

## Diseño de un plan de expansión de una red con restricciones de interconexión

Manassero, Ulises<sup>a</sup>; Loyarte, Ariela; Ordoñez, Emanuel<sup>a</sup>; Furlani, Rodrigo<sup>a</sup>; Fernández, Juan P<sup>a</sup>.  
a UTN, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)  
[ulisesmanassero@hotmail.com](mailto:ulisesmanassero@hotmail.com)

### Resumen

Los sistemas de potencia de alta tensión exigen la aplicación de criterios y estrategias de planificación apropiadas para lograr el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo. En el presente trabajo se evalúan diferentes alternativas de obras para mejorar la calidad de servicio de la red de transmisión en 132 kV que abastece la provincia de Corrientes, Argentina con el objetivo de minimizar su dependencia de abastecimiento desde los enlaces interprovinciales de alta tensión. Se efectúa el modelado de la red en estudio y se evalúan sus parámetros eléctricos operativos, tal que permitan diagnosticar el estado de la red y su capacidad remanente. Luego, se determinan indicadores de confiabilidad y niveles de demanda no abastecida que puedan producirse actualmente y para un horizonte de crecimiento de 20 años. Los resultados obtenidos corroboran la efectividad y la utilidad práctica de la metodología propuesta para comparar y priorizar un conjunto de obras, necesarias para el abastecimiento a largo plazo del sistema de transmisión estudiado.

### Abstract

High-voltage power systems require the application of appropriate planning criteria and strategies to achieve the supply of demand in the medium and long term. In the present work, different works alternatives are evaluated to improve the quality of service of the 132 kV transmission network that supplies the province of Corrientes, Argentina with the aim of minimizing its dependence on supply from high-voltage interprovincial links. The modeling of the network under study is carried out and its electrical operating parameters are evaluated, such that they allow diagnosing the state of the network and its remaining capacity. Then, reliability indicators and levels of unsupplied demand that can be produced currently and for a growth horizon of 20 years are determined. The results obtained corroborate the effectiveness and practical utility of the proposed methodology to compare and prioritize a set of works, necessary for the long-term supply of the studied transmission system

**Palabras claves:** Transmisión, Calidad de Servicio, Flujo de Cargas, Contingencia.

## INTRODUCCIÓN

La planificación de un sistema eléctrico de potencia es un problema habitual que importa para su preparación, funcionamiento y desarrollo [1]. Su principal objetivo es la toma de decisiones sobre nuevos componentes del sistema, así como la actualización de los existentes para abastecer la carga futura.

El problema de la planificación de la expansión del sistema de energía se focaliza en determinar cuándo, dónde y cómo se deben actualizar los sistemas de generación, transmisión y distribución para satisfacer adecuadamente la demanda, así como para garantizar que se satisfaga la confiabilidad del sistema. Este es un proceso muy complejo en el que se consideran muchos factores importantes teniendo en cuenta la ambigüedad del avance del sector eléctrico en el futuro [2].

Por lo tanto, la estimación de la demanda eléctrica y la inversión en nuevas obras, son elementos cruciales en la cadena de valor del suministro de energía, desde

la generación hasta la distribución. Si se tiene una gran brecha entre la demanda y la oferta estimada puede conducir a escasez como también a costos por mantenimiento de centrales generadoras inutilizadas [3].

En este sentido, en [4] los autores desarrollaron una metodología para cuantificar los costos de operación de un sistema de potencia, adoptando como caso de estudio el Sistema Interconectado Provincial en 132 kV de la Provincia de Corrientes (SIPC). Continuando con el estudio sobre esta red, en este trabajo, se plantea una configuración del SIPC que asume indisponibles los enlaces de interconexión con otras redes aledañas, y en base a ello se propone seleccionar un conjunto de obras a implementar para disminuir y/o evitar costos futuros por falta de capacidad del sistema para suministrar energía con los niveles de calidad vigentes, con un período de análisis de 20 años.

## DESARROLLO

### Descripción del sistema en estudio

La provincia de Corrientes posee un SIPC de alta tensión (AT) en 132 kV conformado por líneas aéreas de AT, cuyas trazas aproximadas se observan en la imagen satelital de la Figura 1

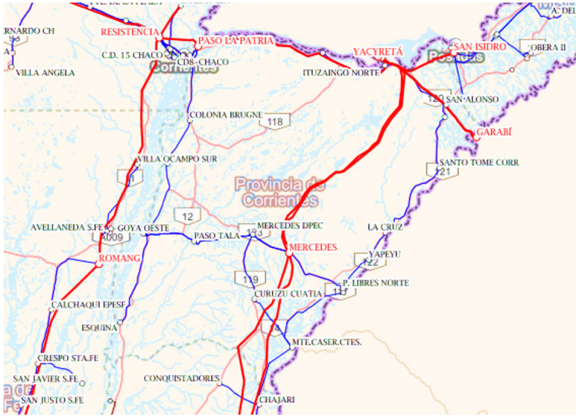


Figura 1: Red eléctrica de Corrientes. Geosadi – CAMMESA. Referencias trazas: Rojo, red de 500 kV; Azul, red de 132 kV

La red se encuentra vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 500 kV a través de las Estaciones Transformadoras (ET) Rincón (RCO), Paso de la Patria (PDP) y Mercedes (MCS) 500/132 kV con una potencia instalada de 300 MVA cada una.

En 132 kV, la red se encuentra mayormente anillada, con excepción de un único corredor radial de 100 km que abarca desde la ET Goya hasta la ET Esquina. Además, posee dos conexiones interprovinciales en 132 kV, una vincula las ETs de Corrientes con la ET Resistencia (Provincia de Chaco) y la otra, la ET Monte Caseros con la ET Chajarí (Provincia de Entre Ríos). La red posee en total aproximadamente 1467 km de líneas aéreas de 132 kV. En la figura 1 se observan en trazo rojo las líneas de 500 kV y en trazo azul las líneas de 132 kV.

Para escenarios de demanda pico, el SIP alcanza niveles de demanda cercanos a los 620 MVA de los cuales aproximadamente un 10% se abastece por generación distribuida (GD). En términos globales, la potencia de GD instalada es del orden de los 110 MW, siendo un 35% generadores de vapor, 13% biomasa y el restante motogeneradores diésel.

Por último, con respecto a la demanda, la misma se concentra prácticamente en un 50% en la ciudad de Corrientes capital y alrededores y casi un 67% entre las ciudades que lindan al río Paraná.

### Consideraciones generales adoptadas para las simulaciones

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

- Adopción de los niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los Procedimientos de CAMMESA [5].
- Se adopta como límite de capacidad de transmisión de potencia de las LAT 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 kV) corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- La tasa de crecimiento interanual de la demanda del SIPC es 3%, valor adoptado en el estudio y considerado constante para el período de análisis.
- Se considera un periodo de estudio de 20 años y los enlaces interprovinciales fuera de servicio.

### Descripción del proceso de análisis

La metodología implementada para el análisis del conjunto de obras propuestas y su nivel de prioridad de acceso en la red de estudio se muestra en el flujograma de la Figura 2.

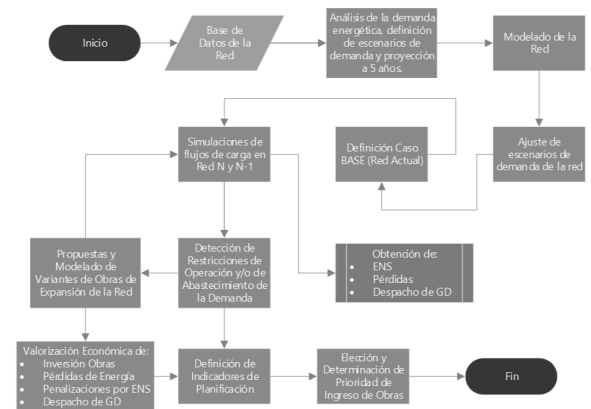


Figura 2: Flujograma de la metodología propuesta para definición y prioridad de acceso a la red de obras.

## RESULTADOS

### Determinación de obras a implementar

En [4], los autores realizaron un primer estudio de diagnóstico del SIPC, identificando sus fortalezas y debilidades, y valorizando sus costos de operación

proyectados para el período de análisis de 20 años. En función a los resultados obtenidos, se identificaron que las principales limitaciones del sistema se encuentran en el sector oeste de la provincia que concentra los mayores niveles de demanda, en combinación con redes débiles caracterizadas por una baja potencia de cortocircuito y escasas alternativas de reconfiguración.

A partir de simulaciones de flujo de carga para los escenarios de demanda proyectados para los sucesivos años, se identificaron las restricciones operativas del SIPC, y en base a las mismas se propusieron un total de 6 obras principales, cuya descripción y costo total de inversión se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1: Obras propuestas para la red eléctrica en estudio.

Obra	Descripción	Inversión MMUSD
1	Ampliación ET PDP con un transformador de 150 MVA	11,53
2	ET Goya 500/132 kV, más línea 500 kV Mercedes-Goya (120 km), transformador de 150 MVA y línea doble terna 132 kV	139,98
3	Cable 132 kV Corrientes Este - Corrientes (9,4 km)	7,28
4	Repotenciación de ET PDP a 300 MVA	6,00
5	Ampliación de ET Goya con segundo transformador de 150 MVA	11,54
6	Banco de capacitores de 68 MVar en barra de 132 kV de ET Brugne	8,56

En la Figura 3 se visualiza el modelo eléctrico del SIPC con el conjunto de obras propuestas.

Por otra parte, en la Tabla 2 se muestra la fecha temprana de ingreso en servicio requerido de cada una de estas obras. En este sentido, es dable destacar que en el año 7 se presentan dos condiciones inadmisibles en distintas partes del SIPC, por lo que resulta necesario ejecutar dos obras. No obstante, resulta probable que las restricciones presupuestarias de la empresa y/o su capacidad de gestión y recursos humanos impidan la ejecución simultánea de dos obras de gran envergadura en un año. Por estos motivos, se efectúa un análisis de rentabilidad “beneficio-costos” de las dos alternativas de obras, con el propósito de establecer un orden de prioridad de ejecución más conveniente.

Tabla 2: Años de ingreso de cada obra según el caso.

Años	Caso 1	Caso 2
2	Obra 1	Obra 1
7	Obra 2	Obra 3
10	Obra 3	-
11	-	Obra 2
13	Obra 4	Obra 4
16	Obra 5	Obra 5
19	Obra 6	Obra 6

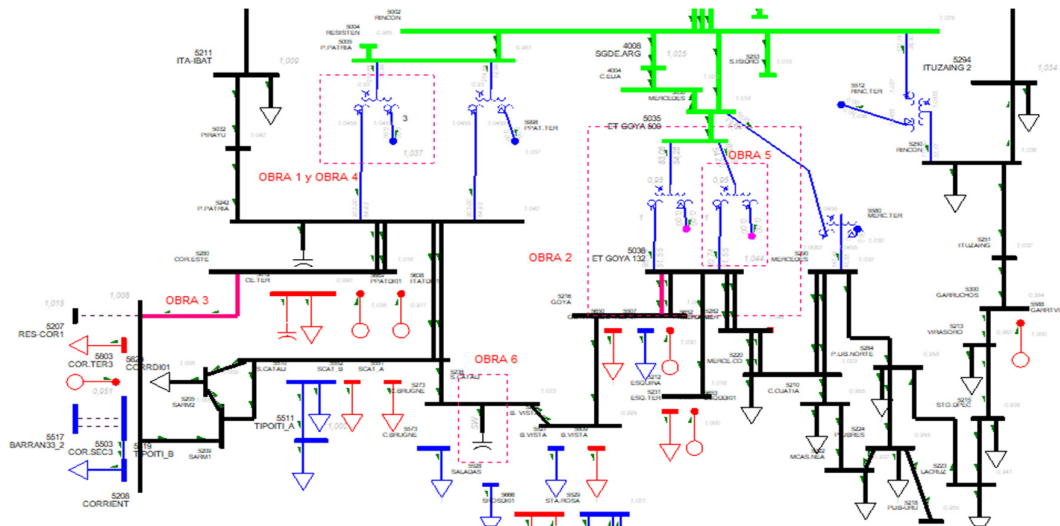


Figura 3. Modelo eléctrico del SIPC con implementación de obras. Referencias niveles de tensión: Verde, 500 kV; Negro, 132 kV; Azul; 33 kV; Rojo, 13,2 kV.

### Evaluación técnica de la red para caso con y sin obras

A partir de los resultados de las simulaciones de flujo de carga, para casos con y sin las obras propuestas en el SIPC, se obtienen los volúmenes de Energía No Suministrada (ENS), pérdidas de energía y energía de despacho forzado de GD requerido durante el período de análisis de 20 años. En este sentido, con la incorporación del conjunto de propuesto, claramente se identifican mejoras en las condiciones de operación del sistema, destacándose las siguientes ventajas:

- Reducción de alrededor del 60% en los requerimientos de energía forzada por despacho de GD con respecto al caso Base (ver Figura 4).
- Ahorro de un 23% en pérdidas de energía (ver Figura 5).
- Eliminación de prácticamente la totalidad de la ENS ocasionada por saturación de líneas y transformadores en la red en condiciones de red normal y por contingencias (ver Figura 6).

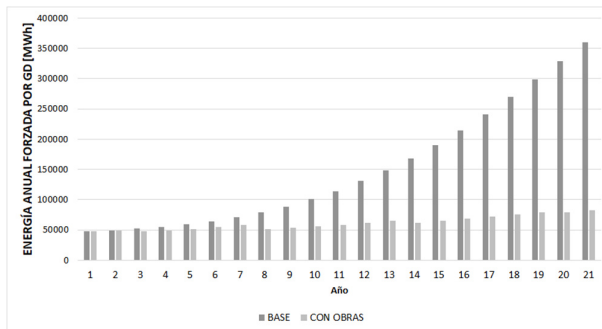


Figura 4. Proyección de Energía anual despachada por la GD del SIPC para el período de estudio.

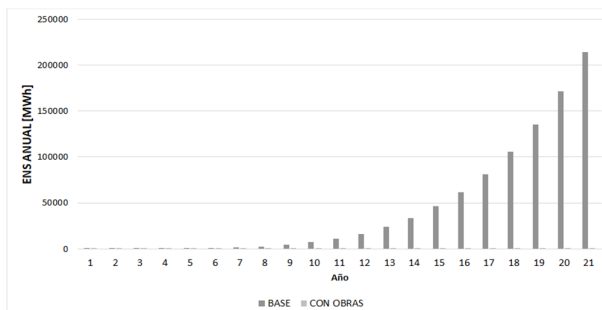


Figura 5. Proyección de ENS anual del SIPC para el período de estudio.

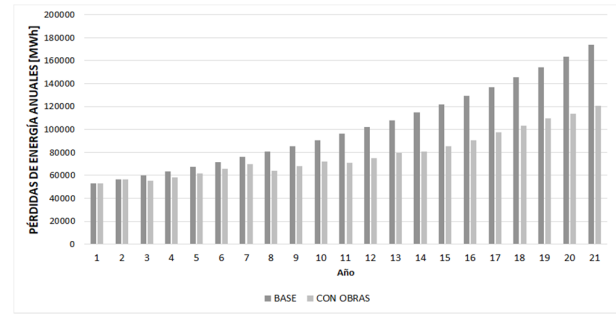


Figura 6. Proyección de la Pérdida de Energía anual del SIPC para el período de estudio.

En términos globales, con la inclusión del conjunto de obras propuesto, los ahorros en ENS, despacho forzado de GD y pérdidas de energía, para el período de análisis de 20 años, alcanza un valor importante, del orden al 53% (ver Figura 7).

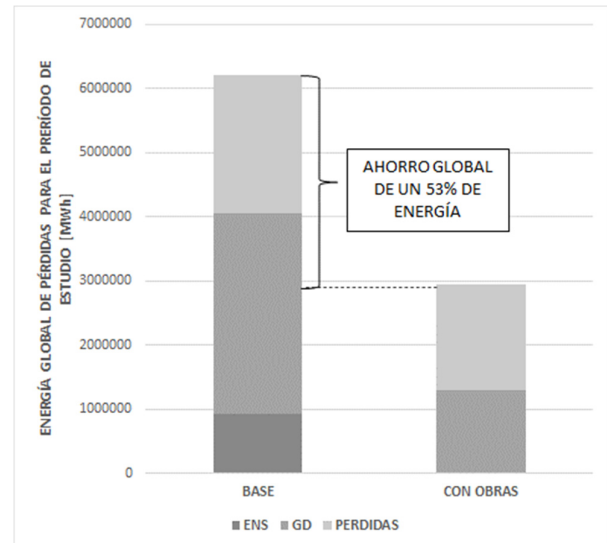


Figura 7. Energía anual global de pérdidas del SIPC para el período de estudio.

### Evaluación económica de la red para caso con y sin obras

Para realizar la valorización económica de cada obra se determinan sus costos de inversión y operación asociados. Entre estos costos se diferencian las penalizaciones por Energía No Suministrada, el despacho forzado de Generación Distribuida (GD), las Pérdidas eléctrica del sistema (PE) y los costos de operación y mantenimiento.

A los fines de efectuar un análisis comparativo de la red para caso “con obras” y “sin obras”, la metodología propuesta se fundamenta en el cálculo de los costos para la red base, y luego la obtención de los mismos valores, pero con la obra “n” en servicio. Seguidamente, se calculan los costos con la



siguiente obra listada en la Tabla 2, pero contabilizando los supuestos ahorros en los costos totales del SIPC, con respecto a la configuración de red con la anterior obra ingresada en servicio.

Para el período de análisis se confecciona un flujo de caja económico calculando, para cada año, el flujo de fondos como la diferencia entre los Ingresos y Egresos del proyecto (ver figura 8). Los ingresos del proyecto incluyen: ahorros por ENS evitada, ahorros por pérdidas de energía evitadas y el valor residual de las instalaciones. Por otro lado, los egresos del proyecto involucran: inversión de la obra, costos de OyM de la infraestructura eléctrica nueva y costos de generación de energía forzada por GD.

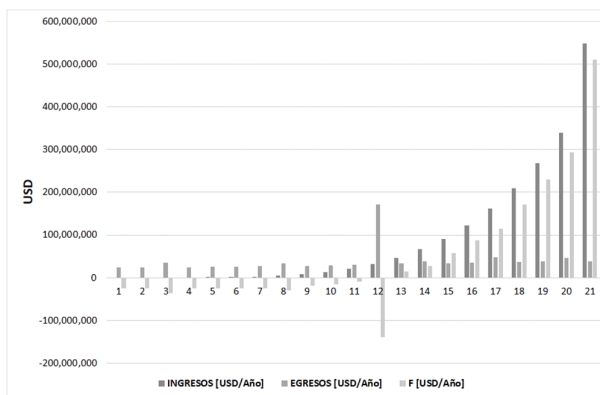


Figura 8. Flujo de caja para caso 2 con todas las obras instaladas.

A partir de los resultados obtenidos, las diferentes alternativas de obra se analizan comparativamente, seleccionando aquella que resulte en la mejor relación beneficio/inversión, de acuerdo con la relación entre el Valor Actual Neto (VAN) y la Inversión a Valor Presente (IVP), adoptando una tasa de descuento del 9% (ver Tabla 3). Los indicadores obtenidos para cada obra son positivos en ambos casos, por lo que el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

Con respecto a la secuencia cronológica de ejecución de las obras, el Caso 2 constituye la mejor solución técnica y económica para mejorar las condiciones de calidad del producto y del servicio técnico de largo plazo del SIPC.

La concreción de estas obras permitirá abastecer la demanda inclusive para la mayoría de los escenarios de demanda.

Tabla 3: Indicadores económicos de rentabilidad del proyecto.

Caso	VAN [USD]	VAN/IVP [pu]
1	60.415.091	0,63
2	76.657.822	1,03

## CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en las simulaciones eléctricas y las evaluaciones económicas, demuestran que una correcta planificación y elección de obras para un sistema de potencia trae como beneficios una gran disminución en los costos del sistema, incrementando tanto el abastecimiento de su demanda actual y proyectado, así como también mejorando su confiabilidad.

Por otro lado, la construcción de nuevas obras confiere a la red una mayor flexibilidad en caso de fallas y también permite menores exigencias de las condiciones de operación de los componentes del sistema, lo que conlleva un mejor rendimiento y respaldo ante condiciones extremas.

Finalmente, es dable destacar que la metodología propuesta para llevar a cabo la evaluación técnica y económica del conjunto de obras de infraestructura eléctrica, constituye una herramienta clave para las tareas de planificación y expansión de mediano y largo plazo de redes de distribución y transmisión.

## REFERENCIAS

- [1] Paciornik, N., Ferland, J. A., & Cleroux, R. (2003). The electrical distribution network planning problem. *International Transactions in Operational Research*, vol. 10, pp. 77-87.
- [2] Praveen, P., Ray, S., Dasl, J., & Bhattacharya, A. (2018). Multi-Objective power system expansion planning with renewable intermittency and considering reliability. *2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*; pp. 424-429.
- [3] Negi, A., & Kumar, A. (2018). Long-term Electricity Demand Scenarios for India: Implications of Energy Efficiency. *2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)*; pp. 462-467.
- [4] Manassero, U., Ordoñez, E., Fernández, J. P., Torres, J. L., Banegas, J. M. (2021). Metodología para cálculo de costos operativos de sistemas eléctricos de potencia. *Tercer Congreso Latinoamericano de Ingeniería (CLADI 2021)*.

[5] 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. pp: 1-12.

[6] Añel Cabanelas, E. (2009). Formación on-line en la universidad. Revista de Medios y Educación, 33, 155-163. Recuperado de: <http://www.sav.us.es/pixelbit/pixelbit/articulos/n33/11.pdf>