

Keywords: Photovoltaic, Viability, Regulations, Domestic, Self-consumption.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Introducción

En Argentina, el avance de la energía solar fotovoltaica ha sido impulsado significativamente por la Ley Nacional 27.424, que establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública. Esta normativa permite que los usuarios generen su propia energía para autoconsumo e inyecten los excedentes a la red, transformándose en "usuarios-generadores". A nivel nacional, se observa un crecimiento sostenido en la cantidad de proyectos instalados, respaldado por la actualización de factores de emisión de la matriz eléctrica y la búsqueda de mayor eficiencia energética frente al aumento de costos de los combustibles fósiles.

En el ámbito regional, la provincia de Corrientes cuenta con un elevado potencial de aprovechamiento debido a sus niveles de radiación solar. El marco regulatorio local se define a través de la Ley Provincial 6.503, mediante la cual la provincia adhirió al régimen nacional, otorgando a la DPEC (Dirección Provincial de Energía de Corrientes) la facultad de establecer los procedimientos técnicos para la conexión de sistemas domiciliarios. En este contexto, resulta fundamental analizar cómo las variables de dimensionamiento y las condiciones de red influyen en la integración efectiva de estas tecnologías en el entorno urbano correntino.

Este trabajo busca dilucidar dichos efectos en el contexto argentino, considerando el dimensionamiento de una instalación para una vivienda de cinco personas en Corrientes Capital, bajo la regulación de la DPEC. Se plantean escenarios para evaluar la opción más conveniente en términos económicos y determinar si el beneficio ambiental del uso de paneles solares supera las consecuencias de su producción e implementación.

Materiales y métodos

1. Recolección de datos de consumo eléctrico

Se obtuvo el consumo mensual 2021-2025 de un medidor residencial nivel 1 en Corrientes Capital, calculando promedios y máximos para definir el escenario más conveniente. Mediante lecturas durante cinco días consecutivos, se estimó la distribución porcentual de la demanda para identificar con precisión la carga correspondiente al horario diurno.

Esta diferenciación permite que el consumo diurno sea cubierto por generación solar, mientras el nocturno depende de la red o almacenamiento. El dimensionamiento de los paneles busca así maximizar la cobertura diurna y evaluar excedentes para inyección o baterías, garantizando la eficiencia económica y operativa del sistema.

2. Organización y análisis de los datos

Se elabora una tabla de consumos mensuales anuales para calcular valores promedio, máximos e intermedios, vinculando los picos de demanda con factores climáticos y hábitos de uso para obtener la demanda diaria. Simultáneamente, se implementa una medición detallada mediante lecturas del medidor durante cinco días consecutivos en horarios estratégicos (08:00 a.m. y 20:00 p.m.) para registrar con precisión los ciclos de consumo acumulado.

El objetivo fundamental es obtener una estimación representativa de la distribución energética, discriminando el consumo diurno del nocturno. Esta información resulta crítica para el diseño óptimo del sistema fotovoltaico, asegurando que la capacidad instalada se ajuste a los patrones reales del hogar y maximice tanto el ahorro como la autosuficiencia diurna.

Estos datos se concentran en la Tabla 1, la que refleja una estacionalidad crítica, con picos que duplican la demanda base durante el verano, alcanzando máximos superiores a los 1000 kWh. Por otro lado, la distribución horaria muestra que el 46.19% del consumo ocurre en horario diurno. Esta correlación es clave, ya que permite aprovechar la generación fotovoltaica para cubrir casi la mitad de la demanda total de forma directa, optimizando el ahorro en los meses de mayor carga eléctrica.El análisis de los datos presentados en la Tabla 2 (Consumo franja horaria) permite identificar un patrón de consumo energético cíclico dividido en periodos de 12 horas. A través del seguimiento de las lecturas registradas a las 8:00 y a las 20:00, se observa una fluctuación constante en la demanda operativa.

Estos registros se consolidan en la Tabla 3 (Porcentajes de Consumo), la cual revela que el periodo nocturno representa la mayor carga con un 53.81% del consumo total (89.00 unidades), frente al 46.19% correspondiente al periodo diurno

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

(76.40 unidades). Esta distribución evidencia una mayor intensidad de uso durante las horas de descanso o actividad nocturna en la muestra evaluada.

Tabla 1. Consumo de Energía Eléctrica 2021-2025 en el domicilio.

Consumo de Energía Eléctrica [kWh] - 145200 000001								
Mes \ Año	2021	2022	2023	2024	2025	Promedio	Máximo	Intermedio
Enero	750	760	1187	934	867	900	1,187	1,043
Febrero	750	760	1187	933	866	899	1,187	1,043
Marzo	610	621	919	895	758	761	919	840
Abril	590	621	920	894	757	756	920	838
Mayo	550	610	561	564	580	573	610	592
Junio	600	609	561	564	580	583	609	596
Julio	590	502	558	541	592	557	592	574
Agosto	588	503	558	541	593	557	593	575
Setiembre	600	596	776	813	603	678	813	745
Octubre	650	596	776	813	603	688	813	750
Noviembre	1050	1054	1039	749	730	924	1,054	989
Diciembre	1050	1055	1040	748	740	927	1,055	991
Anual	8378	8287	10082	8989	8269	8801	10,352	9,577

Tabla 2. Consumo franja horaria

Hora	Lectura	Consumo	Periodo
8:00	36391.30	14.20	diurno
20:00	36405.50	16.20	nocturno
8:00	36421.70	16.20	diurno
20:00	36437.90	17.40	nocturno
8:00	36455.30	18.10	diurno
20:00	36473.40	18.20	nocturno
8:00	36491.60	13.00	diurno
20:00	36504.60	19.70	nocturno
8:00	36524.3	14.9	diurno
20:00	36539.2	17.5	nocturno
8:00	36556.7		

Tabla 3. Porcentajes de Consumo

MUESTRA		
Diurno	76.40	**46.19%**
Nocturno	89.00	53.81%
Total	165.40	

3. Obtención del recurso solar disponible

Se consulta la insolación media diaria para la ubicación específica en fuentes oficiales, como la Guía del Recurso Solar del Ministerio de Hacienda - Secretaría de Energía. Se debe considerar los parámetros de orientación (acimut) e inclinación (β) del sistema fotovoltaico para la adecuada utilización de tablas de transposición para obtener el factor de corrección por inclinación y orientación. En este caso se han considerado los valores que se pueden apreciar en la Tabla 4 correspondientes a trasposición para orientación 0° e inclinación 30°.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Tabla. 4. Transposición para orientación 0° e inclinación 30°.

CORRIENTES

TABLA 1 - R = R_T/H Latitud = 27°39' Localidad : Corrientes INTA Provincia : Corrientes
Acimut = ±0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	0,99	1,00	1,01	1,03	1,06	1,07	1,06	1,04	1,02	1,00	0,99	0,99	1,02
10	0,98	1,00	1,03	1,07	1,12	1,14	1,13	1,09	1,04	1,01	0,99	0,98	1,05
15	0,97	0,99	1,04	1,10	1,18	1,20	1,19	1,12	1,06	1,01	0,97	0,96	1,07
20	0,95	0,98	1,04	1,12	1,22	1,26	1,24	1,16	1,07	1,00	0,96	0,94	1,08
25	0,92	0,97	1,04	1,14	1,27	1,30	1,29	1,18	1,07	0,99	0,94	0,91	1,09
30	0,89	0,95	1,04	1,15	1,30	1,35	1,33	1,20	1,07	0,97	0,91	0,88	1,09
35	0,86	0,92	1,02	1,16	1,33	1,38	1,36	1,21	1,07	0,95	0,88	0,84	1,08
40	0,82	0,89	1,01	1,15	1,34	1,40	1,38	1,22	1,05	0,93	0,85	0,81	1,07
45	0,78	0,86	0,98	1,15	1,35	1,42	1,39	1,22	1,03	0,90	0,81	0,76	1,05
50	0,74	0,82	0,95	1,13	1,35	1,43	1,40	1,21	1,01	0,86	0,77	0,72	1,03
55	0,69	0,78	0,92	1,11	1,35	1,43	1,40	1,19	0,98	0,82	0,72	0,67	1,01
60	0,65	0,74	0,88	1,08	1,33	1,42	1,38	1,17	0,95	0,78	0,68	0,62	0,97
65	0,59	0,69	0,84	1,05	1,31	1,40	1,36	1,14	0,91	0,73	0,63	0,57	0,93
70	0,54	0,64	0,79	1,01	1,28	1,38	1,34	1,10	0,86	0,68	0,58	0,52	0,89
75	0,49	0,58	0,74	0,97	1,24	1,34	1,30	1,06	0,82	0,63	0,52	0,47	0,85
80	0,44	0,53	0,68	0,92	1,20	1,30	1,26	1,01	0,76	0,57	0,47	0,42	0,80
85	0,39	0,47	0,63	0,86	1,14	1,25	1,21	0,96	0,71	0,52	0,42	0,37	0,74
90	0,34	0,42	0,57	0,80	1,08	1,19	1,15	0,90	0,65	0,46	0,37	0,32	0,69

4. Cálculo de la insolación corregida

Para determinar el recurso solar disponible sobre el plano de los paneles, se utiliza la información de la insolación media diaria sobre superficie horizontal (Eh) obtenida de fuentes oficiales. Esta se afecta por un factor de corrección (k), obtenido mediante tablas de transposición que consideran la latitud de Corrientes (27° 39'), el acimut del sistema y su inclinación (30°). El resultado es la insolación media diaria efectiva (E), que representa las horas de sol pico (HSP) reales disponibles para la generación eléctrica.

Tabla 5. Estimación de insolación media diaria

Mes	Cantidad de días al mes	Energía solar diaria sobre 1m² de superficie horizontal	Factor de corrección por incl.	Insolación media diaria (3)
		Eh	K	E
	d	kWh/m²d	-	[kWh/m2d]
Enero	31	6.5	0.89	5.785
Febrero	28	6	0.95	5.7
Marzo	31	5	1.04	5.2
Abril	30	4	1.15	4.6
Mayo	31	3	1.3	3.9
Junio	30	2.5	1.35	3.375
Julio	31	2.5	1.33	3.325
Agosto	31	3.5	1.2	4.2
Septiembre	30	4	1.07	4.28
Octubre	31	5.5	0.97	5.335
Noviembre	30	5.5	0.91	5.005
Diciembre	31	6.5	0.88	5.72
Año	**365**		**1.09**	

Con la insolación corregida se puede:

- Estimar la energía mensual y anual generada por los paneles.
- Determinar la cantidad de módulos necesarios para cubrir una demanda eléctrica dada.
- Analizar cuál es el mes más desfavorable (generalmente invierno) y dimensionar el sistema para garantizar suministro en esa condición crítica.
- Evaluar si conviene modificar la inclinación para optimizar la producción anual o priorizar el invierno.

En resumen, esta tabla 5 permite pasar del recurso solar teórico a una estimación real de generación eléctrica, lo cual es indispensable para decidir potencia instalada, número de paneles y viabilidad técnica del sistema.

5. Determinación y Proyección de Obstáculos

El paso siguiente es identificar los puntos críticos en las estructuras modeladas en Sketchup. Estos son los puntos superiores y esquinas de los obstáculos que tienen la mayor probabilidad de proyectar sombra sobre la superficie del panel.

Para cada punto de obstáculo identificado, se requiere realizar un cálculo trigonométrico para determinar sus coordenadas angulares relativas al punto central del panel:

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

- Ángulo Acimutal del Obstáculo (γ): Define la posición horizontal del obstáculo respecto al panel.
- Ángulo de Elevación del Obstáculo (α): Define la altura angular del obstáculo respecto al panel, siendo la sombra proyectada solo relevante cuando la altura solar es menor a este ángulo.

El proceso comienza con la obtención de las coordenadas de latitud y longitud mediante Google Earth, datos que se cargan en SketchUp para definir la ubicación geográfica y el centro del eje de coordenadas del modelo. Sobre esta base se modelan tridimensionalmente las estructuras circundantes, tanto las detectadas automáticamente por el software como aquellas dibujadas manualmente a partir del mapa.

Posteriormente, se posiciona el panel solar orientado hacia el noroeste (45° de desfase respecto al norte) y elevado sobre una base de un metro para mitigar bloqueos estructurales inmediatos. Una vez instalado el captador, se identifican 15 puntos críticos en los obstáculos del entorno, como se puede apreciar en la Figura 1, para calcular sus coordenadas angulares y proyectar su silueta sobre un ábaco de asoleamiento o carta solar específica para la latitud del sitio.

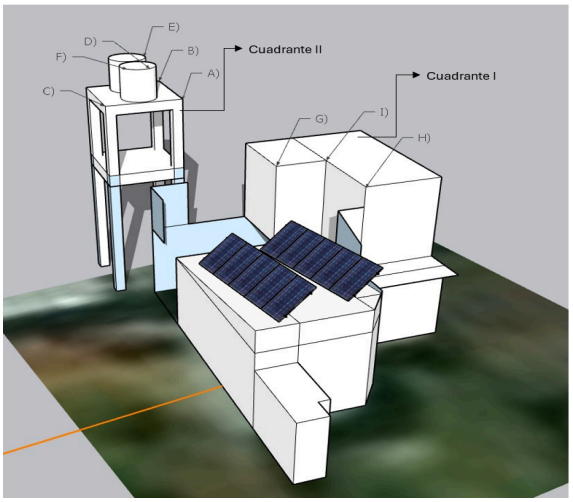


Figura 1: Puntos de los cuadrantes I y II

- Definición de posibles obstáculos

Para determinar la eficiencia real de la instalación, se realizó un estudio detallado de las pérdidas energéticas por sombreado. El proceso comenzó con el relevamiento de los obstáculos físicos del entorno (árboles, edificios o estructuras linderas), cuyos puntos críticos fueron registrados en la Tabla 6. A partir de las coordenadas espaciales de estos objetos, se calcularon sus ángulos de acimut y elevación para proyectar sus siluetas sobre la trayectoria solar correspondiente a la latitud de Corrientes.

Tabla 6: puntos posibles obstáculos y sus coordenadas.

PUNTOS	COORDENADAS			CUADRANTE	ACIMUT	ELEVACIÓN
	x	y	z			
A	7.98	0.82	5.03	I	50.867°	32.089°
B	10.98	0.82	5.03	I	49.271°	24.553°
C	7.98	3.82	5.03	I	70.58°	29.62°
D	8.15	2.01	6.04	I	58.854°	37.323°
E	10.29	1.6	6.04	I	53.838°	31.574°
F	8.32	2.83	6.04	I	63.785°	36.064°
G	4.36	-1.52	2.99	IIII	205.78°	32.925°
H	1.26	-3.52	2.03	IIII	154.695°	38.651°
I	4.36	-3.52	2.99	IIII	186.085°	28.084°

6. Cuantificación de Pérdidas

La última fase convierte el impacto visual de la sombra en un porcentaje de pérdida energética.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

- Cuantificación de Pérdidas: Se utiliza una tabla de ponderación de pérdidas asociada al ábaco de asoleamiento, donde cada sector del ábaco tiene un valor de porcentaje de pérdida energética para la inclinación y orientación de diseño. Al superponer la silueta de la sombra sobre el ábaco, se realiza una sumatoria ponderada de las pérdidas en las zonas bloqueadas para obtener el porcentaje de pérdida total por sombra.
- Análisis de Viabilidad: El porcentaje de pérdida total obtenido es el dato más crítico. Se compara este valor con los márgenes operativos aceptables del proyecto. Un valor bajo respalda la viabilidad técnica y económica de la instalación, ya que la producción energética esperada no se ve comprometida significativamente.

Primeramente, considerando el ábaco de asoleamiento para Corrientes de la Figura 2, se representó gráficamente el perfil de las sombras sobre el ábaco, se puede observar qué sectores del gráfico (divididos en áreas denominadas A, B, C y D) quedaban cubiertos por los obstáculos. Esta representación visual permite identificar en qué momentos del día y épocas del año la radiación solar es bloqueada por los elementos del entorno.

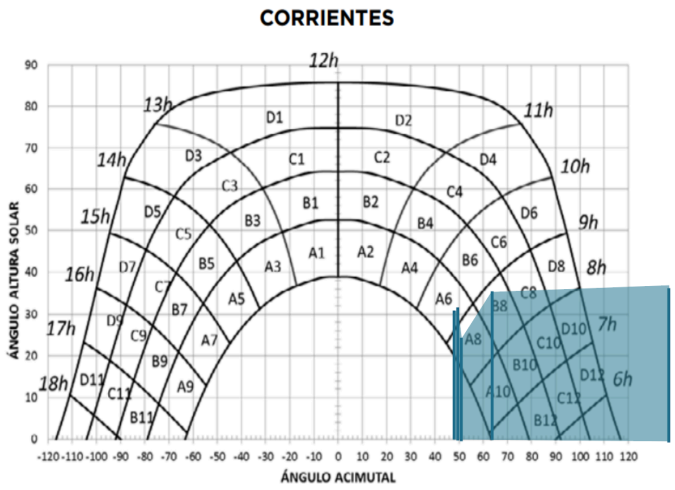


Figura 2: Abaco Asoleamiento.

Tabla 7:porcentaje de sombras según los ábacos de asoleamiento.

$\beta = 30°$ $\gamma = 0°$	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,01%	0,09%
11	0,02%	0,14%	0,26%	0,67%
9	1,00%	0,64%	0,78%	1,67%
7	2,01%	1,19%	1,36%	2,75%
5	2,99%	1,72%	1,91%	3,77%
3	3,79%	2,14%	2,34%	4,56%
1	4,24%	2,38%	2,59%	4,98%
2	4,23%	2,39%	2,58%	4,97%
4	3,61%	2,16%	2,34%	4,52%
6	3,02%	1,74%	1,91%	3,73%
8	2,04%	1,21%	1,35%	2,71%
10	1,04%	0,66%	0,77%	1,62%
12	0,06%	0,17%	0,25%	0,62%
14	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%

.

El cálculo de los porcentajes que aparecen en la tabla se realizó aplicando coeficientes de ponderación según el grado de cobertura de cada sector del ábaco a los valores de la . Estos coeficientes, que varían entre 1.00 y 0.25, multiplican el valor de pérdida potencial dependiendo de cuánto espacio ocupa la sombra dentro de cada celda de la carta solar. La sumatoria de todos estos valores ponderados dio como resultado la pérdida total de 9.805%, cifra que se utiliza para verificar si el proyecto cumple con los límites de aceptación técnica establecidos.

Tabla 8: porcentaje de sombras real de acuerdo a la ponderación.

$\beta = 30°$ $\gamma = 0°$	A	B	C	D
13	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
11	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
5	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
4	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6	0.75%	0.00%	0.00%	0.00%
8	1,53%	0.9075%	0.6750%	0.6775%
10	1.04%	0.66%	0.77%	1.62%
12	0.06%	0.17%	0.25%	0.62%
14	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

PÉRDIDA TOTAL POR SOMBRA	9.805%

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Finalmente, la sumatoria de los valores individuales registrados en la permite cuantificar el impacto global del entorno sobre el sistema. El resultado obtenido arroja una pérdida total por sombras del 9,805%, un coeficiente crítico obtenido de sumar cada porcentaje de la Tabla 8. Dichas pérdidas se encuentran dentro del rango aceptable, lo que indica que el espacio seleccionado es apto para la instalación de los paneles.

7. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Una vez que ya se tiene calculado el consumo eléctrico del hogar, el siguiente paso es definir qué tipo de sistema fotovoltaico se va a utilizar. Analizaremos dos posibles casos de instalación según la forma en que se gestiona la energía producida por los paneles.

- ON GRID: sistema conectado a la red, también conocido como sistema “on grid”. Este esquema genera energía únicamente para el consumo en el momento. Si la generación solar es mayor al consumo del hogar, el excedente se inyecta en la red eléctrica. Se adopta como para una cobertura del 100% donde se usan 10 paneles de 450W cada uno, para así, considerando un 20% de pérdidas, la potencia real aprovechada será de 3.6 kW de toda la instalación.
- HÍBRIDO: Está conectado a la red pública, pero también incluye baterías de respaldo junto con los paneles solares. De esta forma, durante el día se aprovecha la energía solar, y en caso de baja generación o cortes de luz, las baterías pueden mantener funcionando parte de la instalación. Se adopta como para una cobertura del 67% del consumo total, donde se encuentra incluido todo el consumo diurno y parte del nocturno con baterías, se usan 14 paneles de 450W cada uno, para así, considerando un 20% de pérdidas, la potencia real aprovechada será de 4.68 kW de toda la instalación.

Las pérdidas del 20% consideradas en los cálculos de potencia real aprovechada responden al coeficiente de rendimiento (Performance Ratio) del sistema. Este porcentaje contempla las mermas inevitables derivadas de la eficiencia del inversor, las caídas de tensión en el cableado, el ensuciamiento de los paneles y, fundamentalmente, las pérdidas por temperatura, dado que el rendimiento de las celdas disminuye cuando operan por encima de los 25°C estándar.

8. Componentes del Sistema.

La selección de componentes inicia con el dimensionamiento de los paneles solares basándose en la demanda energética, orientación y horas de sol pico de la zona. La potencia necesaria determina la cantidad de módulos y la elección del inversor, el cual transforma la corriente continua en alterna. En sistemas híbridos, este equipo gestiona inteligentemente las entradas de los paneles y la red eléctrica, mientras que los soportes estructurales se adaptan a la cubierta para optimizar la captación solar. También se incluyen los estructurales, que son los que mantienen los paneles firmes en el lugar de montaje. Su diseño depende del tipo de superficie: si es un techo inclinado, los soportes deben adaptarse a la pendiente y al tipo de cubierta; si es un techo plano o una estructura en el suelo, se utilizan bases con inclinación fija o ajustable para optimizar la captación solar.

El sistema de protección, diseñado bajo los lineamientos de la Ley Nacional 27,424 y normativas IRAM/IEC, garantiza la seguridad operativa y de las personas. En la sección de corriente continua se instalan fusibles, llaves de corte y protectores contra sobretensiones atmosféricas. La etapa de corriente alterna cuenta con llaves térmicas, disyuntores diferenciales y un interruptor general para mantenimiento, culminando en un medidor bidireccional que registra el intercambio energético con la red pública.

9. Aspectos Económicos de un Proyecto Fotovoltaico.

La viabilidad económica del sistema se determina mediante el análisis del periodo de amortización, considerando la inversión inicial, los costos operativos y el ahorro generado. El gasto inicial comprende la adquisición de equipos (paneles, inversor, estructuras), elementos de protección y la mano de obra especializada para la instalación y adecuación eléctrica. Por su parte, el mantenimiento preventivo, que incluye limpieza de módulos y revisión de conexiones e inversores, se estima en un costo anual equivalente al 1% de la inversión inicial.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

La rentabilidad se basa en el valor de la energía generada, que representa un ahorro directo por el autoconsumo y un posible crédito económico mediante la inyección de excedentes a la red eléctrica. El tiempo de recuperación de la inversión se calcula dividiendo el costo total del sistema por el producto de la generación energética anual y la tarifa eléctrica vigente del proveedor local.

- **Análisis de la facturación:**

La factura de la DPEC combina cargos por disponibilidad, consumos variables y una estructura tributaria compleja. El costo variable se rige por un sistema de tarifas escalonadas donde el precio del kWh aumenta al superar bloques mensuales (50 kWh, 100 kWh, 150 kWh y excedentes de 300 kWh). La generación fotovoltaica es clave para "recortar" estos bloques superiores, que presentan el mayor costo unitario provincial.

Además del consumo, la boleta incluye un Cargo Fijo operativo, tasas como el Alumbrado Público e IVA al 21%. Bajo el régimen de Generación Distribuida, el sistema permite generar créditos monetarios por la energía excedente inyectada a la red, compensando cargos variables e impuestos. Finalmente, los subsidios estatales se aplican sobre el remanente de energía comprada tras descontar el autoconsumo, optimizando el balance neto del usuario.

Resultados y discusión

I. PRIMER ESCENARIO: INSTALACIÓN ON GRID

Para este caso se observa en la Tabla 9 que se proyecta una generación anual total de 6133 kWh considerando una instalación de 4.4kW, logrando una cobertura del 117% sobre la demanda. Se observa una alta eficiencia en los meses de verano (enero/diciembre) con producciones diarias de hasta 21.5 kWh, lo que garantiza un excedente constante para inyectar a la red y generar crédito monetario.

Tabla 9. Generación mensual con 4.5 kW de potencia instalada.

Estimación de la Demanda, del Recurso Solar Disponible y de la Generación										
Período	**Consumo mensual (1)**	**Consumo diario (2)**	**Consumo diurno**	**Consumo diurno**	**Insolación media diaria (3)**	**HSE (4)**	**Potencia Instalada FV (5)**	**Generación diaria**	**Generación mensual (6)**	**Diferencia Cons - Gen**
mes	[kWh/mes]	[kWh/d]	[kWh/mes]	[kWh/d]	[kWh/m2d]	[h/d]	[kW]	[kW]	[kWh/mes]	[kWh/mes]
Enero	1187	39.57	548.29	18.28	5.98	5.98	3.60	21.5	646	98
Febrero	1187	39.57	548.29	18.28	5.82	5.82	3.60	21.0	629	80
Marzo	919	30.63	424.50	14.15	5.20	5.20	3.60	18.7	562	137
Abril	920	30.67	424.96	14.17	4.56	4.56	3.60	16.4	492	68
Mayo	610	20.33	328.23	10.94	3.81	3.81	3.60	13.7	411	83
Junio	609	20.30	327.70	10.92	3.25	3.25	3.60	11.7	351	23
Julio	592	19.73	318.55	10.62	3.23	3.23	3.60	11.6	348	30
Agosto	593	19.77	319.09	10.64	4.13	4.13	3.60	14.9	446	127
Setiembre	813	27.10	437.47	14.58	4.28	4.28	3.60	15.4	462	25
Octubre	813	27.10	437.47	14.58	5.45	5.45	3.60	19.6	588	151
Noviembre	1054	35.13	567.15	18.90	5.17	5.17	3.60	18.6	558	9
Diciembre	1055	35.17	567.68	18.92	5.92	5.92	3.60	21.3	639	71
	10352	**28.76**	**5249.36**	**14.58**		**4.73**			**6133**	**-883**
								Cobertura:	117%	

La Tabla 10 refleja el balance energético proyectado para la instalación. Con una potencia neta instalada de 4.5 kW, el sistema alcanza una capacidad útil de 3.60 kW tras considerar las pérdidas operativas. El resultado más relevante es la generación anual de 5496 kWh, la cual debe cubrir un consumo anual de 10352 kWh. Esto demuestra que el sistema está diseñado para aportar más de la mitad de la energía requerida por el usuario de manera anual.

Tabla 10. Generación mensual con 3.6 kW de potencia instalada útil.

Consumo energía anual [kWh/año]	**10352**
Consumo medio diario anual [kWh/d]	**28.76**
Potencia Instalada FV (con pérdidas) [kW]	**3.60**
Potencia neta Instalada [kW]	**4.5**
Generación FV anual [kWh/año]	**5496**

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Por otro lado, la Tabla 11 refleja la viabilidad técnica y el costo de la inversión. El resultado de 114.95 % de cobertura indica que, en términos de potencia instalada respecto a la demanda de diseño, el sistema tiene una capacidad excedente que asegura el cumplimiento de los objetivos de ahorro. En cuanto a lo económico, los resultados muestran una inversión total de $2771000, donde el costo de los paneles solares representa el componente principal del presupuesto frente al inversor on-grid.

Tabla 10. Generación mensual con 3.6 kW de potencia instalada útil.

Selección de los Módulos FV	
Panel solar 450W (10)	$ 176,100
Paneles FV:	$ 1,761,000
Inversor on grid*	$ 1,010,000
Costo Total	$ 2,771,000
COBERTURA	**114.95%**

La Tabla 12 compara el costo de la energía de red frente al escenario con generación propia, evidenciando una reducción significativa en la factura mensual. Si bien los cargos fijos permanecen constantes, el ahorro proviene de la disminución del costo variable al cubrir parte de la demanda con autoconsumo.

Este beneficio es mayor en los meses de alto consumo, ya que el sistema evita que la energía sea facturada en los bloques escalonados más costosos de la DPEC. Con un ahorro anual acumulado de $734143.98, el período de recuperación de la inversión resulta muy atractivo, especialmente ante la perspectiva de futuros aumentos en las tarifas energéticas.

Tabla 12. Factura DPEC luego de la generación.

Estimación económica de la Demanda, de la Generación y del ahorro												
Período	Consumo mensual (1)	Cargo Fijo (2)	Primeros 50 kWh (3)	Siguientes 100 kWh (4)	Siguientes 150 kWh (5)	Excedente 300 kWh (6)	Cargo Específico (7)	IVA 21 % (8)	Alumbrado publico	Total Factura	Subsidio	Total Factura (10)
mes	[kWh/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]
Enero	623	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	27358.29	0.00	17507.61	4800.00	105,677.21	26,419.30	79,257.91
Febrero	632	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	28058.57	0.00	17654.67	4800.00	106,524.54	26,631.13	79,893.40
Marzo	412	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	9511.72	0.00	13759.83	4800.00	84,082.85	21,020.71	63,062.14
Abril	472	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	14539.39	0.00	14815.65	4800.00	90,166.34	22,541.58	67,624.75
Mayo	230	9820.00	7698.55	15397.10	12332.87	0	0.00	9502.19	4800.00	59,550.71	14,887.68	44,663.03
Junio	280	9820.00	7698.55	15397.10	20053.06	0	0.00	11123.43	4800.00	68,892.14	17,223.04	51,669.11
Julio	268	9820.00	7698.55	15397.10	18185.48	0	0.00	10731.24	4800.00	66,632.36	16,658.09	49,974.27
Agosto	184	9820.00	7698.55	15397.10	5215.84	0	0.00	8007.61	4800.00	50,939.10	12,734.78	38,204.33
Setiembre	396	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	8126.19	0.00	13468.87	4800.00	82,406.36	20,601.59	61,804.77
Octubre	293	9820.00	7698.55	15397.10	22066.27	0	0.00	11546.20	4800.00	71,328.12	17,832.03	53,496.09
Noviembre	566	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	22535.85	0.00	16494.90	4800.00	99,842.05	24,960.51	74,881.54
Diciembre	498	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	16729.90	0.00	15275.65	4800.00	92,816.85	23,204.21	69,612.64
Anual	**4856**											**734,143.98**

Con una inversión inicial total de $4,887,618, evidenciada en la Tabla 13 del cómputo de materiales, el proyecto demuestra una alta rentabilidad con un tiempo de amortización de 5 años y 10 meses. La tabla 14 denota las variables consideradas donde el retorno se ve impulsado por un ahorro anual de factura de $955,475.6 y un reintegro adicional por inyección a red de $53,186.9, sobre una vida útil estimada de 20 años.

Tabla 13. Cómputo y presupuesto para instalación de 4,5 kW.

CÓMPUTO Y PRESUPUESTO: INSTALACIÓN ON GRID INYECTANDO A LA RED						
Componentes y elementos necesarios		Cant.		Precio Unidad		Total por componente
Panel Solar Trina Monocristalino - Vertex 450W	u	10	$	176,100.00	$	1,761,000.00
Inversor Growatt Min 3600WTL-X – 48Vcc	u	1	$	1,010,000.00	$	1,010,000.00
Fijacion frente regulable para Techo	u	6	$	17,900.00	$	107,400.00
Fijacion Posterior regulable para Techo 15-30 grados	u	6	$	43,100.00	$	258,600.00
Tornillo de conexion a tierra	u	2	$	7,200.00	$	14,400.00
Riel para contaje de paneles 4800mm	u	6	$	112,900.00	$	677,400.00
mordaza de medio para panel solar	u	16	$	3,700.00	$	59,200.00
Mordaza Final Panel Solar	u	8	$	4,100.00	$	32,800.00
Empalme Para Riel	u	4	$	5,000.00	$	20,000.00
Llave termica y protector de sobre tencion CC	u	2	$	65,250.00	$	130,500.00
Porta fusibles Corriente Continua 1000V - 25A - 2p	u	2	$	15,000.00	$	30,000.00
Termomagnetica Bipolar 63A - Shneider	u	1	$	76,330.00	$	76,330.00
Diferencial ABB 63A - Tipo B	u	1	$	108,188.00	$	108,188.00
Proteccion Sobre tension ABB	u	1	$	385,000.00	$	385,000.00
Cableado de continua 1m-2.5mm2	u	60	$	3,000.00	$	180,000.00
Seccionador de Linea Bipolar ABB - 63A	u	1	$	36,800.00	$	36,800.00
				Total + IVA	$	4,887,618.00

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Tabla 14. Viabilidad económica.

VIABILIDAD ECONÓMICA: INSTALACIÓN ON GRID CON INYECCIÓN		
Inversión Inicial	$	4,887,618.00
Costo Mantenimiento	$	48,876.18
Vida útil	años	20.00
Generación Anual Real	kWh/anual	4,781.70
Costo de Energía	[$/kWh]	186.30
Ahorro de factura	$	955,475.6
Reintegro por Inyección a red	$	53,186.9
Tiempo de Amortización	años	5.8
		5 años y 10 meses

II. SEGUNDO ESCENARIO: INSTALACIÓN HÍBRIDA

En este escenario, la potencia neta instalada se incrementa a 5.85 kW, resultando en una potencia útil de 4.68 kW tras considerar las pérdidas del sistema. Esta configuración genera un total anual de 7922 kWh, lo que permite no solo cubrir la demanda diurna, sino también destinar un flujo de energía constante para la carga de baterías. Se observa en la Tabla 15 que incluso en los meses de menor insolación (junio/julio), el sistema mantiene una generación diaria superior a los 15 kWh.

Tabla 15. Generación mensual con 5.85 kW de potencia instalada.

Estimación de la Demanda, del Recurso Solar Disponible y de la Generación													
Período	**Consumo mensual (1)**	**Consumo diario (2)**	**Consumo diurno**	**Consumo diurno**	**Insolación media diaria (3)**	**HSE (4)**	**Potencia Instalada FV (5)**	**Generación diaria**	**Generación mensual (6)**	**Diferencia Cons Diurno - Gen**	**Consumo nocturno**	**Consumo nocturno**	**Generación para carga de baterias**
mes	[kWh/mes]	[kWh/d]	[kWh/mes]	[kWh/d]	[kWh/m2d]	[h/d]	[kW]	[kW]	[kWh/mes]	[kWh/mes]	[kWh/mes]	[kWh/d]	[kWh/mes]
Enero	1187	39.57	613.16	20.44	5.98	5.98	4.68	28.0	840	226	573.84	19.13	7.5
Febrero	1187	39.57	613.16	20.44	5.82	5.82	4.68	27.2	817	204	573.84	19.13	6.8
Marzo	919	30.63	474.72	15.82	5.20	5.20	4.68	24.3	730	255	444.28	14.81	8.5
Abril	920	30.67	475.24	15.84	4.56	4.56	4.68	21.3	640	165	444.76	14.83	5.5
Mayo	610	20.33	294.90	9.83	3.81	3.81	4.68	17.8	535	240	294.90	9.83	8.0
Junio	609	20.30	294.41	9.81	3.25	3.25	4.68	15.2	456	162	294.41	9.81	5.4
Julio	592	19.73	286.19	9.54	3.23	3.23	4.68	15.1	453	167	286.19	9.54	5.6
Agosto	593	19.77	286.68	9.56	4.13	4.13	4.68	19.3	580	293	286.68	9.56	9.8
Setiembre	813	27.10	393.03	13.10	4.28	4.28	4.68	20.0	601	208	393.03	13.10	6.9
Octubre	813	27.10	393.03	13.10	5.45	5.45	4.68	25.5	764	371	393.03	13.10	12.4
Noviembre	1054	35.13	509.54	16.98	5.17	5.17	4.68	24.2	726	216	509.54	16.98	7.2
Diciembre	1055	35.17	510.02	17.00	5.92	5.92	4.68	27.7	830	320	510.02	17.00	10.7
	10352	**28.76**	**5144.10**	**14.29**		**4.73**			**7973**	**-2829**		**13.90**	**7.86**

En la Tabla 16 se observa que el sistema alcanza una potencia neta de 5.85 kW, resultando en 4.68 kW de potencia útil tras considerar las pérdidas operativas. Esta configuración genera anualmente 7922 kWh, cubriendo una parte sustancial de la demanda del usuario. Por su parte, la Tabla 17 refleja una inversión total de $7520298, costo elevado principalmente por la incorporación de una batería de 5500 Wh y un inversor híbrido. Pese al incremento en la capacidad de generación, el sistema arroja una cobertura del 67.04%, priorizando la autonomía y el almacenamiento energético por sobre la sobreproducción directa.

Tabla 16. Generación mensual con 4.68 kW de potencia útil.

Consumo energía anual [kWh/año]	**10352**
Consumo medio diario anual [kWh/d]	**28.76**
Potencia Instalada FV (con perdidas) [kW]	**4.68**
Potencia neta Instalada [kW]	**5.85**
Generación FV anual [kWh/año]	**7922**

Tabla 17. Generación mensual con 4.68 kW de potencia útil

Selección de los Módulos FV	
Panel solar 450W (14)	$ 179,100
Paneles FV:	$ 2,507,400
Inversor on grid - hibrido	$ 1,714,161
Bateria - 5500 Wh	$ 3,298,737

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Tabla 18. Factura DPEC luego de la generación.

Estimación económica de la Demanda, de la Generación y del ahorro												
Período	Consumo mensual (1)	Cargo Fijo (2)	Primeros 50 kWh (3)	Siguientes 100 kWh (4)	Siguientes 150 kWh (5)	Excedente 300 kWh (6)	Cargo Específico (7)	IVA 21 % (8)	Alumbrado publico	Total Factura	Subsidio	Total Factura (10)
mes	[kWh/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]	[$/mes]
Enero	474	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	14691.71	0.00	14847.63	4800.00	90,350.64	22,587.66	67,762.98
Febrero	474	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	14691.71	0.00	14847.63	4800.00	90,350.64	22,587.66	67,762.98
Marzo	330	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	2495.32	0.00	12286.39	4800.00	75,593.01	18,898.25	56,694.76
Abril	330	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	2540.83	0.00	12295.95	4800.00	75,648.08	18,912.02	56,736.06
Mayo	163	9820.00	7698.55	15397.10	2037.74	0	0.00	7340.21	4800.00	47,093.60	11,773.40	35,320.20
Junio	163	9820.00	7698.55	15397.10	1954.89	0	0.00	7322.81	4800.00	46,993.36	11,748.34	35,245.02
Julio	154	9820.00	7698.55	15397.10	546.44	0	0.00	7027.04	4800.00	45,289.13	11,322.28	33,966.85
Agosto	154	9820.00	7698.55	15397.10	629.29	0	0.00	7044.44	4800.00	45,389.38	11,347.34	34,042.03
Setiembre	272	9820.00	7698.55	15397.10	18856.33	0	0.00	10872.12	4800.00	67,444.09	16,861.02	50,583.07
Octubre	272	9820.00	7698.55	15397.10	18856.33	0	0.00	10872.12	4800.00	67,444.09	16,861.02	50,583.07
Noviembre	402	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	8639.02	0.00	13576.57	4800.00	83,026.89	20,756.72	62,270.17
Diciembre	403	9820.00	7698.55	15397.10	23095.65	8684.53	0.00	13586.12	4800.00	83,081.96	20,770.49	62,311.47
Anual	3590											613,278.65

Nos permite cuantificar el costo mensual y anual de la electricidad y facilitar el análisis económico del consumo energético.

Tabla 19. Cómputo y presupuesto para instalación de 5.85 kW.

CÓMPUTO Y PRESUPUESTO: INSTALACIÓN HÍBRIDA CON INYECCIÓN A LA RED Y BANCO DE BATERÍAS						
Componentes y elementos necesarios		Cant.	Precio Unidad		Total por componente	
Panel Solar Trina Solar Monocristalino 450W	u	13	$	176,100.00	$	2,289,300.00
INVERSOR GROWATT DE SISTEMA ALL IN ONE 6KVA - 48V	u	1	$	1,714,161.00	$	1,714,161.00
Fijacion frente regulable para Techo	u	6	$	17,900.00	$	107,400.00
Fijacion Posterior regulable para Techo 15-30 grados	u	6	$	43,100.00	$	258,600.00
Tornillo de conexion a tierra	u	4	$	7,200.00	$	28,800.00
Riel para contaje de paneles 4800mm	u	6	$	112,900.00	$	677,400.00
mordaza de medio para panel solar	u	22	$	3,700.00	$	81,400.00
Mordaza Final Panel Solar	u	8	$	4,100.00	$	32,800.00
Empalme Para Riel	u	4	$	5,000.00	$	20,000.00
GROWATT - FUTURE H SERIES - 5,5 kWh	u	1	$	3,298,737.00	$	3,298,737.00
Llave termica Bipolar 2x40 Ic60n 6Ka	u	1	$	65,250.00	$	65,250.00
Porta fusibles Corriente Continua 1000V - 25A - 2p	u	2	$	15,000.00	$	30,000.00
Termomagnetica Bipolar 63A - Shneider	u	1	$	76,330.00	$	76,330.00
Diferencial ABB 63A - Tipo B	u	1	$	108,188.00	$	108,188.00
Proteccion Sobre tension ABB	u	1	$	385,000.00	$	385,000.00
Cableado de continua 1m-2.5mm2	u	60	$	3,000.00	$	180,000.00
Seccionador de Linea Bipolar ABB - 63A	u	2	$	36,800.00	$	73,600.00
				Total + IVA	$	9,426,966.00

La inversión inicial detallada en el cómputo de materiales correspondiente a la Tabla 19 demuestra que para este sistema es significativamente mayor, ascendiendo a $9603066, debido a la incorporación de la tecnología de almacenamiento. En la Tabla 20 correspondiente al análisis de viabilidad económica se evidenció que el ahorro anual en la factura se eleva a $1076340.9 y el reintegro por inyección sube a $69451.7, el tiempo de amortización se extiende a 9 años y 8 meses. Cabe destacar que la vida útil estimada en este caso se reduce a 15 años por el ciclo de reemplazo de las baterías.

Tabla 20. Viabilidad económica.

VIABILIDAD ECONÓMICA: INSTALACIÓN HÍBRIDA		
Inversión Inicial	$	9,603,066.00
Costo Mantenimiento	$	96,030.66
Vida útil	años	15.00
Generación Anual Real	kWh/anual	6,940.46
Costo de Energía	[$/kWh]	186.30
Ahorro de factura	$	1,076,340.9
Reintegro por inyeccion a red	$	69,451.7
Tiempo de Amortización	años	9.6
		9 años y 8 meses

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Conclusiones

Al analizar el contexto del mercado argentino de energías renovables y las normativas de la dirección de energía provincial DPEC, se observan desafíos operativos en la implementación de la categoría "usuario generador". Actualmente, el marco reglamentario presenta áreas que requieren una mayor definición técnica y administrativa, lo que podría dificultar la plena integración de criterios de sustentabilidad en el esquema energético vigente. La optimización de estos procesos y una mayor claridad en las pautas de compensación energética serían determinantes para fomentar una adopción más efectiva de estas tecnologías por parte de los usuarios particulares

Lo primordial fue definir cuál de las instalaciones resultó la más conveniente. Un panorama ideal sería la instalación de paneles en las viviendas cuya potencia real instalada (luego de consideradas las pérdidas) que cubra el 100% de la demanda de consumo diurna, permite la inyección a la red para favorecer las energías limpias y el usuario pueda ganar un poco de independencia económica. Otro factor que lo hace favorable es la disponibilidad de los componentes necesarios para llevar a cabo la puesta en marcha para el sistema, esto teniendo en consideración que para la opción con excedente aún mayor y banco de paneles se evidenció la dificultad para encontrar paneles solares en el mercado argentino que garanticen un excedente aún más elevado que justifique el gasto que conlleva un banco de baterías.

La opción más desfavorable fue la de dicha instalación, primeramente por lo económico ya que el precio se dispara y el beneficio obtenido no es el suficiente como para justificarlo en el uso de una vivienda domiciliaria urbana de una familia de cinco personas. Además, conlleva un análisis más profundo del impacto ambiental que tiene la fabricación de las baterías junto con su desecho de alto riesgo de contaminación una vez que cumplen su ciclo de vida útil.

Agradecimientos

Los autores desean expresar su más sincero agradecimiento, en primer lugar, al Ing. Hugo Zurlo y a la Ing. Jessica Canteros por su valiosa orientación, constante apoyo y asesoramiento técnico durante la realización de este trabajo. Su guía fue fundamental para el desarrollo del proyecto final en el marco de la cátedra Energías Renovables. Asimismo, extendemos nuestro reconocimiento a la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Resistencia (UTN FRRE) por brindar el espacio y los recursos académicos necesarios para nuestra formación y la ejecución de esta investigación.

Referencias

Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Guía del recurso solar* (1.ª ed. rev.). Ministerio de Hacienda, Presidencia de la Nación.

Asociación Electrotécnica Argentina (AEA). (2017). Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles: Sistemas fotovoltaicos (90364-7-712). AEA.

Garrido, A., & Belmonte, S. (2021). Análisis del impacto de la Generación Distribuida en la matriz eléctrica argentina: Desafíos y oportunidades. Revista Iberoamericana de Energías Renovables, 12(2), 45-60.

Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM). (2019). Sistemas fotovoltaicos: Requisitos de seguridad y protección (Norma IRAM 210015-1). IRAM.

Ley 27.424 de 2017. Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública. 30 de noviembre de 2017 (Argentina).

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). (2024). *Photovoltaics Report*. Fraunhofer ISE.

Fundación Energías Renovables para el Desarrollo. (2021). *Energías Renovables para el Desarrollo - Capítulo 4: Energía solar fotovoltaica*.

Secretaría de Energía de la Nación. (2020). *Seminario de intervenciones urbanas con energía solar fotovoltaica: Guía técnica y regulatoria*. Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación.

Dirección de Energía de Corrientes. (2024). *Régimen de tarifas y condiciones generales del servicio eléctrico para usuarios residenciales*. Gobierno de la Provincia de Corrientes.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

Influencia de los usuarios de baja tensión en la calidad de la energía eléctrica.

Influence of low voltage users on electrical power quality.

Ciro Toscano Ruffinatto

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Beca de investigación y desarrollo DIN 10169, Santa Fe, Argentina.

cirotoscano1@hotmail.com

Resumen:

Este trabajo analiza la influencia de los usuarios de baja tensión sobre la calidad del suministro eléctrico en la ciudad de Santa Fe. Se estudiaron instalaciones residenciales, educativas e industriales livianas, con foco en parámetros como tensión, corriente y distorsión armónica. Las mediciones se realizaron durante una semana en cada sitio, registrando datos cada cinco minutos mediante un analizador de redes. Los resultados muestran que cargas electrónicas, aun con baja demanda, generan altos niveles de distorsión en la corriente, mientras que algunas variaciones de tensión superan los límites normativos. Se identificaron diferencias según el tipo de carga y la zona de consumo. El estudio evidencia cómo la incorporación masiva de cargas no lineales sin medidas de mitigación puede impactar negativamente en la calidad de energía eléctrica, y resalta la importancia de implementar estrategias de mitigación, así como monitoreos periódicos y medidas correctivas, para garantizar un servicio eléctrico más eficiente.

Palabras claves: Calidad de energía eléctrica, cargas no lineales, distorsión armónica.

Abstract:

This study analyzes the influence of low-voltage users on the quality of electricity supply in the city of Santa Fe. Residential, educational, and light industrial installations were studied, focusing on parameters such as voltage, current, and harmonic distortion. Measurements were taken over one week at each site, recording data every five minutes using a power analyzer. The results show that electronic loads, even with low demand, generate high levels of current distortion, while some voltage variations exceed regulatory limits. Differences were identified according to the type of load and the consumption zone. The study demonstrates how the massive addition of nonlinear loads without mitigation measures can negatively impact power quality and highlights the importance of implementing mitigation strategies, as well as periodic monitoring and corrective measures, to guarantee a more efficient electricity service.

Keywords: Power quality, nonlinear loads, harmonic distortion.

Introducción

En la actualidad, los dispositivos electrónicos y la tecnología LED han transformado la vida cotidiana, ofreciendo mayor eficiencia, menor consumo energético y nuevas posibilidades de aplicación en el ámbito residencial, comercial e industrial. Sin embargo, junto a estos beneficios también surgen nuevos desafíos para la calidad del suministro eléctrico. El estudio de cargas no lineales, es decir, que no presentan un comportamiento lineal en el tiempo, ha tomado un interés especial en los estudios de flujo de cargas armónicas ya que se requieren de conocimientos especializados para establecer los armónicos inyectados por las cargas no lineales al sistema (Yupanqui Rodríguez, 2021)

La calidad de energía resulta de la combinación de varios factores en el sistema eléctrico. En general, la electricidad se produce, transmite y distribuye con un alto nivel de calidad a través de los sistemas de corriente alterna. Sin embargo, la proliferación de aparatos electrónicos modernos, que introducen importantes componentes armónicos en las formas de onda

de corriente y tensión, junto con el uso de electrodomésticos de baja eficiencia, ha dado lugar a sistemas energéticos de baja calidad en las instalaciones residenciales (Ramirez et al., 2019).

En este informe se examina cómo los usuarios de baja tensión, a través del uso masivo de estas tecnologías, logran afectar la calidad del suministro eléctrico.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

El estudio de estos fenómenos resulta fundamental, ya que la presencia de armónicos puede generar sobrecargas térmicas, pérdidas adicionales e interferencias electromagnéticas en las redes de distribución, reduciendo su eficiencia y confiabilidad. Asimismo, en los transformadores, estos efectos pueden provocar aumentos de temperatura y esfuerzos adicionales que aceleran el envejecimiento de los equipos. Desde la perspectiva del usuario, los armónicos pueden interferir en el funcionamiento de dispositivos electrónicos sensibles, comprometer las protecciones y degradar la calidad de la energía suministrada a otros consumidores.

Materiales y métodos

El presente informe tiene como objetivo estudiar cómo los usuarios de baja tensión influyen sobre la calidad de la energía eléctrica en distintos entornos reales del departamento La Capital de Santa Fe. Para ello, se realizaron mediciones en viviendas, industrias livianas e instituciones educativas. Durante una semana completa por sitio, se midieron y analizaron los siguientes parámetros:

- Tensión: Diferencia de potencial entre dos puntos, medida en voltios (V).
- Corriente: Flujo de carga eléctrica en un circuito, medido en amperios (A).
- Armónicos: Frecuencias múltiplos de la fundamental (50 Hz) que distorsionan la onda senoidal (2° hasta 50°).
- Distorsión armónica total (THD): Porcentaje que mide la distorsión de la onda de tensión o corriente respecto a su forma ideal.

El análisis se desarrolló tomando como referencia técnica las siguientes normativas:

- Resolución ENRE N.º 14/93 para márgenes de tensión en baja tensión (±8%).
- Resolución ENRE N.º 184/2000 para límites de distorsión armónica de tensión (5%).
- IEC 61000-4-7 para la metodología de medición de armónicos.
- IEC 61000-3-2 para los límites de emisión de corriente armónica en cargas conectadas a redes de baja tensión (20%).

Mediante este trabajo se busca caracterizar el impacto que los usuarios ejercen sobre la red, identificar los puntos críticos de distorsión y proponer líneas de acción para la mejora de la calidad del suministro eléctrico.

Los niveles de sobretensiones se implementan para reforzar y visualizar en el siguiente informe, pero no se encuentran dentro del eje temático principal de este.

Metodología para la medición y análisis de datos.

Para llevar a cabo las mediciones se usó un analizador de redes portátil HT Italia 9093. Este instrumento permitió el registro y almacenamiento de los datos medidos en tiempo real de ciertas magnitudes para luego ser transferidos a un software especial de la marca.

Las mediciones se realizaron en intervalos de una semana por cada medición en distintos puntos del departamento de Santa Fe, sean espacios residenciales, industriales o instituciones educativas.

Su instalación consta de 1 o 3 pinzas amperométricas y 2 o 4 pinzas cocodrilo, variando según el suministro de cada punto (monofásico o trifásico con neutro).

Este instrumento se configuro para registrar medidas cada 5 minutos durante un periodo de 7 días, registrando valores mínimos, medio y máximos de la tensión, corriente y los THD (Total Harmonic Distorsión) de tensión y corriente.



Figura 1. Analizador de redes HT Italia 9093 utilizado.

Una vez finalizado el periodo de medición, el instrumento fue desconectado y los datos almacenados se transfirieron a una computadora con el software especializado para esa marca. Posteriormente se trasladan a un Excel para un correcto y completo análisis.

Posteriormente, con base en los espectros armónicos obtenidos durante las mediciones, se desarrolló un modelo del sistema eléctrico y de un filtro pasivo sintonizado mediante el entorno ATPDraw. El modelado permitió analizar la interacción entre la carga no lineal y el filtro, así como estimar la reducción de los armónicos dominantes de corriente. Esta etapa constituyó una herramienta previa de validación del diseño antes de su implementación y verificación experimental en laboratorio

Alcance.

Las mediciones se realizaron en un amplio sector que abarca la ciudad de Santa Fe y alrededores (Santo Tome y Sauce Viejo), con el fin de obtener un amplio registro de los valores medidos.

Las mediciones se realizaron en distintos tipos de usuarios de baja tensión tales como, usuarios residenciales, industrias pequeñas e instituciones educativas.

En la siguiente tabla (Tabla 1) se indica el tipo de usuario, el lugar y la fecha de medición.

Tabla 1. Lugares y fechas de medición.

Numero de medición	Tipo de usuario	Localidad de medición	Dirección	Fecha de inicio	Fecha de fin
1	Institución educativa	Santa Fe	Lavaisse 610 (UTN FRSF)	21/11/2024	27/11/2024
2	Institución educativa	Santa Fe	Lavaisse 610 (UTN FRSF)	28/11/2024	04/12/2024
3	Institución educativa	Santa Fe	Lavaisse 610 (UTN FRSF)	16/12/2024	23/12/2024
4	Residencial	Santa Fe	Cardenal Fasolino 28	14/02/2025	20/02/2025
5	Residencial	Santo Tome	Pasaje Guerrero 1130	21/03/2025	28/03/2025
6	Residencial	Santo Tome	Barrio cerrado "El Paso"	14/09/2024	22/09/2024
7	Industrial	Sauce Viejo	Parque industrial Sauce Viejo	10/04/2025	16/04/2025
8	Industrial	Sauce Viejo	Parque industrial Sauce Viejo	16/04/2025	23/04/2025
9	Residencial	Santa Fe	Pasaje Gianello 695	01/05/2025	08/05/2025

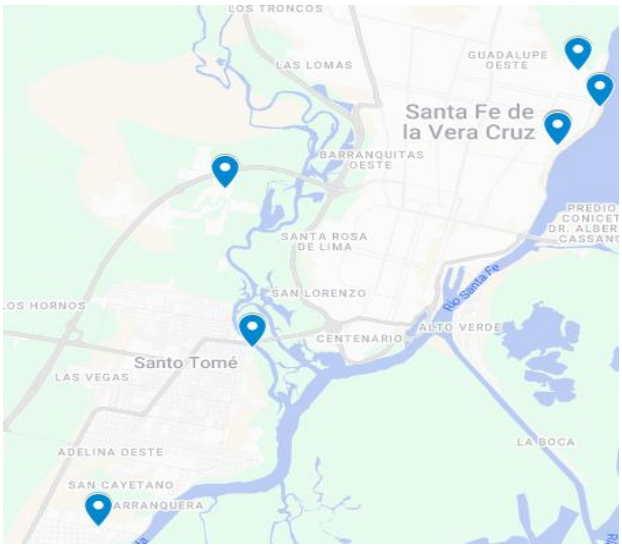


Figura 2. Mapa de los lugares de medición.

Resultados.

Graficas de los resultados.

El dispositivo de medición suministra los datos que posteriormente se transfieren a Excel para su procesamiento y luego generar graficas en función del tiempo de las distintas variables en las que nos enfocamos.

Se muestra un ejemplo de las gráficas de tensión, corriente, THD de tensión y de THD de corriente (figura 3).



Figura 3. Ejemplo de graficas obtenidas tras la recopilación de datos.

Luego con estas gráficas y los datos se realizan tablas con la cantidad de sobretensiones y de distorsiones armónicas de tensión y corriente.

Síntesis de los resultados.

Posteriormente se realizó una simplificación de los resultados obtenidos durante el periodo de estudio y de los limites normativos establecidos ya especificados previamente que podrán observarse a continuación (Tabla 2, 3 y 4).

Tabla 2. Límites establecidos por la normativa.

Tensión máxima	237,8 (V)
Porcentaje de THD de tensión máximo	5 (%)
Porcentaje de THD de corriente máximo	20 (%)

Tabla 3. Resumen de los resultados obtenidos y su comparacion con los maximos establecidos.

Numero de medición	Tipo de usuario	Fase	THD tensión prom.	THD corriente prom.	Sobrepasa limite THD tensión	Sobrepasa limite THD corriente	Numero de sobretensiones	Porcentaje de sobretensiones
1	Institución educativa	R	1,9	74,64	NO	SI	0	0.00%
		S	2,03	2,85	NO	NO	0	0.00%
		T	1,95	69,86	NO	SI	0	0.00%
2	Institución educativa	R	2,45	33,06	NO	SI	0	0.00%
		S	2,63	47,41	NO	SI	0	0.00%
		T	2,5	36,29	NO	SI	0	0.00%
3	Institución educativa	R	2,16	28,15	NO	SI	0	0.00%
		S	2,05	29,61	NO	SI	0	0.00%
		T	2,02	30,9	NO	SI	0	0.00%

4	Residencial	R	2,43	45,64	NO	SI	13	0.70%
		S	2,05	35,62	NO	SI	907	49.11%
		T	2,44	46,58	NO	SI	15	0.81%
5	Residencial	UNICA	2,43	55,62	NO	SI	535	4.48%
6	Residencial	R	3,55	43,17	NO	SI	681	5.71%
		S	3,28	40,74	NO	SI	1381	11.57%
		T	3,3	95,48	NO	SI	616	30.63%
7	Industrial	R	2,2	10,13	NO	NO	0	0.00%
		S	2,03	11,95	NO	NO	-	-
		T	2,07	10,78	NO	NO	0	0.00%
8	Industrial	R	1,99	10,22	NO	NO	0	0.00%
		S	2,15	15,58	NO	NO	0	0.00%
		T	1,97	40,94	NO	SI	0	0.00%
9	Residencial	R	2,76	75,45	NO	SI	5413	53.72%
		S	2,63	68,8	NO	SI	4612	41.84%
		T	2,77	67,37	NO	SI	3373	33.47%

Tabla 4. Tipos de usuarios frente a la generación de armónicos.

	Porcentaje	**Observaciones**
Usuarios con THD tensión > 5%	0,00%	-
Fases de usuarios residenciales con THD corriente > 20%	100,00%	-
Fases de usuarios de inst. ed. con THD corriente > 20%	88,89%	Medición 1 fase S no supera
Fases de usuarios industriales con THD corriente > 20%	16,67%	Medición 8, fase T supera
Cantidad de fase con THD corriente > 20% del total	76,00%	Mayormente las mediciones industriales no superan

Discusión y síntesis.

Los resultados obtenidos a lo largo de las mediciones realizadas en distintos usuarios de baja tensión permiten evidenciar el impacto que tienen las características propias de cada instalación sobre la calidad del suministro eléctrico. En particular, se observa que la presencia de cargas electrónicas no lineales, aún en condiciones de baja demanda, genera niveles de distorsión armónica de corriente elevados, superando en varios casos los valores de referencia sugeridos por normativas.

Este fenómeno se hace especialmente evidente en instalaciones residenciales con cargadores, iluminación LED o electrodomésticos en espera, donde el THD de corriente resultó ser alto incluso en momentos de bajo consumo. Esto sugiere que no es el nivel de potencia demandada el principal factor, sino la naturaleza de la carga conectada. En entornos industriales, se identificó un comportamiento más variable, donde ciertos equipos como variadores o rectificadores introducen perturbaciones puntuales, pero de mayor intensidad.

En cuanto a la tensión, si bien en la mayoría de los casos se mantuvo dentro del rango admitido por la normativa ENRE 14/93 (±8 %), se detectaron sobretensiones sostenidas en algunas fases, en usuarios residenciales puntualmente.

Los niveles de THD de tensión se mantuvieron generalmente dentro del 5 % permitido, salvo en ocasiones especiales en la que se midió en los usuarios industriales, esto debido a la naturaleza del proceso de fabricación que estén haciendo.

Por otro lado, se comprobó que la ubicación geográfica, la densidad de carga y el horario de consumo influyen en el comportamiento eléctrico observado. Este punto sugiere la conveniencia de realizar estudios zonales y no generalizar las condiciones de calidad para toda una ciudad o red.

En resumen, los resultados confirman que el uso cada vez más extendido de tecnología moderna, sin una adecuada planificación ni compensación, puede generar un deterioro progresivo en la calidad del suministro. Esto resalta la necesidad de implementar estrategias de mitigación, como la instalación de filtros pasivos o activos, protecciones por sobretensión y campañas de concientización sobre el impacto de las cargas en la red.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

Posibles medidas de reducción de armónicos.

La mitigación de armónicos requiere acciones tanto de los usuarios como de la empresa distribuidora. A nivel residencial, es fundamental la elección de equipos certificados, el uso de lámparas y cargadores de buena calidad y, en casos específicos, la incorporación de filtros pasivos o activos en las instalaciones de alta de grandes usuarios.

Por su parte, la empresa proveedora debe implementar sistemas de monitoreo, aplicar filtros en subestaciones, utilizar transformadores adecuados y establecer normativas que limiten la distorsión admitida. De esta manera, se logra reducir el impacto de las cargas no lineales y preservar la calidad del suministro eléctrico.

Modelización de filtros pasivos de armónicos.

Con el fin de analizar el comportamiento y la efectividad de distintas estrategias de mitigación de armónicos, se realizó la modelización de filtros pasivos sintonizados a los armónicos de tercer, quinto y séptimo orden mediante el software ATPDraw.

Cada filtro se diseñó como una rama LC en paralelo, conectada al sistema de baja tensión en el punto de acoplamiento común, representando así su función de desvío de corrientes armónicas hacia el filtro en lugar de circular por la red. Los valores de inductancia y capacitancia se calcularon a partir de la frecuencia fundamental (50 Hz) y la frecuencia del armónico correspondiente, garantizando la sintonía específica de cada filtro.

El modelo implementado (Figura 4) permitió observar la reducción de la distorsión armónica de corriente (THDi) y la mejora del factor de potencia, evaluando la respuesta del sistema antes y después de la inclusión de los filtros. Además, se analizaron las posibles interacciones entre ramas sintonizadas para determinar el comportamiento conjunto de filtros múltiples conectados en paralelo.

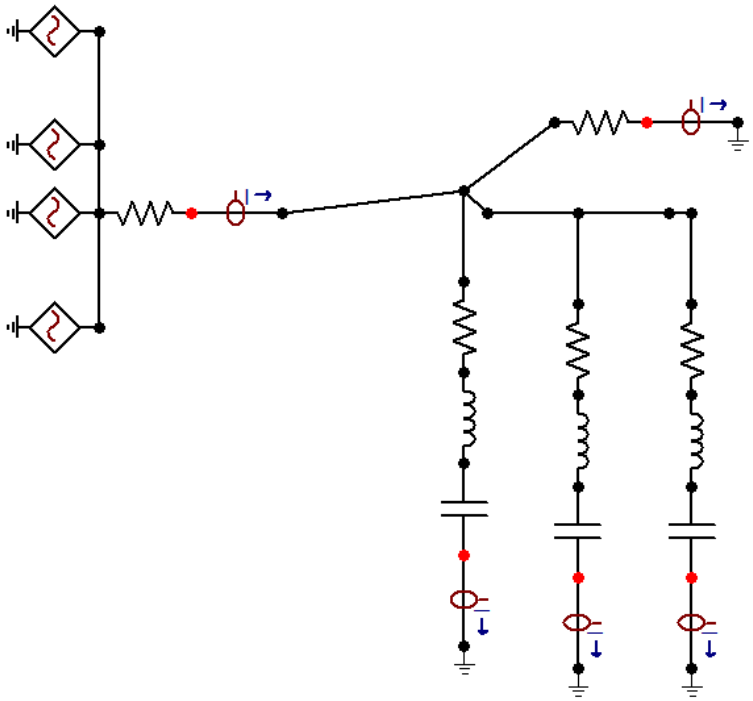


Figura 4. Modelización de armónicos y filtros en ATPDRAW.

A partir de una las mediciones realizadas en, medición residencial 2, se obtuvieron los valores porcentuales de corriente correspondientes a los principales armónicos presentes en la red. Con el objetivo de representar estas condiciones reales en el entorno de simulación, se utilizaron cuatro fuentes de corriente independientes, cada una asociada a un armónico diferente (fundamental, 3º, 5º y 7º orden), se eligió estos armónicos debido que representan el mayor peso en las mediciones realizadas.

Cada fuente fue configurada con la amplitud de corriente medida en campo, reproduciendo así el comportamiento armónico real observado en las instalaciones monitoreadas. De esta manera, el conjunto de fuentes permitió representar el ruido armónico total presente en la red, facilitando el análisis de su interacción con otros componentes del sistema.

Mediante este modelado se logró representar la forma de onda presente en la medición y los armónicos actuantes aproximadamente (Figura 5).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

Tras las mediciones se obtuvieron los valores medios de THDi además del valor porcentual que representa cada armónico en la onda. Con estos datos y la siguiente ecuación se logró calcular el valor de corriente fundamental.

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{n>1} I_n^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (1)$$

I = Corrientes de cada uno de los armónicos y fundamental (A)

THDi = Valor porcentual que representa que porcentaje de la onda está conformado por armónicos (%)

Tabla 5. Porcentaje de cada armónico en la onda sin filtrar.

Frecuencia de armónico	Porcentaje respecto a la fundamental	Corrientes (A)
Fundamental (50 Hz)	-	3,8
3º armónico (150 Hz)	51,91%	1,6
5º armónico (250 Hz)	34,84%	1,07
7º armónico (350 Hz)	18,81%	0,6

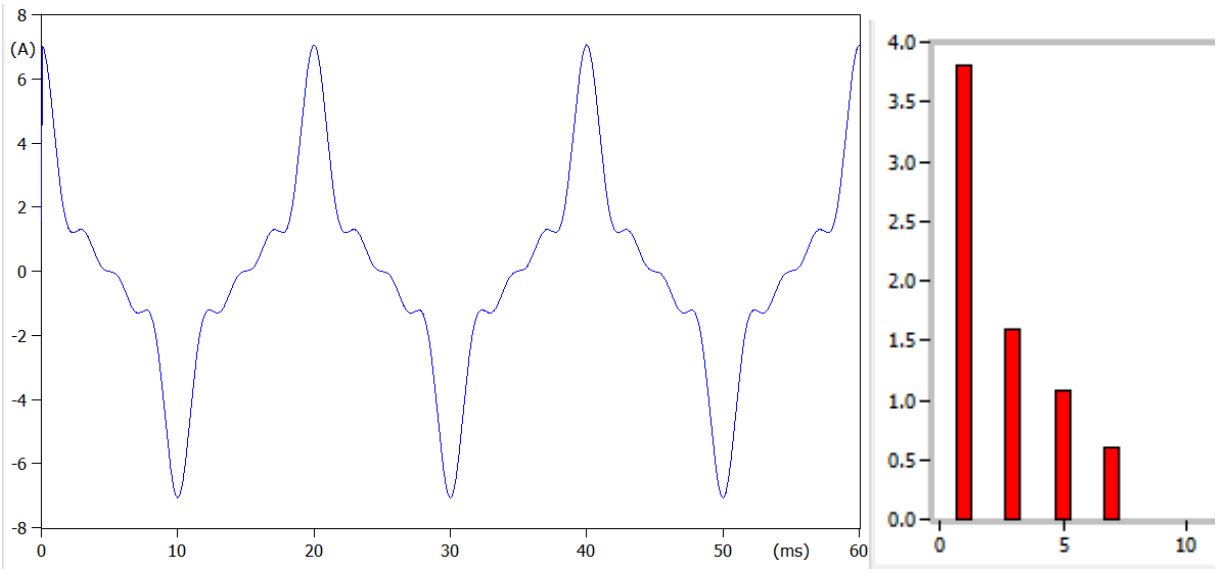


Figura 5. Grafica de la onda sin filtrar e histograma de cada armónico.

Utilizando la ecuación (1):

$$THDi = \frac{\sqrt{1{,}6^2 + 1{,}07^2 + 0{,}6^2}}{3{,}8} \cdot 100 = 52{,}66\% \gg 20\%$$

Se realizaron los cálculos correspondientes para determinar los valores de inductancia (L) y capacitancia (C) de cada filtro pasivo, con el objetivo de que se encontraran en resonancia a la frecuencia del armónico específico que se deseaba atenuar. Para ello, se utilizó la relación fundamental de resonancia, ajustando los parámetros de L y C de modo que la impedancia del circuito fuera mínima en las frecuencias de 150 Hz, 250 Hz y 350 Hz, correspondientes al 3.º, 5.º y 7.º armónico, respectivamente. De esta forma, cada rama del filtro presenta baja impedancia en su frecuencia de sintonía, permitiendo el desvío de las corrientes armónicas hacia el filtro y reduciendo su circulación por el resto del sistema.

Los valores de resistencia se ajustaron para minimizar la corriente por cada rama, pero permitiendo reducir lo suficiente el THDi.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

Tabla 6. Valores de cada elemento pasivo de los filtros utilizados.

Filtro	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Capacitancia (µC)
3° armónico	2,5	30	37,5
5° armónico	2,5	20	20,26
7° armónico	2,5	10	20,7

Una vez colocado los filtros se logró obtener la forma de onda resultante filtrada y la corriente representativa de cada armónico (Figura 6).

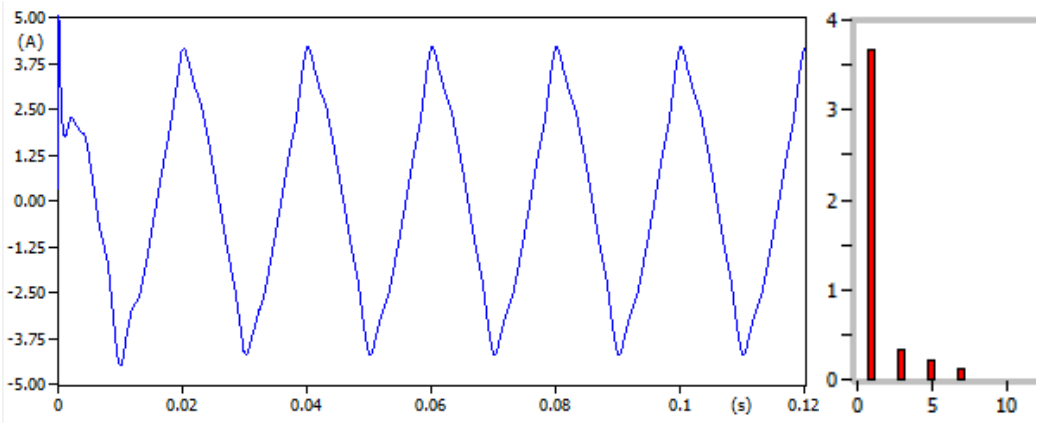


Figura 6. Grafica de la onda filtrada e histograma de cada armónico.

Tabla 7. Porcentaje de cada armónico en la onda filtrada.

Frecuencia de armónico	Porcentaje respecto a la fundamental	Corrientes (A)
Fundamental (50 Hz)	-	3,65
3° armónico (150 Hz)	8,49%	0,31
5° armónico (250 Hz)	5,75%	0,21
7° armónico (350 Hz)	3,28%	0,12

Obteniendo nuevamente el THDi una vez aplicado los filtros de armónicos mediante la ecuación (1):

$$THDi' = \frac{\sqrt{0{,}31^2 + 0{,}21^2 + 0{,}12^2}}{3{,}65} \cdot 100 = 10{,}77\% < 20\%$$

Mediante este modelado se representó la forma de onda presente en la medición real se obtuvo una mejora considerable en el THD de corriente, exceptuando el periodo transitorio inicial por la colocación del filtro.

Verificación experimental del comportamiento del filtro pasivo

Luego del modelado del filtro pasivo en ATPDraw, se llevo a cabo implementación práctica en el laboratorio con el objetivo de comprobar experimentalmente el efecto de atenuación armónica obtenido en la simulación.

El ensayo se efectuó conectando el filtro en paralelo con la carga distorsionante. Se efectuaron mediciones de corriente y tensión antes y después de la conexión del filtro, observándose una disminución significativa de los niveles de distorsión armónica total (THD) en la corriente.

Para la verificación experimental del filtro pasivo se montó un circuito de prueba (Figura 7) compuesto por tres lámparas LED de 50 W que actuaron como carga no lineal, conectadas a través de un autotransformador que permitió ajustar el nivel de tensión de alimentación. Se utilizaron multimedidores y pinzas amperométricas para registrar las formas de onda y los valores de los principales armónicos de corriente, tanto aguas arriba como aguas abajo del filtro. Esta configuración permitió comparar de manera directa el efecto del filtro, observándose una reducción notable en el contenido armónico de corriente, confirmando así los resultados obtenidos en la simulación.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

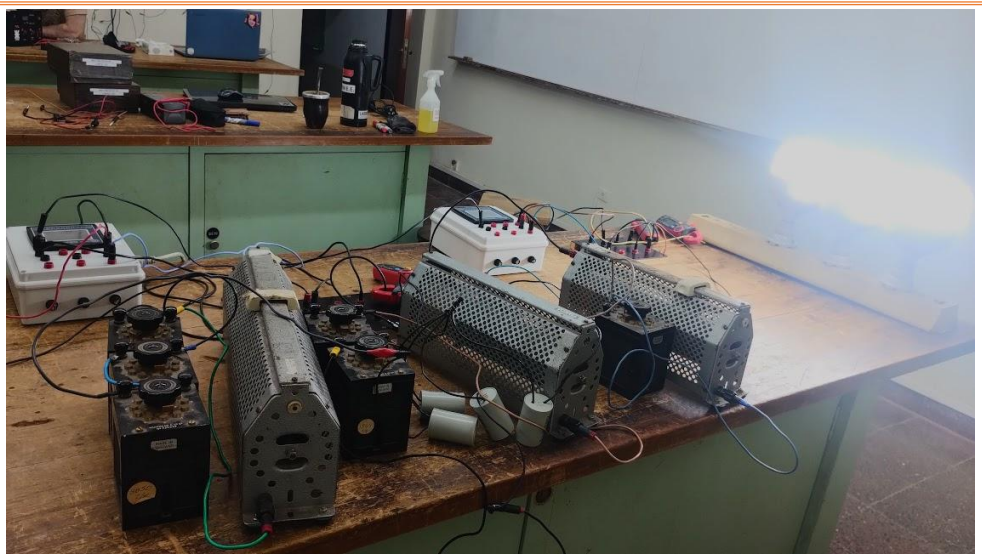


Figura 7. Circuito utilizado con los filtros de tercer, quinto y séptimo armónico.

Para el filtro fue necesario variar los parámetros de los elementos debido a la disponibilidad de elementos. Además de la colocación de resistencias mayores para la limitación de corriente debido a la baja corriente admisible por las inductancias.

Tabla 8. Valores de cada elemento pasivo de los filtros utilizados.

Filtro	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Capacitancia (µC)
3º armónico	233	26	42,6
5º armónico	165	15	26
7º armónico	77	8	26

De este circuito se logró visualizar los valores aguas abajo y aguas arriba de la colocación del filtro para dimensionar el beneficio que este posee.

Aguas abajo del filtro se visualizó la forma de onda (Figura 8), THDi (Figura 9) y porcentaje de armónicos sin filtrar (Figura 10) gracias a la utilización de un multimedidor.



Figura 8. Forma de onda deformada por las cargas sin filtrar.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: gestión y calidad de energía.
Modalidad estudiantil.

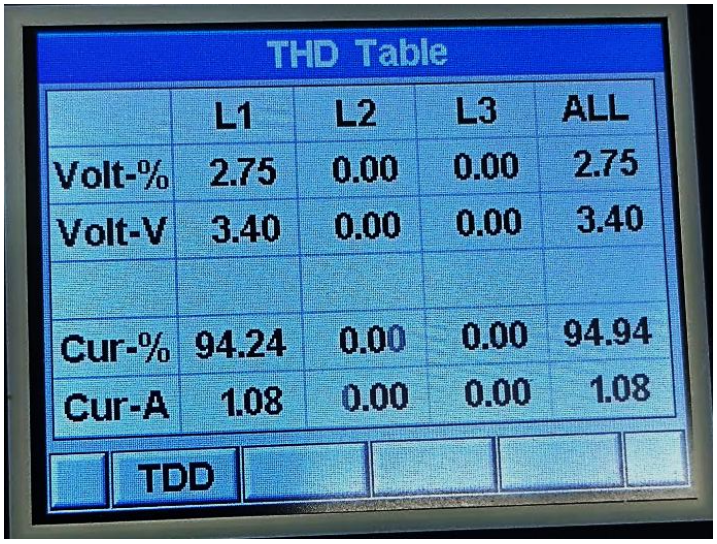


Figura 9. Valor de THDi aguas debajo de los filtros (sin filtrado).



Figura 10. Valor porcentual de cada armónico sin filtrar.

Aguas arriba de los filtros se logran apreciar las correcciones y el filtrado en su forma de onda (Figura 11), su THDi (Figura 12) y el porcentaje de armónicos (Figura 13).



Figura 11. Forma de onda por las cargas filtrada.

Aclaración: la disposición de la forma de onda en la corriente respecto a la tensión es debido a una mala colocación en los bornes del multimedidor.

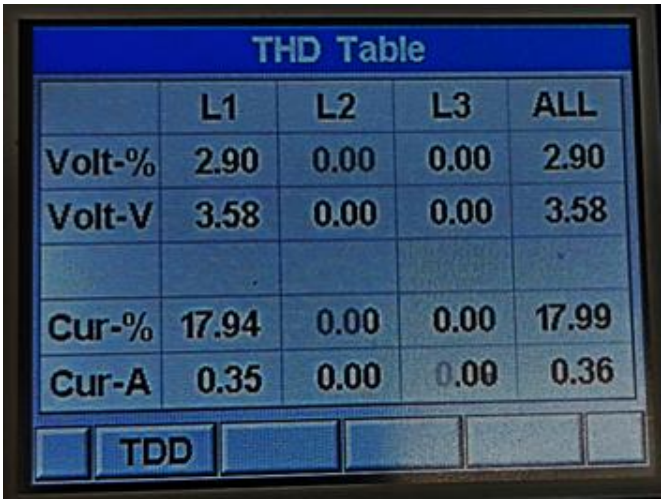


Figura 12. Valor de THDi aguas arriba de los filtros.



Figura 13. Valor porcentual de cada armónico con filtros.

Tabla 8. Valores de THDi y armonicos estudiados con y sin filtro.

Armonicos	Sin filtros (%)	Con filtros (%)
THDi	94,24	17,94
3º armónico (150 Hz)	69,11	14,45
5º armónico (250 Hz)	43,19	5,68
7º armónico (350 Hz)	39,67	6,73

Los resultados experimentales validan el comportamiento esperado del modelo teórico, confirmando que el filtro pasivo sintonizado logra reducir de manera efectiva los armónicos predominantes y mejorar la calidad del suministro eléctrico.

El circuito presentado tiene un propósito meramente ilustrativo, y busca mostrar de forma visual los beneficios obtenidos al aplicar filtros pasivos en sistemas eléctricos con presencia de cargas no lineales. Si bien los valores y formas de onda corresponden a un caso puntual de laboratorio, permiten evidenciar claramente la mejora en la calidad de la corriente, reduciendo el THDi debajo del límite de la norma (20%), destacando la importancia de este tipo de soluciones en la práctica.

Conclusión.

El análisis realizado a partir de mediciones en usuarios de baja tensión permitió identificar con claridad la influencia de las cargas conectadas sobre la calidad del suministro eléctrico. Se observó que, más allá del nivel de consumo, la naturaleza de las cargas es el factor determinante en la aparición de perturbaciones, particularmente en lo que respecta a la distorsión armónica de corriente.

En múltiples instalaciones se registraron niveles elevados de THD de corriente incluso en condiciones de baja demanda, lo que evidenció que las cargas no lineales, presentes de forma permanente en hogares e industrias modernas, generan efectos negativos sobre la red. En estos escenarios, el elevado THD se debe a que los armónicos adquieren un mayor peso relativo frente a la corriente total; sin embargo, debido al bajo nivel absoluto de corriente, el impacto sobre la red y los equipos resulta limitado. En contraste, cuando la demanda aumenta, el THD de corriente tiende a disminuir, pero el efecto sobre la calidad del suministro y el posible deterioro de los equipos se vuelve más significativo, ya que la mayor corriente total amplifica la influencia de los armónicos presentes.

Además, se detectaron variaciones de tensión fuera de los márgenes establecidos por la normativa, sobretensiones, pero nunca se observó por debajo del límite, subtensiones. Estas sobretensiones se observaron únicamente en el sector residencial.

La incorporación de filtros pasivos en la red eléctrica representa una de las soluciones más efectivas y de aplicación relativamente sencilla para mitigar los efectos negativos de la distorsión armónica. A partir del modelado realizado en ATPDraw, se pudo comprobar que la instalación de filtros sintonizados a los armónicos de 3°, 5° y 7° orden genera una notable reducción en el THD de corriente, mejorando significativamente la calidad de la energía tanto en el punto de conexión del usuario como en la red general.

Los resultados experimentales en laboratorio confirman que la implementación de filtros pasivos contribuye significativamente a la protección y eficiencia del sistema eléctrico. Al reducir el THD de corriente (THDi) a valores por debajo de los límites normativos (20%), se disminuyen las corrientes armónicas que circulan por las líneas y transformadores, reduciendo pérdidas, sobrecalentamientos y esfuerzos eléctricos. Esto inclusive minimiza las interferencias y perturbaciones hacia otros usuarios conectados, favoreciendo una mejor calidad del suministro y una mayor vida útil de los equipos.

En conjunto, estos resultados demuestran que los usuarios de baja tensión no son solo receptores de energía, sino que también pueden actuar como fuentes de perturbación, afectando la calidad del suministro tanto para sí mismos como para otros usuarios conectados a la misma red. Además, estos resultados, con los resultados experimentales, evidencian la alta necesidad en la implementación de medidas para mitigar o reducir estos efectos contraproducentes.

Agradecimientos.

El presente trabajo se desarrolló en el marco de la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Santa Fe (UTN-FRSF), en el ámbito del proyecto de Investigación y Desarrollo DIN 1063. El autor expresa su agradecimiento a la institución por el apoyo brindado y por facilitar los recursos necesarios para la realización de las mediciones y el análisis correspondiente, además de los correspondientes directores de la beca Adrián D´andrea, Walter Gimenez y Gustavo Pacheco.

Asimismo, se agradece a los profesores, colaboradores y compañeros por su orientación, aportes técnicos y compromiso durante el desarrollo del estudio. Finalmente, se reconoce el acompañamiento de todas las personas e instituciones que permitieron el acceso a las instalaciones donde se llevaron a cabo las campañas de medición, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos de este trabajo.

Referencias.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad. (1993). Resolución ENRE N.º 14/93: Condiciones de calidad de servicio y suministro en baja tensión. Buenos Aires, Argentina.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad. (2000). Resolución ENRE N.º 184/2000: Calidad del producto técnico del servicio público de distribución de energía eléctrica. Buenos Aires, Argentina.

International Electrotechnical Commission. (2002). IEC 61000-4-7: Electromagnetic compatibility (EMC) – Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. *Geneva,* Switzerland.

International Electrotechnical Commission. (2018). IEC 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (EMC) – Limits – Limits for harmonic current emissions. Geneva, Switzerland.

Ramírez-Ramírez, A., Jiménez-Reyes, V. F., Vélez-Enríquez, J. A., Leal-Ortiz, S., & García-Guzmán, J. (2019). Study of harmonic content and influence of common electrical appliances used in residential installations. En 2019 IEEE International Conference on Engineering Veracruz (ICEV) (pp. 1–8). IEEE. https://doi.org/10.1109/ICEV.2019.8920620.

Yupanqui Rodriguez, C. (2021). Selección de un sistema de filtros de armónicos para el mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica–UNPRG.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Detección de Zonas Críticas de Alta Resistencia en Trajes Conductivos a partir de Mediciones Puntuales.

Detection of Critical High-Resistance Areas in Conductive Suits based on Point Measurements.

Garelik Manuel
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Santa Fe, Argentina.
magarelik@frsf.utn.edu.ar

Torres Santiago
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Santa Fe, Argentina.
storres@frsf.utn.edu.ar

Ramos Leandro
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Santa Fe, Argentina.
lramos@frsf.utn.edu.ar

Olivo Leandro
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Santa Fe, Argentina.
lolivo@frsf.utn.edu.ar

Pfaffen Esteban
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Santa Fe, Argentina.
epfaffen@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La seguridad del personal que realiza tareas en redes energizadas constituye un aspecto crítico dentro de las operaciones eléctricas, dado que estos trabajadores se encuentran expuestos directamente a elevados potenciales. En este contexto, resulta fundamental realizar estudios para garantizar el correcto desarrollo de actividades en alta tensión. Es por ello que, en este trabajo se plantea un análisis gráfico de la variación de resistencia eléctrica a lo largo de un traje conductivo a fines de comparar con valores medidos y admitidos por normativa. Para ello, en primer lugar, se marcan diferentes puntos en la indumentaria, definiendo cinco referencias en brazos, piernas y capucha. Posteriormente, se elaboran gráficos tipo mapa de calor que evidencian los puntos críticos del traje. Se demuestra que las mayores resistencias se encuentran en las zonas de las extremidades, principalmente en los calcetines, donde se alcanzan valores de 12 Ω y, en menor medida, en los guantes.

Palabras clave: Traje Conductivo, Resistencia Eléctrica, Puntos Críticos.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Abstract

The safety of personnel performing tasks on energized networks is a critical aspect of electrical operations, as these workers are directly exposed to high electric potential. In this context, it is essential to conduct studies that ensure the safe execution of live-line maintenance activities. This work presents a graphical analysis of the variation in electrical resistance along a conductive suit, with the aim of comparing the obtained values with those established by standards. For this purpose, several measurement points were defined on the garment, including five reference locations on the arms, legs, and hood. Subsequently, heat maps were generated to identify critical areas of the suit. The results show that the highest resistance values occur in the extremities, mainly in the socks, reaching up to 12 Ω and, to a lesser extent, in the gloves.

Keywords: Conductive Suit, Electrical Resistance, Critical Points.

Introducción

En la actualidad, el mantenimiento de líneas energizadas es la principal forma de intervención en sistemas de alta tensión (Göcsei, 2012), siendo la técnica de trabajo a potencial uno de los procedimientos más empleados (Göcsei et al., 2022), donde el trabajador se conecta eléctricamente al conductor o al equipo energizado, de modo que permanezca al mismo potencial eléctrico que este (IEEE 1067: 2012). La conexión se realiza mediante conductores de unión, generalmente equipados con abrazaderas, cuyo objetivo no es transportar corrientes de línea ni de falla, sino conducir la corriente de carga y eliminar las descargas entre el operario y otros objetos conductores durante la intervención (Milanello, 2020). Para cumplir con sus funciones, la vestimenta debe cubrir adecuadamente el cuerpo del operario, poseer una resistencia eléctrica baja y estar confeccionada con un tejido lo suficientemente denso como para actuar como una barrera efectiva frente a la penetración de descargas eléctricas a través del material hacia el cuerpo del usuario (Hotte et al., 1997).

Los trajes conductivos, en general, incluyen botas, medias, guantes, pantalla facial, chaqueta y pantalón; cuyos ensayos están normalizados según la norma IEC 60895: 2020. Su uso está previsto para sistemas con tensiones de hasta 800 kV en corriente alterna (CA) y ±600 kV en corriente continua (CC) para trajes de Clase 1. En el caso de trajes de Clase 2, su uso es apto para sistemas de hasta 1000 kV en CA y ±800 kV en CC. La norma IEC 60895: 2020 define distintos ensayos destinados a verificar la integridad de los trajes, incluyendo la eficiencia de apantallamiento y la resistencia eléctrica de la vestimenta. En este contexto, resulta especialmente importante analizar la variación de la resistencia a lo largo del traje, ya que los puntos con resistencia más alta, que se denominarán “puntos críticos”, pueden indicar zonas donde la conducción del traje es menos eficiente. La identificación de estos puntos es crucial para garantizar la seguridad e integridad del operario, dado que una resistencia localizada elevada puede comprometer la homogeneidad de la protección y la equipotencialidad del sistema, generando diferencias de potencial entre distintas partes del traje conductor (IEC 60895: 2020). Esta condición favorece la creación de pequeños arcos eléctricos entre la vestimenta y el operario, lo cual no solo representa una fuente de molestia (IEEE 1067: 2012), sino que además constituye un riesgo que puede derivar en quemaduras leves o reacciones involuntarias (IEC 60895: 2020), comprometiendo la seguridad general durante la ejecución de los trabajos con tensión.

En este marco, para lograr identificar los puntos críticos, se han establecido puntos de referencia para llevar a cabo las mediciones. Con la premisa de que los puntos críticos se hallan en las extremidades más lejanas, se seleccionan de manera estratégica los puntos de referencia en dichas zonas. Estos puntos son: manga derecha, manga izquierda, capucha, botamanga izquierda y botamanga derecha. Para el análisis y la caracterización de las propiedades óhmicas, se construyeron diagramas de variación de resistencia en formato de mapa de calor. Estos gráficos permiten la localización precisa de los puntos críticos y la visualización detallada de la distribución de la resistencia eléctrica en la superficie del traje.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Materiales y métodos

El traje conductivo se encuentra formado por la chaqueta, el pantalón, los guantes y las medias, y se ensambla según las instrucciones de uso del fabricante. Para este trabajo, se ensaya un traje nuevo de Clase 2 de la marca Electrostatics-2 (ver Figura 1). Para la preparación del ensayo, el traje fue ligeramente extendido y presado sobre una superficie plana no conductora (madera) de manera de evitar pliegues o arrugas que pudieran afectar la uniformidad del contacto eléctrico. Es importante señalar que el estiramiento debe ser lo menor posible, pues según se ha comprobado en experiencias anteriores, esta práctica reduce la resistencia eléctrica de la prenda (Olivo, L. y Pfaffen, E., 2025).



Figura 1. Traje conductivo utilizado (sin pantalla facial); vista frontal (izquierda) y vista anterior (derecha).

Con el traje dispuesto, se seleccionan puntos estratégicos para realizar mediciones de resistencia eléctrica entre zonas representativas del conjunto. En cada ensayo se mantiene un punto de referencia fijo, variando los puntos de medición en torno a este. Una vez completadas las mediciones correspondientes a una referencia determinada, se establece un nuevo punto de referencia y se repite el procedimiento bajo las mismas condiciones experimentales, garantizando así la consistencia y repetibilidad de los resultados obtenidos.

Cada punto de medición es identificado mediante una nomenclatura específica, a fin de facilitar la comparación entre los valores registrados en distintos sectores del traje y en relación con los puntos fijos de referencia. La Figura 2 presenta el traje y los puntos en función a su nomenclatura. Según se observa en dicha figura, la codificación de cada punto responde a las siguientes denominaciones: C: cabeza; BD: brazo derecho; BI: brazo izquierdo; GD: guante derecho; GI: guante izquierdo; CU: cuerpo; U: correas de unión; PD: pierna derecha; PI: pierna izquierda; MD: media derecha; MI: media izquierda.

Los puntos seleccionados para el ensayo fueron ubicados de forma equidistante, considerando tanto criterios geométricos como funcionales del traje, tales como uniones entre prendas y sectores de mayor contacto sometidos a desgaste (guantes, medias, mangas de la chaqueta, zona de rodillas, entre otros). En cuanto a los puntos de referencia fijos, se seleccionaron: C1, BD1, BI1, PD8 y PI8 (ver Figura 2).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026



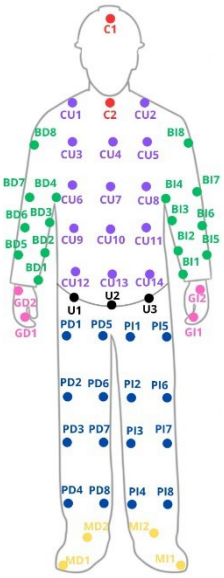


Figura 2. Traje conductivo con puntos de medición (izquierda) y sus códigos correspondientes (derecha).

Para la medición de la resistencia eléctrica se emplea un miliohmímetro de precisión marca GWINSTEK, modelo GOM-804. Se aplica el método de medición de cuatro hilos (conocido como técnica Kelvin), seleccionado específicamente para asegurar la exactitud en mediciones de baja resistencia. La implementación de esta técnica es fundamental, ya que anula la influencia óhmica de los conductores de prueba y, de manera crítica, neutraliza la resistencia de contacto (Ossila, 2025), un factor de error ineludible y altamente variable al utilizar pinzas cocodrilo.

El principio de medición se ilustra en la Figura 3. El método desacopla la inyección de corriente de la medición de tensión. Dos terminales (Source, cocodrilos identificados en rojo) inyectan una corriente a través del segmento del traje a ensayar. Simultáneamente, los otros dos terminales (Sense, cocodrilos identificados en negro), actúan como un voltímetro de muy alta impedancia midiendo la caída de potencial.

Dado que por los terminales Sense no circula una corriente, no existe una caída de tensión debido a los cables de prueba. Esto permite que el instrumento mida la caída de potencial exclusivamente entre los dos puntos de interés sobre el tejido, calculando la resistencia del material. La aplicación de esta configuración para la medición entre el punto MD1 y el punto de referencia fijo BD1 se observa a modo ilustrativo en la Figura 3.

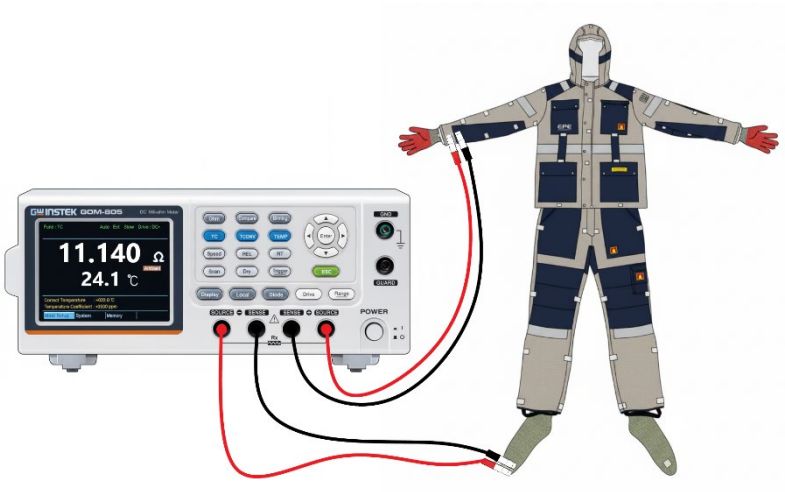


Figura 3. Esquema de conexión del miliohmímetro GWINSTEK mediante el método de cuatro hilos, aplicado a la medición entre los puntos MD1 y BD1 del traje conductivo.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Asimismo, se controlan las condiciones ambientales durante el ensayo, registrando los valores de temperatura y presión atmosférica correspondientes al día de la medición. Este control resulta relevante dado que la temperatura y la humedad influyen en la resistividad del material (Xie et al., 2024). El procedimiento se llevó a cabo a una temperatura ambiente de 24,1°C, una humedad relativa del 53% y una presión atmosférica de 1015 Hpa.

Resultados y discusión

En la Tabla 1se presentan las resistencias superficiales medidas con el miliohmímetro en los distintos puntos definidos sobre el traje. Las casillas en color gris corresponden a los puntos de referencia fijos, mientras que las casillas en color rojo destacan los valores de resistencia más altos obtenidos para cada uno de dichos puntos de referencia.

Tabla 1. Valores medidos de resistencia punto a punto [Ω].

Puntos Ensayados	C1	BD1	BI1	PD8	PI8
C1	**0**	0,594	0,762	1,095	1,119
C2	0,461	0,707	0,638	1,036	1,098
CU1	0,406	0,383	0,446	0,908	0,892
CU2	0,488	0,429	0,39	0,928	0,889
CU3	0,504	0,508	0,606	1,057	0,954
CU4	0,581	0,661	0,644	1,103	1,02
CU5	0,425	0,512	0,466	0,978	1,091
CU6	0,402	0,566	0,671	1,184	1,062
CU7	0,502	0,563	0,655	1,174	1,056
CU8	0,42	0,553	0,541	1,065	1,085
CU9	0,417	0,557	0,545	0,948	0,992
CU10	0,589	0,582	0,613	0,978	0,978
CU11	0,667	0,606	0,669	0,98	0,956
CU12	0,652	0,398	0,508	0,856	0,905
CU13	0,645	0,597	0,574	0,992	0,996
CU14	0,517	0,756	0,588	0,939	0,982
BD1	0,674	**0**	0,529	1,012	1,068
BD2	0,679	0,459	0,527	1,011	1,027
BD3	0,679	0,456	0,526	1,011	1,019
BD4	0,4	0,48	0,532	1,008	1,018
BD5	0,44	0,436	0,557	1,044	1,014
BD6	0,505	0,423	0,575	1,058	1,016
BD7	0,471	0,503	0,512	1,11	1,014
BD8	0,46	0,452	0,519	1,078	1,02
BI1	0,749	0,615	**0**	1,078	1,085
BI2	0,754	0,606	0,595	1,073	1,088
BI3	0,738	0,605	0,598	1,075	1,089
BI4	0,398	0,606	0,461	1,075	1,093
BI5	0,464	0,602	0,342	1,136	1,092
BI6	0,51	0,626	0,512	1,071	1,066
BI7	0,488	0,567	0,484	1,039	1,064
BI8	0,466	0,529	0,518	0,989	1,041
PD1	0,629	0,625	0,529	0,842	0,9
PD2	0,681	0,777	0,633	0,822	1,082
PD3	0,812	0,845	0,762	0,53	1,139
PD4	1,11	1,109	1,047	0,496	1,661
PD5	0,656	0,705	0,642	0,924	0,957
PD6	0,642	0,778	0,701	0,915	1,052

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

PD7	0,914	0,826	0,736	0,494	1,115
PD8	1,166	1,146	1,019	**0**	1,418
PI1	0,631	0,732	0,581	0,961	0,929
PI2	0,654	0,702	0,573	0,989	0,822
PI3	0,785	0,792	0,707	1,067	0,569
PI4	1,267	1,093	1,402	1,584	0,543
PI5	0,625	0,659	0,587	0,956	0,923
PI6	0,674	0,688	0,626	0,955	0,877
PI7	0,785	0,821	0,782	1,151	0,533
PI8	1,135	1,233	1,138	1,59	**0**
GD1	1,765	1,602	1,736	5,28	2,222
GD2	0,46	0,234	0,379	0,88	0,903
GI1	3,257	2,46	2,053	3,28	2,81
GI2	0,4652	0,396	0,236	0,84	0,871
MD1	**11,28**	**11,14**	**11,41**	**12,62**	**12,38**
MD2	3,87	2,27	2,61	3,14	4,33
MI1	**11,42**	**11,43**	**7,58**	**12,37**	**11,38**
MI2	3,87	6,48	1,98	3,35	2,87
U1	0,503	0,404	0,386	0,716	0,714
U2	1,011	0,821	0,777	1,009	1,057
U3	0,448	0,365	0,391	0,722	0,669

El análisis exhaustivo de los datos tabulados (Tabla 1) revela un patrón en la distribución de la resistencia eléctrica a lo largo del traje conductivo. Se evidencia que las zonas de máxima resistencia, catalogadas como puntos críticos, se localizan de forma consistente en los puntos más distantes de las extremidades inferiores, específicamente en las mediciones MD1 y MI1 (Media Derecha 1 y Media Izquierda 1). En estas localizaciones, se registraron los valores máximos absolutos de resistencia, los cuales oscilan entre 11 Ω y 12 Ω. Este fenómeno se replica, aunque en menor magnitud, en los guantes (GD1 y GI1), donde la resistencia máxima alcanzó valores superiores a 5 Ω en el caso más desfavorable.

Por otro lado, los valores mínimos de resistencia, próximos a 0,4 Ω, se concentran en las zonas centrales del cuerpo y en las uniones intermodulares del traje. Estas uniones se definen como las interfaces de contacto que articulan los diferentes segmentos o módulos de la prenda (por ejemplo, chaqueta y pantalón, manga y guante, medias y pantalón), diseñadas específicamente para garantizar la continuidad eléctrica del traje. La baja resistividad en el cuerpo principal del tejido es esencial para garantizar la equipotencialidad del sistema, según lo estipula la norma. Nótese también la uniformidad observada en los valores registrados en los puntos críticos, la cual se mantiene independientemente del punto de referencia seleccionado para la medición en el conjunto. Por ello, se infiere que la elevada resistencia observada en los puntos críticos se debe a una propiedad local intrínseca del sistema, producto de la disparidad en la resistividad del material textil utilizado en los guantes y las medias.

La interpretación precisa de las mediciones de resistencia en el traje conductor requiere considerar las variables inherentes al método de contacto y a la naturaleza bidimensional y heterogénea del material (Ossila, 2025). Estos factores son fundamentales para contextualizar los valores obtenidos y comprender la distribución efectiva de la resistencia en el tejido. En primer lugar, la conexión de los terminales de corriente y tensión mediante pinzas tipo cocodrilo introduce una zona de contacto extendida y no puntual. Esta configuración genera una presión no uniforme y una penetración parcial en el espesor del material. La presión ejercida y la zona de contacto amplia provocan que la corriente eléctrica no se restrinja únicamente a la superficie del tejido. Por el contrario, la corriente fluye a través de las fibras conductoras internas, lo que inevitablemente genera una componente volumétrica adicional a la resistencia. Además de la componente volumétrica, la propia interfaz electrodo-tejido da lugar a una resistencia de contacto significativa. En consecuencia, la resistencia registrada no es la resistencia superficial pura, sino una resistencia efectiva (R_{ef}) que se compone de la suma de la resistencia superficial (R_s), la resistencia volumétrica (R_v), y la resistencia de contacto del electrodo (R_c). Es posible modelar la resistencia total según lo

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

establecido en la Ec. (1). Este modelo es esencial para evitar la subestimación o sobreestimación de la resistividad intrínseca del tejido (Ossila, 2025).

$$\mathbf{R_{ef} = R_s + R_v + R_c} \quad (1)$$

Un segundo factor crítico reside en la distribución inherentemente bidimensional de la corriente en una superficie conductora (ISO 24584:2022). A diferencia de los conductores cilíndricos, donde la resistencia escala linealmente con la distancia, en un tejido conductivo la corriente se distribuye sobre un área amplia al ser inyectada, utilizando múltiples caminos paralelos a través de la red de fibras. En este escenario, la caída de tensión no depende primariamente de la distancia lineal de separación entre los electrodos, sino de la resistividad superficial y, de manera crucial, de la geometría y el tamaño de los contactos (Ossila, 2025). La vasta cantidad de caminos paralelos en un tejido conductor extensible provoca que la resistencia medida deje de escalar de forma lineal al incrementar la separación entre los electrodos.

A estas consideraciones se añade la heterogeneidad intrínseca de los textiles conductivos, donde la estructura propia del tejido introduce variaciones locales de resistividad asociadas al tipo de ligamento, la densidad de hilos, el relieve superficial y la presencia de elementos estructurales como costuras o refuerzos (Tokarska et al., 2024; Xie et al., 2024). Estas características estructurales pueden generar resistencias localizadas, actuando como "cuellos de botella" para el flujo de la corriente. Este efecto se vuelve particularmente notable en los extremos del traje (guantes y medias), donde existen variaciones o transiciones en el material conductor que alteran la continuidad del flujo. En estas regiones de transición, la caída de tensión tiende a concentrarse significativamente, dominando el valor total de la resistencia medida. Esta concentración de caída de potencial hace que el resultado sea altamente sensible a la geometría local.

A las consideraciones de la distribución bidimensional y la heterogeneidad textil, se añade la exigencia normativa de diseño del equipo. La norma IEC 60895: 2020 establece que las prendas conductivas de Clase 2 deben conformar un conjunto eléctricamente continuo; esto implica que todas las partes (chaqueta, pantalón, guantes y medias) deben estar unidas de tal forma que se asegure la equipotencialidad del sistema. Este requerimiento de diseño tiene un impacto directo en las mediciones: el traje está concebido precisamente para minimizar las diferencias de potencial entre zonas distantes. Por consiguiente, es esperable que la resistencia medida no varíe significativamente al modificar el punto de referencia de medición dentro del conjunto, lo que confiere una estabilidad intrínseca a los datos recopilados.

De forma combinada, estos factores explican que las mediciones obtenidas entre pares de puntos cercanos (por ejemplo, PD8–PD7) y pares más distantes (como C1–PI6) arrojen valores de resistencia similares. Este comportamiento confirma la baja resistividad superficial efectiva del cuerpo principal del traje, en concordancia con el diseño de equipotencialidad. Finalmente, esta dinámica implica que la resistencia total del conjunto queda predominantemente gobernada por la componente local de resistividad concentrada en los puntos críticos (MD1 y MI1), mientras que el resto del material del traje aporta una resistencia distribuida de magnitud notablemente menor.

A partir del análisis de estos valores de resistencia, la Figura 4 presenta mapas de calor interpolados de las mediciones. Estos diagramas constituyen una herramienta gráfica esencial para visualizar y caracterizar la distribución espacial de la resistencia eléctrica a lo largo de toda la superficie del traje, permitiendo la identificación inequívoca de las zonas de mayor resistividad.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

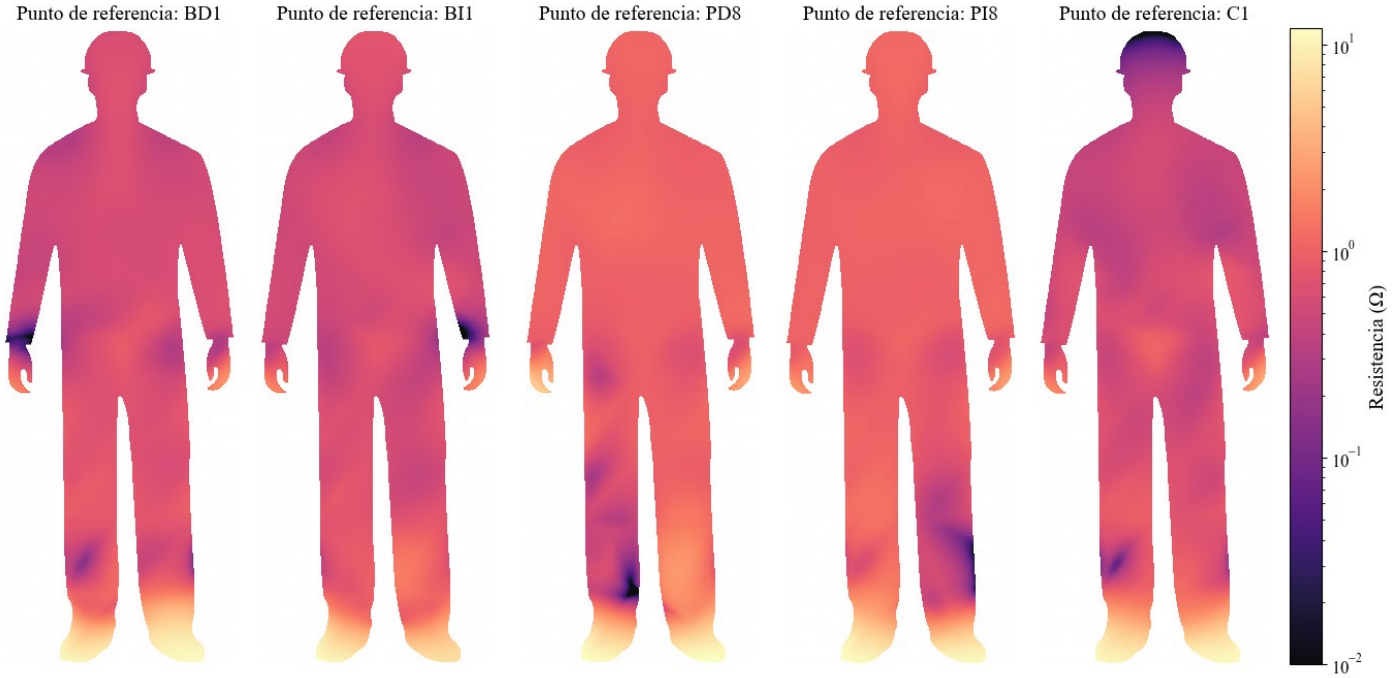


Figura 4. Mapas de calor de resistencias a partir de diferentes puntos de referencia.

En estos mapas, las zonas más oscuras corresponden a los puntos de referencia de medición, es decir, el nodo donde la resistencia es nula, y a partir del cual se calculan todas las demás magnitudes. Este método de representación relativa ofrece una evaluación comparativa clara y directa del perfil eléctrico del conjunto.

Se observa una marcada tendencia a la homogeneidad en la región central del traje (torso, brazos y piernas). Esta uniformidad indica que la variación de la componente resistiva entre los puntos de medición en esa área es mínima y se mantiene dentro de un rango operativo uniforme y esperado. Este comportamiento es consecuente con el diseño de la indumentaria, donde el tejido conductor se presenta en una pieza continua y sin interrupciones significativas, lo que asegura la continuidad eléctrica y la baja resistividad superficial.

Los mapas de calor confirman que, si bien el traje exhibe un comportamiento eléctrico homogéneo en su superficie más extensa, presenta resistencias localmente elevadas y concentradas en las zonas de las extremidades. Este hallazgo resulta de relevancia crítica, ya que corrobora que los guantes (GD1 y GI1) y las medias (MD1 y MI1) constituyen los puntos críticos primarios desde la perspectiva de la integridad conductiva del conjunto. La presencia de esta discontinuidad óhmica en las extremidades es un indicador directo del compromiso de la equipotencialidad en puntos estratégicos del diseño. Estos incrementos localizados pueden inducir diferencias de potencial considerables entre distintas partes del traje o entre el traje y el operario durante el trabajo de campo, favoreciendo la generación de micro-arcos eléctricos. Por lo tanto, la distribución heterogénea de la resistencia observada en las extremidades demanda una reevaluación del diseño en las zonas críticas.

Conclusiones

El análisis integral de las mediciones, junto con la representación gráfica mediante mapas de calor, permite identificar con claridad las zonas críticas de mayor resistencia dentro del traje conductivo, localizadas principalmente en los accesorios correspondientes medias y, en segundo lugar, a los guantes, independientemente del punto de referencia utilizado. Este hallazgo resulta de particular relevancia, ya que estas áreas constituyen los puntos más susceptibles a generar diferencias de potencial durante el uso, afectando la continuidad equipotencial del conjunto. Asimismo, se evidencia un alto grado de homogeneidad en el comportamiento resistivo del resto del traje, lo que confirma la adecuada distribución conductiva del

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

material y la correcta integración entre las distintas piezas. Este aspecto es fundamental para garantizar que el operario se mantenga un mismo potencial eléctrico en toda su superficie corporal durante las tareas en tensión, reduciendo el riesgo de descargas o pequeños arcos eléctricos.

Por otra parte, mediante los resultados obtenidos, es posible realizar un seguimiento del deterioro del traje a lo largo del tiempo. Dado que las mediciones se efectuaron sobre un conjunto nuevo, futuras repeticiones del ensayo tras períodos de uso permitirían evaluar la evolución de la resistencia eléctrica en función del desgaste, posibilitando la detección temprana de zonas degradadas, roturas, pérdidas de material o discontinuidades conductivas. De igual modo, los datos experimentales pueden emplearse como base para el rediseño y optimización de los puntos críticos identificados, orientando mejoras en los materiales, con el fin de disminuir la resistencia eléctrica local y mejorar la conductividad global del producto. Esto implica el estudio de técnicas de unión y costura avanzadas, así como materiales de transición, que garanticen una interfaz conductiva más uniforme y de baja resistencia, asegurando así la integridad equipotencial del operario en toda la superficie.

Finalmente, los resultados y la metodología desarrollada ofrecen un punto de partida sólido para la continuación de investigaciones complementarias. Entre ellas, se destaca la posibilidad de realizar comparativas entre las mediciones obtenidas bajo los procedimientos de la norma IEC 60895: 2020, las del presente estudio y mediciones de campo previas a la utilización del traje por parte del operario. También podría abordarse el desarrollo de un modelo eléctrico del traje conductivo, que permita correlacionar las mediciones experimentales con simulaciones computacionales y los valores obtenidos con mediciones establecidas en la normativa, contribuyendo así al diseño y a la evaluación estandarizada de este tipo de indumentaria técnica.

Agradecimientos

Se agradece a la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE) por facilitar el traje conductivo utilizado en las mediciones experimentales, cuya disponibilidad fue esencial para la realización de este estudio.

Referencias bibliográficas

Göcsei G., Németh B., Kiss I. y Berta I. (2013) “Shielding efficiency of conductive clothing in magnetic field”, Journal of Electrostatics, Volume 71, Issue 3, Pages 392-395.

Göcsei G., Németh B., y E. R. Bettoni (2022) "Arc Protection During High Voltage Live Work," 2022 13th International Conference on Live Maintenance (ICOLIM), Turin, Italy, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICOLIM56184.2022.9840583.

International Electrotechnical Commission. (2020). Trabajo en vivo – Ropa conductora (IEC 60895:2020). Ginebra: International Electrotechnical Commission. ISBN 978-2-8322-8099-7.

ISO. (2022). ISO 24584:2022 – Textiles — Smart textiles — Test method for sheet resistance of conductive textiles using non-contact type. ISO.

Ossila. (2025). “Sheet resistance theory and four-point probe method”. Disponible en <https://www.ossila.com/pages/sheet-resitance-theory>.

Olivo, L., Pfaffen, E. (2025). “Resistencia eléctrica en trajes conductivos: comparación de ensayo IEC 60895 y métodos alternativos”, Jornada de jóvenes investigadores tecnológicos, Venado Tuerto, Argentina, 30 de noviembre.

P. W. Hotte, G. Gela, J. D. Mitchell y P. F. Lyons (1997) "Electrical performance of conductive suits," in IEEE Transactions on Power Delivery, Julio de 1997, vol. 12, no. 3, pp, 1193-1201.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Tokarska, M., Gebremariam, A., & Puszkarz, A. K. (2024). Assessment of the Influence of Fabric Structure on Their Electro-Conductive Properties. Materials (Basel, Switzerland), 17(11), 2692. Disponible en <https://www.mdpi.com/1996-1944/17/11/2692>.

Xie, Z., Ventura, H. y Ardanuy, M. (2024). Una revisión de los métodos de prueba de conductividad eléctrica para telas conductoras. Textiles, 4 (3), 284-308. Disponible en <doi.org/10.3390/textiles4030017>.

Zhang, L., Wu, Y., Yu, L., y Zhang, H. (2018). “Review of electrospun conductive nanofiber and its application in sensors”, Nanomaterials and Nanotechnology, 8, 1–16. Disponible en < https://journals.sagepub.com/doi/full/10.1177/1528083717732071>.

IEEE. (2012). IEEE Standard 1067 :2012 : IEEE Guide for In-Service Use, Care, Maintenance, and Testing of Conductive Clothing for Use on Voltages up to 765 kV AC and ±750 kV DC. IEEE Power and Energy Society.

Milanello, C. D. (2020). “Trajes conductores para trabajos con tensión (TCT): métodos y criterios para evaluar el mantenimiento de sus características de blindaje durante su uso adecuado “. Carraro Tecno.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental.
Modalidad Estudiantil

Validación de modelo de simulación para estimación de campo electromagnético a través de mediciones de campo

Electromagnetic field simulation model validation via on-site measurements

Brian Nahuel Lorenzatto
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Argentina.
blorenzatto@frsf.utn.edu.ar

Francisco Matías Moine
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Argentina.
fmoine@frsf.utn.edu.ar

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo validar un modelo de simulación de campo electromagnético desarrollado dentro de un centro de investigación de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe. Para ello, en primer lugar, se escoge una línea de alta tensión aérea a fines de modelado y medición. Luego, se desarrollan las ecuaciones físicas de campo electromagnético, y se plantean hipótesis simplificadoras para el modelado del tendido eléctrico. Por último, se realizan mediciones reales de la línea con equipamientos adecuados. Estos valores se comparan con la simulación a fines de verificar la exactitud del modelo y su confiabilidad. Los resultados muestran una similitud entre ellos campos electromagnéticos medidos y estimados.

Palabras clave: Campo Electromagnético, Modelado, Energía.

Abstract

The objective of this work is to validate an electromagnetic field simulation model developed in an investigation centre within Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe (Argentina). Under such premise, on-site measurements were performed over a high voltage overhead electrical transmission line, utilising equipment provided by the investigation centre. The estimate provided by the model was then compared with the resulting measurements, in order to verify its accuracy and simulation capabilities. It was concluded that this tool is more than adequate for use in predicting electromagnetic field values in a power transmission system.

Keywords: Electromagnetic Field, Simulation, Energy.

Introducción

El análisis del impacto ambiental y social de un proyecto de ingeniería es de gran importancia a la hora de desarrollar una obra (Franquesa et al., 2010). Como tal, existen varias dimensiones en las que el proyecto puede afectar el entorno en que se presenta, con lo cual han surgido numerosas normativas regulatorias para los diversos ámbitos.

Es el caso de las líneas de transmisión de energía eléctrica, que, además de medidas de seguridad y protección generales, deben cumplir con regulaciones en cuanto a las radiaciones electromagnéticas emanadas por la presencia de potencial y corriente eléctricos. En Argentina, esto es, según lo establecido por la Resolución 77/98 de la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 1998).

Para verificar el cumplimiento de la normativa vigente, una herramienta que resulta confiable es el análisis de las mediciones de campo realizadas en las instalaciones una vez estas se encuentren en operación (Boon et al., 2011). Sin embargo, para la planificación y proyección de una línea, resulta indispensable poder deducir el cumplimiento de la normativa, utilizando sólo información de proyección del tendido. Tal es el caso de los modelados de fenómenos físicos a través de métodos computarizados, que cobran especial relevancia, ya que, a través de una formulación matemática, es posible predecir con cierto nivel de exactitud los valores buscados con anterioridad a la construcción de las obras, y, de ser necesario, poder realizar ajustes en la proyección (Gungor et al., 2019). El desarrollo de este tipo de herramientas se encuentra limitado en el caso de soluciones informáticas de la materia, ya que las mismas, a pesar de ser específicas, pueden llegar a carecer de capacidad adaptativa a las necesidades específicas de cada modelado, o bien, consistir en software de licencia costosa. Es por ello por lo que resulta valiosa la incorporación de herramientas de desarrollo libre en el ámbito profesional, dada su potencial y flexibilidad. El modelado de campo electromagnético puede ser llevado a cabo empleando una variedad considerable de métodos (Meriouma et al., 2021; Deltuva & Lukočius, 2020). La selección de éste depende de factores tales como la facilidad de implementación, potencia de cálculo requerida, y otros factores que suelen estar a su vez determinados por las necesidades específicas del modelado. En el caso del estudio de las emisiones de radiaciones electromagnéticas de líneas de transmisión eléctrica, se puede destacar el uso del método de los elementos finitos (Dari et al., 2020), superposición de imágenes (Deltuva et al., 2020), y, el método de imágenes sucesivas (Bharti et al., 2022). Estos métodos poseen un error inferior al 5%, y su validación suele ser llevada a cabo tanto empleando software dedicado ya existente como también con mediciones de campo y comparación directa con bases de datos de mediciones previas. A pesar de las ventajas, es necesario validar los modelos a fines de aumentar la confiabilidad de su aplicación. En este sentido, el objetivo del presente trabajo es el de verificar la capacidad y exactitud de cálculo de una herramienta desarrollada dentro del Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) de la UTN Facultad Regional Santa Fe. La herramienta fue implementada utilizando Python como lenguaje de programación troncal y librerías de acceso abierto para su funcionalidad. La validación se lleva a cabo a través de la comparación cuantitativa y cualitativa con mediciones a realizarse en campo, de una línea área de alta tensión (LAT), ubicada Colonia San José, provincia de Santa Fe.

Materiales y métodos

El objetivo principal consiste en evaluar la coherencia entre los valores de campo eléctrico y magnético obtenidos por simulación y aquellos determinados por medición directa, verificando la capacidad predictiva del modelo bajo condiciones operativas reales y conforme a los lineamientos establecidos en las normas Resolución SE 77/98, IEC 833 y ANSI/IEEE 644.

Ubicación y contexto

Las mediciones fueron realizadas sobre una línea de alta tensión que comunica la Estación Transformadora (ET) Santo Tomé con la ET Santa Fe oeste en el tramo comprendido entre los piquetes 473 y 474. La Figura 1 muestra los detalles geográficos de la línea en cuestión, la cual abastece en su mayoría demandas residenciales, comerciales y servicios públicos. El sitio exacto de medición se ubica dentro del predio Casasol, próximo a la Ruta Nacional N.º 19, con coordenadas geográficas de Latitud: 31° 39′ 25″ S y Longitud: 60° 51′ 29″ O. La elección de este emplazamiento respondió a criterios operativos y de trazabilidad de datos. En primer lugar, se trata de una de las líneas más accesibles dentro del área de estudio, además de encontrarse relativamente alejada de otras líneas, lo que perturbaría el valor de campo electromagnético (CEM) en el espacio. En segundo lugar, es una línea de la cual la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE SF), que puede facilitar los valores reales de tensión y corriente correspondientes al momento de medición, información indispensable para la calibración del modelo numérico. Si bien el punto seleccionado no se corresponde con la zona de menor altura del vano, se

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

optó por él como referencia para iniciar los puntos de medición al ser el único sector que garantizaba la accesibilidad y seguridad para la ejecución de las mediciones.



Figura 1. Ubicación geográfica del punto de medición.

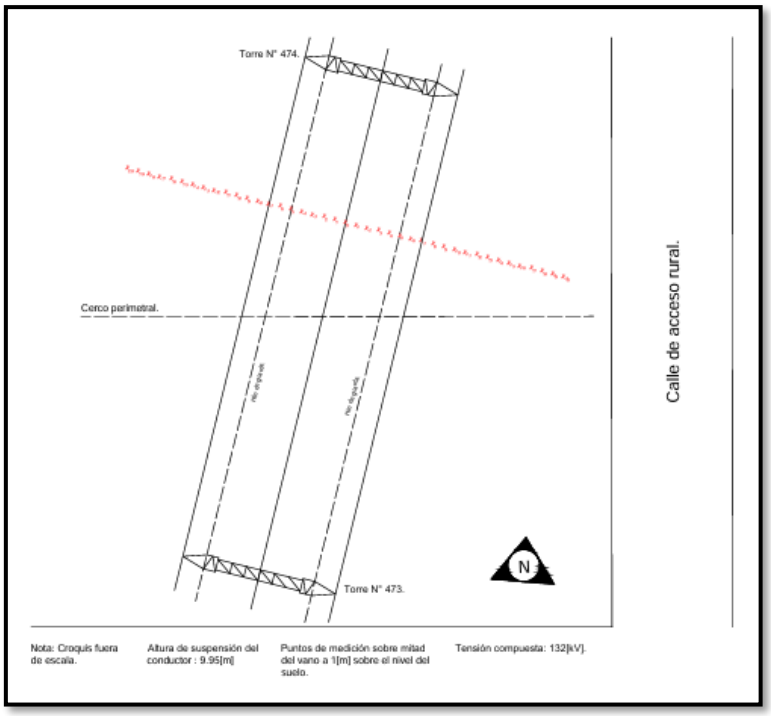


Figura 2. Croquis esquemático de zona de medición.

Marco teórico y modelado

En general, debido a que la forma de onda de tensión y corriente es variable en el tiempo, los campos eléctricos y magnéticos se distribuirán también variables en el tiempo y en el espacio. En este sentido, el análisis de cada campo debe realizarse considerando el módulo para un instante dado en un punto del espacio. La normativa establece la necesidad de que

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental.
Modalidad Estudiantil

no se superen ciertos valores admisibles de campo a 1 m del suelo en la franja de servidumbre. La Tabla 1 expresa los valores límites tanto para campo magnético como eléctrico.

Tabla 1. Valores admisibles de CEM.

	Límite	Unidad
Campo eléctrico	3	kV/m
Campo magnético	25	μT

Para la determinación del cumplimiento de la normativa, se evalúa el punto más crítico en cuanto a valores máximos de CEM. Este se corresponde, el caso a analizar, con el centro de vano, en el cual la altura de los conductores con respecto al suelo es menor. Para estudiar la conformidad con la normativa en la línea proyectada, es necesario modelar el campo distribuido en los espacios asociados a la LAT. En este sentido, se aplican las ecuaciones básicas de electromagnetismo (Ecuaciones (1) - (4)) que definen el campo eléctrico y magnético en el espacio (Hayt & Buck, 2012), dada una configuración dada de conductores.

$$\widetilde{\boldsymbol{E}}_{\boldsymbol{kx}} = \frac{\widetilde{\boldsymbol{Q}}_{\boldsymbol{k}}}{\boldsymbol{2\pi\varepsilon}}\left[\frac{\boldsymbol{X_p}}{\boldsymbol{X_p}^2 + (\boldsymbol{H_k} - \boldsymbol{H_p})^2} - \frac{\boldsymbol{X_p}}{\boldsymbol{X_p}^2 + (\boldsymbol{H_k} + \boldsymbol{H_p})^2}\right] \quad (1)$$

$$\widetilde{\boldsymbol{E}}_{\boldsymbol{ky}} = \frac{\widetilde{\boldsymbol{Q}}_{\boldsymbol{k}}}{\boldsymbol{2\pi\varepsilon}}\left[\frac{\boldsymbol{H_k} - \boldsymbol{H_p}}{\boldsymbol{X_p}^2 + (\boldsymbol{H_k} - \boldsymbol{H_p})^2} - \frac{\boldsymbol{H_k} + \boldsymbol{H_p}}{\boldsymbol{X_p}^2 + (\boldsymbol{H_k} + \boldsymbol{H_p})^2}\right] \quad (2)$$

$$\widetilde{\boldsymbol{B}}_{\boldsymbol{kx}} = \frac{\boldsymbol{2 \cdot 10^{-7} \cdot \tilde{I}_k \cdot X_p}}{\boldsymbol{X_p}^2 + (\boldsymbol{H_p} - \boldsymbol{H_k})^2} \quad (3)$$

$$\widetilde{\boldsymbol{B}}_{\boldsymbol{ky}} = \frac{\boldsymbol{2 \cdot 10^{-7} \cdot \tilde{I}_k \cdot (H_p - H_k)}}{\boldsymbol{X_p}^2 + (\boldsymbol{H_p} - \boldsymbol{H_k})^2} \quad (4)$$

Donde, $\tilde{Q}_k$ es la carga del conductor; X_p es la distancia en el eje de abscisas entre el conductor y el punto a calcular el campo eléctrico; H_k y H_p son las alturas del conductor y el punto respectivamente; $\tilde{I}_k$ es la corriente del conductor; ε es la permitividad del vacío; y $\tilde{E}_k$ y $\tilde{B}_k$ son los campos eléctricos y magnéticos para cada componente (x e y).

Para realizar el modelado en dos dimensiones se adoptan las siguientes hipótesis de simplificación:

- Los conductores se asumen como cilindros infinitamente largos, paralelos entre sí y paralelos a una tierra considerada perfectamente plana.
- Se asume que no hay presencia de cargas espaciales en las inmediaciones de los conductores.
- El medio dieléctrico entre conductores y tierra es aire, cuya permisividad eléctrica es prácticamente independiente de las condiciones ambientales y prácticamente igual a la permisividad del vacío, y la permeabilidad magnética del aire es prácticamente igual a la del vacío.
- La tierra no es buena conductora para el campo magnético, con lo cual los conductores imagen requeridos para modelar el efecto de la tierra están a una distancia relativamente grande de los conductores.
- En el caso de los datos de entrada, se realizan simplificaciones, tales como que todas las fases poseen los mismos niveles de tensión y corriente, y que el ángulo de desfasaje entre tensiones y corrientes es aproximadamente nulo. Esto se debe a que no se dispone de la información exacta relevante correspondiente al momento de la medición.

Las simulaciones se llevan a cabo en software desarrollado dentro del CIESE, programado en Python, haciendo uso de librerías libres para la resolución y el mapeo de campos vectoriales. A continuación, se presenta la Tabla 2 orientativa de los

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental.
Modalidad Estudiantil

datos de entrada requeridos para el software de modelado. Cabe aclarar que, en adición a estos parámetros, se deben proveer las dimensiones y disposiciones geométricas de los conductores involucrados, así como también la presencia de conductores de guarda.

Tabla 2. Datos de entrada del modelo.

Tensión [kV] / Frecuencia [Hz]	132.9/50
Corriente por Fase [A]	151.39
Conductor	Al/Ac
Sección [mm^2]	300/50

En la siguiente grafica presentada en la Figura 3 se aprecia la disposición geométrica de la torre. En la misma se observa que la línea posee una disposición de conductores coplanar horizontal. Nótese que, se requiere colocar dos alturas de entrada para cada conductor, la altura de amarre, observada en la torre, y la altura del conductor con respecto al piso en el punto de medición, dada la flecha generada por su propio peso.

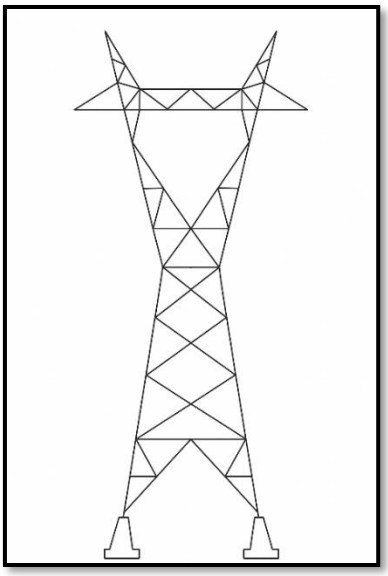


Figura 3. Geometría esquemática de las torres.

Procedimiento de medición

Las mediciones de campo eléctrico y magnético se efectuaron el día 13 de octubre de 2025, entre las 11:34 h y 12:17 h. Las mismas se realizaron utilizando un analizador isotrópico NARDA EHP-50F el cual se aprecia en la Figura 5, acoplado mediante fibra óptica a la unidad de lectura NBM-550 (ver Figura 7 y Figura 4). Este sistema permite la transmisión de señales libre de interferencias electromagnéticas y la observación en tiempo real de los valores registrados. El equipo opera en el rango de 5 Hz a 100 kHz, abarcando las frecuencias fundamentales y armónicas de las redes eléctricas de potencia. El sensor integra sondas triaxiales ortogonales que permiten la detección simultánea de los tres componentes vectoriales de los campos eléctrico (E) y magnético (B), garantizando una respuesta isotrópica. Las señales adquiridas son digitalizadas internamente y enviadas a través de la fibra óptica hacia el NBM-550, donde son procesadas para obtener los valores eficaces (RMS) o promedios temporales correspondientes. El sensor fue instalado sobre un trípode dieléctrico (ver Figura 6) a 1 m sobre el nivel del suelo, cumpliendo con la altura de referencia indicada por la Resolución SE 77/98. Durante cada registro, el operador permaneció a más de 5 m del instrumento con el fin de evitar perturbaciones sobre el campo eléctrico producidas por la presencia humana o por objetos metálicos. Previo a las mediciones, se registraron las condiciones ambientales utilizando un termohigrómetro Termo Pro TP-67B (ver Figura 8), obteniendo temperatura, humedad relativa y presión atmosférica al inicio

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental.
Modalidad Estudiantil

y al final del procedimiento. Estos valores fueron empleados para la corrección de los resultados del campo eléctrico considerando la densidad del aire.



Figura 4. Unidad de lectura NARDA NBM-550.



Figura 5. Analizador NARDA EHP-50F.



Figura 6. Trípode no conductivo del NARDA EHP-50F.



Figura 7. Cable de fibra óptica para interfaz entre NARDA EHP-50F y NBM-550.

El procedimiento consistió en la caracterización del perfil transversal del campo electromagnético respecto al eje de la línea. El sensor del EHP-50F se posicionó inicialmente bajo la proyección vertical del conductor y posteriormente se desplazó lateralmente en incrementos de 1 m, efectuándose 40 mediciones (20 hacia cada lado del eje) como se aprecia en la Figura 10 y Figura 11. En cada punto se aguardó un intervalo aproximado de 10 s hasta la estabilización de la lectura, registrándose manualmente el valor correspondiente en el terminal NBM-550. El instrumento se configuró con un barrido de frecuencia de 100 Hz, considerando la frecuencia industrial de 50 Hz como componente fundamental. Para el registro de campo eléctrico se seleccionó la escala de 1 kV/m, mientras que para el campo magnético se utilizó la de 25 µT. La altura real de los conductores al suelo fue determinada mediante un medidor ultrasónico CHM 300 DT (ver Figura 9), dispositivo diseñado para medir hasta la altura de seis conductores en conjunto. Este valor se incorporó al modelo geométrico de simulación junto con las dimensiones estructurales de la torre, la separación entre fases, las alturas de suspensión y la disposición de los cables de guarda, información suministrada por la empresa distribuidora. Con el fin de garantizar la coherencia entre las condiciones de medición y de simulación, se registraron la fecha y hora exactas de las observaciones. Dichos datos se emplearon para solicitar a la distribuidora los valores instantáneos de tensión y corriente de la línea durante el período de medición. Esta

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental.
Modalidad Estudiantil

información resulta esencial, dado que la inducción magnética (B) depende proporcionalmente de la corriente de fase (I); por lo tanto, disponer de las condiciones operativas reales permite ajustar con precisión el modelo numérico ($B \propto I$). Análogamente, el campo eléctrico será función de la tensión de la línea registrada en el momento de medición.

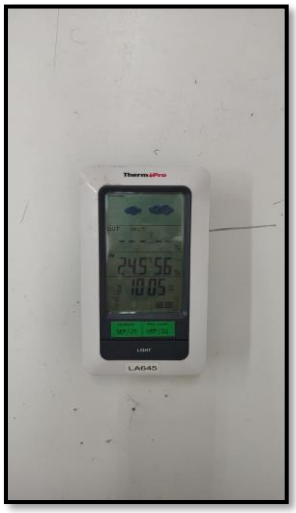


Figura 8. Termohigrómetro Termo Pro TP-67B.



Figura 9. Medidor ultrasónico CHM 300 DT-



Figura 10**.** Medición en campo vista a piquete 473.



Figura 11. Medición de campo vista a piquete 474.

Resultados y discusión

La disposición de los conductores en el espacio se puede observar en la Figura 12, producida por el propio software de modelado. Se presentan tanto los puntos de amarre como los del conductor a la altura que se realizan las estimaciones a través del modelado. Es a partir de este modelo que se analiza la distribución del campo magnético y eléctrico, y los valores adoptados a 1 m del suelo a lo largo de la franja de servidumbre y sus proximidades. Ambos modelos se contrastan con las mediciones obtenidas, y se evalúa la confiabilidad del modelo.

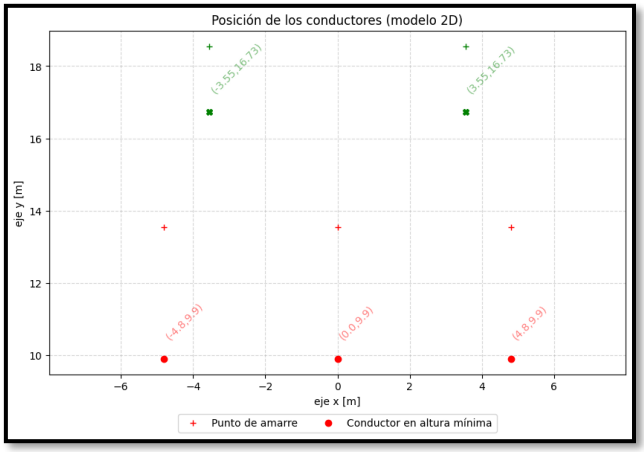


Figura 12. Distribución de conductores en software de simulación.

La Figura 13 presenta el campo B simulado, mientras que la Figura 14 muestra las mediciones realizadas en campo. En primer lugar, se destaca que las curvas concuerdan en su forma, mostrando una distribución similar a lo largo de la franja de medición.

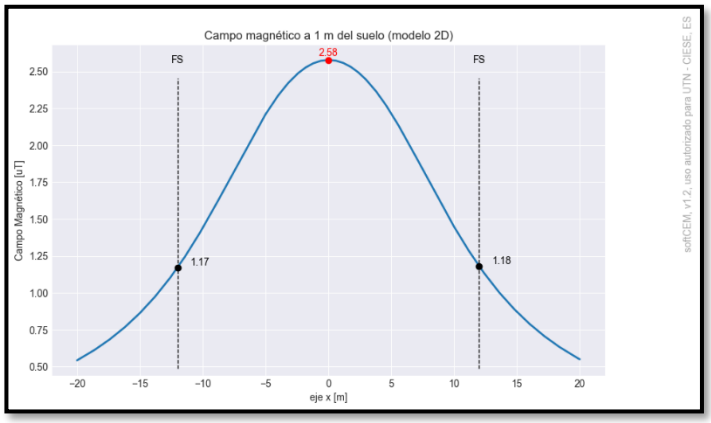


Figura 13. Campo magnético simulado.

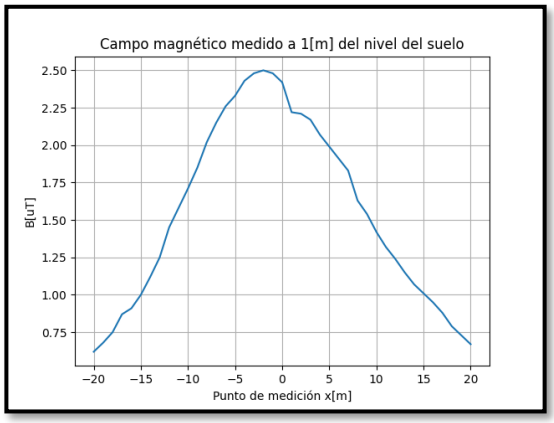


Figura 14. Campo magnético medido.

Puntualmente, cerca del centro de simetría de la imagen de medición (ver Figura 14), se tiene del lado derecho un cambio brusco de concavidad en la gráfica. Realizando un análisis de sensibilidad en el modelo, se logra un efecto similar al considerar menos corriente circulando por el conductor que se encuentra en el extremo derecho. Por último, la curva del modelado se encuentra menos de un 5% por encima de los valores medidos en la práctica, en particular, el valor máximo (ubicado en el centro las gráficas), es de 2.58 µT, mientras que el pico generado en los valores medidos es de 2.50 µT.

En cuanto a los valores de campo eléctrico, al igual que en el campo magnético, la curva del modelado se ajusta bien a aquella obtenida por las mediciones (ver Figura 15 y Figura 16). Es notable el hecho de que el campo eléctrico modelado es no perturbado, mientras que el medido sí lo es. Esto radica en diferencia más notorias que en el caso anterior, pudiéndose observar discrepancias mayores entre el modelo teórico y los resultados obtenidos en las mediciones debido a condiciones ambientales, presencia de vegetación y estructuras cercanas, entre otras.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Regulación y Normativa. Impacto Ambiental.
Modalidad Estudiantil

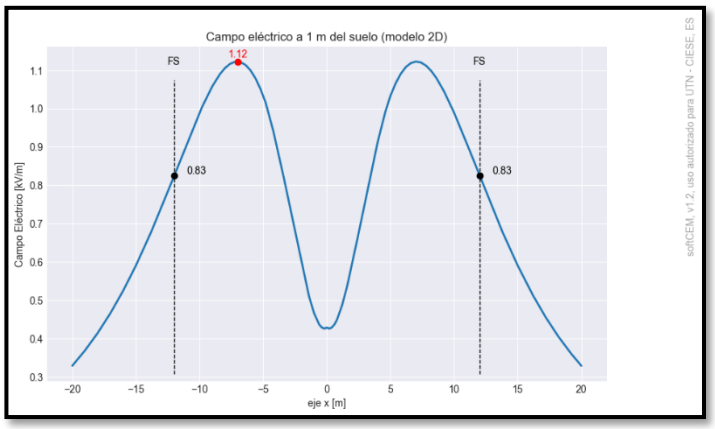


Figura 15. Campo eléctrico simulado.

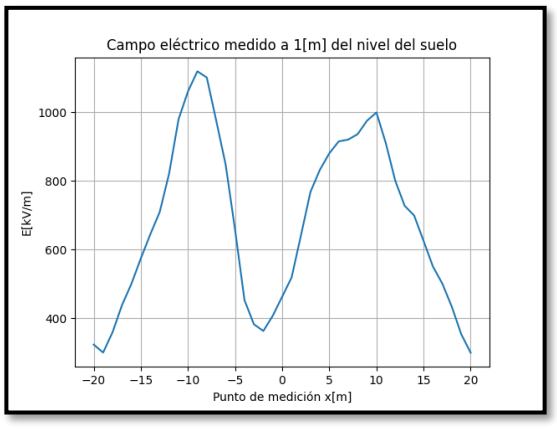


Figura 16. Campo eléctrico medido.

Del mimos modo, en la Figura 16 se observa una asimetría en los dos valores máximos correspondientes al campo eléctrico medido, lo cual puede explicarse por la existencia de tensiones no equilibradas entre fases. Este comportamiento puede reproducirse gráficamente asignando valores de tensión ligeramente menores al conductor derecho respecto del izquierdo. En cuanto a la magnitud, los valores obtenidos en el modelado presentan un máximo de 1.12 kV/m, mientras que las mediciones registraron dos máximos relativos de 1.11 kV/m y 1.00 kV/m; en consecuencia, la curva estimada exhibe ordenadas levemente superiores, con diferencias que no superan el 3 %. Cabe insistir con el hecho de que el campo eléctrico simulado corresponde al valor teórico ideal, es decir sin influencia del entorno, mientras que el medido representa un campo perturbado por las condiciones ambientales del entorno de medición. Factores como la vegetación alta pueden generar apantallamiento parcial del campo eléctrico, la humedad del terreno que modifica sus propiedades dieléctricas o la presencia de estructuras metálicas próximas pueden alterar la distribución de los campos electromagnéticos. Particularmente, en el contexto de medición se encontraban árboles de copa alta y una valla metálica, en adición a la humedad del terreno producto de una lluvia ocurrida días antes, lo que modifica sus propiedades dieléctricas.

Los modelados de ambos campos (eléctrico y magnético) se ajustan con suma precisión a la realidad, existiendo errores que no superan el 5%, colocando la simulación a la par de otros métodos de modelado en el ámbito. Las diferencias observadas en ambos casos pueden ser reproducidas realizando un análisis de sensibilidad del modelo, variando los datos de entrada, y pueden ser explicadas por simplificaciones del modelo, especialmente aquellas referentes a la simetría del estado de carga en las líneas.

Conclusiones

En el presente trabajo se llevó a cabo la validación de una herramienta de software para el modelado de campos electromagnéticos mediante la comparación con mediciones in situ. Los resultados obtenidos destacan la relevancia del uso de recursos computacionales en ingeniería, los cuales permiten representar fenómenos físicos complejos y adaptar los modelos a distintas condiciones de operación. La disparidad presentada por los resultados simulados permitió evaluar la correspondencia entre el comportamiento teórico y el real, evidenciándose ciertas discrepancias tanto en el campo eléctrico como en el campo magnético. Estas diferencias pueden atribuirse a simplificaciones asumidas en el modelo, tales como la consideración de un sistema trifásico perfectamente equilibrado en tensión y corriente, así como a condiciones ambientales específicas durante las mediciones. Aun considerando estos factores, la discrepancia entre los valores simulados y medidos resultó inferior al 5 %, lo que demuestra una notable concordancia entre ambos y valida la capacidad predictiva del modelo desarrollado. En este sentido, los resultados obtenidos confirman que la herramienta de simulación reproduce con alta fidelidad el comportamiento real del campo electromagnético, consolidándose como un recurso confiable para aplicaciones de ingeniería y análisis técnico.

Agradecimientos

Se agradecen los valiosos aportes de los integrantes del Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, destacando la orientación del Dr. Emmanuel Sangoi, el Ing. Esp. Juan Pedro Fernández, y el Ing. Carlos Ignacio Sanseverinatti en la elaboración del presente trabajo.

Se agradece, asimismo, a la Empresa Provincial de Energía Santa Fe (EPE SF) por el suministro de información crucial y datos técnicos sobre la línea analizada.

Referencias bibliográficas

Franquesa, D., Cruz, J. L., Álvarez, C., Sánchez, F., Fernández, A., López, D. (2010). “The Social and Environmental Impact of Engineering Solutions: from the Lab to the Real World”. Disponible en https://www.ijee.ie/articles/Vol26-5/13_Ijee2368.pdf

Boon, K. A., Ramsey, M. H. (2011). “Judging the fitness of on-site measurements by their uncertainty, including the contribution from sampling”. Disponible en https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2011.12.001

Gungor, A., Akyuz, A. O., Şirin, C., Tuncer, A. D., Zaman, M., Gungor, C. (2019). “Importance of mathematical modeling in innovation”. Disponible en https://stumejournals.com/journals/mm/2019/1/32

Dari, M. H. M., Jumaat, S. A., Baharom, M. N. R., Hamdan, R., Salimin S. (2020) “Analysis the Magnetic Field Emissions Under Transmission Line 132kV and 275kV Using ANSYS Maxwell Software”. Disponible en https://doi.org/10.30534/ijsait/2019/01912020.

Deltuva, R., Lukočius, R. (2020). “Distribution of Magnetic Field in 400 kV Double-Circuit Transmission Lines”. Disponible en https://www.mdpi.com/2076-3417/10/9/3266

Bharti, S., Dubey S. P., Nagwanshi, K. K., Turky, R. A. Bansal, R. C., Choubey, B. D. (2022). “Analysis of Electromagnetic Environment in 1200 kV Single Circuit UHVAC Transmission Line by using FACE Software and Semiempirical Formulae”. Disponible en https://www.researchgate.net/publication/356731655_Analysis_of_Electromagnetic_Environment_in_1200_kV_Single_Circuit_UHVAC_Transmission_Line_by_using_FACE_Software_and_Semi-empirical_Formulae

Secretaría de Energía. (1998). Resolución 77/98: Límites de exposición a campos eléctricos y magnéticos en instalaciones de transmisión de energía eléctrica. Buenos Aires: Secretaría de Energía de la Nación. Disponible en https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-77-1998-48226/texto

Gajšek, P., Ravazzani, P., & Samajdar, D. P. (2016). “Review of Studies Concerning Electromagnetic Field (EMF) Exposure Assessment in European Countries. International Journal of Environmental Research and Public Health”. Disponible en https://www.researchgate.net/publication/307621647_Review_of_Studies_Concerning_Electromagnetic_Field_EMF_Exposure_Assessment_in_Europe_Low_Frequency_Fields_50_Hz-100_kHz

Hayt, W. H., & Buck, J. A. (2012). Engineering Electromagnetics. 8th ed. New York: McGraw-Hill.

Autor no disponible (2013). “Narda EHP-50F-Precise measurement of electric and magnetic fields - Datasheet”. Disponible en https://www.narda-sts.com/en/products/emf-selective-measuring-devices/ehp-50f/

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Comparación de métodos de medición de vida útil para lámparas LED

Comparison of LED Lamp Lifetime Measurement Methods Título en inglés

Matías Maglianesi
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Laboratorio de Mediciones y Ensayos (LAMYEN), Laboratorio de Eficiencia Energética, Santa Fe, Argentina.
mmaglianesi@frsf.utn.edu.ar

Agustina Solís
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Laboratorio de Mediciones y Ensayos (LAMYEN), Laboratorio de Eficiencia Energética, Santa Fe, Argentina.
asolis@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Este trabajo en curso aborda la comparación de dos métodos de medición de vida útil en lámparas LED con el objetivo de evaluar la precisión de las estimaciones provistas por los fabricantes. Se analizaron 20 lámparas idénticas divididas en dos grupos: el primero sometido a funcionamiento continuo durante 2000 horas y el segundo a un ciclo de conmutación encendido-apagado, siguiendo lo estipulado en la resolución 438/2024 y la norma IEC 62612:2018. Se realizaron mediciones periódicas del flujo luminoso determinar la variación en el rendimiento lumínico en el tiempo. Los resultados muestran que el grupo sometido a funcionamiento continuo presentó una disminución promedio del 1,1 % en el flujo luminoso, mientras que el grupo con ciclos de conmutación registró un incremento promedio del 1,08 %.

Palabras clave: Lámparas LED, vida útil, métodos de ensayo.

Abstract

This study compares two lifetime measurement methods for LED lamps to evaluate the accuracy of manufacturer-provided estimations. A total of 20 identical lamps were divided into two groups: one operated continuously for 2000 hours and the other subjected to an on-off switching cycle, following the requirements of Resolution 438/2024 and IEC 62612:2013 standard. Periodic luminous flux measurements were performed to assess variations in light output over time. Results indicate that the continuously operated group experienced an average flux reduction of 1.1%, while the switching cycle group showed an average increase of 1.08%.

Keywords: LED lamps, lifetime, test methods

Introducción

La eficiencia energética ha ganado una relevancia crucial en los últimos años, particularmente en el ámbito de la iluminación, dado el creciente interés por reducir el consumo energético y minimizar la huella ambiental. En este contexto, las lámparas LED se han consolidado como una de las soluciones más efectivas debido a su bajo consumo de energía y su prolongada vida útil. Sin embargo, la verdadera vida útil de estas lámparas, especialmente en condiciones de uso real, es un tema que sigue siendo objeto de investigación. Los fabricantes suelen proporcionar estimaciones del tiempo de funcionamiento de las lámparas basadas en condiciones ideales de operación, pero a la hora de verificar estos valores, las diferentes normas nacionales e internacionales no pueden llegar a un consenso sobre el método más efectivo para verificarlo.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Este estudio busca proporcionar una evaluación más precisa del comportamiento de las lámparas LED bajo dos condiciones de envejecimiento, funcionamiento constante y funcionamiento intermitente. Comparando el impacto de ambos métodos sobre la vida útil, el rendimiento lumínico y la eficiencia energética de las lámparas. De esta manera, se espera obtener conclusiones que puedan ayudar a mejorar la fiabilidad de los datos proporcionados por los fabricantes y ofrecer una visión más clara sobre cómo las lámparas LED se comportan en condiciones de uso reales.

Materiales y métodos

Este estudio compara dos métodos distintos para evaluar el envejecimiento de las lámparas LED, con el fin de verificar la confiabilidad y precisión de los valores de vida útil proporcionados por los fabricantes. Esto, se justifica en el amplio espectro temporal que posee el uso que se le dará a la lámpara LED en cualquier sector, residencial, comercial e industrial. Para ello, los parámetros de desempeño establecidos deben reflejar de manera realista las condiciones de uso a las que se ven sometidas estos dispositivos.

El primer método, extraído del artículo 5 del apéndice VI de la resolución 438/2024 de la secretaria de industria y comercio de la argentina, consiste en hacer funcionar las lámparas de manera continua durante 3,000 horas, un enfoque que simula un uso prolongado, sin interrupciones, que le otorga a la lámpara un desgaste acumulativo de los componentes bajo condiciones de operación constante. Sin embargo, podría no reflejar la variabilidad en el uso diario de los dispositivos, generando un mayor estrés térmico en los componentes y, por lo tanto, generando un escenario más severo que el habitual en la vida útil de una lampara en entornos más domésticos o comerciales, por ejemplo.

Por otro lado, el segundo método extraído del inciso 11.3.3 la norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 62612:2013, incorpora un procedimiento basado en un ciclo de encendido y apagado, que reproduce un patrón de uso más cercano al comportamiento típico de las lámparas en hogares o entornos comerciales, donde las lámparas no permanecen encendidas durante periodos tan extensos de tiempo. Bajo este esquema procedimental, lo que se pone a prueba es la resistencia de los componentes electrónicos frente a permutaciones en las solicitaciones eléctricas y cambios de temperatura.

Para llevar a cabo la comparación entre ambos enfoques, se utilizaron un lote de 20 lámparas idénticas de la Figura **2**, garantizando la homogeneidad de la muestra.



Figura 1. Fotografía del modelo de lámpara bajo ensayo.

La medición de flujo luminoso se realizó en una esfera integradora de Ulbricht siguiendo lo estipulado en la norma IEC 62612:2013, que establece un método de medición indirecto para evitar pequeñas desviaciones derivados de diferencias geométricas entre lámparas y el dispositivo bajo ensayo (DUT) así como también la configuración espacial dentro de la esfera.

El estudio se realizó en condiciones ambientales y de alimentación eléctrica controladas, con equipamiento calibrado según normativas vigentes. La norma IEC indica en su Anexo A que todas las mediciones deben hacerse en una habitación libre de corrientes de aires a una temperatura de 25℃ con una tolerancia de ±1℃, una humedad relativa de 65% y el DUT estabilizado. Estos valores se verifican durante toda la duración del ensayo mediante instrumentos del laboratorio y teniendo en cuenta las incertidumbres de estos al momento de ensayar.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Esta norma establece también indicaciones para la posición de la lampara y criterios de estabilización.

Como referencia se utiliza una lampara patrón (SL) calibrada por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), cuya trazabilidad garantiza la confiabilidad de las mediciones.

Antes de someter los DUT a los ensayos de envejecimiento, se les realizó una medición inicia; de flujo luminoso para establecer la referencia de cada unidad y comprarla luego de las 3000hs. Como ya se mencionó, el método empleado consiste en una serie de pasos secuenciales ordenados como se describen a continuación:

1. **En:** Es el flujo luminoso medido de la SL calibrada por el INTI encendida y estabilizada según norma.
2. **Ehn:** En este caso, la SL se encuentra dentro de la esfera, pero apagada, el flujo luminoso medido corresponde al de una lampara auxiliar que se encuentra ubicada en un puerto lateral que puede habilitar o no su ingreso.
3. **Ehx:** Se repitió la medición con una lámpara del lote bajo ensayo apagada.
4. **Ex:** Finalmente, se miden las lámparas encendidas, con el puerto inhabilitado, fuera del interior de la esfera, obteniendo el flujo luminoso en las condiciones previamente descriptas.

En todas las mediciones, las lámparas medidas se encuentran ubicadas en el centro geométrico de la esfera, posicionadas con ayuda de un puntero láser ubicado adecuadamente. Luego, el valor corregido de cada lámpara se calculó mediante la siguiente fórmula normalizada:

$$\Phi_{corregido} = \frac{E_x}{E_n} * \frac{E_{hn}}{E_{hx}} * \Phi_{cal} \quad (1)$$

Donde Φ_cal corresponde al flujo luminoso de la lámpara patrón calibrada por el INTI.

Este procedimiento permite establecer un punto de partida confiable para el análisis posterior, ya que las variaciones observadas en los ensayos de envejecimiento se atribuyen entonces al comportamiento intrínseco de las lámparas y no a sesgos instrumentales o geométricos.

El primer método de evaluación se basa en lo estipulado en la Res. 438/2024 de la Secretaría de Industria y Comercio de Argentina, que prescribe un ensayo de funcionamiento continuo por 3000 horas para verificar la vida útil declarada por los fabricantes. Para ello se tomaron 10 de las 20 lámparas ya medidas y se las conecta de manera permanente a una fuente de alimentación regulada que cumpla con los requisitos de alimentación regulada, para el caso, una fuente de alimentación ininterrumpida (UPS). El control de horas se hace mediante un contador conectado a la misma alimentación.

Al cabo de 3000 horas, lo que se espera es que todas las lámparas de la muestra ensayada deberán mantener un flujo luminoso mayor o igual a un porcentaje del flujo inicial de la lámpara según lo establecido en la Tabla 1.

Tabla 1. Vida nominal según flujo luminoso mínimo mantenido a las 3000 horas.

Vida nominal (horas)	Flujo Luminoso Mínimo Mantenido (%) @3.000 hs.
Menor a 10.000	83,70%
Mayor o igual a 10.000 y menor a 15.000	89,90%
Mayor o igual a 15.000 y menor a 20.000	93,10%
Mayor o igual a 20.000 y menor a 25.000	94,80%
Mayor o igual a 25.000 y menor a 30.000	95,80%
Mayor o igual a 30.000 y menor a 40.000	96,50%
Mayor o igual a 40.000 y menor a 50.000	97,40%
Mayor o igual a 50.000	97,90%

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

Este flujo mantenido corresponde al cociente entre mediciones según Ec. 2:

$$\Phi_{mant}[\%] = \frac{\Phi_{final}}{\Phi_{inicial}} * 100 \quad (2)$$

Para llevar a cabo el análisis, sin embargo, no se realiza la medición solamente luego de las 3000hs, en cambio, se opta por mediciones parciales. El flujo luminoso de cada lámpara se midió periódicamente cada 500 horas utilizando el mismo procedimiento descripto previamente, llegando hasta un máximo de 2000 horas para este trabajo. Este seguimiento lo que permite es observar una evolución temporal del rendimiento lumínico.

El segundo método, implementó las 10 lámparas restantes, incorporando ahora las conmutaciones periódicas para simular patrones de uso más cercanos a la realidad. Fueron los DUT sometidos ahora a ciclos de encendido y apagado de 30 segundos cada uno, fijando el número total de ciclos en 6000, equivalente a la mitad de la vida útil declarada por el fabricante (12000 horas), en concordancia con lo que estipula la norma.

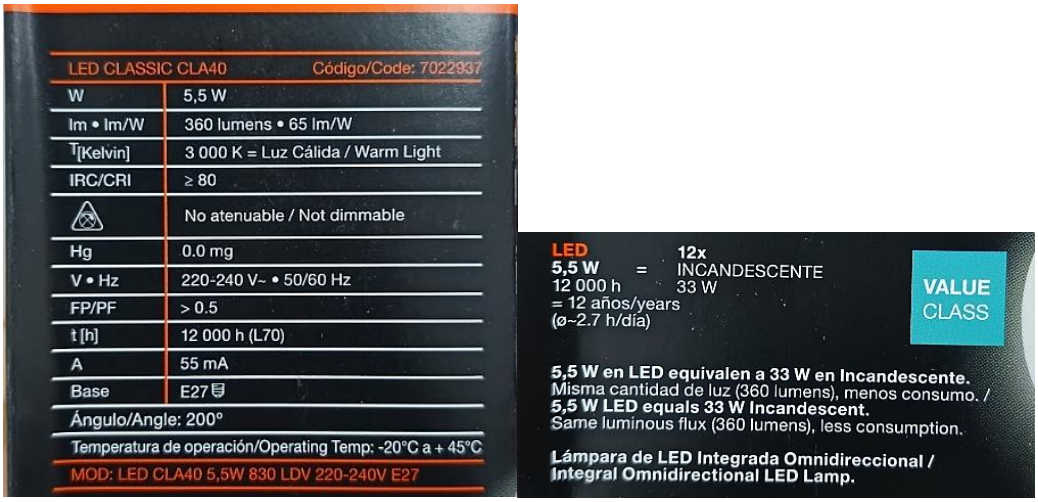


Figura 2. Datos de embalaje de las lámparas LED bajo ensayo.

Se midió nuevamente flujo luminoso, solo que la referencia ya no es temporal, sino más bien en cantidad de ciclos. Cada 1000 ciclos se realiza ahora la medición de mantenimiento, a modo de poder comparar la variación de flujo entre los dos métodos.

Resultados y discusión

La Tabla 2 expone las mediciones obtenidas a lo largo de los diferentes ensayos. Las lámparas 1 a 10 fueron sometidas a tiempo de envejecimiento, mientras que las lámparas 11 a 20 a ciclos de conmutación. Cabe aclarar que la lampara 10 falló luego de 1500 horas.

Tabla 2. Resultado de las mediciones de flujo luminoso en lúmenes a lo largo del envejecimiento.

Nº Lamp	Flujo luminoso [lm]					Diferencia [%]
	0 hs	500 hs	1000 hs	1500 hs	2000 hs	
1	367,07	369,35	367,19	369,31	363,04	-1,10
2	344,67	347,25	346,91	348,3	344,24	-0,13
3	366,69	368,03	367,57	367,78	361,81	-1,33
4	363,10	364,37	363,91	363,48	357,06	-1,66
5	365,08	371,32	369,35	372,65	364,28	-0,22
6	368,67	371,7	368,6	369,02	365,13	-0,96
7	373,68	376,21	371,7	373,13	366,18	-2,01

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

8	359,89	363,14	361,09	363,77	355,06	-1,34
9	354,03	354,96	353,86	356,8	349,94	-1,15
10	352,52	352,71	351,7	353,36	0	0,24
Nº Lamp	0 SW	1000 SW	2000 SW	3000 SW	4000 SW	Diferencia [%]
11	366,22	368,95	365,5	365,91	373,68	2,04
12	362,25	362,66	363,22	361,62	368,78	1,80
13	361,30	362,19	360,65	360,48	366,76	1,51
14	363,38	359,52	360,36	357,91	361,47	-0,53
15	353,93	354	352,36	352,19	355,79	0,52
16	350,53	352,66	353,13	351,81	355,12	1,31
17	356,11	357,05	356,08	355,24	359,06	0,83
18	351,29	351,14	351,51	350,76	353,19	0,54
19	343,16	346,19	348,46	344,19	348,96	1,69
20	363,38	365,14	364,45	366,19	367,14	1,03

En la Figura ***2*** y la Figura ***3*** se observa el comportamiento de los 2 grupos de lámparas por separado. Cada recta corresponde la medición a lo largo del tiempo (o cantidad de conmutaciones) de las lámparas tal y como se enumeran en la Tabla *2*.

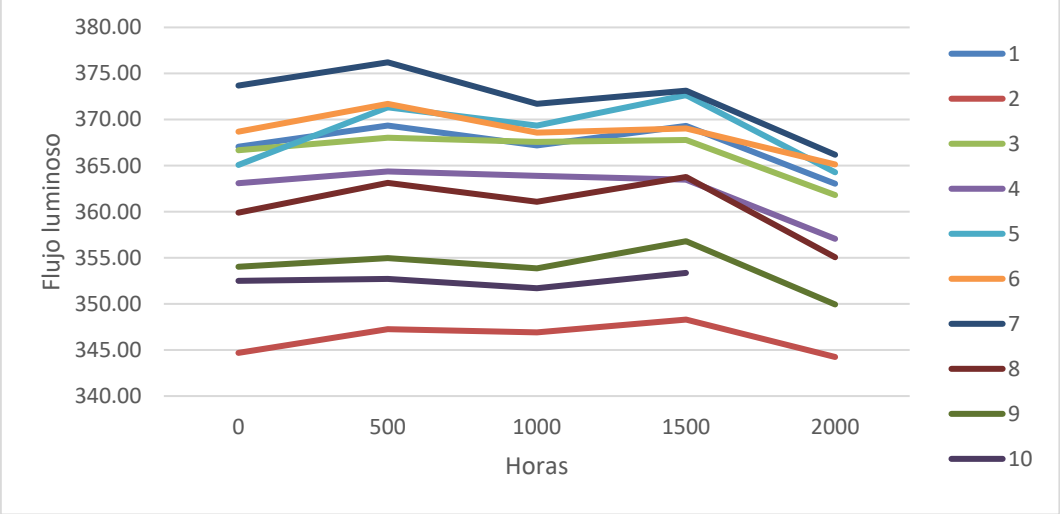


Figura 2. Variación de flujo para lámparas con envejecimiento continuo.

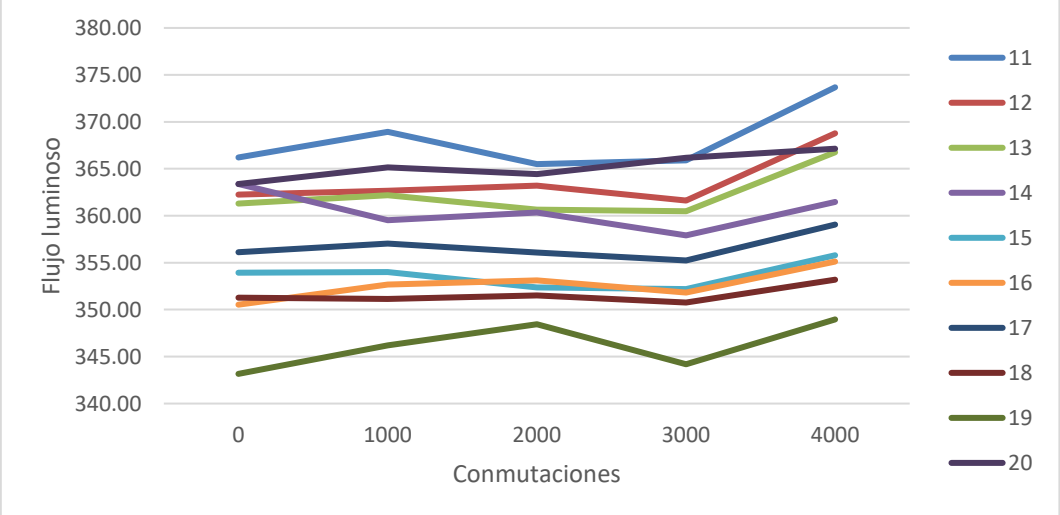


Figura 3. Variación de flujo para lámparas con ciclos de conmutación.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

En el caso de la Figura ***2***, se puede apreciar como en general el flujo va lentamente cayendo a lo largo de las horas, siendo en todos los casos menor el flujo tras 2000 horas que el flujo inicial, resultando un promedio (excluyendo la lámpara 10 que presentó una falla luego de las 1500 horas) de un decaimiento de un 1,1% del flujo. El descenso, aunque es moderado, demuestra en cierta medida cómo el estrés térmico acumulado acelera el desgaste de los componentes internos al pasar el tiempo, en mayor medida.

Por otro lado, en la Figura ***3*** se registra en las lámparas sometidas a ciclos de conmutación, un aumento de la luminiscencia a lo largo de los ciclos, resultando en 9 de los 10 casos un flujo mayor tras 4000 conmutaciones que el valor inicial, siendo un promedio de un 1,08% de aumento del flujo.

Cabe destacar que a las mediciones se les debe considerar la incertidumbre asociada a los instrumentos y equipos de medición utilizados, lo cual puede influir en la precisión de los resultados, especialmente teniendo en cuenta la sensibilidad de los valores obtenidos, sin embargo, observamos que las mediciones siguen una tendencia de acuerdo con el ensayo que se les ha realizado. Esta consistencia permite validar el análisis realizado.

Se considera que los resultados presentados son aún parciales, ya que se requiere la realización de un mayor número de ensayos para confirmar las tendencias observadas y fortalecer la validez estadística de las conclusiones. Por lo tanto, este trabajo se encuentra en desarrollo, como parte de un estudio más amplio que busca establecer criterios experimentales sólidos para la evaluación de la vida útil de lámparas LED bajo distintas condiciones de uso.

El ensayo basado en funcionamiento continuo evidenció una disminución promedio del flujo luminoso del 1,1 %, lo cual puede atribuirse al estrés térmico acumulado por la operación constante, que acelera el envejecimiento de los componentes internos. En contraposición, el método de ciclos de conmutación presentó un incremento promedio del 1,08 % en el flujo luminoso, lo que podría explicarse por un proceso de estabilización inicial del sistema óptico y electrónico tras repetidas fases de encendido y apagado, sin alcanzar condiciones térmicas extremas como en el funcionamiento ininterrumpido.

Conclusiones

El análisis comparativo entre los dos métodos de medición de vida útil para lámparas LED permite concluir que la metodología empleada tiene una incidencia directa, y significativa, sobre los resultados obtenidos y, por lo tanto, sobre la interpretación de la durabilidad del producto.

La norma IEC 62612:2018, además de los ensayos de conmutación, también emplea:

- Un código “L70”, que indica el tiempo hasta que la lámpara mantiene el 70% de su flujo inicial
- Tasa de fallas prematuras, que evalúa el porcentaje de lámparas que dejan de funcionar antes de alcanzar un número mínimo de horas de operación evalaundo de alguna forma a confiabilidad del lote en cuestiones de calidad
- También, la IEC lleva a cabo pruebas de ciclos de alternaciones térmicas, que considera el impacto de las fluctuaciones de temperatura en un rango y tiempo determinados sobre la vida útil y daños físicos como grietas o delaminación de la etiqueta. Entre otros.

Todos estos ensayos, nos ofrecen un panorama más amplio de los estudios que podrían hacerse sobre una lámpara LED para evaluar su *performance,* y nos permite afirmar, junto con los resultados obtenidos que la estimación de la vida útil de las lámparas LED no puede basarse únicamente en ensayos continuos, dado que este escenario no refleja el uso cotidiano de los dispositivos en entornos residenciales o comerciales, donde los ciclos de encendido y apagado son habituales. Asimismo, se evidencia la necesidad de considerar métodos que integren ambos comportamientos o que ponderen patrones reales de utilización, con el fin de proporcionar datos más representativos para los consumidores.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Generación Distribuida, Energías Renovables y Almacenamiento
Modalidad Estudiantil

En términos prácticos, la inclusión de ensayos conmutados en los procesos de certificación permitiría generar información más confiable sobre el rendimiento lumínico y la estabilidad de los componentes, reduciendo la brecha entre las condiciones de laboratorio y el uso real. Finalmente, este estudio aporta un punto de partida para futuras investigaciones orientadas a establecer metodologías normalizadas que contemplen variables como temperatura ambiente, perfiles de carga y características de instalación, de modo de garantizar estimaciones más precisas y útiles para el mercado.

Agradecimientos

Se agradece al laboratorio de mediciones y ensayos LaMyEn por aportar los datos y el equipamiento requerido para el estudio, como al Ing, Nicolas Pochettino por su guía y acompañamiento durante el desarrollo del proyecto.

Referencias bibliográficas

Etiquetado de eficiencia energética - reglamento técnico, Resolución n.º 438 / 2024 (2024).

Instituto Argentino de Normalización y Certificación. (2017). Etiquetado de eficiencia energética de lámparas eléctricas para iluminación general (IRAM 62404-3:2017).

International Electrotechnical Commission. (2015). Self-ballasted LED lamps for general lighting services with supply voltages > 50 V – Performance requirements (IEC 62612:2013+AMD1:2015+AMD2:2018).

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026
Sesión: Transformación digital aplicada a la industria energética
Modalidad Estudiantil

Evaluación del uso de PLCs para la Simulación de Redes Eléctricas Inteligentes en Entornos de Laboratorio

Evaluation of the Use of PLCs for the Simulation of Smart Electrical Grids in Laboratory Environments

Cabello Emir Alexis
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica, La Plata, Argentina.
ecabello@alu.frlp.utn.edu.ar

Collado Thomas
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica, La Plata, Argentina.
tcollado@alu.frlp.utn.edu.ar

Resumen

Este trabajo analiza el uso de un controlador lógico programable (PLC) como plataforma de simulación lógica para el estudio del comportamiento operativo de una red eléctrica en entornos educativos. A partir de la modelación funcional de una red de media tensión, se implementaron bloques programables que representan los principales elementos de maniobra y sus interbloqueos, integrados en una interfaz HMI. La validación se realizó mediante la ejecución de distintas maniobras operativas, verificándose una respuesta coherente con la lógica de funcionamiento esperada. Los resultados indican que el enfoque propuesto permite reproducir estados de operación y secuencias de maniobra de forma consistente, constituyendo una herramienta adecuada para el análisis didáctico de redes eléctricas y Smart Grids, sin requerir infraestructura física ni equipamiento especializado.

Palabras clave: SmartGrid, PLC, simulación, maniobras

Abstract

This paper analyzes the use of a programmable logic controller (PLC) as a logical simulation platform for studying the operational behavior of an electrical network in educational environments. Based on the functional modeling of a medium-voltage network, programmable blocks representing the main switching devices and their interlocking conditions were implemented and integrated into an HMI interface. Validation was carried out by performing different operational maneuvers, confirming a response consistent with the expected operating logic. The results indicate that the proposed approach enables consistent reproduction of operating states and switching sequences, constituting a suitable tool for the didactic analysis of electrical networks and Smart Grids without requiring physical infrastructure or specialized equipment.

Keywords: SmartGrid, PLC, simulation, operations

Introducción

En los últimos años, los sistemas eléctricos de potencia han incorporado progresivamente tecnologías de automatización, supervisión y control que dieron origen al concepto de Smart Grid o red eléctrica inteligente. Estas redes se caracterizan por la integración de dispositivos digitales, sistemas de comunicación y estrategias avanzadas de control que permiten una operación más flexible, eficiente y confiable del sistema eléctrico.

Sin embargo, el estudio y la experimentación de este tipo de redes en ámbitos educativos presentan limitaciones significativas. En particular, el diseño y la implementación de una Smart Grid requieren infraestructura específica y equipamiento especializado, como Intelligent Electronic Devices (IEDs) y sistemas de supervisión avanzados, cuya

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

disponibilidad suele ser restringida en laboratorios universitarios. Esta situación dificulta la reproducción práctica de los principios de funcionamiento de las redes inteligentes, limitando el aprendizaje experimental a enfoques mayormente teóricos.

En este contexto, en el Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, y específicamente en el Laboratorio de Ensayos y Maniobras Eléctricas (LEME), se dispone de una red eléctrica de pequeña escala sobre la cual se han desarrollado diversos proyectos orientados a su evolución hacia una Smart Grid de laboratorio (véase [1] y [2]). El objetivo de estas iniciativas es reproducir, a escala reducida, el comportamiento operativo de una red inteligente. No obstante, dicha red presenta restricciones estructurales y, además, la institución no cuenta actualmente con IEDs ni con equipamiento específico que permita materializar plenamente esta transformación.

Frente a estas limitaciones, y con el propósito de aprovechar los recursos disponibles en la facultad, surgió el interrogante de si un Programmable Logic Controller (PLC), dispositivo ampliamente utilizado en el control industrial y comúnmente disponible en laboratorios universitarios, podría emplearse como una plataforma de simulación lógica para el estudio del comportamiento operativo de redes eléctricas. A diferencia de los dispositivos de protección dedicados, los PLCs permiten la implementación flexible de lógicas de control definidas por el usuario, lo que abre la posibilidad de modelar y simular distintos elementos y maniobras de una red eléctrica.

En este marco, el objetivo de la presente investigación fue evaluar la viabilidad del uso de un PLC como herramienta para simular el comportamiento operativo de una red eléctrica, tomando como caso de estudio la red existente en el LEME, cuya configuración y proyecto de expansión futura son conocidos. El enfoque propuesto se orienta a analizar si este tipo de simulación permite reproducir, desde un punto de vista lógico y funcional, las maniobras y estados operativos característicos de una Smart Grid en un entorno educativo.

Alcance

El alcance de la presente investigación se limita al análisis del uso de un entorno de simulación basado en lógica de PLC como red de referencia para su aplicación en contextos académicos, donde no se dispone de infraestructura ni equipamiento específico para la implementación de redes eléctricas inteligentes reales. En particular, se propone el diseño, mediante lógica programable, de una red eléctrica de media tensión que reproduzca, a nivel funcional y operativo, el comportamiento básico de una red eléctrica real, con el objetivo de emplearla como herramienta para la enseñanza y experimentación en el estudio de Smart Grids.

El enfoque adoptado se centra en la simulación lógica de los principales elementos operativos de la red (tales como celdas interruptoras, seccionadores y estados de energización) permitiendo analizar maniobras y configuraciones típicas de operación sin necesidad de intervenir sobre una red física real. De este modo, el entorno desarrollado busca facilitar la comprensión del funcionamiento de redes inteligentes en un marco controlado y seguro, propio de los laboratorios universitarios.

Adicionalmente, se contempla como posible línea de trabajo futura la integración de dispositivos de protección reales o simulados, como IEDs, a la red simulada implementada en el PLC. No obstante, este aspecto no forma parte del desarrollo experimental del presente trabajo y se menciona únicamente como una proyección a futuro.

Finalmente, se aclara que el alcance de esta investigación es estrictamente educativo y experimental. En ningún caso se propone el uso del PLC como dispositivo de control o protección en redes eléctricas inteligentes reales, función para la cual se emplean dispositivos específicos y protocolos normalizados.

Materiales y métodos

El entorno de simulación desarrollado se implementó mediante una interfaz hombre–máquina (HMI) diseñada dentro del mismo entorno de software utilizado para la programación del PLC. En particular, se empleó el software PLCNext Engineer versión 2023, para programar los controladores AXC F 2152 de la empresa Phoenix Contact, que son los que se tienen a disposición en la facultad. En dicha interfaz se representa el esquema unifilar correspondiente a la instalación existente en el LEME, incluyendo los principales elementos de maniobra de la red, dispuestos de acuerdo con la topología real de la instalación.

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

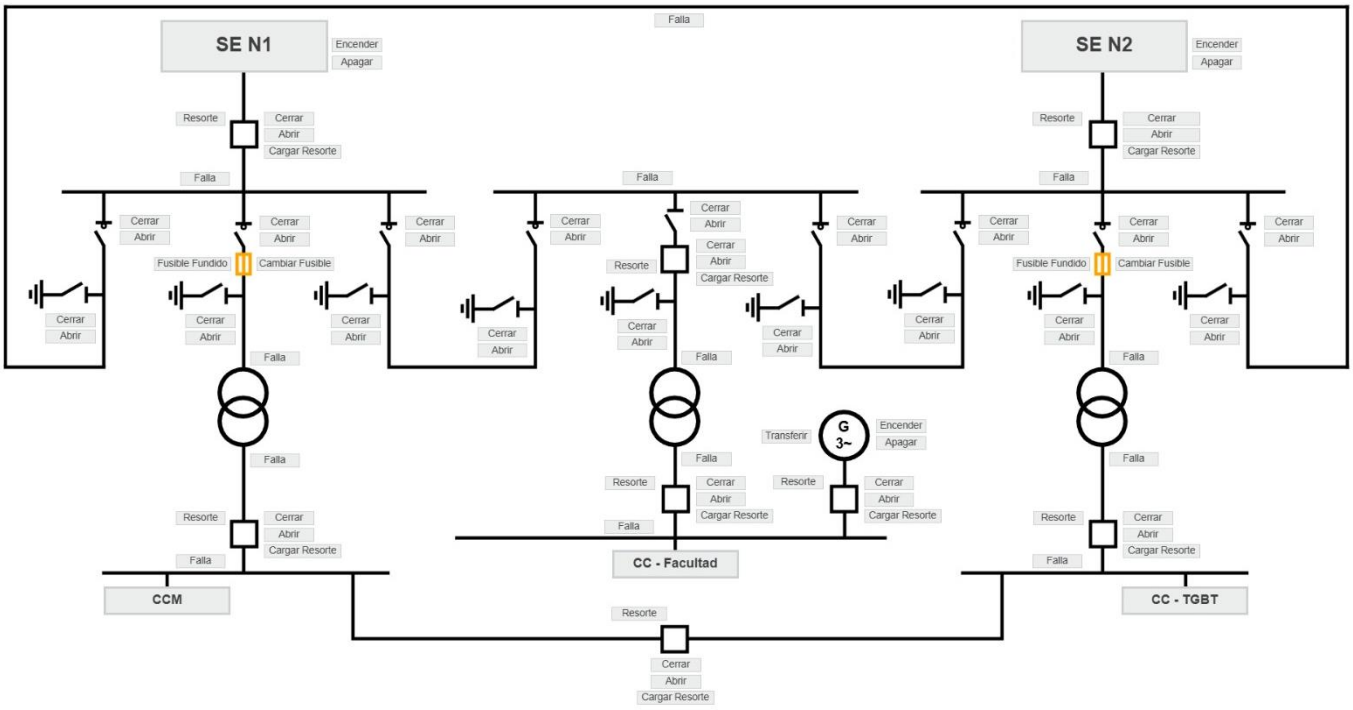


Figura 1. HMI de las redes de MT y BT de la facultad (los elementos de maniobra de MT se encuentran en el LEME).

La lógica de funcionamiento del sistema fue implementada combinando dos lenguajes de programación propios del entorno PLC. La estructura general de la instalación y la interconexión entre los distintos elementos se desarrolló mediante programación en Function Block Diagram (FBD), permitiendo representar de forma modular la lógica asociada a la red como un conjunto de bloques funcionales interrelacionados. Por su parte, la lógica interna de cada elemento de maniobra se implementó utilizando Structured Text (ST), lo que permitió un mayor grado de detalle en la definición de los estados, condiciones de operación y restricciones funcionales de cada componente.

En este contexto, se diseñaron bloques específicos para representar el comportamiento funcional de los principales dispositivos de la instalación. En particular, se desarrollaron bloques independientes para simular celdas interruptoras, seccionadores fusibles, seccionador bajo carga y celdas interruptor-seccionador, priorizando la reproducción de las condiciones operativas, interbloqueos y secuencias de maniobra características de estos elementos en una red eléctrica real.

A continuación, se presenta la codificación en Structured Text correspondiente a cada uno de los bloques desarrollados, asimismo, se incluyen las representaciones gráficas de cada bloque.

- **Bloque interruptor (FB_INT)**

Se adjunta a continuación el código de programación para el bloque interruptor

```
1. TON1(IN := CMD_CARGAR_RES, PT := TIME#0.02s, Q => AUX_CARGA, ET => );
2.
3. RS1(SET := AUX_CARGA, RESET1 := (CMD_ABRIR OR FALLA_INT), Q1 => EST_RES);
4.
5. RS2(SET := (CMD_CERRAR AND EST_RES), RESET1 := (CMD_ABRIR OR FALLA_INT), Q1 => EST_INT);
```

donde

Tabla 1. Parámetros del bloque interruptor.

Variable	Uso	Tipo	Descripción
CMD_ABRIR	Entrada	BOOL	Comando de apertura del interruptor
CMD_CERRAR	Entrada	BOOL	Comando de cierre del interruptor
CMD_CARGA_RES	Entrada	BOOL	Comando de carga del resorte
EST_RES	Salida	BOOL	Estado del resorte (FALSE descargado / TRUE cargado)
EST_INT	Salida	BOOL	Estado del interruptor (FALSE abierto / TRUE cerrado)
AUX_CARGA	Local	BOOL	Variable auxiliar necesaria para el funcionamiento del bloque
FALLA_INT	Entrada	BOOL	Indica la detección de una falla por un dispositivo externo

a continuación, se muestra el bloque de función asociado

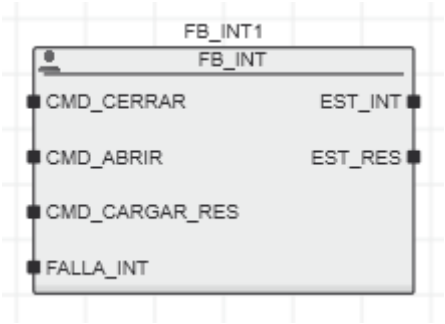


Figura 2. Bloque de función correspondiente al interruptor de MT, utilizado en la programación con FB.

- **Bloque seccionador bajo carga (FB_SBC)**

Se adjunta a continuación el código de programación para el bloque seccionador bajo carga

```
1. RS1(SET := CMD_CERRAR AND NOT EST_PAT, RESET1 := CMD_ABRIR, Q1 => EST_SBC);
2.
3. RS2(SET := CMD_CERRAR_PAT AND NOT EST_SBC, RESET1 := CMD_ABRIR_PAT, Q1 => EST_PAT);
```

donde

Tabla 2. Parámetros del bloque seccionador bajo carga.

Variable	Uso	Tipo	Descripción
CMD_ABRIR	Entrada	BOOL	Comando de apertura del seccionador
CMD_CERRAR	Entrada	BOOL	Comando de cierre del seccionador
CMD_ABRIR_PAT	Entrada	BOOL	Comando de apertura de las cuchillas de puesta a tierra
CMD_CERRAR_PAT	Entrada	BOOL	Comando de cierre de las cuchillas de puesta tierra
EST_PAT	Salida	BOOL	Estado de las cuchillas de PAT (FALSE abiertas / TRUE cerradas)
EST_SBC	Salida	BOOL	Estado del seccionador (FALSE abierto / TRUE cerrado)

a continuación, se muestra el bloque de función asociado

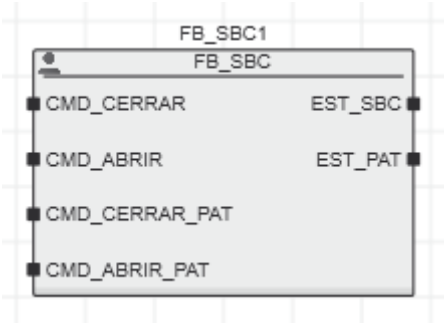


Figura 3. Bloque de función correspondiente al seccionador bajo carga de MT, utilizado en la programación con FB.

- **Bloque seccionador bajo carga fusible (FB_SBCF)**

Se adjunta a continuación el código de programación para el bloque seccionador bajo carga fusible

```
1. RS1(SET := CMD_CERRAR AND NOT EST_PAT, RESET1 := CMD_ABRIR, Q1 => EST_SBCF);
2.
3. RS2(SET := CMD_CERRAR_PAT AND NOT EST_SBCF, RESET1 := CMD_ABRIR_PAT, Q1 => EST_PAT);
4.
5. RS3(SET := FALLA_SBCF, RESET1 := CMD_CAMBIAR_FUS AND EST_PAT AND NOT EST_SBCF, Q1 => EST_FUS);
```

donde

Tabla 3. Parámetros del bloque seccionador bajo carga fusible.

Variable	Uso	Tipo	Descripción
CMD_ABRIR	Entrada	BOOL	Comando de apertura del seccionador
CMD_CERRAR	Entrada	BOOL	Comando de cierre del seccionador
CMD_ABRIR_PAT	Entrada	BOOL	Comando de apertura de las cuchillas de puesta a tierra
CMD_CERRAR_PAT	Entrada	BOOL	Comando de cierre de las cuchillas de puesta tierra
CMD_CAMBIAR_FUS	Entrada	BOOL	Comando para cambio de fusible
EST_PAT	Salida	BOOL	Estado de las cuchillas de PAT (FALSE abiertas / TRUE cerradas)
EST_SBCF	Salida	BOOL	Estado del seccionador (FALSE abierto / TRUE cerrado)
EST_FUS	Salida	BOOL	Estado del fusible
FALLA_SBCF	Entrada	BOOL	Variable de simulación de falla para fundición del fusible

a continuación, se muestra el bloque de función asociado

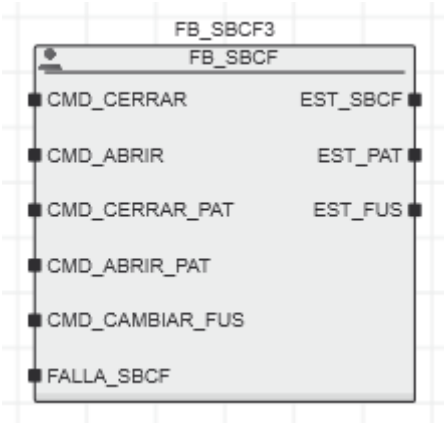


Figura 4. Bloque de función correspondiente al seccionador bajo carga fusible de MT, utilizado en la programación con FB.

- **Bloque interruptor-seccionador (FB_INT_SEC)**

Se adjunta a continuación el código de programación para el bloque interruptor-seccionador

```
AUX_BUS := EST_BUS AND EST_INT;

RS1(SET := CMD_CERRAR_SEC AND NOT EST_PAT AND NOT AUX_BUS, RESET1 := CMD_ABRIR_SEC AND NOT EST_INT, Q1 => EST_SEC);

RS2(SET := CMD_CERRAR_PAT AND NOT EST_SEC AND NOT EST_INT, RESET1 := CMD_ABRIR_PAT, Q1 => EST_PAT);

TON1(IN := CMD_CARGAR_RES, PT := TIME#0.02s, Q => AUX_CARGA, ET => );

RS3(SET := AUX_CARGA, RESET1 := (CMD_ABRIR_INT OR FALLA_INT), Q1 => EST_RES);

RS4(SET := (CMD_CERRAR_INT AND EST_RES), RESET1 := (CMD_ABRIR_INT OR FALLA_INT), Q1 => EST_INT);
```

donde

Tabla 3. Parámetros del bloque interruptor-seccionador.

Variable	Uso	Tipo	Descripción
CMD_ABRIR_SEC	Entrada	BOOL	Comando de apertura del seccionador
CMD_CERRAR_SEC	Entrada	BOOL	Comando de cierre del seccionador
CMD_ABRIR_INT	Entrada	BOOL	Comando de apertura del interruptor
CMD_CERRAR_INT	Entrada	BOOL	Comando de cierre del interruptor
CMD_CARGAR_RES	Entrada	BOOL	Comando de carga del resorte del interruptor
CMD_ABRIR_PAT	Entrada	BOOL	Comando de apertura de las cuchillas de puesta a tierra
CMD_CERRAR_PAT	Entrada	BOOL	Comando de cierre de las cuchillas de puesta tierra
EST_PAT	Salida	BOOL	Estado de las cuchillas de PAT (FALSE abiertas / TRUE cerradas)
EST_SEC	Salida	BOOL	Estado del seccionador (FALSE abierto / TRUE cerrado)
EST_INT	Salida	BOOL	Estado del interruptor (FALSE abierto / TRUE cerrado)
EST_RES	Salida	BOOL	Estado del resorte (FALSE descargado / TRUE cargado)

EST_BUS	Entrada	BOOL	Estado de la barra de alimentación (FALSE sin tensión / TRUE con tensión)
FALLA_INT	Entrada	BOOL	Indica la detección de una falla por un dispositivo externo

a continuación, se muestra el bloque de función asociado

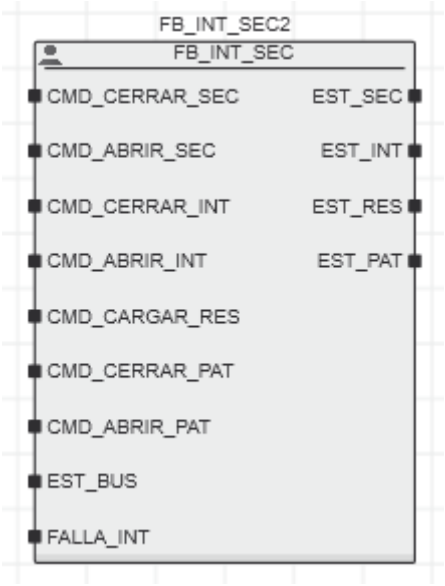


Figura 5. Bloque de función correspondiente al interruptor-seccionador de MT, utilizado en la programación con FB.

La validación del entorno desarrollado se realizó de manera cualitativa, evaluando la coherencia lógica del sistema frente a distintas maniobras operativas ejecutadas desde la interfaz HMI. Este proceso permitió verificar que las transiciones de estado y las restricciones de operación se comportaran de forma consistente con la lógica esperada de una instalación eléctrica real, en concordancia con el alcance definido para el presente trabajo.

Estado del Arte

Diversos trabajos han abordado el uso de controladores lógicos programables (PLCs) en el contexto de redes eléctricas inteligentes y microredes, principalmente como dispositivos de automatización y control. En este sentido, se ha destacado la capacidad del PLC para implementar lógicas de operación asociadas a maniobras, supervisión de estados y coordinación de elementos de red, posicionándolo como una herramienta flexible dentro de arquitecturas de Smart Grid (ver [5]). No obstante, estos enfoques suelen centrarse en la automatización funcional del sistema y no en la simulación detallada de los dispositivos de campo ni en su aplicación como entorno de modelado educativo.

En particular, algunas investigaciones proponen arquitecturas basadas en PLC integradas con sistemas SCADA para la operación y el monitoreo de microredes, donde el énfasis se encuentra en la supervisión centralizada y en la ejecución de maniobras operativas sobre el sistema eléctrico (ver [3]). En estos trabajos, el PLC actúa como un controlador del proceso, sin profundizar en la diferenciación conceptual entre PLCs e IEDs ni en la posibilidad de utilizar el controlador como una plataforma de simulación lógica de los componentes de la red.

Asimismo, documentos de referencia en el ámbito académico reconocen la simulación y el modelado como herramientas válidas para el estudio y la enseñanza de microredes y Smart Grids, especialmente en contextos donde la infraestructura física es limitada (ver [4]). En este marco, el presente trabajo se diferencia de los enfoques existentes al proponer el uso del PLC no como dispositivo de control de una red inteligente real, sino como una plataforma de simulación lógica basada en bloques programables que permiten reproducir el comportamiento operativo de una red eléctrica. Este enfoque busca complementar los trabajos previos, aportando una alternativa orientada al análisis funcional y didáctico de redes inteligentes.

Resultados y discusión

Los resultados obtenidos a partir del entorno de simulación desarrollado indican que el sistema respondió de manera coherente con la lógica operativa esperada para una red eléctrica de media tensión. Las maniobras realizadas sobre los distintos elementos representados en el esquema unifilar se comportaron conforme a las condiciones de operación definidas en la programación, lo que permitió validar cualitativamente el funcionamiento del modelo propuesto. En este sentido, la simulación permitió reproducir de forma consistente los estados de energización y las secuencias de maniobra previstas para la instalación analizada. A continuación, se muestran alunas imágenes ilustrativas, en las mismas se muestran diferentes estados de alimentación.

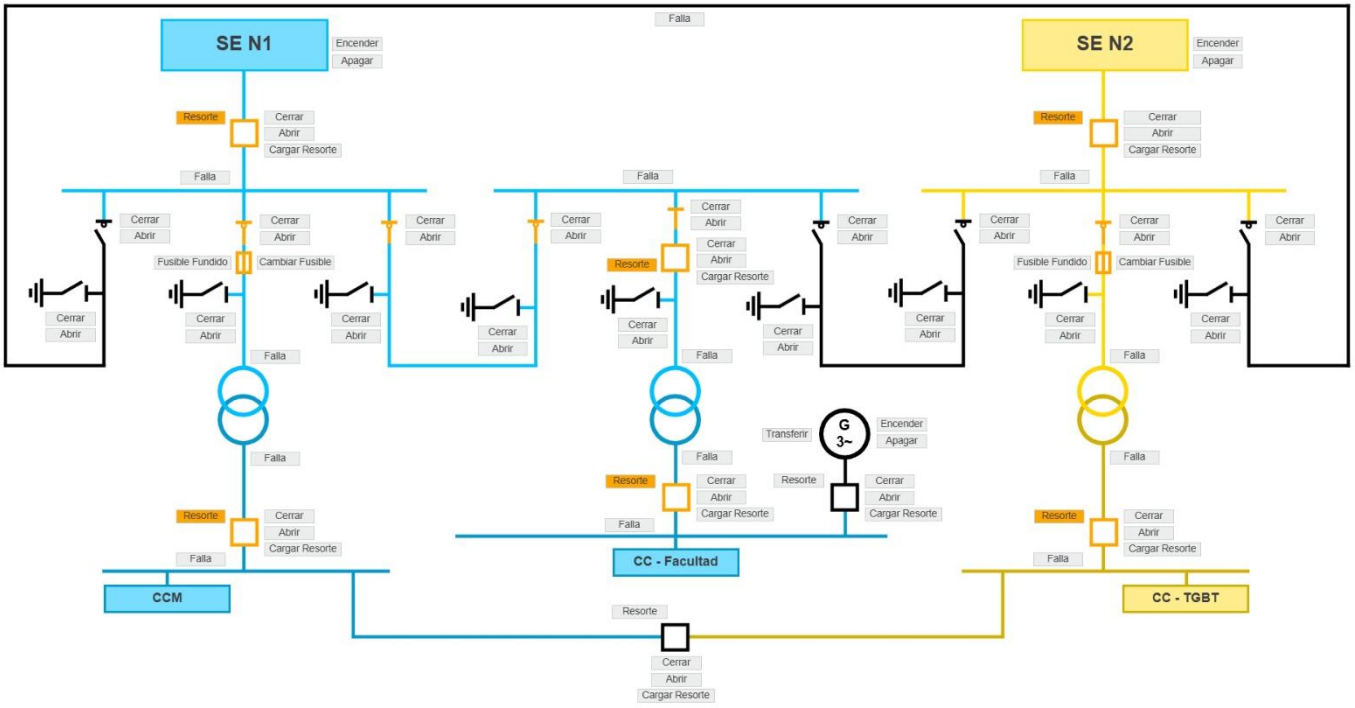


Figura 6. Representación de un posible estado de alimentación, la primer y segunda barra (así como sus cargas de BT) se alimentan desde la Subestación Eléctrica N°1 y la tercera desde la Subestación Eléctrica N°2.

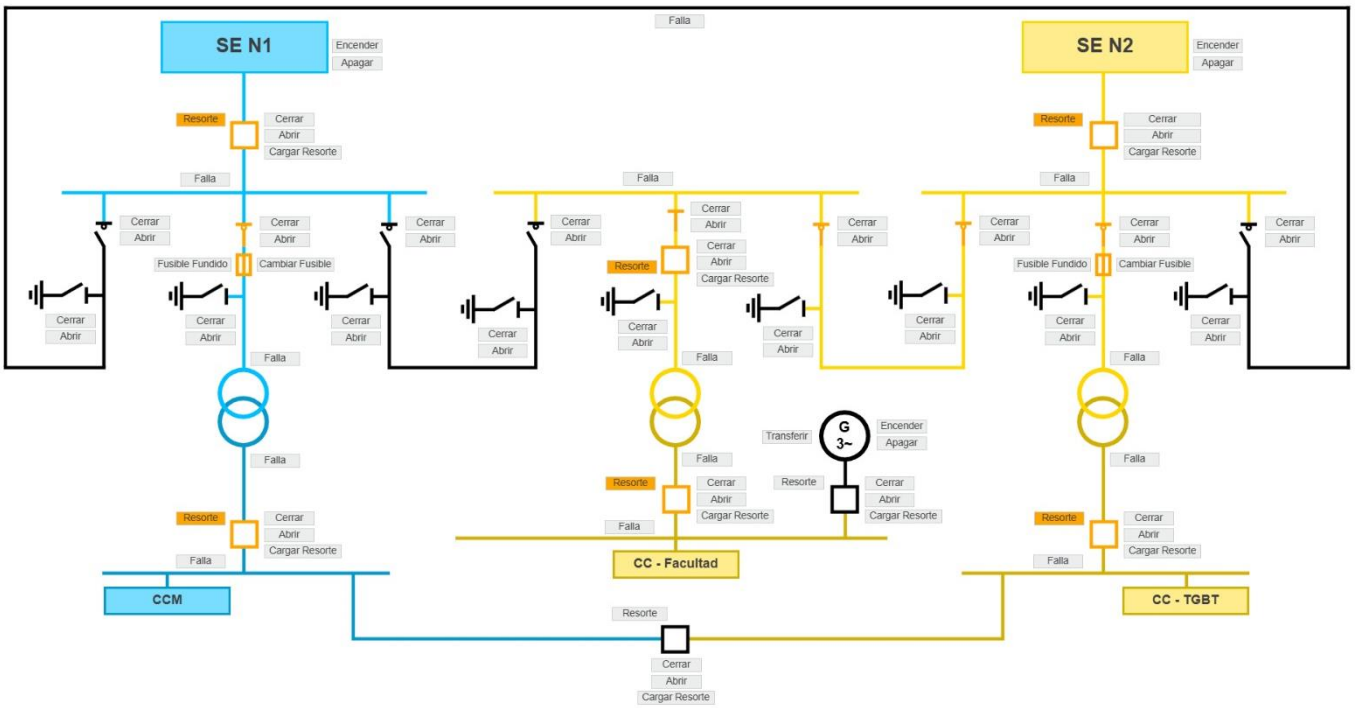


Figura 7. Representación de un posible estado de alimentación, la tercer y segunda barra (así como sus cargas de BT) se alimentan desde la Subestación Eléctrica N°2 y la primera desde la Subestación Eléctrica N°1.

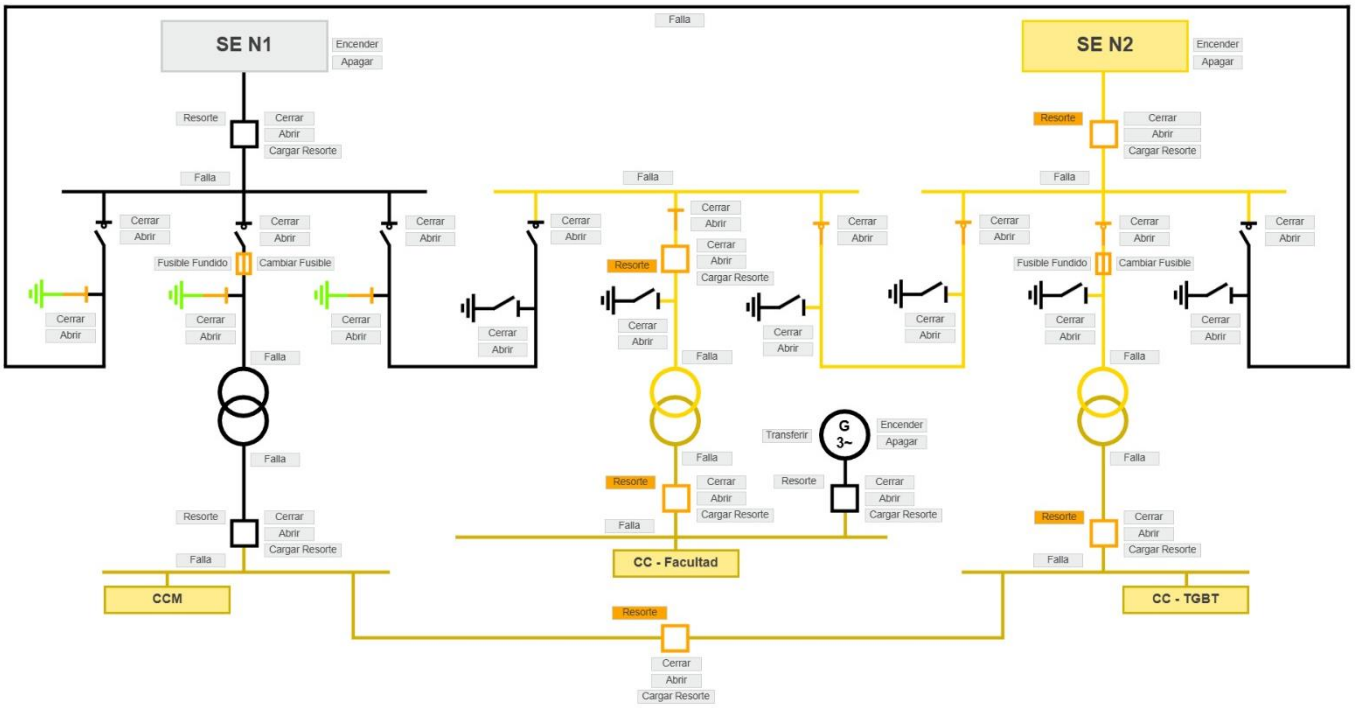


Figura 8. Representación de un posible estado de alimentación, la tercer y segunda barra (así como sus cargas de BT) se alimentan desde la Subestación Eléctrica N°2, y debido a que el primer cuadro se presume en mantenimiento (nótese cerradas las cuchillas de puesta a tierra), se hace un acople en BT para alimentar la carga de dicho cuadro

La implementación de bloques de programación específicos para cada tipo de celda resultó particularmente beneficiosa desde el punto de vista del diseño del sistema. Este enfoque modular permitió simplificar la programación general de la instalación, mejorar la legibilidad del código y facilitar su interpretación tanto a nivel de lógica interna como desde la interfaz HMI. Asimismo, la utilización de bloques reutilizables abre la posibilidad de organizar estos desarrollos en librerías, lo que permitiría acelerar la implementación de futuras simulaciones basadas en configuraciones similares.

No obstante, se identificaron ciertas limitaciones asociadas principalmente a la escalabilidad del entorno desarrollado. En particular, la ampliación de la red simulada o la incorporación de nuevas instalaciones requeriría una reconfiguración significativa de la interfaz HMI, dado que su diseño está estrechamente vinculado a la topología específica de la red representada. Si bien la lógica interna puede reutilizarse mediante los bloques desarrollados, el diseño gráfico de la interfaz debe adaptarse de forma particular a cada instalación, lo que implica un esfuerzo adicional en caso de querer representar múltiples redes distintas.

Otra limitación observada se relaciona con el consumo de recursos del entorno de desarrollo utilizado. Durante las pruebas realizadas en dos equipos informáticos distintos, se verificó que el desempeño de la simulación dependía en gran medida de las capacidades del hardware disponible. En equipos con recursos limitados se observaron demoras en la actualización de la interfaz y, en algunos casos, bloqueos temporales del sistema ante determinadas acciones del usuario. Cabe destacar que esta limitación no está asociada a la lógica de simulación en sí, sino al entorno de software empleado para el desarrollo de la HMI y la ejecución de la simulación. En equipos con recursos suficientes (como de los que dispone la facultad), el sistema operó de manera estable y sin inconvenientes.

A pesar de estas limitaciones, los resultados obtenidos permiten afirmar que el uso de un PLC como plataforma de simulación lógica de redes eléctricas resulta viable desde un punto de vista funcional. Una vez definidos los bloques de programación y organizada adecuadamente la estructura de variables, el desarrollo de la lógica asociada a una red eléctrica puede realizarse de manera ágil y ordenada.

Conclusiones

En el presente trabajo se analizó la viabilidad del uso de un controlador lógico programable (PLC) como plataforma para la simulación lógica del comportamiento operativo de una red eléctrica de pequeña escala. A partir del desarrollo del entorno de simulación y de la implementación de bloques específicos para representar los principales elementos de maniobra, se pudo verificar que el PLC constituye una herramienta adecuada para reproducir, de manera funcional, las maniobras y estados operativos característicos de una red eléctrica.

Los resultados obtenidos permiten concluir que el enfoque propuesto resulta favorable para el estudio y la experimentación de redes eléctricas en un entorno de simulación, siempre que el objetivo se limite a la representación lógica y funcional del sistema. En este sentido, se destaca, nuevamente, que el PLC no se plantea como un dispositivo de control ni de protección de una Smart Grid real, sino como una plataforma de simulación sobre la cual es posible analizar el comportamiento de una red eléctrica sin necesidad de disponer de infraestructura física ni de equipamiento especializado.

Asimismo, el desarrollo realizado abre la posibilidad de futuras líneas de investigación orientadas a la integración de dispositivos de protección reales o simulados dentro del entorno desarrollado. En particular, la creación de bloques que representen el funcionamiento de IEDs, o la eventual conexión de IEDs físicos a la red simulada, permitiría evaluar su comportamiento operativo en un contexto controlado, utilizando la plataforma de simulación como banco de pruebas. Este enfoque podría ampliar el alcance del sistema propuesto, manteniendo su carácter didáctico y experimental.

En conclusión, el trabajo demuestra que es posible diseñar una red eléctrica simulada utilizando un PLC como núcleo lógico, obteniendo resultados satisfactorios en términos de coherencia operativa y claridad de implementación. Este enfoque se presenta como una alternativa válida para la enseñanza y el análisis conceptual de redes eléctricas y Smart Grids, aportando una herramienta flexible que puede ser extendida y adaptada en futuras investigaciones.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional La Plata por brindar el espacio y los recursos necesarios para el desarrollo de este proyecto dentro del Laboratorio de Ensayos y Maniobras Eléctricas.

Asimismo, se agradece especialmente al **Dr. Ing. José Luis Maccarone**, jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica, y al **Ing. Eduardo Mazzoleni**, jefe de proyecto, por su acompañamiento y orientación técnica durante todo el proceso.

Finalmente, se extiende el agradecimiento a los estudiantes de segundo, tercer y cuarto año de la carrera que participaron de manera colaborativa e interdisciplinaria en el desarrollo de la simulación.

Referencias bibliográficas

[1] Camoriano, F., Cima, N., Pesoinboure, A., & Vicente, J. (2022). *Centro de control y despacho de cargas para capacitación por competencias* [Proyecto final de grado, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad La Plata]. UTN Facultad La Plata.

[2] Hernández, M., & Muiño, M. (2025). *Implementación de un sistema de monitoreo y control SCADA para el LEME: Celdas de MT y tableros de BT* [Proyecto final de grado, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata]. UTN Facultad La Plata.

[3] Kermani, M., Abbasi, S., Shirdare, E., & Martirano, L. (2023). *Real-time PLC-based control for microgrid operations using SCADA system*. En *Proceedings of the IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe 2023).* IEEE.

[4] Mangate, S. D., & Kamble, S. (2024). PLC-based microgrid system and load management. Savitribai Phule Pune University, Department of Electrical Engineering.

[5] Chaudhari, T. R. (2023). *Smart grid automation using PLC*. Khandesh College Education Society's College of Engineering and Management, Department of Electrical Engineering, Jalgaon, Maharashtra, India.

Índice de Autores

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Índice de Autores

Abraham, Abel ..... Pág. 440
Acosta, Javier ..... Pág. 52
Agnello, Ariel ..... Pág. 275
Aguilar, Walter ..... Pág. 295
Aguirre, Fidel ..... Pág. 306
Alarcón, Martín Alejandro ..... Pág. 232
Alarcón, Rodrigo Germán ..... Pág. 232
Albanese, Ariel A. ..... Pág. 40, Pág. 440
Alvarez, Gonzalo Exequiel ..... Pág. 395
Amatti, Juan Carlos ..... Pág. 317
Amieva, Rita ..... Pág. 446
Amaya, Juan I. ..... Pág. 173
Amiconi, Diego ..... Pág. 467
Andreotti, Luis ..... Pág. 63
Arce Genta, Paulina ..... Pág. 467
Arnera, Patricia Liliana ..... Pág. 185
Arraña, Ignacio ..... Pág. 160
Asteazaran, Mariano ..... Pág. 208
Ava, Federico Martin ..... Pág. 107
Baldassini, Esteban ..... Pág. 118
Baldini, Jose ..... Pág. 295
Barbieri, María Beatriz ..... Pág. 185
Barichello, Gonzalo ..... Pág. 23
Benavidez, Carlos ..... Pág. 288
Benito, Marcos ..... Pág. 265, Pág. 383
Bertero, Ramiro ..... Pág. 504
Bertossi, Marcelo ..... Pág. 196
Bifano, Lautaro ..... Pág. 306
Biteznik, Carlos Ezequiel ..... Pág. 185
Bogado, Demian ..... Pág. 467
Bosio, Roberto ..... Pág. 23
Bragagnolo, Sergio N. ..... Pág. 173
Bufanio, Ruben ..... Pág. 275
Burgos, Matías ..... Pág. 275
Burgos, Sergio ..... Pág. 265, Pág. 383
Cabello, Emir Alexis ..... Pág. 561
Cairó, Francisco ..... Pág. 492
Capeletti, Walter ..... Pág. 244
Capel, Lucas ..... Pág. 492
Carrizo, Esteban ..... Pág. 22
Casteras, Leonardo ..... Pág. 118
Castello, Marcelo ..... Pág. 160
Cea, Ángel ..... Pág. 467
Cespedes, German ..... Pág. 208
Charchir, Axel ..... Pág. 24
Chavez, Rodrigo ..... Pág. 522
Chaves Galizzi, Justina ..... Pág. 479
Collado, Thomas ..... Pág. 561
Corasaniti, Victor Fabián ..... Pág. 185
Courtalón, Nicolás ..... Pág. 414

Cuestas, Facundo ..... Pág. 265, Pág. 383
D'Andrea, Adrian Fabio ..... Pág. 330
D'hipolito, Martina ..... Pág. 492
D'ovidio, Lucas ..... Pág. 118
De la Canal, Zoe ..... Pág. 467
Di Clemente, Carlos D. ..... Pág. 40
Di Ruscio, Nicolás J. ..... Pág. 340
Dopazo, Ignacio ..... Pág. 407
Doque, Mirta ..... Pág. 295
Duarte Lopez, Guillermo ..... Pág. 492
Enrique, Claudio ..... Pág. 455
Fernández, Elias Andrés ..... Pág. 510
Fernández, Juan Pedro ..... Pág. 129, Pág. 361, Pág. 370
Ferreyra, Diego Martín ..... Pág. 96, Pág. 256
Figueredo, Gustavo Raúl ..... Pág. 256
Florena, Edgardo ..... Pág. 446
Franchini, Rodrigo ..... Pág. 107
Furlani, Rodrigo ..... Pág. 129
García, Andrés ..... Pág. 288
Garelik, Manuel ..... Pág. 534
Gerard, Matias ..... Pág. 426
Godoy, José L. ..... Pág. 141, Pág. 351
Gonnet, Adrián ..... Pág. 153
Gonzalez, Alicia Agustina Luz ..... Pág. 24
Guccione, Cristian ..... Pág. 21
Gutierrez, Francisco ..... Pág. 492
Ifran, Nicolas ..... Pág. 510
Kröhling, Dan Ezequiel ..... Pág. 395
Kulbaba, Pablo ..... Pág. 340
Liberatore, Christian ..... Pág. 295
Lippi, Gianfranco ..... Pág. 86, Pág. 492
López, Diego ..... Pág. 52
Lorenzatto, Brian Nahuel ..... Pág. 544
Lovera, Santiago ..... Pág. 446
Loyarte, Ariel ..... Pág. 63, Pág. 414, Pág. 479
Luna, Ayelén Nélida Micaela ..... Pág. 107
Maccarone, José Luis ..... Pág. 40, Pág. 440
Magallán, Guillermo A. ..... Pág. 426
Maglianesi, Matías ..... Pág. 554
Mainetti, Carlos ..... Pág. 153
Manassero, Ulises ..... Pág. 52, Pág. 63, Pág. 129, Pág. 414
Marasco, Damián ..... Pág. 275
Marelli, Pablo ..... Pág. 129
Marino, Edgardo ..... Pág. 160
Marks, Esteban Darío ..... Pág. 17
Martínez, Ernesto ..... Pág. 395
Martínez-Gutiérrez, Samuel ..... Pág. 395
Massó, Rocio ..... Pág. 196
Mazzeo, Hugo ..... Pág. 306
Medero, Ignacio ..... Pág. 522
Mendez, Santiago Luis ..... Pág. 510
Merino, Alejandro ..... Pág. 395
Moine, Francisco Matías ..... Pág. 544

Monte, Gustavo ..... Pág. 275
Montichelli, Atilio Maria ..... Pág. 28
Muiño, Federico ..... Pág. 118
Mujica, Mariano ..... Pág. 220
Neira, Luis Lorenzo ..... Pág. 107
Nesci, Sebastián M. ..... Pág. 75
Nieto, Daniel ..... Pág. 317
Olivo, Leandro ..... Pág. 534
Pacheco, Carlos Gustavo ..... Pág. 330
Pascual, Héctor O. ..... Pág. 40
Pascual, Osvaldo ..... Pág. 440
Peralta, Iván ..... Pág. 426
Pérez, Francisco Avelino ..... Pág. 107
Peters, Johanna ..... Pág. 467
Pfaffen, Esteban ..... Pág. 534
Pochettino, Nicolás ..... Pág. 52
Pralong, Sebastian ..... Pág. 395
Ramos, Leandro ..... Pág. 534
Reynoso, Facundo Ariel Andrada ..... Pág. 107
Rodrigues de Castro, Antonio ..... Pág. 492
Romero, Facundo N. ..... Pág. 351
Ros, Mario ..... Pág. 244
Rossi, Lautaro ..... Pág. 129, Pág. 361, Pág. 370
Rovere, Hernán ..... Pág. 75
Rufiner, Hugo Leonardo ..... Pág. 426
Rullo, Pablo ..... Pág. 220
Salerno, Juan ..... Pág. 160
Salvatierra, Javier ..... Pág. 21
Sanchez, Leonardo ..... Pág. 317, Pág. 446
Sanseverinatti, Carlos Ignacio ..... Pág. 63, Pág. 129
Sarabia, Daniel ..... Pág. 395
Scabini, Roberto ..... Pág. 522
Scarone, Norberto ..... Pág. 275
Scavuzzo, Mauro ..... Pág. 86
Schierloh, Rodrigo M. ..... Pág. 141, Pág. 351
Sciarretta, Leandro ..... Pág. 492
Scribano Vera, Facundo ..... Pág. 185
Sfiligoy, Celeste ..... Pág. 504
Sian, Esteban F. ..... Pág. 265, Pág. 383
Silva, Ezequiel ..... Pág. 317
Sioma, Benjamín ..... Pág. 467
Smith, Axel Timoteo ..... Pág. 52
Solís, Agustina ..... Pág. 554
Sombeck, Martín ..... Pág. 173
Stazzoni, Roberto ..... Pág. 20
Steimbrenner, Carla Daniela ..... Pág. 510
Steiner, Carlos ..... Pág. 25
Steinmann, Irene ..... Pág. 361, Pág. 370
Suppo, Tomás L. ..... Pág. 173
Szwarc, Gerardo D. ..... Pág. 96
Thomas, Ricardo ..... Pág. 275
Torres, José Luis ..... Pág. 52
Torres, Santiago ..... Pág. 534

AJEA (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN)
Libro de Actas DOI:https://doi.org/10.33414/ajea.2027.2026

Toscano Ruffinatto, Ciro ..... Pág. 330, Pág. 522
Vallet, Estanislao M. ..... Pág. 23
Vandoni, Lucas ..... Pág. 86, Pág. 492
Vega, Jorge Ruben ..... Pág. 96, Pág. 141
Vincitorio, Fabio M. ..... Pág. 141
Yorye, Eugenia ..... Pág. 446
Zacarias, Ruben ..... Pág. 275
Zampar, María Florencia ..... Pág. 256
Zamanillo, Germán ..... Pág. 75
Zaniratto, Nicolas ..... Pág. 306
Zottico, Andres ..... Pág. 407
Zúñiga, Nicolas ..... Pág. 275
Zurlo, Hugo Daniel ..... Pág. 256

CITTIE 2026

UTN SANTA FE