

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Desarrollo de una metodología para elaborar el plan de expansión de una red de distribución de MT

Carlos I. Sanseverinatti, Francisco J. Espíndola, Ulises Manassero, Javier Acosta, Diego López

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, Pcia. Santa Fe, Argentina, Tel: +54 9-0342-4601579, cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Ante el aumento paulatino de la demanda de energía eléctrica, las empresas distribuidoras de energía se ven obligadas a planificar expansiones y/o repotenciaciones de sus redes con el objetivo de cumplir con el abastecimiento de los usuarios. Para lograr esto, es necesario un estudio detallado de la red y del impacto técnico-económico de las obras de expansión propuestas.

En este marco, el trabajo presenta la propuesta de una metodología para la evaluación técnica y económica de alternativas de obras de expansión de una red de distribución. El objetivo consiste en realizar un plan de expansión de una red de media tensión a implementar en forma gradual en un período de diez años, y efectuar el análisis de inversión del plan de obras propuesto.

Para lograrlo, se realiza el modelado eléctrico de la red y una serie de simulaciones de flujo de carga para cada año de estudio, identificando las posibles restricciones operativas que pueda presentar la red en condiciones de operación normal y ante eventuales contingencias. Se plantean las posibles obras de expansión y/o reconfiguraciones que permitan mejorar la calidad del producto técnico y la confiabilidad de la red. Luego, a partir de un análisis comparativo de un conjunto de atributos y criterios técnicos, se determina el conjunto de obras más conveniente. Finalmente, se lleva a cabo el cálculo de la inversión global asignada al plan de obras propuesto, la valorización de los costos de operación y mantenimiento de la red con el conjunto de obras definidas, y el estudio de rentabilidad económica en base a indicadores económicos y financieros propuestos.

En base a los criterios de planificación adoptados, los resultados indican que la red en estudio con la inserción de las obras y la nueva reconfiguración propuesta es capaz de abastecer la totalidad de la demanda actual, así como también la proyectada para el período de análisis. Se logra configurar una red confiable, con mayor flexibilidad ante contingencias y de mayor eficiencia operativa. Además, el plan de obras propuesto es económicamente rentable y con un aceptable período de retorno del capital invertido.

Palabras claves - Confiabilidad; Plan de obras de Expansión; Reconfiguración; Red de Distribución

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

INTRODUCCIÓN

El crecimiento poblacional, el avance tecnológico y el desarrollo de las actividades productivas conlleva un aumento permanente de la demanda de energía, lo que exige a los sistemas eléctricos de potencia contar con la infraestructura necesaria para abastecer dicha demanda con apropiados niveles de confiabilidad y calidad (CEPAL; 2003).

Es por ello que, para asegurar un correcto plan de expansión de redes de distribución, es necesario el estudio de la capacidad, seguridad, calidad y eficiencia del suministro. En las primeras etapas de análisis, la prioridad es la disponibilidad de infraestructura para incrementar la capacidad del sistema en función del crecimiento estimado de la demanda. Una vez que el sistema garantiza la seguridad de abastecimiento, la atención se centra en la optimización en términos de calidad y eficiencia (Burke, O.; et al ; 2005).

Por estas razones, el proceso de planificación a mediano y largo plazo de las redes de distribución es un procedimiento esencial para asegurar la compensación del crecimiento futuro de la demanda de energía eléctrica mediante instalaciones y equipos técnicamente adecuados, con costos razonables y en el momento apropiado (Connor, T; 2008).

Es en estos aspectos donde la gestión de los activos se transforma en un punto clave para el diseño de redes de potencia, involucrando en el proceso consideraciones económicas además de aquellas técnicas. Esto permite no solo garantizar la seguridad de abastecimiento con estándares de calidad de servicio, sino también contar por parte de las empresas distribuidoras con la posibilidad de incrementar sus niveles de capitalización y a la vez atender futuras inversiones para cubrir el crecimiento de la demanda energética (Cortez, J.L.P.; 2019).

En este contexto, el presente trabajo consiste en el desarrollo de un plan de expansión a diez años de una red de distribución con características topológicas mayormente rural. Se realiza, además del estudio de las obras a implementar, un análisis de inversión del plan propuesto, considerando los costos de operación y mantenimiento de la red.

DESARROLLO

Descripción de la red en estudio

La topología de la red se detalla en el diagrama georreferenciado de la Figura 1.

El sistema corresponde a la red de distribución en media tensión que abastece los distritos de Gobernador Crespo, Colonia Dolores, La Penca y Caraguatá, La Criolla y Colonia Silva, pertenecientes al departamento San Justo de la provincia de Santa Fe.

La red es abastecida desde la estación transformadora (ET) de 132/33/13,2 kV Crespo, equipada con un transformador de 15/15/10 MVA. En el nivel de 33 kV posee un esquema de simple barra con una única salida hacia la estación de rebaje (ER) de 33/13,2 kV Crespo. Por otra parte, es de destacar que dicha ET no dispone de playa de maniobras ni campos de salida en 13,2 kV.

La ER Crespo posee dos transformadores de 5 MVA en paralelo y en el nivel de 13,2 kV presenta un esquema de simple barra con tres distribuidores de salida denominados “Crespo”, “La Criolla” y “Silva”.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

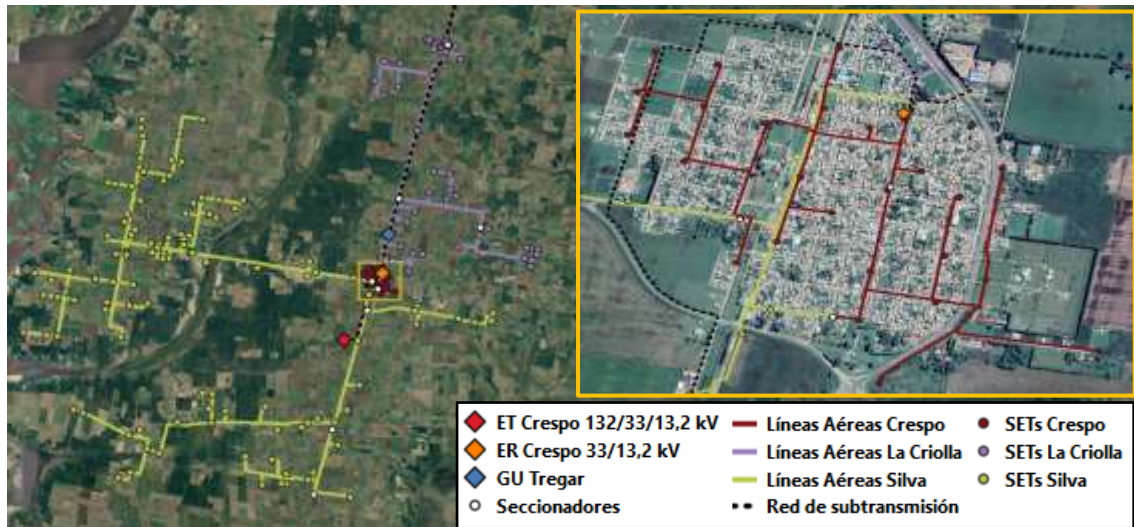


Figura 1: Diagrama georreferenciado de la red de 13,2 kV. Año 2021

Cada distribuidor se conforma por líneas aéreas trifásicas y rurales monofásicas, ambas con conductor de sección 25 mm^2 y material de aluminio.

En la Tabla 1 se detalla la longitud de líneas aéreas en cada distribuidor y la potencia total instalada en subestaciones transformadoras (SETs).

Distribuidor	km Líneas Aéreas			kVA SETs
	TOTAL	3F	1F	
Crespo	8,1	7,1	1,0	5.722
La Criolla	54,5	33,4	21,1	3.055
Silva	149,5	61,2	88,3	2.460

Tabla 1: Longitud de líneas aéreas y potencia instalada en SETs por distribuidor

Se destaca que el distribuidor Crespo posee la mayor demanda vinculada y la menor longitud en su línea troncal. Abastece exclusivamente a la red primaria de la localidad de Gobernador Crespo. Por el contrario, el distribuidor Silva posee la mayor extensión geográfica, aunque su demanda es más dispersa. Abastece a las localidades de Colonia Silva, Colonia Dolores, La Penca y Caraguatá y a usuarios rurales.

Finalmente, el distribuidor La Criolla representa un caso intermedio a los anteriores. Suministra energía a las localidades de La Criolla, San Martín Norte y a usuarios rurales.

Procedimiento aplicado

La planificación de obras de expansión debe contemplar ciertos aspectos técnicos de relevancia en relación a la prestación de servicio, como la calidad en el producto técnico y servicio técnico, y la seguridad en el abastecimiento de la demanda sin la existencia de sobrecargas en transformadores y líneas aéreas. Por lo tanto, se consideran los siguientes aspectos.

- La cargabilidad de los distribuidores no debe ser mayor al 66% en operación normal (Red N) para el 100% de demanda máxima.

- En condición de contingencia simple (Red N-1), la cargabilidad de los distribuidores no debe ser mayor al 100% para el 85% de la demanda máxima considerando las cargas propias más las cargas transferidas. Se considera como condición más desfavorable aquella en la cual la falla se produce en el primer tramo de línea aérea de cada distribuidor que acomete a la ER; en ese caso deberá existir

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

un distribuidor que pueda socorrer la demanda de aquel que sale de servicio.

- El nivel de tensión en nodos de suministro debe mantenerse dentro del rango entre 92% y 108% de la tensión nominal de red (ENRE, 2003).

- Se aplica una tasa de crecimiento interanual estimada de la demanda de 4,66%, obtenida a través del registro de datos históricos de la potencia máxima promedio horario operada por la ET Crespo.

En cuanto al proceso de modelado de la red, se adoptaron los siguientes supuestos:

- El estudio técnico se desarrolla con la red operando en condiciones de carga pico y con un factor de diversidad de pico de los distribuidores igual a uno.

- Los reguladores bajo carga de los transformadores de potencia son configurados de manera de establecer una tensión en barras del 105% de la tensión nominal.

- Se considera un factor de potencia para las demandas actuales igual a 0,85 inductivo.

- El límite admisible en condiciones normales de operación de transformadores corresponde a la capacidad nominal de cada máquina.

Para analizar la viabilidad económica del plan de obras propuesto se lleva a cabo el cálculo de inversión global asignada al plan de

obras propuesto a partir del cómputo y presupuesto de nuevos equipos e infraestructura necesaria, la valorización de los costos de operación y mantenimiento de la red, la determinación de los ahorros en concepto de energía no suministrada (ENS) y el ahorro en pérdidas eléctricas. El estudio de rentabilidad económica del plan de obras se realiza entonces en base a indicadores económicos y financieros. La metodología aplicada se representa en el diagrama de flujo de la Figura 2.

Plan de obras desarrollado

El objetivo principal del plan de obras planteado es el de obtener una red robusta que cumpla con los requerimientos de calidad de producto y servicio técnico en el año horizonte de análisis (2030). Para ello, se parte del análisis, evaluación, determinación y verificación de las condiciones operativas de la red.

Año base

La red base presenta restricciones operativas en concepto de cargabilidad de líneas aéreas en los distribuidores Crespo y Silva y en concepto de calidad de energía al registrarse subtensiones en los distribuidores La Criolla y Silva. Por su parte, el distribuidor La Criolla no posee vinculaciones con el resto de la red por lo que la totalidad de sus usuarios permanecen sin servicio en caso de contingencia simple.

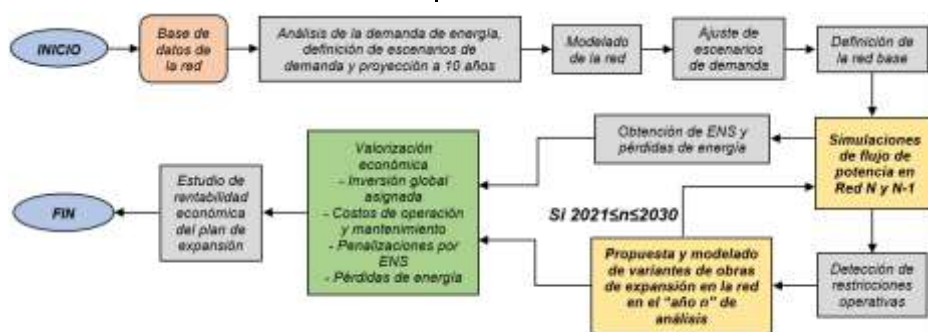


Figura 2: Metodología propuesta para la definición y evaluación de obras de expansión

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Para normalizar los indicadores operativos de la red, se proponen las siguientes obras:

- Instalación de 1,74 km de líneas aéreas urbanas convencionales tipo line post de 95/15 y recambio de conductores de 25 Al por 50/8 Al/Ac en los distribuidores Crespo y Silva.

- Construcción de 0,44 km de línea aérea urbana convencional de 50/8 Al/Ac e instalación de un seccionador tripolar a cuernos para la vinculación de los distribuidores La Criolla y Silva.

Período 2022/2028

Dentro de este período, la red presenta restricciones en concepto de cargabilidad en tramos de líneas aéreas de manera sucesiva en todos los distribuidores. En el año 2027, el transformador de 15/15/10 MVA de la ET Crespo presenta una sobrecarga del 3%. Las obras requeridas se resumen a continuación:

- Construcción de 1,56 km de nuevas líneas aéreas urbanas convencionales line post de 95/15 Al/Ac en el distribuidor Silva y recambio de 6,4 km de conductores de 25 Al por conductores de 50/8 Al/Ac en todos los distribuidores.

- Instalación de un nuevo transformador de 30/30/30 MVA en la ET Crespo.

Año 2029

Como consecuencia de un nuevo incremento en la demanda, se presenta una sobrecarga de 2,2% en la ER Crespo. Al no poder repotenciar la ER Crespo por estar equipada con un módulo de dos transformadores en paralelo de 5 MVA, se debe transferir parte de su demanda para descargarla.

Se propone realizar una transferencia de demanda desde la ER Crespo hacia la ET homónima. Todas las cargas transferidas están vinculadas al distribuidor Silva, compuestas

por usuarios rurales y demandas de las localidades de Colonia La Penca, Colonia Dolores. Esta reconfiguración requiere de la ejecución de obras de ampliación en la ET Crespo, las cuales son:

- Construcción de una nueva playa de maniobras en 13,2 kV

- Dos nuevos campos de salida para los nuevos distribuidores Silva y La Penca

- Un campo de transformación en 13,2 kV y un reactor de neutro.

Además, es necesaria la construcción de un nuevo tramo de línea aérea rural convencional de 50/8 Al/Ac para vincular el nuevo distribuidor La Penca a uno de los campos de salida de la ET Crespo, más otro tramo de línea aérea urbana convencional de 50/8 Al/Ac para vincular la sección sur con la sección oeste del mismo y de un nuevo seccionador tripolar a cuernos para efectuar transferencias de demanda entre los distribuidores La Penca y Silva en caso de contingencia. El nuevo distribuidor La Penca se desvincula de las líneas aéreas del nuevo distribuidor Crespo Oeste, cuya traza se encuentra dentro del tejido urbano de Gobernador Crespo, y que es utilizado exclusivamente para abastecimiento local.

Adicionalmente, se deben repotenciar 3 km de la línea troncal del nuevo distribuidor La Penca con conductores de 50/8 Al/Ac aguas debajo de la ET Crespo e instalar un nuevo banco de reguladores monofásicos en el mismo distribuidor para evitar que la red reconfigurada opere con restricciones.

Año 2030

En el último año del período de estudio, se registra una cargabilidad mayor a 66% en operación normal en los primeros tramos del distribuidor Crespo que acometen a la ER.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

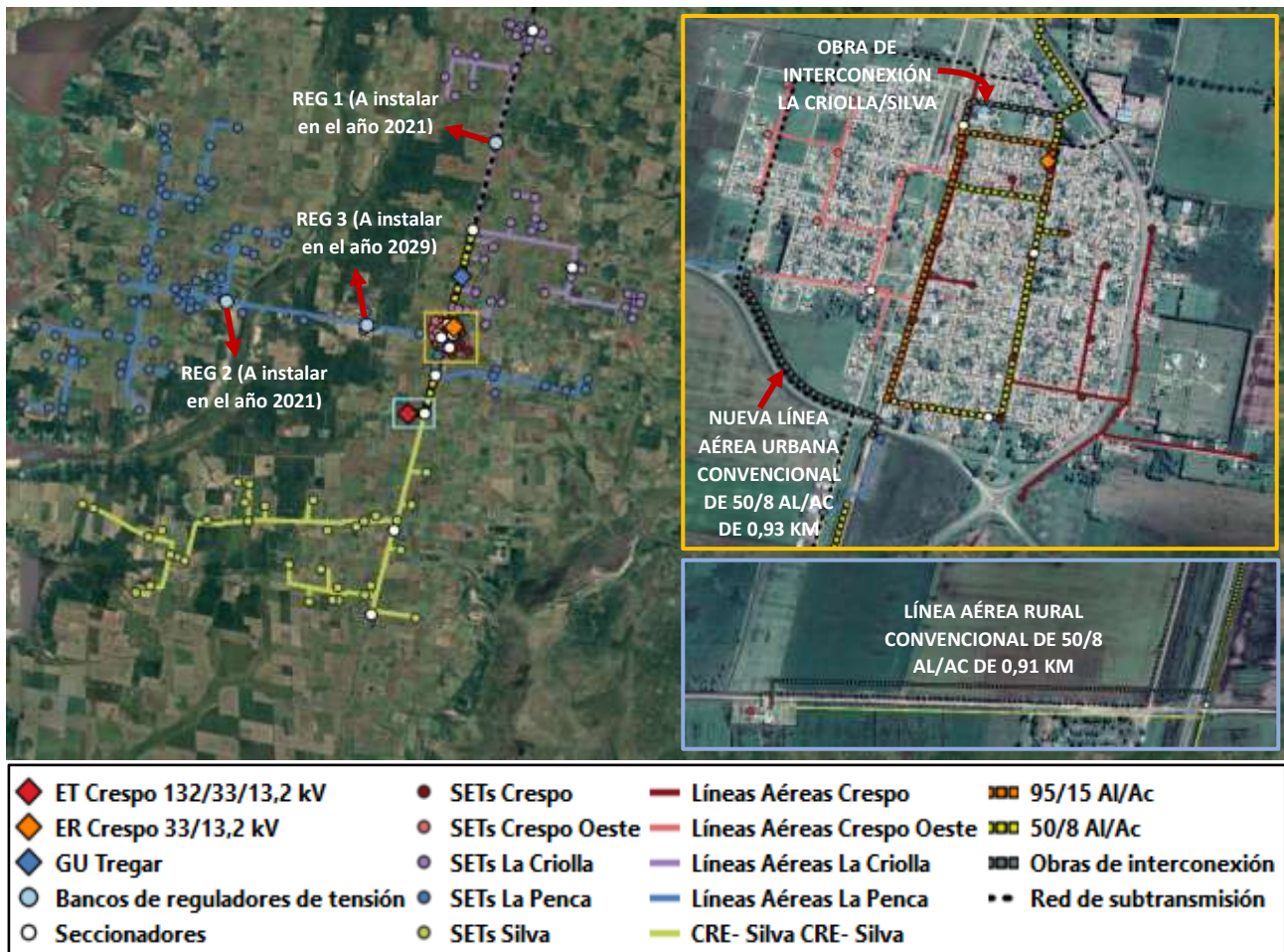


Figura 3: Diagrama georreferenciado de la red de 13,2 kV reconfigurada. Año 2030

Se propone una transferencia de carga hacia el distribuidor Crespo Oeste. La potencia total transferida en SETs es de 1,14 MVA, lo cual deriva en una variación de cargabilidad de 67,6% a 51,6% en el distribuidor Crespo y de 3,8% a 18,4% en el primer tramo de línea aérea del distribuidor Crespo Oeste, siendo este totalmente apto para el abastecimiento de las futuras demandas de la localidad y para futuras transferencias de carga desde el distribuidor Crespo.

En la Figura 3 se encuentra el diagrama georreferenciado de la red reconfigurada, en la cual se detallan las obras propuestas a lo largo del período 2021/2030.

Análisis económico

Los proyectos de inversión requieren recursos para su ejecución que deben ser evaluados financieramente para determinar su factibilidad económica, contrastada con su viabilidad técnica.

A continuación, se lleva a cabo el cálculo de inversión asignada al plan de obras propuesto a partir del presupuesto de equipos y accesorios necesarios, la valorización de los costos de operación y mantenimiento de la red, la determinación de las penalizaciones por energía no suministrada (ENS), el cálculo de los ahorros económicos en concepto de pérdidas en la red y el estudio de rentabilidad económica.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Ahorros por ENS

En primer término, se debe considerar que, en el caso de no ejecutar obras de expansión en la red, la misma presentará sobrecargas progresivamente mayores en líneas aéreas, transformadores y en SETs, lo cual además conlleva un desmejoramiento de la calidad de tensión. Por lo tanto, la demanda que se deberá desconectar para que la red pueda operar sin restricciones será progresivamente mayor y por tiempos cada vez más prolongados, ya que la red presentará inconvenientes operativos en escenarios de menor demanda.

Esto da lugar a un incremento exponencial en la ENS, tal como se muestra en la Figura 4.

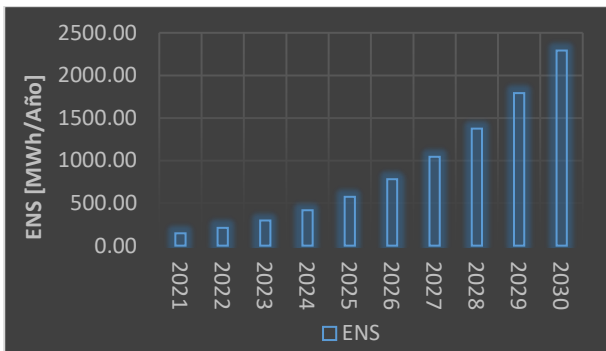


Figura 4: Energía no suministrada de la red sin obras

La ENS es la energía que la empresa distribuidora no puede proporcionar a sus usuarios, la cual es penalizada, y esto se traduce en grandes costos para las distribuidoras debido a la interrupción del servicio.

Se asumen bonificaciones a los usuarios afectados diferenciados según el tipo de usuario (residencial, comercial e industrial) y considerando el factor de participación en el consumo de energía de cada tipo de cliente, para los distribuidores, alimentadores, ETs y/o SETs involucradas en el estudio (ver Tabla 2).

El ahorro total percibido en concepto de penalizaciones por ENS a lo largo del período

en estudio a raíz de las obras ejecutadas asciende a 15.495.166 U\$S.

PENALIZACIÓN	VALOR [U\$S/MWh]
ENS COMERCIAL	2.300
ENS RESIDENCIAL	1.400
ENS INDUSTRIAL	2.700

Tabla 2: Penalizaciones por ENS categorizadas por tipo de usuario

La ENS no solo deriva en penalizaciones, sino que también representa energía que no puede ser comercializada. Cada MWh de energía que no se puede comercializar, representa una pérdida económica para las empresas distribuidoras de energía.

Para calcular el ingreso adicional de facturación de energía, se utilizan los costos de referencia presentados en la Tabla 3.

TIPO DE USUARIO	TARIFA PROMEDIO
INDUSTRIAL	45,1 [U\$S/MWh]
COMERCIAL	74,02 [U\$S/MWh]
RESIDENCIAL	68,9 [U\$S/MWh]

Tabla 3: Tarifa de energía promedio por tipo de usuario

Luego de determinar la ENS anual a lo largo de todo el período de estudio y considerando el factor de participación en el consumo de energía de cada tipo de cliente, para los distribuidores, alimentadores, ETs y/o SETs involucradas en el estudio, se obtiene un adicional de facturación anual de energía de 585.747 U\$S.

Ahorros por pérdidas eléctricas en la red

Uno de los objetivos del plan de expansión de la red de distribución en estudio apunta a la reducción de las pérdidas eléctricas, lo que mejora la eficiencia en la distribución de energía y resulta en un ahorro económico para la empresa.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

El ahorro de las pérdidas de energía eléctrica evitadas se obtiene en base a la diferencia entre las pérdidas anuales de la red con su topología actual y las pérdidas anuales de la red con las nuevas obras.

En la Figura 5 se muestra la evolución de las pérdidas con y sin las obras propuestas y las pérdidas de energía evitadas.

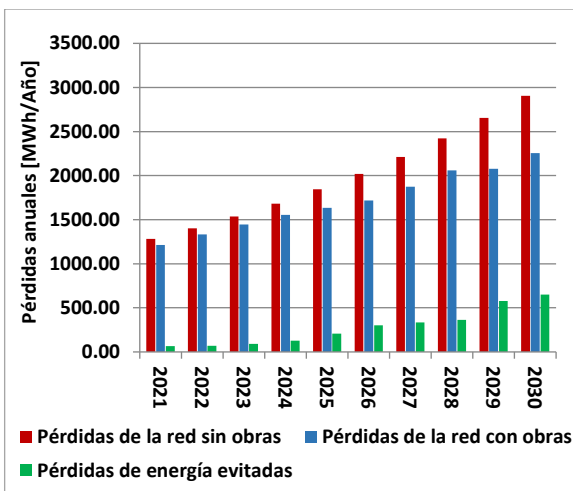


Figura 5: Pérdidas de energía globales evitadas

Se observa en la figura que las pérdidas de energía en la red, en el caso de no ejecutar ninguna obra dentro del período de estudio, se incrementan de forma geométrica.

Por otra parte, se evidencia que a partir de las obras de ampliación propuestas se logra un ahorro global de alrededor de 14% en pérdidas de energía.

A partir del precio monómico estacional de la energía, se determina el ahorro económico que representa las pérdidas evitadas, las cuales se muestran en la Figura 6.

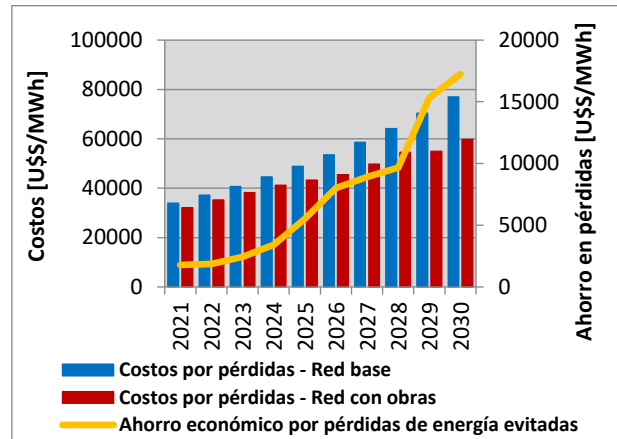


Figura 6: Ahorro anual por pérdidas evitadas

El monto total en ahorros por pérdidas es de 74.165 U\$\$. Se destaca que la transferencia de demanda desde la ER Crespo a la ET CRE propuesta en el año 2029, representa una mayor reducción en las pérdidas globales de la red de distribución, lo cual resulta en un mayor ahorro económico en concepto de pérdidas de energía evitadas.

Valorización de las obras propuestas

El presupuesto de las obras de infraestructura necesarias para evitar las penalizaciones por ENS está basado en los costos de referencia de provisión y montaje de infraestructura eléctrica y equipamientos para redes de transmisión y distribución.

Las mayores inversiones corresponden al año base, en el cual se presentan importantes sobrecargas en ramales y subtensiones en varios nodos, siendo necesaria la instalación de nuevos tramos de líneas aéreas, recambio de conductores y la instalación de bancos de reguladores de tensión. Luego, en el año 2027 se produce la sobrecarga de la ET CRE requiriéndose la adquisición de un transformador de 30 [MVA]. Por último, en el año 2029, se llevan a cabo obras de expansión en la ET CRE, la construcción de nuevos tramos de líneas aéreas y la instalación de un nuevo banco de reguladores de tensión monofásicos.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

En la Figura 7 se muestran los costos anuales de inversión para todo el período de análisis, que suman un monto total de 2.083.596 U\$S.

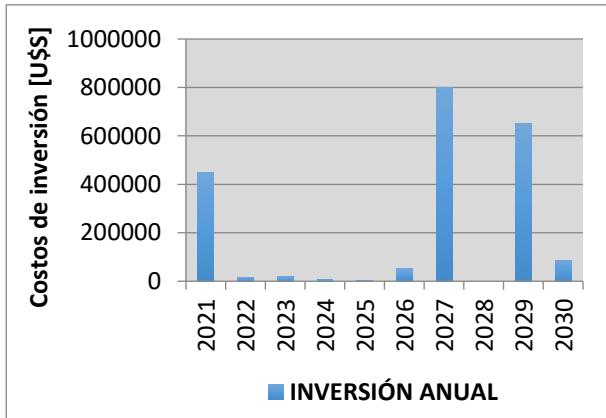


Figura 7: Costos anuales de inversión en obras de expansión y equipamientos en la red

Costos de operación y mantenimiento (O&M) preventivo y valor residual de la nueva infraestructura

Anualmente, se llevan a cabo nuevas obras de infraestructura y el reemplazo de tramos de líneas aéreas y equipamientos existentes en la red de distribución, lo cual representa costos de O&M adicionales.

La valorización anual de estos costos se estima en un 30% del costo anual de inversión en la nueva infraestructura. Los costos totales de O&M preventivo de la infraestructura a lo largo de todo el período de análisis suman un total de 2.636.560 U\$S.

Finalmente, se determina el valor residual de las nuevas obras ya que el período de análisis resulta ser menor a la vida útil de la infraestructura, la cual varía entre 20 y 40 años. El mismo da un valor total de 1.583.946 U\$S.

Flujo de caja de inversión

El flujo de caja de inversión (FCI), es la variación de capital procedente de la diferencia entre las entradas y salidas de efectivo de un

proyecto. En la Figura 8 se muestran el FCI acumulado asociado al plan de obras propuesto.

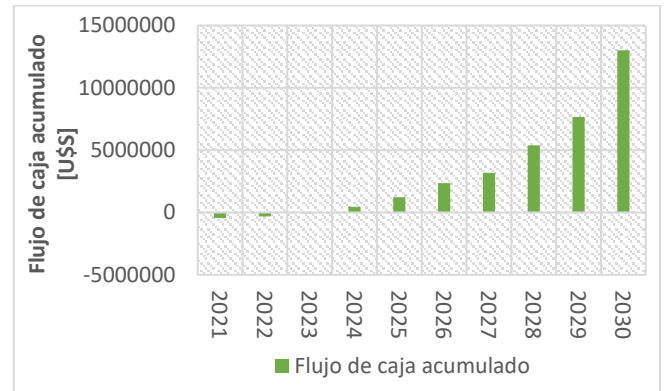


Figura 7: Flujo de caja acumulado. Período 2021/2030

Los ingresos abarcan los ahorros por ENS evitada y su adicional de facturación, los ahorros por pérdidas de energía evitada y el valor residual de la nueva infraestructura.

Por otro lado, los egresos de dinero involucran la inversión en infraestructura y los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica nueva y existente.

El año base es el único en el cual los egresos por inversión en nueva infraestructura superan a los ahorros en concepto de ENS y pérdidas evitadas. Si se realiza el análisis del FCI acumulado, el plan de obras presenta un payback bajo, de tan solo tres años.

Por medio de los indicadores financieros valor actual neto (VAN) y la inversión a valor presente (IVP) se calcula el indicador VAN/IVP. Este indicador expresa la utilidad neta obtenida en el período de análisis con relación al monto de inversión efectivizado donde si el mismo es mayor a cero el proyecto es rentable.

En la Tabla 4 se presentan los indicadores económicos obtenidos considerando una tasa de descuento del 12%.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

VAN [USD]	IVP [USD]	VAN/IVP
5.033.429	2.083.596	2,42

TABLA 2: INDICADORES ECONÓMICOS DEL PLAN DE OBRAS PROPUESTO

El plan de obras de expansión presentado para el período 2021/2030 resulta rentable, constituyendo así una solución técnica y económicamente viable para mejorar la confiabilidad de la red de distribución del distrito de Gobernador Crespo, como así también la calidad del producto y servicio técnico para todos los escenarios de demanda.

CONCLUSIÓN

En este trabajo se analizaron estrategias de reconfiguración de redes de distribución focalizadas en el incremento de su confiabilidad, su eficiencia operativa y su flexibilidad ante contingencias. Las mejoras de estas redes requieren de una o varias obras para alcanzar condiciones satisfactorias de operación que, además, admitan el crecimiento de la demanda de mediano y largo plazo en todos los escenarios de demanda.

Los indicadores técnicos de la red analizados constituyen una herramienta útil para detectar las restricciones operativas que justifiquen la necesidad de ejecutar nuevas obras de expansión para luego poder evaluar su impacto en la red y analizar los beneficios operativos y económicos que estas representan.

Las obras de expansión propuestas permiten configurar una red más confiable y con mayor flexibilidad de operación. Esto implica una mayor calidad de servicio técnico, y con ello, menores niveles de ENS con sus ahorros económicos asociados. Además, logra diseñar una red distribución con menores pérdidas globales, lo cual se traduce en menores costos operativos y en un ahorro energético.

Finalmente, del análisis económico se desprende que los resultados obtenidos de los

índices VAN e IVP, verifican que el plan de expansión de obras resulta económicamente rentable y con un bajo período de retorno del capital invertido.

REFERENCIAS

- Burke, O.; Hunt, S. y Phang, W. (2005). A planning approach for urban distribution networks in Bahrain. *ESB International, Stephen Court, 18-21 St Stephen's Green, Dublin 2, Ireland, 1-6.
- CAMMESA (2021). Resumen ejecutivo. Principales variables del MEM. Enero a diciembre 2021 vs 2020.
- CEPAL (2003). Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile, 2003.
- Connor, T.; Ettinger, A. y Boese, C. (2008). Planning Approach for Evolution of Grown Medium Voltage Distribution Networks. CIGRE, S5-04 CP1348.
- Cortez, J.L.P. (2019). Plan de reducción de pérdidas de energía de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Santo Domingo (CNEL), en la provincia de Santo Domingo de las Tsáchilas.
- ENRE (2003). Calidad de servicio en la Distribución de Energía Eléctrica.