



Identificación del Trabajo	
Área:	Energía
Categoría:	Alumno
Regional:	Santa Fe

Desarrollo de metodología para valoración técnico-económica de los costos de operación de redes de transmisión basados en criterios de confiabilidad y con participación de fuentes de generación renovables. Caso de estudio Parque Eólico Achiras.

Carlos LUCERO, Marcos CEA, Dino GHISOLFI, Damián CANO, Gonzalo ECENARRO

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe), Facultad Regional Santa Fe, UTN

E-mail de autores: ariellucero05@gmail.com, marcos.cea@live.com.ar, dinoghisolfi@gmail.com, damian_cano_77@hotmail.com, gonzae04@hotmail.com.

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del Ing. Ulises Manassero, en el marco del proyecto "Impacto de la utilización de sistemas de almacenamiento y cogeneración para la optimización del despacho de energía en micro-redes eléctricas". (2018 – 2019)

Resumen

A nivel global se busca sustituir la generación de energía eléctrica del tipo térmica por aquellas que utilizan fuentes de energía renovable. En este trabajo se estudia el impacto en la operación de del sistema de transmisión interprovincial San Luis–Córdoba ante la inserción del parque eólico Achiras. Se realizan simulaciones de flujos de carga y se estiman los niveles de energía no suministrada ante contingencias simples y el beneficio que trae aparejado la inserción de estas tecnologías en la red ante este tipo de fallas en el sistema.

Se calculan las pérdidas eléctricas anuales y se hace un análisis técnico-económico sobre como impacta la puesta en servicio del parque eólico.

Los resultados obtenidos evidencian que el aporte energético de generación renovable, resulta beneficioso para la operación de la red, debido a la reducción de energía no suministrada y las pérdidas eléctricas mejorando la calidad del servicio eléctrico y un menor costo de operación.

Palabras Claves: Parque Eólico; Energía Renovable; Valorización de Pérdidas;

1. Introducción

En la actualidad, el mundo vive un proceso de cambio de un modelo económico basado en una energía "ilimitada y barata" hacia un nuevo marco en el cual los recursos energéticos son limitados (Vigueras Rodríguez, 2008). En este nuevo contexto, el empleo de las energías renovables representa uno de los factores vitales, dado que pueden asegurar una producción de energía estable en el medio y largo plazo.

Dentro de estas alternativas renovables, la energía eólica se destaca por el crecimiento exponencial que ha experimentado en las últimas décadas y por la confianza ganada tanto del sector eléctrico como de la opinión pública (Kang, J., et al, 2010). Asimismo, el costo de producción de este tipo de energía se ha reducido considerablemente, pudiendo competir en lugares de condiciones de viento favorables con otro tipo de fuentes de energía. Gracias al rápido avance tecnológico que han experimentado los aerogeneradores en las últimas décadas, es posible que en

la actualidad se puedan incorporar a las redes de potencia parques eólicos (PE) con un gran número de aerogeneradores y con una potencia instalada de hasta los cientos de megawatts.

En este contexto, en trabajos anteriores, los autores analizaron el acceso a la red del PE Achiras de 50,4 MW, a partir de estudios eléctricos, con el propósito de evaluar su impacto en las condiciones de operación tanto estacionarias (Lucero, et al; 2017) como dinámicas (Lucero, et al; 2018) del sistema de transmisión interprovincial San Luis – Córdoba de 132 kV y se describió la metodología utilizada para determinar y cuantificar los requerimientos energéticos de generación térmica con el propósito de mantener condiciones admisibles de operación en la red, y evaluar el impacto de la integración del PE Achiras en el desplazamiento de generación térmica convencional (GTC) y la reducción de energía no suministrada (ENS) en el subsistema (Lucero, et al; 2018).

En este trabajo se pretende, en base a los resultados y modelos realizados en los trabajos antes mencionados, realizar un análisis de confiabilidad, proponer una metodología para calcular la ENS ante fallas simples en la red y evaluar el impacto de la puesta en servicio del PE sobre estos valores. A su vez, también se propone una metodología para calcular y valorizar las pérdidas eléctricas en los elementos del sistema de transmisión eléctrica (básicamente líneas y transformadores) y evaluar posteriormente cómo son influenciadas estas pérdidas por la puesta en servicio de los generadores eólicos.

Con el desarrollo de este trabajo se completa una metodología que permite desarrollar una valoración técnico-económica ante la puesta en servicio de nueva generación eléctrica a partir de recursos del tipo renovable no gestionable que puede ser aplicada a cualquier red eléctrica y que permite, con un alto grado de exactitud, determinar los beneficios que la nueva generación pueda traer a la red eléctrica y hacer una comparación con diferentes ubicaciones posibles para determinar la más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

2. Metodología

Según datos de referencia bibliográfica y base de datos de empresas de energía de transmisión y transporte, se determinan los indicadores de confiabilidad de los elementos del sistema que conforman el subsistema (LAT 132 kV y transformadores 500/132 kV). Para cada elemento se calculan las horas anuales de indisponibilidad forzada y su probabilidad de ocurrencia para cinco escenarios de demanda definidos (sub-valle, valle, resto, sub-pico y pico). Luego, para cada escenario definido se calculan los niveles de demanda no abastecida (DNA) para un conjunto de contingencias propuestas. En función a la probabilidad de ocurrencia de la falla en cada caso de demanda y a las horas de indisponibilidad de la falla, se obtiene la ENS total para cada contingencia y para escenario con y sin el despacho del PE.

Seguidamente, se obtienen las pérdidas de energía anuales operativas del sistema para caso con y sin PE. Por último, se realizan las valorizaciones económicas de la ENS a precios de penalización estipulados en los procedimientos de CAMMESA y valorizan las pérdidas eléctricas a precio promedio del mercado spot, para finalmente obtener los costos totales de operación.

2.1. Consideraciones Generales.

Para el modelado y las condiciones de operación admisibles de la red de transmisión, se adoptaron los siguientes supuestos:

- Adopción de los niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los Procedimientos de CAMMESA (CAMMESA, 2012).

- Adopción como límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas aéreas al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite admisible de condiciones normales de operación de transformadores de potencia (132/33/13,2 kV y 500/132/33 kV) corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- Se consideraron aceptables niveles de tensión en barras de 132 kV y 33 kV aquellos que se encuentran en el rango de 0,90 a 1,10 pu.
- Se utilizó el software PSS-E versión 34 universitaria para el modelado del sistema eléctrico de potencia, las simulaciones de flujos de carga y el cálculo de pérdidas.

2.2. Descripción del subsistema en estudio.

El PE Achiras ha sido adjudicado en la licitación de Renovar 1.5 impulsada por la Secretaría de Energía de la Nación. El mismo se instaló a 7 km al suroeste de la localidad de Achiras. El proyecto se conforma de doce aerogeneradores 4,2 MW de potencia nominal, totalizando el PE 50,4 MW.

Por otra parte, la red de transmisión en 132 kV donde se pretende instalar el PE presenta una topología anillada, con alimentación desde los nodos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) 500/132 kV Luján y Almafuerce (ver figura 1).

El subsistema posee una alta participación de demandas del tipo industrial de los rubros alimenticio (principalmente aceiteras) y agroindustrial con una demanda máxima de 823,54 MVA que se presenta en el período estival.



Figura 1. Identificación de las trazas del corredor anillado de 132 kV en estudio.

El subsistema fue modelado con el software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSSE, versión 34 universitaria (ver figura 2). Se utilizaron sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estacionario.

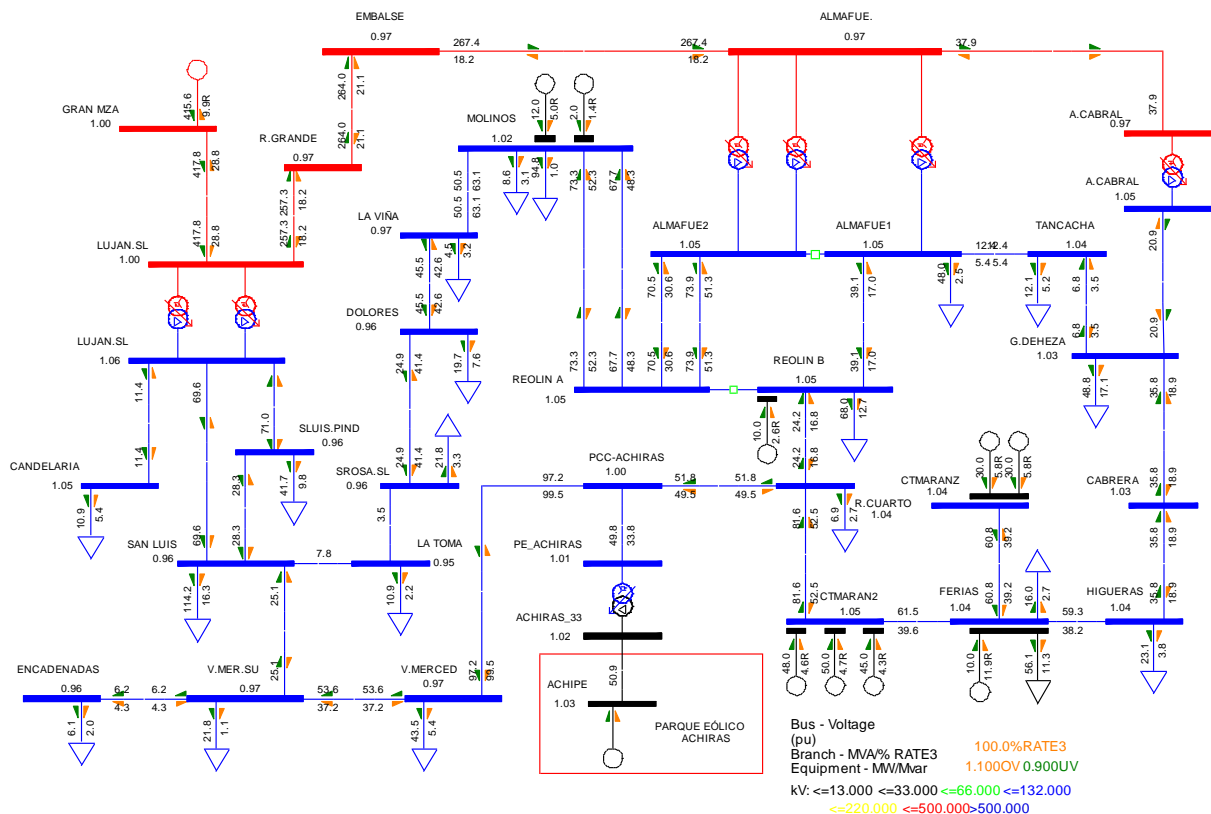


Figura 2. Modelo del corredor radial de 500/132 kV.

2.3. Determinación de la ENS ante contingencias simples.

Se llevó a cabo un estudio de Confiabilidad y cálculo de ENS con el objetivo de analizar la incidencia de fallas simples, red N-1, en la probabilidad de no abastecer la totalidad de la demanda. Las contingencias consideradas fueron fallas con salida de servicio en:

- Uno de los transformadores de 500/132 kV de la ET Almafuerite.
- LAT San Luis Industrial – San Luis Centro.
- LAT Villa Mercedes – Achiras.
- LAT Río Cuarto – Achiras.
- LAT Luján – San Luis.
- LAT Los Molinos – La viña.
- LAT La viña – Dolores.

En cuanto a los índices de calidad (tasa y duración de falla) empleados para la evaluación de la ENS, se adoptaron los requisitos establecidos por CAMMESA en “Los Procedimientos”, Anexo 27 y 28 (CAMMESA, 2016). Estos valores establecen para una LAT, 4 fallas por año cada 100 Km con un tiempo medio de reposición del elemento de 4 horas, mientras que para los transformadores ese valor es de 1 falla por año con un tiempo de restablecimiento de 20 horas.

Para calcular la ENS primero se cuantifican los requerimientos de recortes de demanda necesarias por condiciones inadmisibles en flujos post-falla para red N-1 para distintos estados de carga predefinidos (pico, sub-pico, resto, valle y sub-valle), para luego multiplicarlo por la tasa media de falla del elemento, tiempo medio de reposición y la probabilidad que la falla ocurra durante el estado de carga correspondiente (por análisis de curva de carga del subsistema).

El análisis se realiza para un período de 4 años donde se estima un crecimiento de la demanda interanual del 4,5%, obteniendo valores de ENS/año para cada contingencia y año del período bajo análisis.

Los cálculos de ENS se realizan para tres casos propuestos: i) sin el PE en servicio; ii) con PE funcionando a potencia nominal; iii) con PE despachado a su potencia más probable, dada por su potencia media anual (del orden a los 15 MW). Luego se realiza un análisis comparativo de la ENS obtenida en estas tres condiciones de operación de la red.

En la figura 3 se observa la distribución de probabilidad acumulada de demanda del subsistema para los años 2020 y 2024 como así también los diferentes estados de carga que se consideraron para hacer las corridas de flujos de potencia.

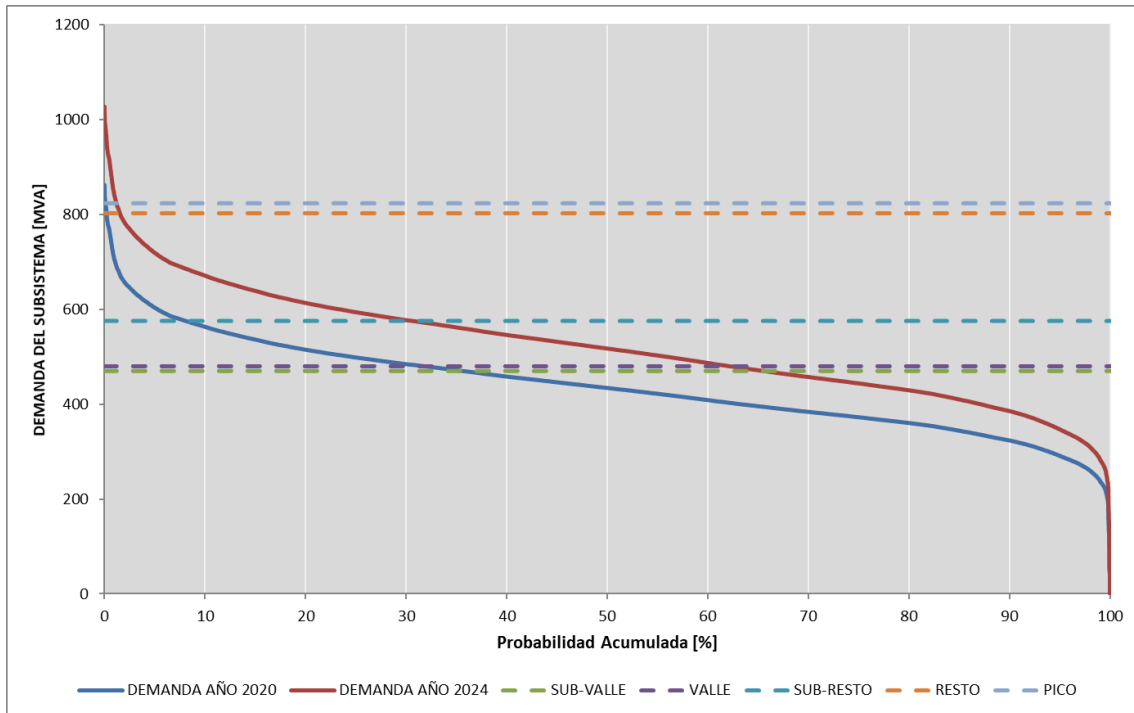


Figura 3. Distribución de probabilidad de demanda del subsistema.

2.4. Cálculo anual de pérdidas y su proyección para los siguientes cuatro años.

A partir del conocimiento del perfil de carga horario del día correspondiente a la máxima demanda registrada en la red en estudio, se realizan simulaciones de flujos de carga, ajustando la configuración de operación a los fines de reproducir para cada hora la demanda registrada por el sistema y se obtienen las pérdidas globales de la red.

Según la bibliografía específica sobre el tema (Pascual H. et al; 2018), la pérdida de energía anual para el año inicial (E_{Pa-0}) se puede calcular con la ecuación (1) donde el FP es el factor de pérdidas determinado por la ecuación (2), que a su vez depende del factor de carga (FC) que es la relación entre la energía media diaria ($E_{med-diaria}$) para un año y la energía del día de máxima demanda de energía ($E_{max-diaria}$) (3).

$$E_{Pa-0} = FP \cdot E_{Pd} \quad (1)$$

$$FP = 0,7 \cdot FC^2 + 0,3 \cdot FC \quad (2)$$

$$FC = \frac{E_{med-diaria}}{E_{max-diaria}} \quad (3)$$

Para determinar las pérdidas de energía para el día de máxima demanda (E_{pd}) se realiza la sumatoria de las pérdidas horarias obtenidas en las simulaciones (P_h) según ecuación (4).

$$E_{Pd} = \sum_{h=1}^{h=24} P_h \quad (4)$$

Finalmente, para obtener la estimación de pérdidas para años posteriores (E_{Pa-n}) se realiza el producto de la E_{Pa-0} por el cuadrado de la tasa de crecimiento interanual estimada (TC_a). Ello se justifica debido a que las pérdidas de energía en la red se incrementan de forma cuadrática con la demanda. La TC_a que se considera es de 4,5 % y el cálculo de la E_{Pa-n} se obtiene a partir de la ecuación (5).

$$E_{Pa-1} = TC_a^2 \cdot E_{Pa-0} \quad (5)$$

Para el cálculo de pérdidas con el PE en servicio se realiza el mismo procedimiento con la salvedad que los flujos de carga en estas condiciones tienen a los generadores eólicos despachando potencia activa según los registros de vientos en la zona para el mismo día.

En la figura 4 se observa la curva de demanda para el día de máxima demanda y la generación del PE para el mismo día según los registros de vientos.

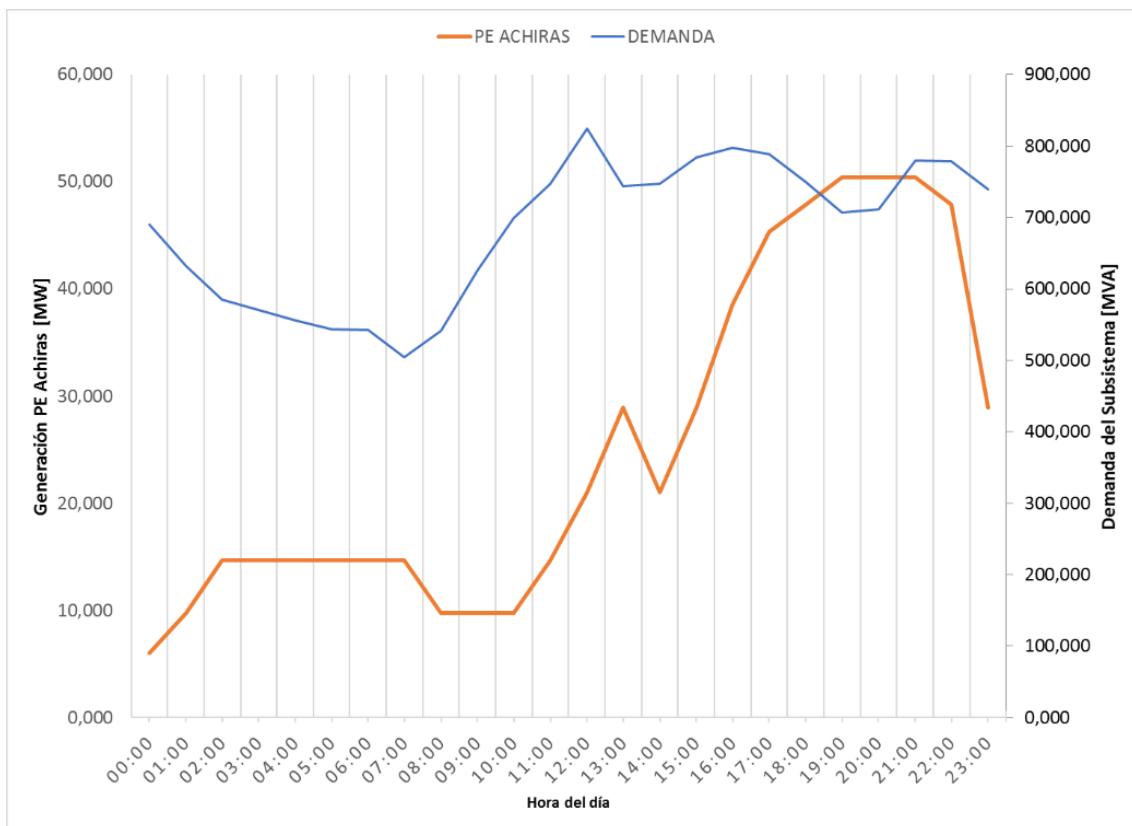


Figura 4. Demanda del subsistema para el día de máxima y generación del PE para el mismo día.

3. Resultados y discusión

3.1. ENS ante contingencias simples.

Desde la figura 5 a 7 se representan los resultados obtenidos para le ENS según el tipo de contingencia analizado y para cada año en estudio para los tres casos propuestos (sin el PE, con el PE a plena potencia y con el PE a potencia media). En primer lugar, se destacan los altos valores de la ENS obtenidos en los tres casos ante la pérdida de la LAT Los Molinos–La Viña. Pues su salida de servicio genera una topología de operación radial en una gran zona del subsistema, que debido a su gran longitud y demanda genera niveles de tensión debajo de los admisibles que hace necesario un importante recorte de demanda para mantener condiciones de operación admisibles.

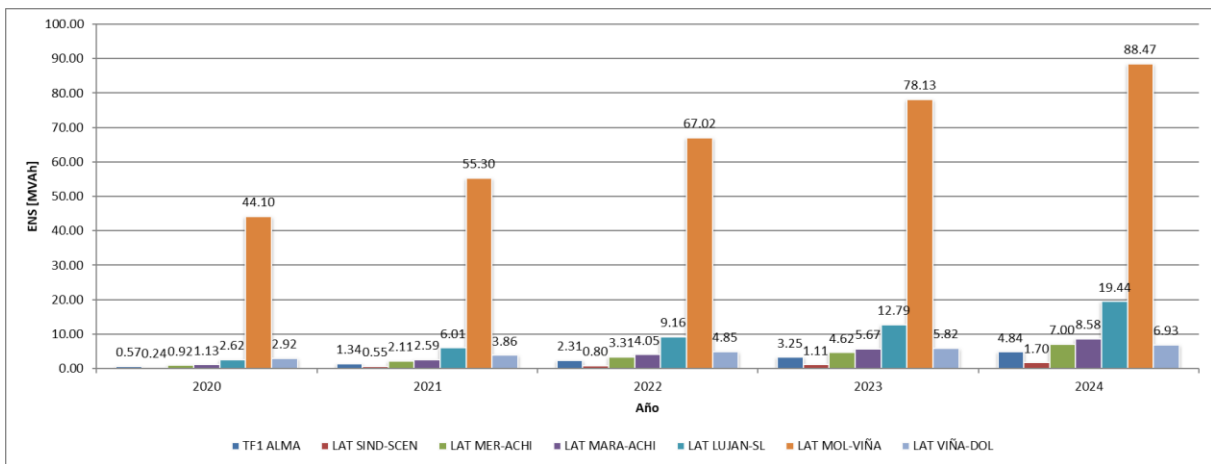


Figura 5. Energía no suministrada anual, caso Base (sin PE).

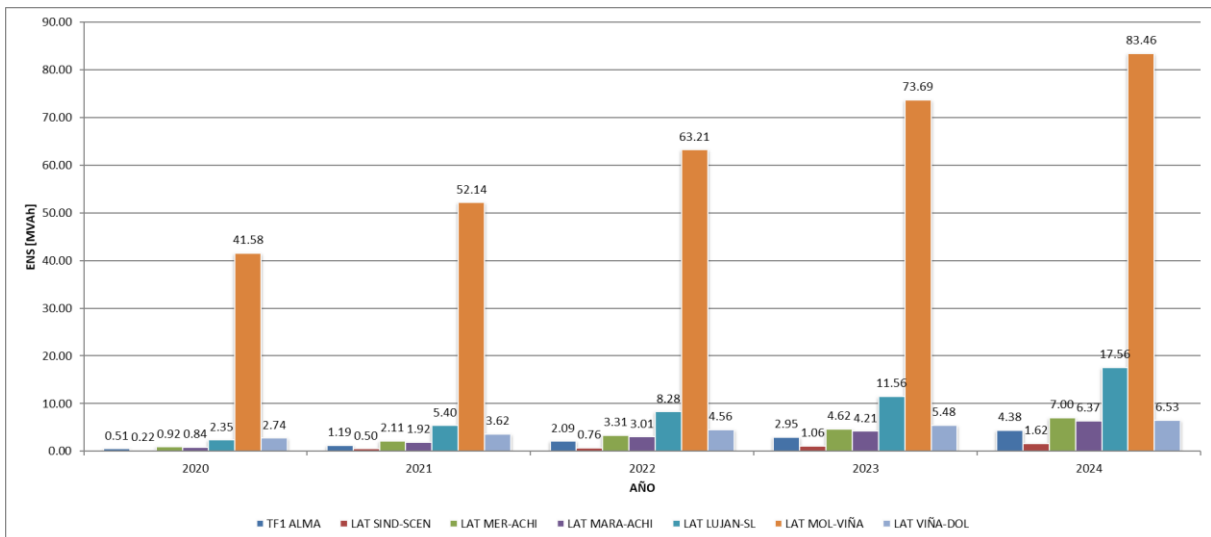


Figura 6. Energía no suministrada anual, con PE generando 15 MW.

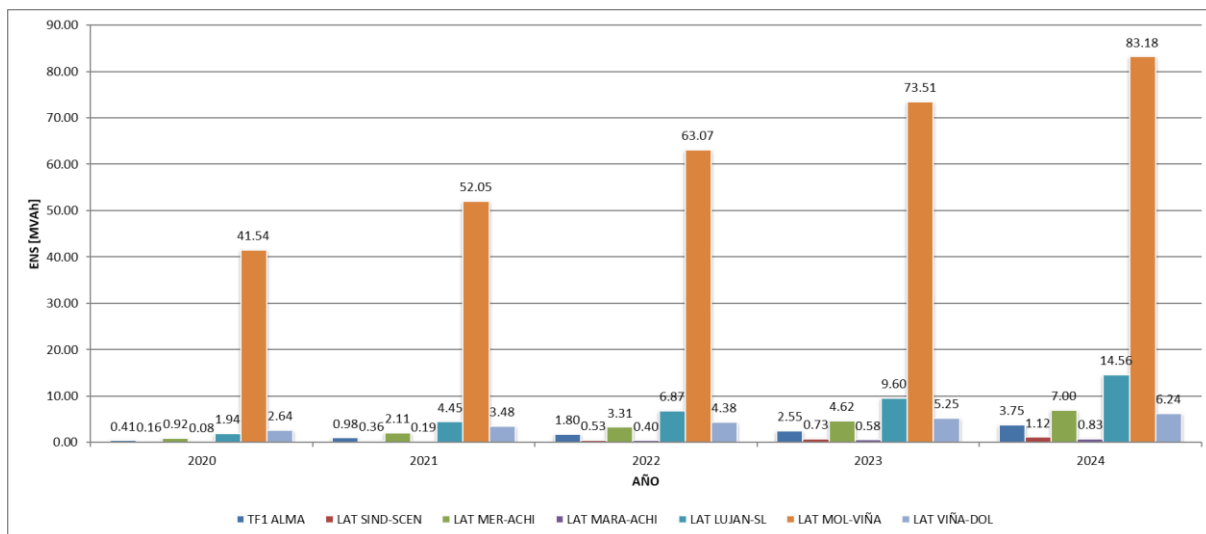


Figura 7. Energía no suministrada anual, con PE a plena carga

En función al análisis comparativo de los tres casos evaluados, se infiere que, aún para condiciones de velocidad de viento muy bajas, el ingreso en servicio del PE, con su aporte de potencia reactiva, mejora los niveles de tensión de la red, reduciendo los niveles de ENS. El caso del PE generando a plena carga presenta los menores valores de ENS, pero sin embargo, no existe proporcionalidad entre la ENS y la potencia despachada del PE, según queda evidenciado en la figura 8, donde se resume la ENS total por año para los tres casos.

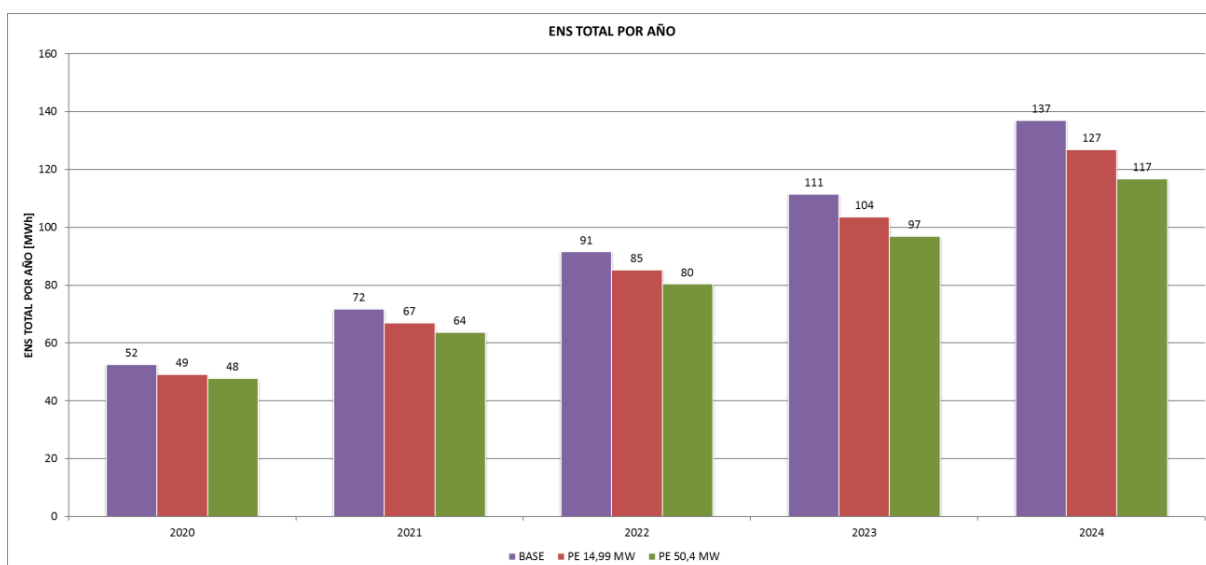


Figura 8. Comparación energía no suministrada por año para los tres casos.

Para el año 2024, se obtiene una ENS de 137 MWh sin el PE, 127 MWh con el PE despachando 15 MW lo que representa una disminución del 7,3% con respecto al caso Base y cuando el PE genera 50,4 MW, la ENS resulta de 117 MWh, representando una disminución del 14,6%.

3.2. Proyección y valoración de pérdidas.

Las pérdidas que arrojaron las simulaciones realizadas para los casos Base (sin PE) y con PE a plena carga se observan en la figura 9 donde se destaca que cuando mayor es la demanda del subsistema, mayor es el ahorro que se genera por la presencia del PE, siendo marginal la diferencia ante pequeñas demandas.

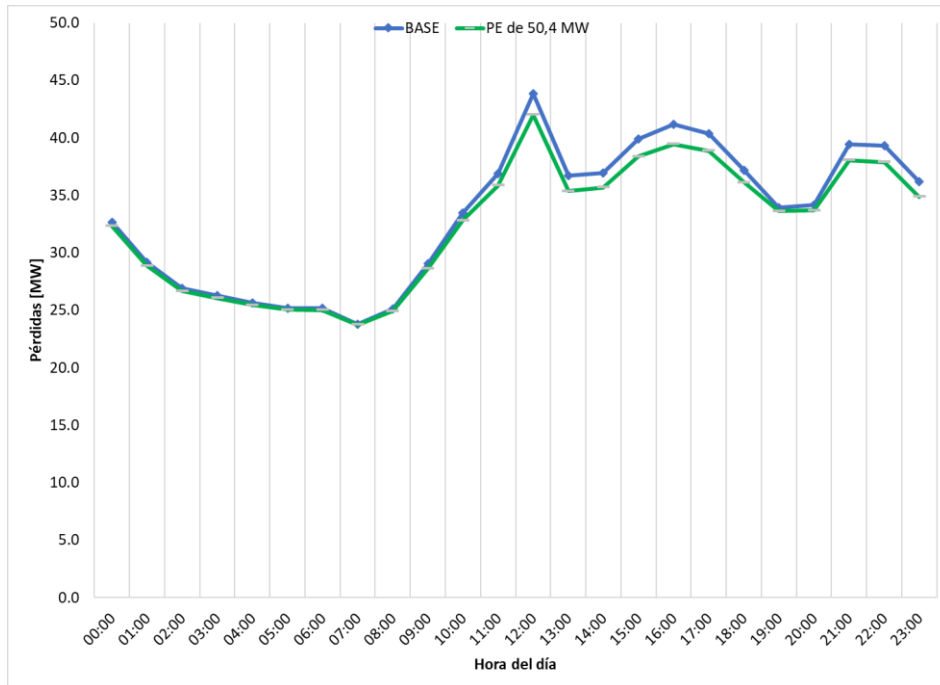


Figura 9 Comparación de pérdidas entre el caso base y con el PE a plena carga.

Los cálculos de la proyección de pérdidas anuales arrojaron para el año 2019 un total de 131.363,3 MWh para el caso Base y de 128.230,4 MWh para el caso con el PE a plena carga, lo que implica un ahorro en pérdidas del 2,4%(ver figura 10).

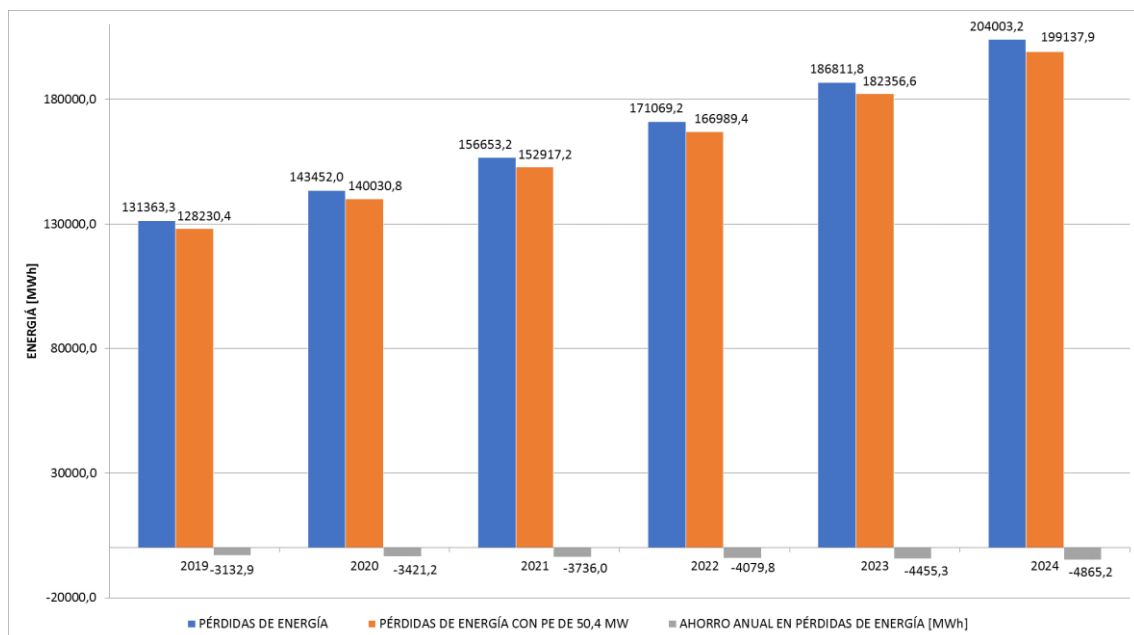


Figura 10 Evolución de las pérdidas para el período bajo estudio

Haciendo un análisis global para los seis años del período de estudio se consigue un ahorro en pérdidas de 23.690,4 MWh y considerando el costo monómico medio de generación informado por CAMMESA para julio del año 2019 (CAMMESA, 2019) que es de 59,36 U\$/MWh, se obtiene un ahorro en pérdidas de 1,41 MU\$. Además, solo para el año 2019 el ahorro es de 0,186 MU\$.

4. Conclusiones

La puesta en servicio del PE Achiras resulta beneficioso para el subsistema bajo estudio no solo desde el punto de vista técnico sino también económico, ya que se logra reducir la ENS ante contingencias y las pérdidas eléctricas en conductores y transformadores.

Tan solo con el aporte de potencia del PE en su nivel promedio anual se logra disminuir considerablemente la ENS, debido a su capacidad de regulación de tensión, entregando energía reactiva para mejorar los niveles de tensión del subsistema, que es la principal causa de producción de DNA.

En condiciones de emergencia, se evidencia que la falla en la LAT Los Molinos-La Viña es la que mayor ENS produce, debido a los grandes volúmenes de energía operados, por lo que a futuro, se deberían proponer medidas para disminuir la ENS y mejorar la calidad del servicio.

Los puntos analizados en este trabajo deben ser tenidos en cuenta al momento de evaluar la viabilidad de este tipo de proyectos ya que la elección adecuada del lugar de emplazamiento puede generar ahorros importantes en la operación de la red.

Bibliografía

CAMMESA (2016), Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista.

CAMMESA (2019), Informe mensual principales variables del mes, julio 2019.

Kang, J.; Liang, H.; Li, G.; Zhou, M.; Yang, H. (2010), Research on grid connection of wind farm based on VSC-HVDC, Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference, pp,1,6, Hangzhou, China.

Lucero, C. A.; Ledesma, N.; Barlasina, M y Rochetta, Y. (2017). Acceso a la Red del Parque Eólico Achiras. Estudio de Aplicación del Código de Red Argentino. Jóvenes Investigadores Tecnológicos 2017 (JIT 2017); Facultad Regional Reconquista, UTN, Reconquista, Argentina.

Lucero, C. A.; Ledesma, N.; Ghisolfi D.; Salvetti E. y Manassero U. (2018). Proyecto de parque eólico en el límite interprovincial San Luis-Córdoba. Análisis en régimen estático y dinámico de su acceso a la red según aplicación del código de red argentino. Jornadas de ciencia y tecnología Cytal 2018, Facultad Regional Villa María, UTN, Villa María, Argentina.

Lucero, C. A.; Monti J., Ledesma N.y Cardozo E. (2018) Acceso a la red del Parque Eólico Achiras. Estudio energético de su impacto en la operación del sistema de transmisión regional; Jóvenes Investigadores Tecnológicos 2018 (JIT 2018); Facultad Regional Rafaela, UTN, Rafaela, Argentina.

Vigueras Rodríguez, A. (2008), Modelado de la fluctuación de potencia en grandes parques eólicos marítimos, Tesis de Doctor Europeo, Universidad Politécnica de Cartagena, España.