

# ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA INSERCIÓN DE GENERA RENOVABLE GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE EN LA PROVINCIA DE ENTRE RIOS

Marcos M. Cea<sup>1</sup>, José L. Torres<sup>1</sup>, Rodrigo Furlani<sup>1</sup>, Diego López<sup>1</sup>, Javier Acosta<sup>1</sup>, Damián Cano<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, CP 3000  
[marcos.cea@live.com.ar](mailto:marcos.cea@live.com.ar)

## Resumen

Ante el cambio de paradigma que se ha presentado en la planificación y ampliación de redes de subtransmisión con la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables de energía, impulsado principalmente por sus diversas ventajas, entre las cuales se destaca la posibilidad de retrasar la implementación de obras de infraestructura de red. A partir de un estudio previo de factibilidad de inserción de generación renovable, en el presente trabajo se pretende analizar la producción energética individual y global de los distintos proyectos renovables, de manera de poder determinar cómo impactan en los niveles de energía no suministrada, las pérdidas activas y la energía demandada a la red de transporte. A su vez, se propone la ampliación en la infraestructura de red que tienda a disminuir la demanda no abastecida, mejorando la calidad de energía. Finalmente, se realiza la comparación técnica de tres escenarios posibles de estudio: sin generación renovable, con generación y con obras de infraestructura propuestas.

Los resultados dejan entrever que la incorporación de generación renovable posibilita una reducción del 72% en los niveles de energía no suministrada y un 19% en las pérdidas de energía activa, mientras que, con el análisis de nuevas obras en la red, la demanda no abastecida disminuye un 6% y las pérdidas se incrementan un 16%. Esto vislumbra las ventajas de la inserción de generación distribuida renovable, en el corto plazo, para subsanar situaciones críticas de operación de la red hasta que se puedan implementar obras de infraestructura que acarreen mayores costos y tiempos de ejecución.

**Palabras Clave:** Generación distribuida, energía renovable, energía no suministrada, perdidas activas.

## Introducción

Los criterios de planificación y operación de los sistemas de potencia deben perseguir como objetivo primario brindar un suministro confiable y económicamente sustentable en el tiempo, naturalmente, cumpliendo con los estándares de calidad del servicio y producto técnico.

Las políticas de eficiencia energética implementadas con éxito en un gran número de países industrializados, y desarrollados, presentan como resultado una evolución de la demanda de energía con tasas de crecimiento interanuales negativas o inferiores al 1,5% (IEA, 2008), y elevados valores de la tasa de intensidad de energía (indicador macroeconómico que relaciona el PBI y el consumo de energía de un país). En contraposición, los países en vía de desarrollo se caracterizan por una ausencia de políticas orientadas al consumo eficiente y responsable por parte de los usuarios, motivado en gran parte por tarifas desactualizadas, sostenidas económicamente con elevados montos de subsidios estatales (Lorenzón et al., 2018).

Por otro lado, es de destacar que las tendencias del aumento de demanda de energía eléctrica requieren como contraparte ampliaciones del parque de generación de energía eléctrica o la implementación de nuevas obras de infraestructura para abastecer la misma. Es por ello por lo que, hoy en día se busca cubrir esta demanda, o parte de esta, a partir de recursos renovables e incluso reducir la generación de tipo convencional (Cea, 2020).

Es de destacar que la solución a los problemas asociados al abastecimiento de la energía requiere del desarrollo de obras de infraestructura de alcance regional que presentan algunas características, como ser:

- Plazos de ejecución de tres a cinco años, por lo que se requieren soluciones intermedias hasta su concreción.
- Niveles de inversión elevados, por lo que resulta necesario obtener financiamiento para viabilizar su concreción.
- Obras de carácter inter-jurisdiccional que requieren el compromiso y la colaboración de otros actores del mercado eléctrico, por lo que resulta necesario alcanzar acuerdos entre las partes interesadas.

En función de estas restricciones, en el corto plazo, surge la generación distribuida (GD) -que puede ser de índole gestionable o a partir de fuentes de energía renovable- como herramienta de transición para complementar el abastecimiento energético de los subsistemas con las premisas de evitar, o minimizar, los volúmenes de energía no suministrada (ENS) derivada de condiciones no admisibles de operación, tales como sobrecargas en líneas o subtensiones en nodos extremos de corredores. La generación de energía eléctrica mediante energías renovables (ER) registra un gran incremento en los últimos años, sin embargo, no lo suficiente para acaparar el aumento de la demanda, generando a su vez un crecimiento en la generación convencional.

Dentro de este contexto, se presenta un escenario en el cual hay una escasa participación de GR en la región del Litoral en comparación con las demás regiones del SADI; si bien se han adjudicado 58 proyectos de bioenergía con una potencia de 269 MW aproximadamente, en la provincia de Entre Ríos no existe ningún tipo de proyecto. Por lo tanto, es menester investigar la posibilidad de incorporación de generación renovable, ya que esta provincia cuenta con un gran potencial (Cea, 2020).

En base a estas premisas, en un estudio previo (Cea et al., 2022), los autores verificaron la inserción en forma conjunta de proyectos de generación distribuida renovable (GDR), sobre las redes de distribución de media tensión (MT) en 33 kV, abastecidas por los corredores de 132 kV “Salto Grande-Los Conquistadores y Gran Paraná-El Pingo” pertenecientes a la Empresa de Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA). Para ello, se consideraron dos tipos de GDR: centrales térmicas a biogás (CTB) y parques fotovoltaicos (PFV).

En la Fig. 1 se resumen la potencia total admisible por estación transformadora (ET) de 132 kV, discriminado en función del tipo de fuente de GDR (PFV o CTB).

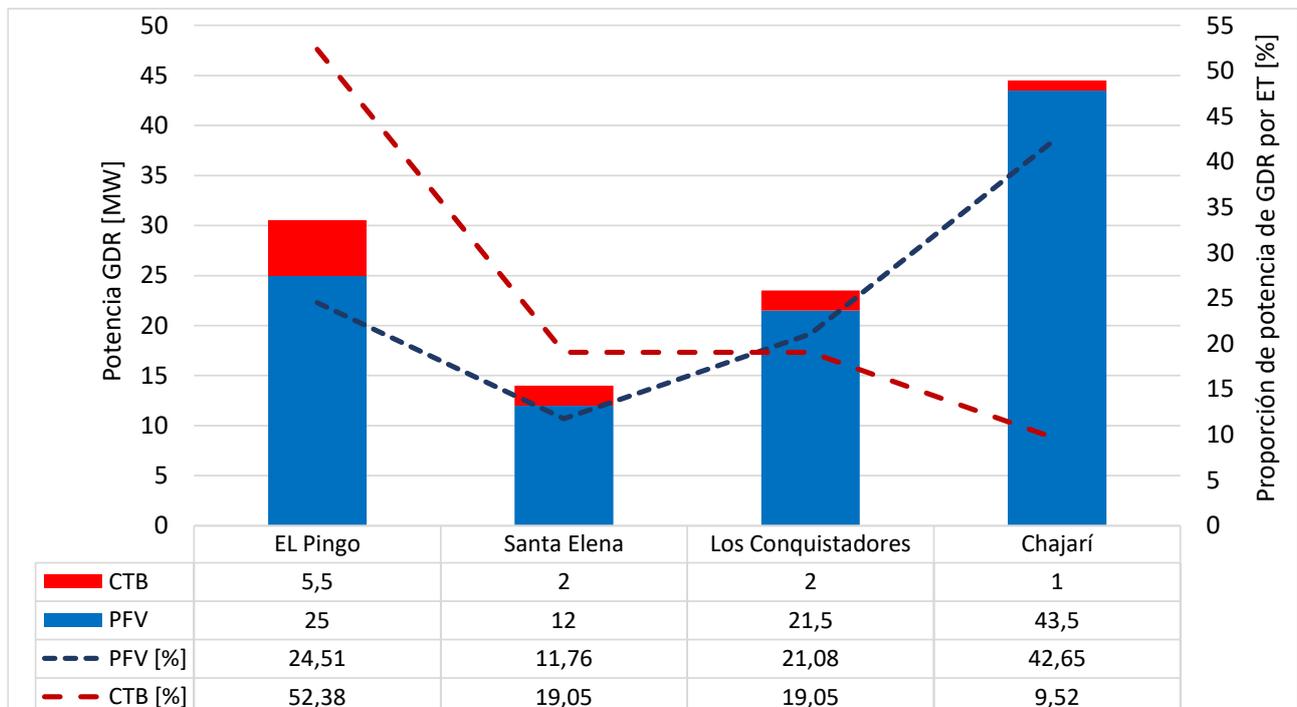


Fig. 1. Resumen potencia total admisible por ET en 132 kV

A partir de estos resultados obtenidos, en el presente trabajo se pretende analizar la producción energética individual y global de los distintos proyectos renovables, a fin de determinar cómo

impactan en los niveles de ENS, las pérdidas activas y la energía demandada a la red de transporte. A su vez, se propone la ampliación en la infraestructura de red que tienda a disminuir la demanda no abastecida, mejorando la calidad de energía. Finalmente, se realiza la comparación técnica de tres escenarios posibles de estudio: sin generación renovable, con generación y con obras de infraestructura propuestas.

## Metodología

### Descripción de la red bajo análisis

El análisis se desarrolla sobre la región noroeste de la provincia de Entre Ríos, precisamente en los departamentos La Paz, Feliciano, Federal, Federación y parcialmente el departamento Paraná, excluyéndose su ciudad de cabecera (ciudad de Paraná). Esta zona se caracteriza por tener como principal actividad la producción avícola y ganadera.

El Sistema Interconectado Provincial (SIP) de la región de estudio (ver Fig. 2) consta de una red de transmisión en 132 [kV] conformado por cuatro Estaciones Transformadoras (ETs) de 132/33/13,2 [kV]. En la Tabla 1 se resumen las características principales de cada ET y su ubicación.

Para el modelado del subsistema en estudio se utiliza software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSS/E en su versión universitaria 34.0.

Tabla 1. Detalles de las ETs 132/33/13,2 kV pertenecientes al SIP de Entre Ríos

Departamento	Nombre estación transformadora	Potencia instalada [MVA]	Tensiones nominales [kV]
Paraná	El Pingo	45	132/34,5/13,86
La Paz	Santa Elena	30	132/34,5/13,86
Federación	Chajarí	60	132/34,5/13,86
Federal y Feliciano	Los Conquistadores	30	132/34,5/13,86

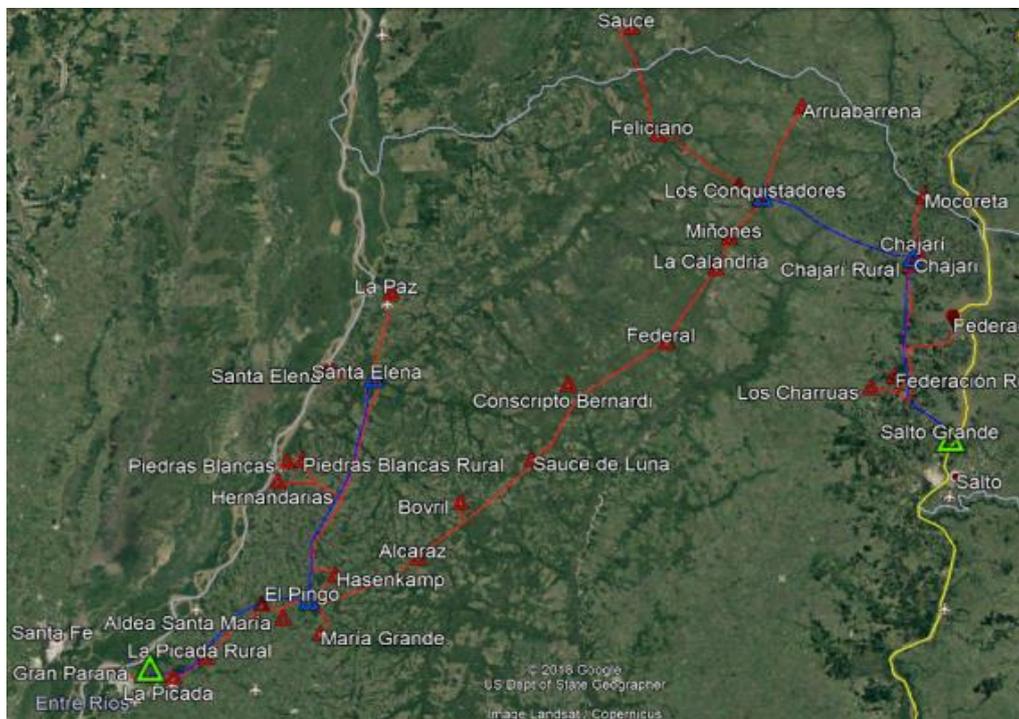


Fig. 2. Imagen Satelital de Zona de Estudio – (Azul 132 kV – Rojo 33 kV)

Los alimentadores de 33 kV vinculados a las ETs detalladas en la Tabla 1, abastecen localidades en un radio aproximado de 50 km. Su configuración de operación es de tipo radial, existiendo en algunos casos, la alternativa de vinculación entre alimentadores.

En lo que refiere a la energía operada por los distribuidores en el período estival, período en el que se manifiestan problemas en el sistema, la región de estudio presenta nodos de demandas en 33 kV con un amplio rango de potencia, desde 0,052 MVA hasta 13,45 MVA. La gran dispersión de magnitudes de demanda se justifica por la diversidad de usuarios y la densidad de población de las localidades que representan los distintos nodos de demanda. Las localidades de mayor consumo son La Paz con 13,45 MVA y Federación con 12,97 MVA.

### **Consideraciones metodológicas para el estudio energético**

En primera instancia se analiza la producción de energía en forma individual y global de los distintos proyectos definidos previamente, ver Fig. 1 (Cea et al., 2022), con la finalidad de determinar cómo impactan en los niveles de energía no suministrada (ENS) -consecuencia de la operación de la red fuera de los límites admisibles-, en las pérdidas de potencia activas del SIP de Entre Ríos y en la energía demandada al SADI.

Por otro lado, se propone una ampliación en la infraestructura de AT de la red que tienda a disminuir la ENS, a fin de mejorar la calidad del servicio y producto técnico del suministro eléctrico.

Finalmente, se realiza la comparación técnica de tres escenarios posibles:

- Caso base sin GDR u obras de infraestructura.
- Caso con la inserción de GDR.
- Caso con la obra de transmisión propuesta.

Para la estimación del umbral de ingreso de la generación gestionable (GG) y su reemplazo por GDR se consideran los siguientes lineamientos:

- Se analiza el comportamiento de la demanda del corredor en 33 kV y se determina su evolución durante un año.
- Mediante simulaciones de flujos de carga se determina la potencia demandada por el subsistema que hace necesario el ingreso escalonado de la GG de la región. Considerando niveles de tensión aceptables en barras de 132 kV y 33 kV dentro el rango de 0,90 a 1,10 pu.
- Se determina la demanda máxima abastecida del subsistema que se logra al despachar toda la GG disponible en la región.
- Para un periodo de diez años, se estiman los requerimientos energéticos de GG, así como también los niveles de ENS, consecuencia de la operación de la red fuera de los límites admisibles, para ello se considera una tasa de crecimiento interanual de la demanda del 4%. (postura conservadora). Se tienen en cuenta los niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los Procedimientos de CAMMESA (CAMMESA, 2012).
- Finalmente se analiza el impacto en el abastecimiento de la demanda, y en la reducción de despacho de GG, para un período de diez años, como consecuencia de la explotación de los proyectos de GDR.

Una vez obtenidos los módulos de potencia de los distintos proyectos, se puede estimar de manera teórica, la producción de energía que pueden inyectar al SIP para el período de estudio de diez años definido.

En el caso de los PFV, se calcula las curvas de producción de energía anual haciendo uso del software PVSyst 6.7, para lo cual se debe tener presente, además de la potencia de los proyectos, las coordenadas geográficas de los lugares de emplazamiento de los PFV, la irradiación del lugar, la posición óptima y disposición de los paneles fotovoltaicos, y el tipo de celdas que componen a los paneles, considerándose aquellas celdas del tipo monocristalino. Es de destacar que, si bien existen ecuaciones para determinar la inclinación óptima de los paneles FV, estas están basadas en la experiencia por lo que los resultados no son precisos, sino que dan una idea de la inclinación que deben tener. En el caso de estudio, se considera una inclinación de 28° y un azimut de 0°, es decir orientados hacia el Norte.

Para el análisis de la energía generada por las CTB, se parte de un análisis, dentro de la región de influencia del estudio, de las zonas de mayores producciones de ganaderas, tal que generen sustratos factibles de producir biogás -desechos animales-. A partir de las características de cada

sustrato se obtiene la energía factible de obtener para cada CTB propuesta, por la aplicación de las ecuaciones (1) a (6). Se destaca la ecuación (1) es utilizable para bovinos, la ecuación (2) para aves -gallinas ponedoras y aves para faena- y la ecuación (3) para porcinos, las restantes ecuaciones son de común aplicación para cada CTB (Cea et al., 2020).

$$\text{Excremento}_{\text{disp}} = 0,06 \left[ \frac{\text{kg Excremento}}{\text{kg Animal Vivo}} \right] \times \text{PTAV} \times \text{Ef}_{\text{rec}} \quad (1)$$

$$\text{Excremento}_{\text{disp}} = \left( 0,04 \left[ \frac{\text{kg Exc}}{\text{Pollo} \cdot \text{día}} \right] \times \text{Pollos} + 0,10 \left[ \frac{\text{kg Exc}}{\text{Ponedora} \cdot \text{día}} \right] \times \text{Ponedoras} \right) \text{Ef}_{\text{rec}} \quad (2)$$

$$\text{Excremento}_{\text{disp}} = 0,07 \left[ \frac{\text{kg Excremento}}{\text{kg Animal Vivo}} \right] \times \text{PTAV} \times \text{Ef}_{\text{rec}} \quad (3)$$

$$\text{PD}_{\text{Biogás}} [\text{m}^3 \text{ biogás}] = \text{Excremento}_{\text{disp}} \times \text{ST} \times \text{SV} \times \text{Prod}_{\text{Biogás}} \quad (4)$$

$$\text{EE}_{\text{Diaria}} [\text{kWh/día}] = \text{PD}_{\text{Biogás}} \times \text{Rel}_{\text{CH}_4} \times k_{\text{EE}} \quad (5)$$

Donde:

- PTAV: Peso total animal vivo
- Ef<sub>rec</sub>: Eficiencia de recolección
- PD<sub>Biogás</sub>: Producción diaria de biogás
- Prod<sub>Biogás</sub>: Proporción de biogás generado por kg de sólido volátil
- ST: Sólidos totales. Definidos como la cantidad de sólidos que contiene la biomasa (MH), es el conjunto de masa orgánica e inorgánica excluyendo el agua contenida.
- SV: Sólido volátil. Definido como el porcentaje real de masa orgánica contenido en la biomasa, en otras palabras, es el porcentaje de la biomasa que produce biogás. Se mide en porcentaje respecto a la MS.
- EE<sub>Diaria</sub>: Energía eléctrica generada diariamente
- P<sub>CTB</sub>: Potencia de central térmica de biogás
- Rel<sub>CH<sub>4</sub></sub>: Proporción de metano en el biogás
- k<sub>EE</sub>: Constante de Conversión Biogás/Energía Eléctrica. Según INTA, la eficiencia de transformación de energía térmica a energía eléctrica para motores de 1 MW de potencia es de 40% aproximadamente (Gruber et al., 2010). Adicionalmente a esto, se tiene que el poder calorífico del metano es igual a 9,96 [kWh/m<sup>3</sup>]. Debido a que la conversión de energía contenida en el biogás a energía eléctrica es un parámetro que es independiente del sustrato, se propone una constante de conversión Biogás/Energía Eléctrica, la cual se determina a través de la ecuación (6)

$$k_{\text{EE}} = \text{PCI}_{\text{CH}_4} \times \eta_{\text{Transf}} = 9,96 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3 \text{ de CH}_4} \right] \times 0,40 = 3,984 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3 \text{ de CH}_4} \right] \quad (6)$$

Es de destacar que, para la evaluación de las curvas de producción de energía anual de los proyectos de CTB, se tienen presente las paradas programadas por mantenimiento y las condiciones de estacionalidad que poseen las distintas materias primas ganaderas utilizadas para la producción de biogás. Por lo tanto, para el desempeño de las CTB se asume un factor de disponibilidad de 0,9, lo cual se traduce en 876 hs al año (equivalente a 36 días) en las que cada central está fuera de servicio.

## Resultados y discusión

### Niveles de producción energética anual, ENS y pérdidas activas de la red

En la Fig. 3 y Fig. 4, se detalla los resultados obtenidos para la producción energética de los PFV y CTB respectivamente.

Los volúmenes anuales estimados de energía producida por los PFV varían desde 789 MWh para proyectos de 0,5 MW a 37.278 MWh para aquellos módulos de potencia admisible de 23,5 MW. Mientras que, por otro lado, en la Fig. 4, se aprecia que para las CTB se obtiene una producción energética anual promedio de 6.368 MWh.

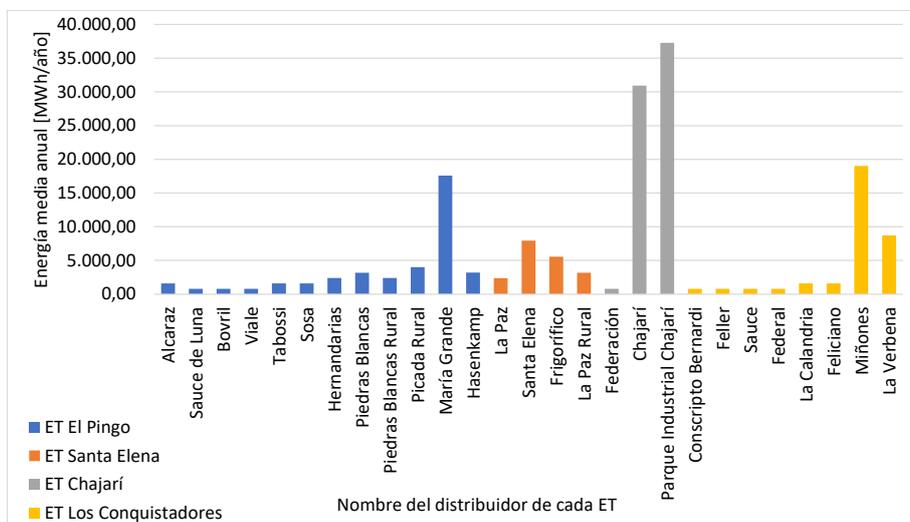


Fig. 3. Resumen de producción de energía para los PFV

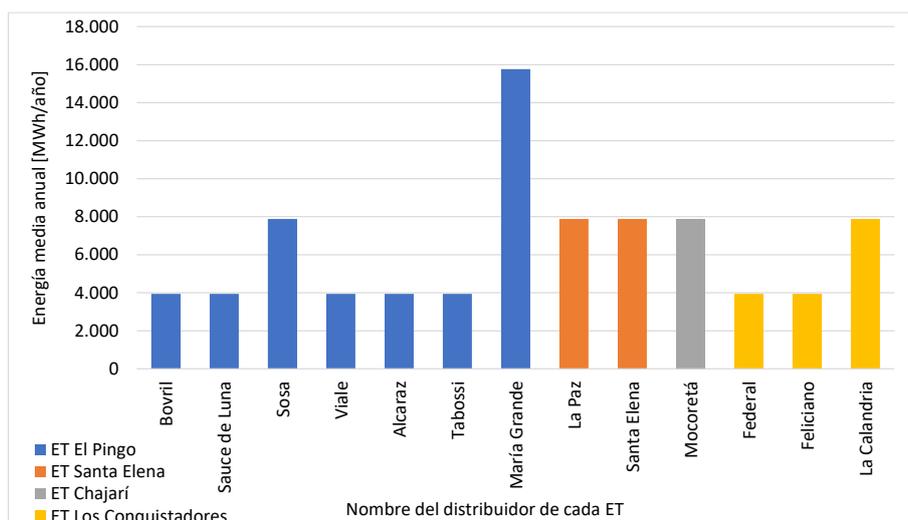


Fig. 4. Resumen de producción de energía para las CTB

En la Tabla 2 se resumen las características de desempeño técnico global de los PFV y CTB determinados a partir de la potencia admisible por el SIP. A partir de esto, se puede determinar los beneficios energéticos en un período de 10 años, como ser, reducción de los niveles de ENS, pérdidas activas en los corredores del SIP y la reducción de la energía comprada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Tabla 2. Desempeño técnico anual de para la GDR admisible por el SIP

Indicador	PFV	CTB
Potencia nominal admisible [MW]	102	10,5
Producción anual de energía [MWh]	178.074	82.782
Factor de utilización [%]	20%	90%
Factor de disponibilidad [%]	18%	90%
Horas anuales de generación	1.577	7.884

En la Fig. 1, se presenta la evolución de la demanda en el subsistema en estudio, donde se evidencia una clara tendencia en el aumento de la demanda en el SIP, la cual posee una tasa de crecimiento interanual del 4% (ENERSA, 2018). Esto se traduce en incrementos de los niveles de ENS por perfiles de tensión por fuera de los límites admisibles, pérdidas activas en la red, y mayor necesidad de compra de energía al SADI. Es de destacar que, al requerirse mayor cuantía de energía por parte del subsistema y al no existir ampliaciones en la infraestructura eléctrica del SIP, se obtiene como consecuencia la operación de la red fuera de los límites establecidos, lo que se traduce en mala calidad del servicio técnico.

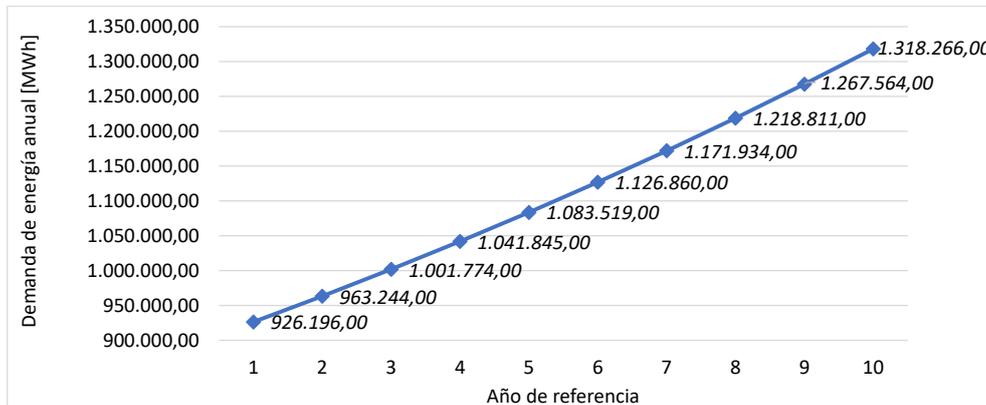


Fig. 5. Resumen de demanda del SIP para el período de estudio.

Con la incorporación de la nueva GDR al SIP, se logra reducir, para el período proyectado de 10 años, aproximadamente un 72% los niveles de ENS de la red actual en condiciones normales de operación, lo cual se puede determinar por inspección de la Fig. 6. Sin embargo, en condiciones de emergencia – fallas en estaciones transformadoras o líneas de alta tensión (LATs) – los niveles de ENS no se modifican, ya que los criterios de diseño de la GDR no contemplan su operación en isla. Se puede inferir que, con la inyección de energía proveniente de la GDR, las pérdidas activas en la red disminuyen aproximadamente un 19%, pasando a representar, en promedio, un 10% de la energía operada por el SIP, contra un 12% correspondiente al caso base sin GDR, como se puede observar en la Fig. 7.

Es de destacar, que los resultados obtenidos permiten inferir que, con la inserción de la GDR en el sistema, se disminuye en promedio 245.961 MWh de energía requerida al SADI por año, es decir, el aporte energético del conjunto de proyectos de GDR es de aproximadamente un 28% de la energía anual demandada por el SIP.

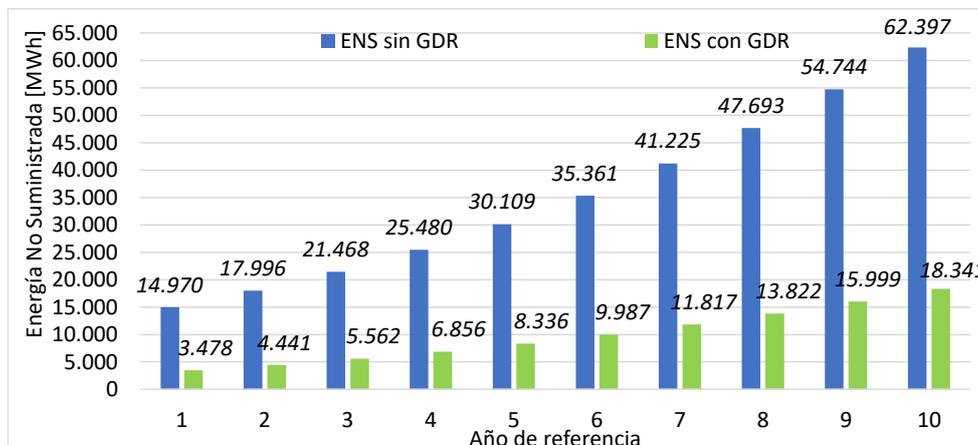


Fig. 6. Evolución de la ENS para condición de operación normal. Período: 2020-2030

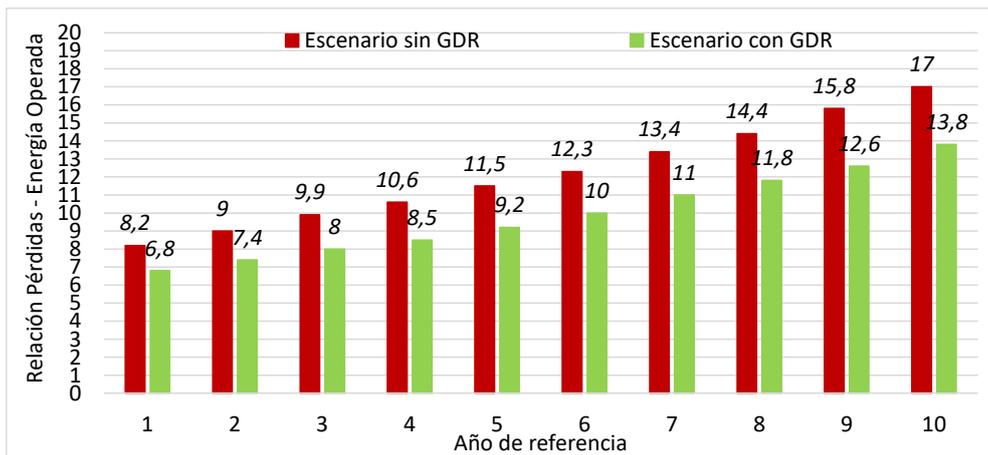


Fig. 7. Evolución de las pérdidas activas del subsistema. Período: 2020-2030

## Resultados a partir de la propuesta de ampliación de la infraestructura en alta tensión

### Descripción de la obra de alta tensión recomendada

La propuesta de ampliación de la infraestructura de la red en AT se fundamenta en el hecho de tratar de reducir los niveles de ENS debido a problemas de subtensión en los corredores. Es de destacar que, si bien no es la única obra necesaria para lograr una mejora de la calidad del servicio técnico, es la más importante para mejorar el suministro de energía.

En primera instancia se establece la construcción de una ET de 132/33/13,2 kV, ubicada en localidad de La Paz, con cuatro campos de línea en 132 kV (dos de salida de línea y dos de acometida de transformadores), a su vez, la ET está prevista para dos transformadores de 40 MVA. Sin embargo, en una primera etapa, la ET dispondrá de un solo transformador 132/33/13,2 kV de 15/15/15 [MVA]. En los tres niveles de tensión de operación de la ET, la configuración es de simple barra, conformado por dos semi-barras con acoplamiento longitudinal.

Con respecto a los campos de salida de media tensión, se consideran 7 campos de 33 kV (4 campos de salida, 1 campo de acometida de transformadores, 1 de acople y 1 campo de servicios auxiliares) y 6 campos de 13,2 kV (3 campos de salida, 1 campo de acometida de transformadores, 1 de acople y 1 campo de servicios auxiliares).

Para una segunda etapa, se prevé la construcción de la ET 132/33/13,2 kV Federal a instalar en la localidad homónima, con la misma configuración de la ET La Paz y una LAT de 132 kV que vincula ambas ET propuestas, con conductores 240/40 Al/Ac, disposición triangular y una longitud aproximada de la traza de 84 km.

Como tercer y última etapa, se establece la construcción de un campo de salida en 132 kV en la ET Federal y una LAT de 132 kV, de iguales características que la anterior, que vincula las ETs Federal y Los Conquistadores, con una longitud de su traza de 52 km.

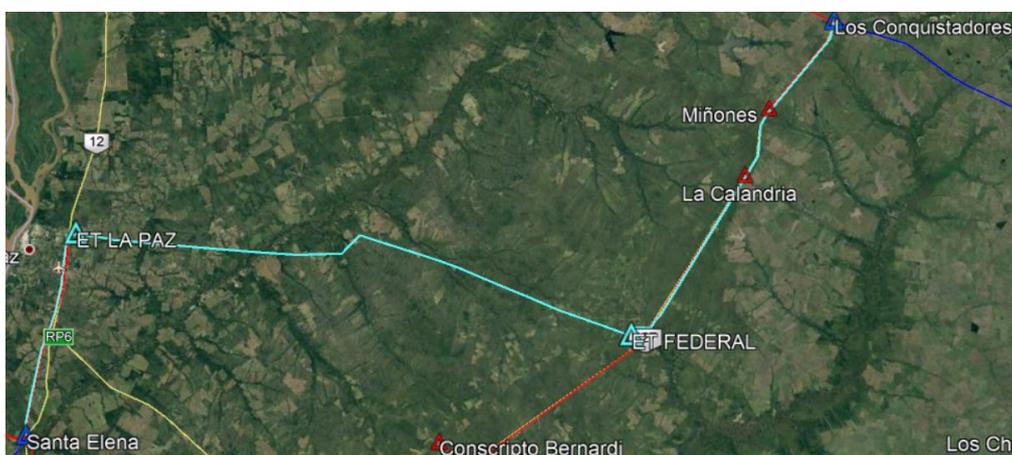


Fig. 8. Obra de expansión para SIP – Referencia: ET de 132 kV y LAT propuestas en color celeste

## Perfil de Tensión, Niveles de ENS y Pérdidas Activas de la Red

En esta parte del estudio, se considera que el período de tiempo de ejecución y puesta en servicio de las obras propuestas es de 2 años. Por lo que, a la hora de realizar los contrastes con los distintos escenarios, se pueden observar los beneficios recién a partir del segundo año -ya que el año de inicio de obra es el año 0 y el de finalización es el año 1-.

Por inspección de los resultados presentados en la Fig. 9 se deduce que, con la incorporación de la nueva infraestructura a la red, los niveles de ENS -en condiciones de operación normal (red N)- disminuyen un 5,4% aproximadamente respecto a los valores del caso base, pero resultan un 250% mayores a los obtenidos con la GDR en servicio.

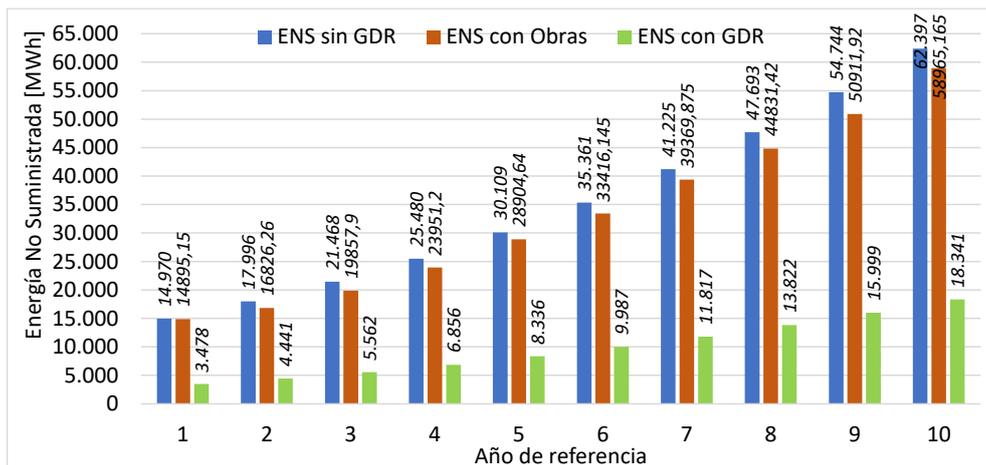


Fig. 9. Comparación ENS en condición normal de operación (red N). Período 2020-2030

Al evaluar los niveles de ENS en condiciones de operación ante emergencias simples del subsistema, se considera la salida de servicio de los transformadores de las ETs o de las LATs, adoptando una falla al año con una duración de 20 horas para los transformadores y lo indicado en la Tabla 3 para las LAT (IEEE Std. 493-2007, 2007)

Tabla 3. Indicadores de fallas de LATs para el estudio ante contingencias simples

Líneas	Longitud	N° Fallas/Año-100 km	N° Fallas/Año	Hs por Falla	Hs Totales
LAT G. Paraná-El Pingo	57	3	1,71	7	11,97
LAT El Pingo-S. Elena	71	3	2,13	7	14,91
LAT S. Grande-Chajarí	61	3	1,83	7	12,81
LAT Chajarí-Los Conquistadores	47	3	1,41	7	9,87

Del análisis de la Fig. 10 y Fig. 11 se puede inferir que, con la incorporación de las obras propuestas, los niveles de ENS para condición de emergencia disminuyen aproximadamente un 44%. Esto es posible debido a que, gracias a la nueva configuración del SIP, la ENS es prácticamente nula para fallas en la ET Santa Elena, en la LAT El Pingo-Santa Elena y en la LAT Chajarí-Los Conquistadores, mientras que para fallas en la ET Los Conquistadores la reducción de ENS es del 88% y para contingencias en las LAT Gran Paraná-El Pingo y Salto Grande-Chajarí, se logran reducciones del 68% y 57% respectivamente, lo cual se puede observar en la Fig. 12.

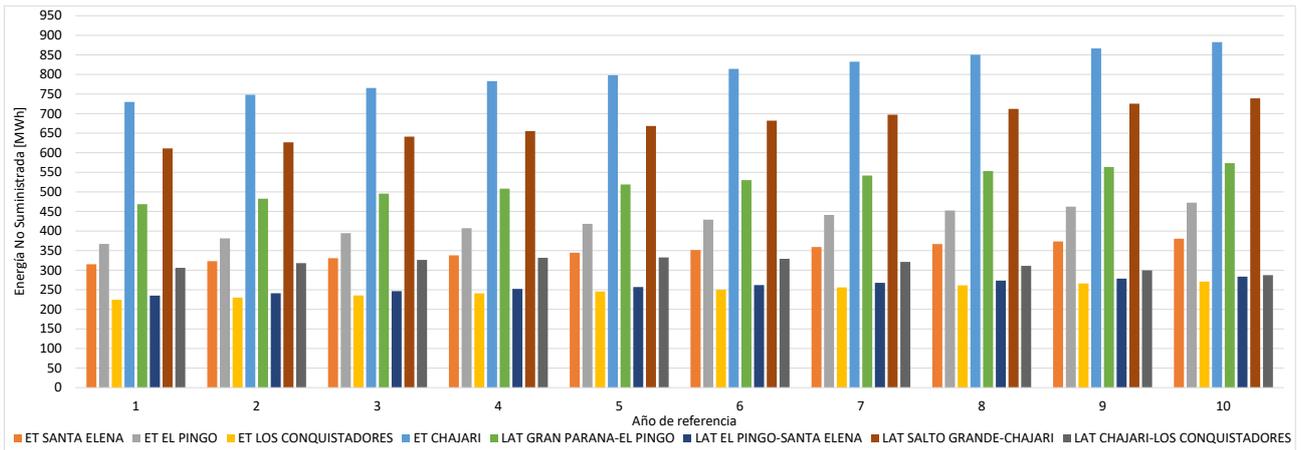


Fig. 10. Resumen de ENS en condición de emergencia para el escenario base sin GRD.

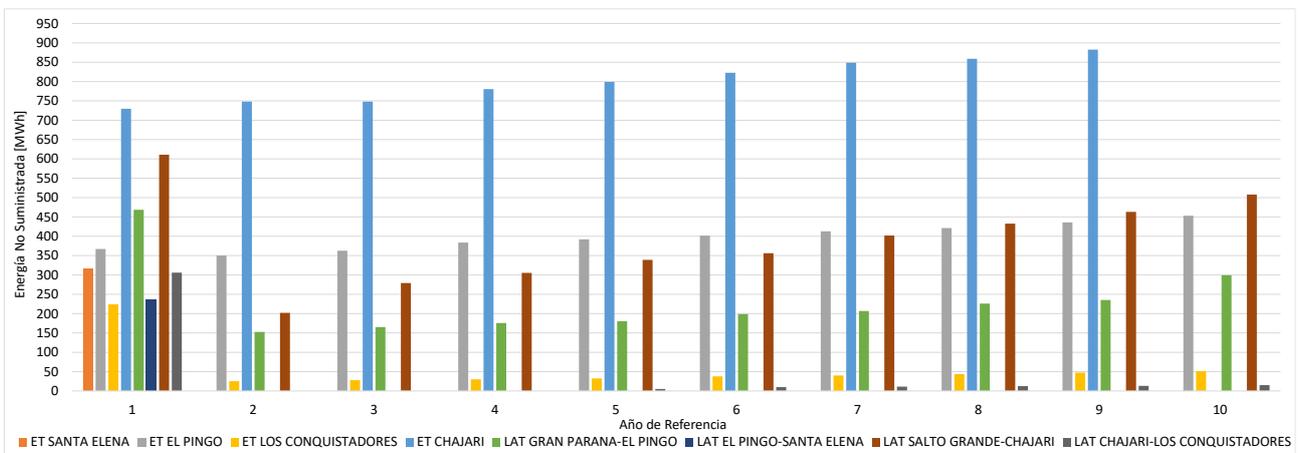


Fig. 11. Resumen de ENS condición de emergencia para escenario con obras propuestas

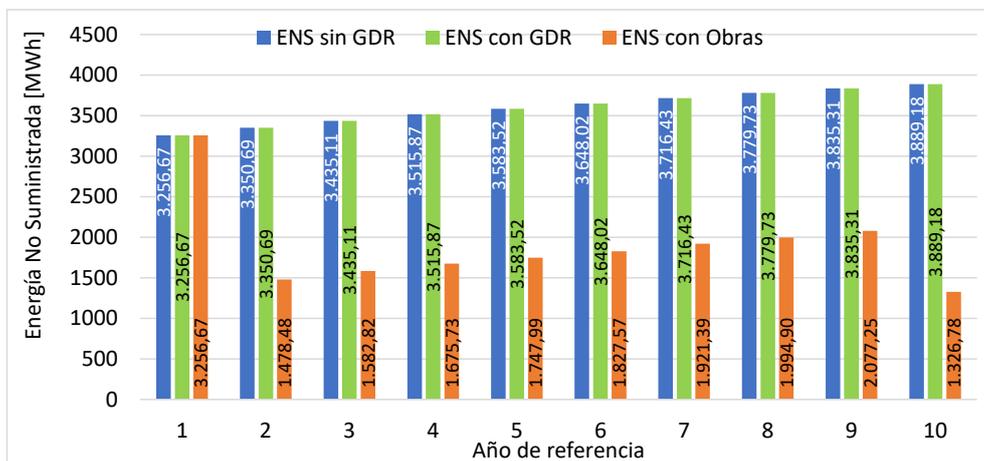


Fig. 12. Comparación ENS para condición de contingencias simples en el SIP. Período 2020-2030

Sin embargo, al agrupar los dos escenarios analizados –condición de operación normal y de operación ante contingencias simples– se observa en la Fig. 13 que se logra una reducción de los niveles de ENS en un 65% con el ingreso de la GDR, a pesar de que en condiciones de emergencia no se modifica dicho parámetro, mientras que con la obra propuesta la reducción es de un 10% aproximadamente.

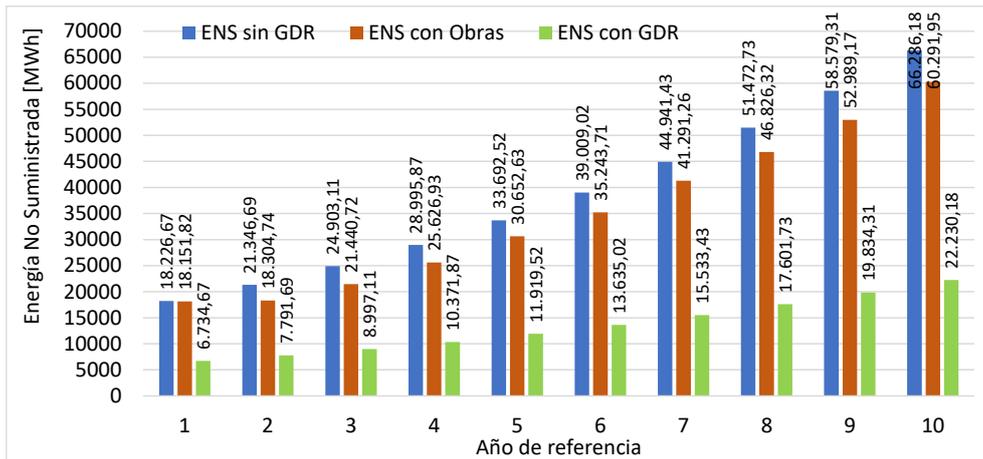


Fig. 13. Comparación ENS total para el SIP. Período 2020-2030

Es de destacar que, como consecuencia del incremento de la longitud de líneas de alta tensión en el subsistema analizado, las pérdidas activas del SIP aumentan, representando un 16% aproximadamente de la energía operada en el SADI (ver Fig. 14).

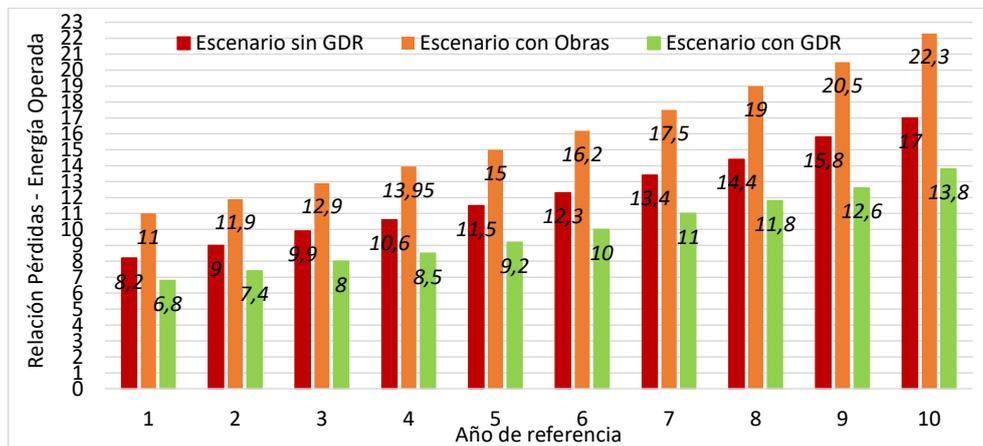


Fig. 14. Comparación Pérdidas Activas del SIP. Período 2020-2030

## Conclusiones

El incremento interanual de la demanda de energía requiere como contrapartida ampliaciones del parque de generación de energía eléctrica para abastecer dicho aumento. Es por ello que, ante este escenario, es importante fomentar el uso de energías renovables, a fin de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y gases de efecto invernadero ayudando al medioambiente y permitiendo alcanzar la meta establecida por CAMMESA de satisfacer la demanda en aproximadamente un 20% mediante el uso de este tipo de energía para el año 2025.

De la evaluación y análisis de los resultados obtenidos para los 34 nodos, preseleccionados en el SIP para el desarrollo de proyectos de generación a partir de recursos renovables, se puede inferir que, la GDR impacta significativamente en la reducción de los niveles de ENS, en las pérdidas activas del SIP y en el volumen de energía requerida al SADI, observándose reducciones anuales del 65% para los niveles de ENS, del 19% para las pérdidas activas y del 22% en la compra de energía al SADI, lo que conlleva ahorros en los costos anuales de operación. Esto demuestra los beneficios en la implementación de este tipo de tecnología que, por un lado, permite dar soluciones en el corto plazo a problemas operativos de la red, mientras que, por el otro, retrasa la implementación de obras de infraestructura que conllevan plazos de ejecución mucho más largos y mayores costos asociados

## Referencias

- CAMMESA (2012), Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima (ENERSA). (2018). Guía de referencia del sistema de transporte en alta tensión y distribución en media tensión 2016 – 2018. Ciudad de Paraná.
- Germán Lorenzón, Ulises Manassero, Jorge Tarchini. EPE Santa Fe. (2018). Impacto de la Generación Distribuida Térmica y Fotovoltaica en Corredores Radiales de 132 kV de la provincia de Santa Fe. CIDEL 2018. Septiembre de 2018, Buenos Aires, República Argentina
- International Energy Agency (IEA). (2008). Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency. Energy Indicators. pp:1-96. Estados Unidos.
- Marcos M. Cea, Ulises Manassero, Damián Cano, Javier Acosta, Diego López, José L. Torres – CIESE. (2022). Análisis del Impacto sobre la Red de subtransmisión de la Provincia de Entre Ríos de Generación Renovable Gestionable y No Gestionable. IV Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica CITTIE 2022 - UTN Facultad Regional Delta.
- Marcos M. Cea, Ulises Manassero, Damián Cano, Juan P. Fernández, Irene Steinmann, Pablo Gaspoz – CIESE. (2020). Dimensionamiento de módulos de generación distribuida renovable a incorporar en redes de subtransmisión en 33 kV. IX Seminario Nacional Virtual “Energía y su uso Eficiente” - UTN Facultad Regional General Pacheco. Noviembre 2020
- Recommended Practice for the Designs of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std. 493-2007, 2007
- Steffen Gruber, Jorge A. Hilbert, Sebastián Sheimberg - INTA. (2010). Estudio de Caso Preliminar de Generación Eléctrica de 1 MW con una Planta de Biogás de Alta Eficiencia