

## “METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE COSTOS OPERATIVOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”

Manassero, Ulises<sup>a</sup>; Ordoñez, Emanuel<sup>a</sup>; Fernández, Juan P.<sup>a</sup>; Torres, José L.<sup>a</sup>; Banegas, Juan<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE),  
Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica  
[ulisesmanassero@hotmail.com](mailto:ulisesmanassero@hotmail.com)

### **Resumen**

El trabajo presenta un estudio y análisis de costos del sistema interconectado de la provincia de Corrientes. El objetivo principal es determinar la participación de los distintos tipos de costos en una proyección de la demanda a 20 años, con la condición de minimizar la dependencia de abastecimiento desde los enlaces interprovinciales, solo conectando estos en caso de falla en la red.

Se efectúa el modelado de la red en estudio en un software de simulación y luego se corren flujos de carga para distintas configuraciones de operación y diferentes escenarios de demanda, a fines de evaluar sus parámetros eléctricos operativos tal que permitan diagnosticar el estado de la red y su capacidad remanente.

Luego, se determinan indicadores de confiabilidad de las líneas y transformadores que conforman el subsistema, como también los niveles de demanda no abastecida que puedan producirse actualmente y para un horizonte de crecimiento de 20 años.

Una vez obtenidos estos valores, se determinan los diferentes costos como son energía no suministrada, generación distribuida, pérdidas, operación y mantenimiento del sistema.

Se concluye que a corto y mediano plazo los mayores costos se tienen en Generación Distribuida para poder mantener dentro de los límites los perfiles de tensión del sistema. A mediano y largo plazo la Energía No Suministrada crece exponencialmente, superando a la generación, demostrando una falta de capacidad del sistema para poder afrontar un crecimiento de la demanda para el periodo de análisis.

### **Abstract**

The following work presents a study and an analysis of costs of the province of Corrientes' interconnected system. The main goal is to determine the influence of the different types of costs in a 20-years demand projection, with the condition of minimizing the supply dependence on the inter-provincial connections, only linking these in the case of network failure.

The modelling of the network being studied is carried out on a simulation software and then load flows are run for different operating configurations and different demand scenarios, with the purpose of evaluating its operating electric parameters, allowing a diagnosis of network's state and its remaining capacity.

Then the reliability indicators of the power lines and transformers which make up the subsystem are determined, as well as the levels of unsupplied demand that might be currently occurring and for a growth span of 20 years.

On the basis of the obtained results, the different costs are determined, such as unsupplied energy, distributed generation, losses, operation and system maintenance.

It is concluded that in the short and medium term the highest costs are incurred in Distributed Generation in order to maintain the system's voltage levels within the limits. In

the medium and long term, Unsupplied Energy grows exponentially, surpassing the generation costs, demonstrating a lack of capacity in the system to be able to face a constant growth in demand for the analysed period.

**Palabras clave:** Crecimiento de la demanda, costos operativos, planificación de sistemas eléctricos.

## 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, cumpliendo con los estándares de calidad del servicio y producto técnico.

Por esto, la estimación de la demanda eléctrica es un elemento crucial en la cadena de valor del suministro de energía, desde la generación hasta la distribución.

Determinar la demanda a largo plazo confiere una mejor estimación de la capacidad de generación y planificación de la transmisión.

En este sentido, 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 [1].

Para poder cumplir con las condiciones anteriores una forma de hacerlo es determinando los costos de mantenimiento y operación del sistema de potencia.

La importancia de determinar estos costos se debe a que contribuyen significativamente en el costo total del servicio de provisión de energía eléctrica, alcanzando niveles de participación de más del 60% del costo de suministrar energía a usuarios residenciales o comerciales y más del 30% para usuarios industriales [2].

Además, uno de los principales objetivos medioambientales actuales es mejorar altamente la eficiencia de los sistemas eléctricos con el fin de disminuir las emisiones [3]. Por lo tanto, la determinación de los costos de operación del sistema, incluyen generalmente el despacho de generación distribuida (GD), tal que permite obtener indicadores de eficiencia de la red, de gran utilidad para su uso como herramienta en la toma de decisiones relacionadas con las futuras inversiones para reducir los mismos.

Debido a estas razones, en este trabajo se propone desarrollar una metodología para cuantificar y evaluar los costos de operación y mantenimiento de un sistema eléctrico de potencia. Como sistema de estudio, se utiliza el Sistema Interconectado Provincial (SIP) en 132 kV de la Provincia de Corrientes, con un período de análisis de 20 años y considerando fuera de servicio los enlaces de interconexión en 132 kV con otros SIPs.

Entre estas operaciones del sistema se tiene en cuenta la evolución en condiciones normales (red N) y de emergencia (red N-1). Este último tiene en cuenta las contingencias que se pueden presentar en el sistema y las respectivas conmutaciones y reconfiguraciones de este para disminuir las pérdidas eléctricas y/o la demanda no abastecida del sistema [4].

## DESARROLLO

### Descripción de la red de transmisión en estudio

La provincia de Corrientes posee un SIP 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. **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

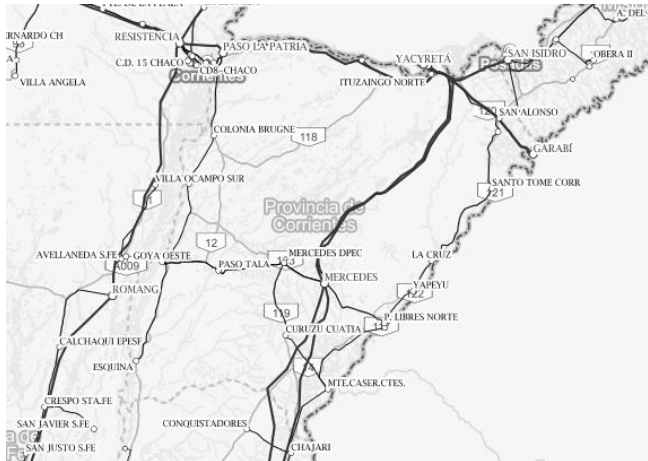
La red se encuentra vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 500 kV a través de las Estaciones Transformadoras (ET) Rincón (RCO), Paso de la Patria (PDP) y Mercedes (MCS) 500/132 kV con una potencia instalada de 300 MVA cada una.

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 de alta tensión (LAT) de 132 kV. En la Figura 1 se observan en un trazo grueso las líneas de 500 kV y en un trazo fino 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 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. Estos últimos, si bien tienen una rápida puesta en marcha y entrega de plena potencia, presentan una baja eficiencia y los niveles de contaminación ambiental son los más elevados, además de brindar un nivel de disponibilidad bajo.

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.



**Figura 1: Red eléctrica de Corrientes. Geosadi-Cammesa.**

### Consideraciones generales adoptadas para las simulaciones

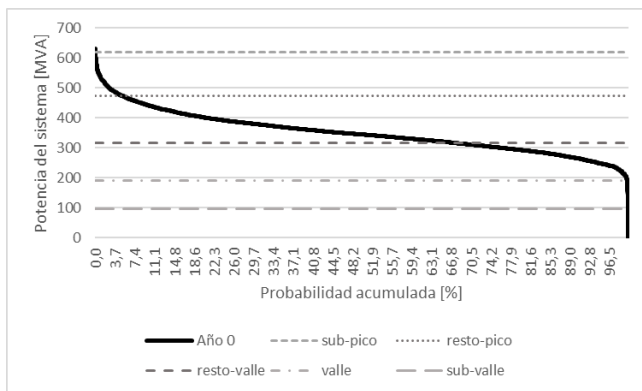
Para el modelado y las condiciones de operación admisibles de la red de subtransmisión, se adoptaron los siguientes supuestos:

- Adopción de los niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo

27 de Los Procedimientos de CAMMESA [5].

- El límite de capacidad de transmisión de potencia de las LAT corresponde 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.
- Se definen seis escenarios de demanda de estudio a partir de la curva de probabilidad de demanda acumulada anual del SIP (ver figura 2):
  - Pico: incluye los valores por encima del percentil 98 de los registros de potencia instantánea registrados con intervalos de medición de una hora.
  - Sub-pico: incluye los valores que se ubican entre el percentil 75 y por debajo del percentil 98 de los registros de potencia instantánea registrados con intervalos de medición de una hora.
  - Resto-pico: incluye los valores que se ubican entre el percentil 50 y por debajo del percentil 75 de los registros de potencia instantánea registrados con intervalos de medición de una hora.
  - Resto-valle: incluye los valores que se ubican entre el percentil 30 y por debajo del percentil 50 de los registros de potencia instantánea registrados con intervalos de medición de una hora.
  - Valle: incluye los valores que se ubican entre el percentil 15 y por debajo del percentil 30 de los registros de potencia instantánea registrados con

- intervalos de medición de una hora.
- Sub-valle: incluye los valores por debajo del percentil 15 de los registros de potencia instantánea registrados con intervalos de medición de una hora.
- La tasa de crecimiento interanual de la demanda del SIP de Corrientes 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.



**Figura 2: Probabilidad de demanda acumulada anual con identificación de los escenarios definidos en el estudio.**

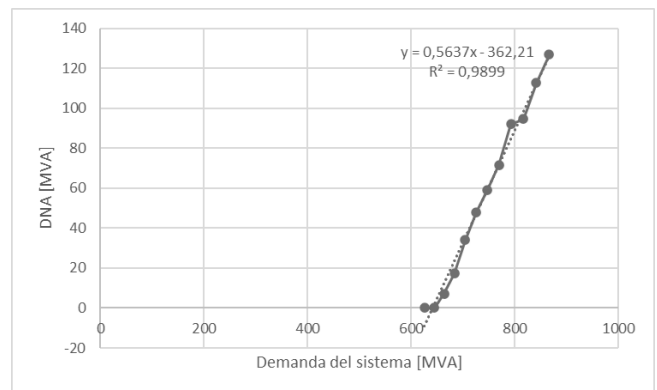
### Determinación de Energía No Suministrada (ENS)

En condiciones de red N, para poder calcular la ENS primero se debe obtener la Demanda No Abastecida (DNA) que se presenta en el sistema a medida que esta crece cada año.

En el software de simulación se corren flujos de potencia en un escenario pico y variando la demanda con su respectivo porcentaje de crecimiento interanual.

Ante la detección de condiciones de operación de la red fuera de los niveles admisibles, se reconfigura la red (en el que caso que se admita) y si no se procede a la reducción y/o desconexión, de demanda hasta alcanzar nuevamente los niveles admisibles. La demanda total desconectada es lo que se conoce como DNA.

Se realiza este procedimiento hasta obtener un conjunto de pares de valores suficientes de demanda pico del sistema - DNA tal que permitan obtener una función que represente la variación de la DNA según la demanda total del sistema, tal como se muestra en la Figura 3.



**Figura 3: DNA según demanda total del SIP en red N.**

Una vez que se obtiene la línea de tendencia, que dependerá de las particularidades de cada sistema, pueden obtenerse posteriormente los niveles de ENS en red N de cada año.

A partir del perfil de carga horario base de la red en estudio, se afecta cada valor por el crecimiento interanual, lo que permite obtener la proyección de demanda a cada año.

Luego, se afecta cada valor con un condicional en el que si el valor de demanda es menor que el mínimo en donde comienza a haber DNA, la DNA será igual a 0. En cambio, si el valor de demanda es mayor a ese mínimo, se introduce la cantidad demandada en la función obtenida anteriormente para poder obtener la DNA que le corresponde.

Al ser el perfil de carga horario, realizando la suma de los valores obtenidos con el anterior procedimiento se puede obtener la ENS anual en red N, en unidades de MWh.

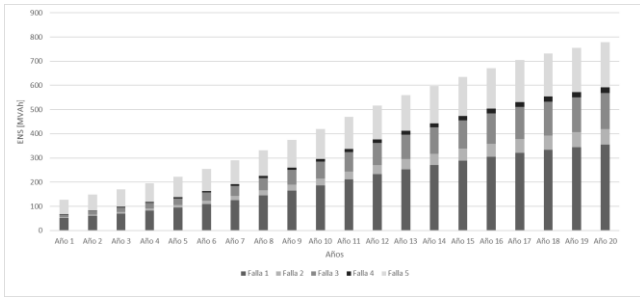
En el caso de red N-1, se simula la apertura de la LAT en falla para los distintos escenarios de demanda propuestos y se reconfigura la red para evitar DNA. En el caso que no se logre evitar la DNA, se procede de igual manera que en el caso anterior.

Una vez obtenidos los valores de DNA para los escenarios planteados en cada falla, se estima estadísticamente el tiempo total de indisponibilidad del elemento fallado de acuerdo

con indicadores de confiabilidad (frecuencia y duración de las fallas) de referencia obtenidos de estudios de benchmarking.

Con estos valores, el cálculo de la ENS se efectúa para cada contingencia, en función al producto de la DNA obtenida para cada categoría de demanda, la probabilidad de ocurrencia de la falla para esa categoría de demanda y la duración total de falla.

Por último, la ENS total por contingencia y por año se calcula en función a la suma de la ENS obtenida para cada categoría de demanda como se muestra en la figura 4.



**Figura 4: ENS por falla en red N-1.**

### Determinación de Pérdidas de la red (PE)

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.

Para el “año base” se calcula el factor de carga ( $F_c$ ), a partir de la relación entre la energía media diaria anual y la energía diaria máxima registrada.

$$F_c = \frac{E_{med-diaria}}{E_{más-diaria}} \quad (1)$$

A partir del  $F_c$ , se obtiene el factor de pérdidas ( $F_p$ ), con la ecuación (2).

$$F_p = 0.7 \cdot F_c^2 + 0.3 \cdot F_c \quad (2)$$

Las pérdidas de energía diarias correspondientes al día de máxima carga se obtienen con la ecuación (3), a partir de la suma de las  $P_h$  obtenidas para cada simulación horaria.

$$E_{Pd} = \sum_{h=1}^{24} P_h \quad (3)$$

En función a la  $E_{Pd}$  y el FP, se estiman las pérdidas de energía anuales, a partir de la ecuación (4).

$$E_{Pa-0} = F_p \cdot E_{Pd} \cdot 365 \quad (4)$$

Una vez obtenida la  $E_{Pa-0}$ , la proyección de la  $E_{Pa}$  para los años subsiguientes se obtiene a partir del 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.

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

### Determinación de Energía suministrada por GD

Se parte del escenario sub-valle y se desconecta toda la GD. Luego se comienza a aumentar progresivamente la demanda hasta que se presenten condiciones de operación no admisibles en la red y se toma este valor de potencia demandada como el punto en el que se comienza a despachar GD forzada.

Se despacha la GD, en bloques de 5 MW, con mejores condiciones para mitigar las condiciones de no admisibilidad, y en cada nuevo bloque se toman los valores de potencia que posee la demanda, como se muestra en la Tabla 1.

En el caso de que la GD cuente con un bloque menor a 5 MW se despacha completamente.

Para poder obtener la Energía anual suministrada total por la GD, se afecta el perfil de carga de cada año en estudio por condicionantes tal que se tenga en cuenta los valores limitados por la Tabla 1, por ejemplo, una demanda de 480 MVA del SIP requerirá una GD de despacho de 11 MW.

Por último, se suman todos los valores que se obtienen de aplicar los condicionantes y se determina la Energía forzada requerida de GD para cada año.

**Tabla 1: Despacho de GD según valor de demanda.**

GD Requerida	Demanda del corredor
0 MW	Demanda < 184,1 MVA
5 MW	Demanda entre 184,1 MVA y 469,9 MVA
11 MW	Demanda entre 469,9 MVA y 519,7 MVA
16 MW	Demanda entre 519,7 MVA y 550,9 MVA
21 MW	Demanda entre 550,9 MVA y 585,5 MVA
26 MW	Demanda entre 585,5 MVA y 598,5 MVA
31 MW	Demanda entre 598,5 MVA y 610 MVA
36 MW	Demanda entre 610 MVA y 615,7 MVA
41 MW	Demanda entre 615,7 MVA y 622 MVA
47,6 MW	Demanda entre 622 MVA y 635,8 MVA
52,6 MW	Demanda entre 635,8 MVA y 641,2 MVA
63,48 MW	Demanda entre 641,2 MVA y 654,4 MVA
66,48 MW	Demanda entre 654,2 MVA y 657 MVA

### Valores económicos de referencia para cálculo de los costos operativos del SIP

Para la determinación de los distintos costos operativos del SIP, se adoptan los valores económicos de referencia que se resumen en la Tabla 2.

**Tabla 2: Parámetros Económicos adoptados.**

PARÁMETRO	VALOR
PENALIZACION ENS RESIDENCIAL [USD/MWh]	1400
PENALIZACION ENS COMERCIAL [USD/MWh]	2300
PENALIZACION ENS INDUSTRIAL [USD/MWh]	2700
PRECIO MONÓMICO ESTACIONAL [USD/MWh]	46,31
REMUNERACIÓN ESP. POR POTENCIA GD [USD/MW]	96000
REMUNERACIÓN ESP. POR ENERGIA GD [USD/MWh]	12,00
CONSUMO ESPECÍFICO COMB. MG [lt/MWh]	260
COSTO ESPECÍFICO COMBUSTIBLE [USD/lt]	1
COSTO ESP. GENERACIÓN MG [USD/MWh]	260
VALOR RESIDUAL DE LAS INSTALACIONES [%]	10
TASA DE DESCUENTO ANUAL [%]	12
COSTO DE O&M INFRAESTRUCTURA [% Inversión Obra]	3

### Determinación de Costos por ENS

Se asumen bonificaciones a los usuarios afectados, diferenciadas según el tipo de cliente (residencial, comercial o industrial) ( $C_{ENS}$ ), para lo cual es necesario conocer el factor de participación de consumo de energía de cada tipo de cliente (FP).

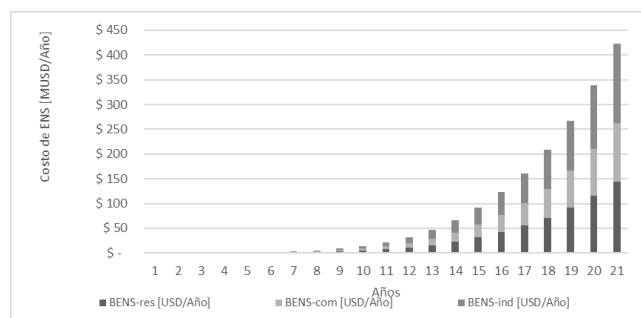
$$B_{ENS} = ENS \cdot (FP_R \cdot C_{ENS-R} + FP_C \cdot C_{ENS-C} + FP_I \cdot C_{ENS-I}) \quad (6)$$

Para este caso, el consumo de energía por tipo de usuario y el factor de participación correspondiente se muestra en la Tabla 3.

**Tabla 3: Consumo de energía y factor de participación.**

Energía Total [MWh]		
Comercial	Residencial	Industrial
162.216	327.069	187.388
Factor de participación		
Comercial	Residencial	Industrial
0,240	0,483	0,277

Los costos obtenidos por ENS, discriminada por usuario, se detallan en la Figura 5.



**Figura 5: Costos por ENS.**

### Determinación de Costos por Pérdidas

La valorización económica de las pérdidas anuales de energía calculadas en la red de estudio, se obtienen con un costo igual al precio de compra de la energía en el MEM, o sea el Precio Estacional ( $P_{EE}$ ).

$$P_E = P_{EE} \cdot E_{pa} \quad (7)$$

### Determinación de Costos por despacho de GD

En este caso, la GD en su totalidad es contratada a terceros, por lo tanto, los conceptos y montos de remuneración a la misma involucran una remuneración por potencia disponible ( $R_{P-GD}$ ) y por energía generada ( $R_{E-GD}$ ). En particular, la remuneración total por energía generada debe incluir además los gastos de combustible anuales para la producción de energía eléctrica ( $C_{E-GD}$ ), el cual se obtiene mediante el producto del consumo específico del motogenerador ( $ce_{MG}$ ), la energía generada por los mismos ( $E_{GD-Año}$ ) y el costo del combustible ( $C_{comb}$ ). Los valores utilizados para las anteriores variables se obtuvieron de la Tabla 2.

$$C_{E-GD} = E_{GD-Año} \cdot C_{comb} \cdot ce_{MG} \quad (8)$$

$$R_{P-GD} = P_{nom-GD} \cdot r_{P-GD} \quad (9)$$

$$R_{E-GD} = E_{GD-Año} \cdot r_{E-GD} \quad (10)$$

### Determinación de Costos por Operación y Mantenimiento (OyM)

Anualmente, para toda aquella infraestructura eléctrica existente que forma parte del análisis económico (ET, LAT), se asume un costo anual de O&M ( $C_{OMF-IE}$ ) de las mismas del 3% del costo de Inversión (I) correspondiente a una nueva instalación de características similares a la existente (este valor se justifica a partir de considerar una vida útil promedio de la infraestructura eléctrica de 30 años).

$$C_{OMF-IE} = 0,03 \cdot I \quad (11)$$

Para el caso de la red en estudio, se efectúa una valorización de todas las LATs y ETs, arrojando un valor total de aproximadamente 327 millones de USD como capital en infraestructura de AT, necesaria para valorizar la OyM.

Por lo tanto, los costos anuales de OyM resultan en aproximadamente 10 millones de USD.

### Análisis de energías y costos totales de operación del SIP

En la Figura 6, se muestra los valores proyectados del volumen de energía desagregada que interviene en los costos de operación del SIP, donde se destaca que la ENS en red N-1 presenta un aporte despreciable al

total de la energía relacionada a costos operativos. Por otra parte, a partir del año 5 se denota un crecimiento exponencial de la energía debido a la aparición de ENS en red N y un constante crecimiento de la Energía despachada por GD.

En el último año de estudio, se observa que la repartición de las energías vinculadas a costos se da un 50% en GD, un 25% en pérdidas y un 25% en ENS de red N.

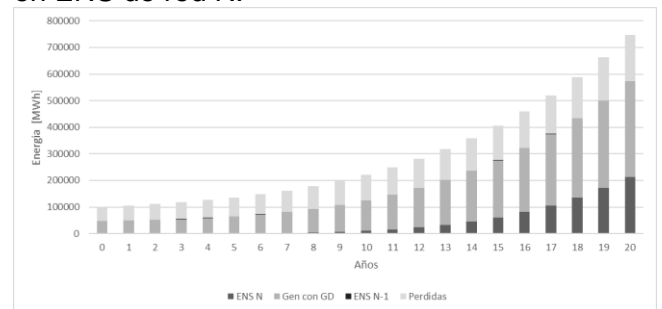
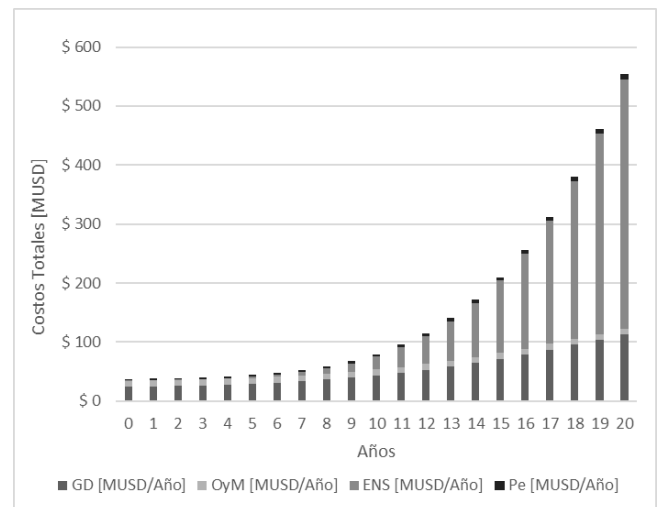


Figura 6: Energías vinculadas a costos y su influencia.

En la figura 7 se observa que en el año 0 los principales costos se dividen entre la OyM y la GD.

Además, durante los primeros 10 años la GD es el principal costo que se tiene en la red. A partir de ese año, los costos por ENS, si bien la cantidad de energía es menor, toman mayor importancia debido al alto valor que poseen las multas por las mismas.

Por último, los costos por pérdidas pierden importancia relativa debido a que ocupa un 7% en el año 0 y solo 1% en el año 20.



**Figura 7: Costos totales de la red eléctrica en estudio.**

## CONCLUSIONES

Debido a que la mayor concentración de demanda se encuentra en la parte oeste de la provincia, los principales costos de operación del SIP de Corrientes se presentan en este lugar tanto en la GD como en las ENS proyectadas.

Además, se observan las ventajas de tener una red del tipo anillada, ya que, en el caso de fallas los costos por ENS son prácticamente despreciables comparado al resto de los costos. Esto se debe a que la red admite reconfiguraciones para poder suplir la demanda en los puntos donde ocurre la falla, lo que le confiere una mayor confiabilidad y flexibilidad a la red.

Por estas razones, se identifica que, a corto y mediano plazo, los mayores costos de operación se deben al despacho de la GD en modo control de tensión, a los fines de mantener los perfiles de tensión en barras de ET dentro de los límites admisibles.

A mediano y largo plazo, la ENS crece exponencialmente superando a la generación, demostrando una falta de capacidad de potencia remanente del SIP para poder afrontar un crecimiento de la demanda para el periodo de análisis.

Estos resultados, presentan un marco de referencia para estudios futuros orientados a la propuesta y el análisis de una metodología para evaluar las obras de expansión del SIP, con el propósito de disminuir sus costos operativos e incrementar su capacidad de potencia remanente.

## REFERENCIAS

### Artículos en publicaciones periódicas:

- [1] Negi, A., & Kumar, A. (2018, April). Long-term Electricity Demand Scenarios for India: Implications of Energy Efficiency. In *2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)* (pp. 462-467). IEEE.
- [2] Baughman, M. L., & Bottaro, D. J. (1976). Electric power transmission and distribution systems: Costs and their allocation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 95 (3), 782-790.

- [3] Monoyios, D., Hadjidemetriou, L., Zacharia, L., & Kyriakides, E. (2018, June). Cost-effective optimization for an energy efficient design of electrical installations of buildings. In *2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* (pp. 1-6). IEEE.
- [4] Almeida, P. A. M., & Galarza, D. F. C. (2019). State of Art transmission systems switching with contingency analysis.
- [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.