

**ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA
PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA
PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN**

**AUTOR:
PEDRO GEOVANNY CHANATAXI MUELA**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, noviembre 2021

Pedro Geovanny Chanataxi Muela

ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Pedro Geovanny Chanataxi Muela (Y'1994-M'05). Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Técnico Industrial Miguel de Santiago, se graduó de Bachiller Técnico Industrial en Instalaciones, equipos y maquinas eléctricas. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en un análisis de la repercusión del índice de hacinamiento en la planificación a largo plazo de redes de subtransmisión. pchanataxi@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981-M'12). Se graduó como Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en el año 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group). dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

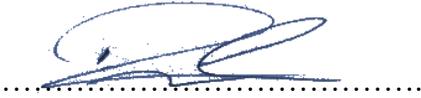
©2021 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación denominado *ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN*, realizado por PEDRO GEOVANNY CHANATAXI MUELA, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., noviembre de 2021



Ing. Diego Francisco Carrión Galarza

C.C.: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, PEDRO GEOVANNY CHANATAXI MUELA, con documento de identificación N° 1723262695, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: *ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito D.M., noviembre de 2021



.....
Pedro Geovanny Chanataxi Muela

C.C.: 1723262695

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	CRECIMIENTO DEMOGRÁFICO	5
2.1.	Índice de hacinamiento (IH).....	7
3.	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA DC (OPF-DC).....	8
4.	PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (TEP)	9
5.	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	10
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	12
6.1	Sin crecimiento de la demanda.....	13
6.2	Crecimiento de la demanda del 5%	15
6.3	Crecimiento de la demanda del 10%	17
6.4	Crecimiento de la demanda del 15%	19
7.	CONCLUSIONES	21
8.	TRABAJOS FUTUROS Y RECOMENDACIONES.....	22
9.	REFERENCIAS	22
9.1	Matriz de estado de arte	26
9.2	Resumen e indicadores.....	28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Crecimiento de la demanda eléctrica debido al IDH.....	4
Figura 2. Curva diaria de carga de usuario comercial.....	6
Figura 3. Tipos de pronóstico de carga.....	6
Figura 4. Previsión de carga empleando el método de extrapolación.....	7
Figura 5. Relación de IDH y carga eléctrica.....	8
Figura 6. Sistema IEEE 39 barras.....	13
Figura 7. Resultado, escenario 1, en sistema IEEE 39 barras.....	14
Figura 8. Potencia activa por las líneas, escenario 1.....	14
Figura 9. Comportamiento angular, escenario 1.....	15
Figura 10. Resultado, escenario 2, en sistema IEEE 39 barras.....	16
Figura 11. Potencia activa por las líneas, escenario 2.....	16
Figura 12. Comportamiento angular, escenario 2.....	17
Figura 13. Resultado, escenario 3, en sistema IEEE 39 barras.....	18
Figura 14. Potencia activa por las líneas, escenario 3.....	18
Figura 15. Comportamiento angular, escenario 3.....	19
Figura 16. Resultado, escenario 4, en sistema IEEE 39 barras.....	20
Figura 17. Potencia activa por las líneas, escenario 4.....	20
Figura 18. Comportamiento angular, escenario 4.....	21
Figura 19. Potencia despachada por cada generador en cada escenario.....	21
Figura 20. Indicador de matriz de estado del arte, planificación de redes de subtransmisión.....	28
Figura 21. Formulación del problema, planificación de redes de subtransmisión.....	28
Figura 22. Solución al problema, planificación de redes de subtransmisión.....	29

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Casos de estudio.....	12
Tabla 2. Líneas candidatas	13
Tabla 3. Nuevas líneas de transmisión, escenario 1	13
Tabla 4. Nuevas líneas de transmisión, escenario 2.....	15
Tabla 5. Nuevas líneas de transmisión, escenario 3.....	17
Tabla 6. Nuevas líneas de transmisión, escenario 4.....	19
Tabla 7. Matriz del estado del arte	26

ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN

Resumen

En esta investigación se presenta un modelo de planificación de expansión de transmisión (TEP), el cual, se basa en el análisis del índice de hacinamiento y su relación con el crecimiento de la demanda a largo plazo. Esta relación representa el número de personas que habitan en una vivienda, que a su vez afecta al crecimiento de la demanda y se torna esencial en la planificación a largo plazo. El modelo propuesto considera el costo de inversión que implica agregar nuevas líneas de transmisión, los niveles de voltaje de transmisión y subtransmisión, los flujos óptimos de energía de corriente continua (OPF-DC) y las condiciones de contingencia (N-1). Por último, el modelo propuesto se aplica al sistema de pruebas IEEE de 39 barras, sobre este se varía el crecimiento de la demanda, junto con el índice de hacinamiento, para obtener el crecimiento de la demanda en años futuros, esta servirá para obtener el resultado del modelo TEP. Asimismo, el modelo se implementa en Matlab y se comprueba con los resultados obtenidos en DIgSILENT Power Factory.

Palabras Clave: Planificación de expansión de transmisión, índice de hacinamiento, líneas de transmisión, sistema de energía eléctrica, planificación del sistema de energía

Abstract

In this research, a transmission expansion planning model (TEP) is presented, which is based on the analysis of the overcrowding index and its relationship with long-term demand growth. This ratio represents the number of people living in a home, which in turn affects the growth of demand and becomes essential in long-term planning.

The proposed model considers the investment cost involved in adding new transmission lines, the transmission and sub-transmission voltage levels, the optimal direct current energy flows (OPF-DC) and the contingency conditions (N-1).

Finally, the proposed model is applied to the IEEE 39-bar test system, on which the growth of demand is varied, together with the overcrowding index, to obtain the growth of demand in future years, this will serve to obtain the result of the TEP model. Likewise, the model is implemented in Matlab and is checked with the results obtained in DIgSILENT Power Factory.

Keywords: Transmission expansion planning, crowding rate, transmission lines, electric power system, power system planning

1. Introducción

El sector eléctrico es un área estratégica que se relaciona con el grado de desarrollo de un país. Por lo que, los inconvenientes relacionados con el sistema eléctrico como: limitaciones de cobertura y la calidad del servicio a largo plazo obstaculizan el desarrollo del sistema eléctrico y del país. Esto repercute en el crecimiento del producto interno bruto y en la calidad de vida de cada habitante [1], [2].

Esto ha ocasionado que varias empresas del sector eléctrico se centren en desarrollar planes de mejora que permita fortalecer el sistema eléctrico adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda, para de ese modo reducir sustancialmente el número de interrupciones de servicio [3]–[7].

La proyección de la demanda eléctrica es considerada como un problema de gran importancia en el sector eléctrico y se establece como eje fundamental en el cual se desarrolla la planificación de sistemas eléctricos [8], esta proyección básicamente puede ser determinada en tres horizontes temporales a corto, mediano y largo plazo [9].

A largo plazo la proyección abarca un horizonte temporal de 10 años en adelante, el uso de un modelo econométrico resulta muy adecuado para este horizonte ya que se basa principalmente en datos históricos de demanda anual, precios de la energía, indicadores económicos y crecimiento poblacional [10], [11].

Debido a la alta tasa de crecimiento poblacional observada a escala mundial en los últimos años, la forma más adecuada de garantizar el funcionamiento normal de los servicios de energía es mantener actividades de planificación oportuna y continua lo cual nos permitirá

predecir eventos a futuro, y de esta manera se propondrán rápidamente soluciones para garantizar siempre la confiabilidad y la calidad del servicio [12].

Este crecimiento poblacional conlleva varias veces a un déficit habitacional debido en algunos casos a un limitado espacio geográfico o a la escasez de viviendas que posee un determinado lugar, para esto se debe tomar en cuenta variables que nos permitan determinar el número de personas que habitan una vivienda en este caso el índice de hacinamiento (IDH). El IDH se refiere a la relación entre el número de personas en una vivienda y el espacio o número de cuartos disponibles [13]. De acuerdo a estándares internacionales se estima que una vivienda tiene hacinamiento medio si cuenta con 2,4 hasta 4,99 personas por dormitorio; y la situación de hacinamiento crítico se presenta si en la vivienda se verifica una relación de 5 o más personas por dormitorio [14].

Tomando en cuenta todas las variables que intervienen en la planificación se puede citar trabajos en las cuales se ha realizado diferentes estudios y proponen varios modelos para la planificación y expansión de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [15]–[18].

En [19], realiza un análisis por micro-áreas de la demanda actual y futura, considerando la demanda máxima de cada micro-área y la estimación del área habilitada de construcción basado en el plan de uso y ocupación del suelo, estas etapas en combinación con la curva logística permiten realizar la proyección de la demanda y con simulación de flujos de potencia, permite detectar posibles problemas y comentar alternativas de solución en la planificación.

En [20] se propone el uso del algoritmo genético de Chu-Beasley para la planeación del sistema de distribución,



Figura 1. Crecimiento de la demanda eléctrica debido al IDH

para lo cual, se incluye la incertidumbre de la demanda por medio del método de Montecarlo. Este modelo considera los costos de instalación o repotenciación de las subestaciones, así como los tramos de la red de transmisión, además, de los costos operativos relacionados con las pérdidas técnicas del sistema.

En [21] se propone un algoritmo heurístico constructivo basado en una búsqueda de árbol y propuesto para obtener las mejores alternativas de expansión, la idea es seleccionar ramas candidatas tanto para la configuración base como para todas las configuraciones reforzadas posibles, es decir, después del primer refuerzo, del segundo y así sucesivamente, hasta optimizar el sistema este algoritmo nos permitirá obtener sistemas más confiables y con mayor robustez con menos costos de inversión.

En [22] se propone un modelo para minimizar el costo total de la red al determinar las óptimas ubicaciones de las subestaciones y su potencia, las transferencias de carga entre los centros de demanda, las rutas de alimentación y el flujo de carga en la red sujeto a un

conjunto de restricciones mediante el uso de programación de enteros mixtos.

En [23] se propone un algoritmo para generar una planificación de expansión de líneas de transmisión, considerando las incertidumbres a corto y largo plazo. Las incertidumbres a largo plazo son: la carga máxima futura y la capacidad de generación disponible en el sistema durante un año específico. Por otro lado, las incertidumbres a corto plazo incluyen las condiciones operativas. Para la selección de líneas de transmisión candidatas se usa un algoritmo de optimización robusto-adaptativa (ARO), mientras que un segundo algoritmo basado en un conjunto de reglas administra un conjunto de líneas candidatas con el fin de aumentar la eficiencia computacional.

En [24] se aplica el algoritmo de optimización multiverso (MVO) para la selección óptima de tipos, rutas y número de líneas de transmisión, que se deberían agregar, para enfrentar la previsión de carga futura. Para lo cual, se considera los costos de inversión de las líneas de transmisión adicionales, que se deberían instalar, mientras satisfacen los límites de

operación del sistema. Además, para la previsión de la carga se aplica el sistema de inferencia neuro-difuso adaptativo (ANFIS).

La presente investigación propone un análisis de la repercusión del índice de hacinamiento en la planificación de redes de subtransmisión a largo plazo, para esto se revisará conceptos que influyen en planificación eléctrica como la demanda, crecimiento demográfico (población). Se determinará una relación entre las variables del índice de hacinamiento y la demanda eléctrica, se identificará los parámetros necesarios para realizar la proyección de crecimiento de la demanda eléctrica a largo plazo, tomando como base la tasa de crecimiento poblacional.

El modelo propuesto se lo analizará en el sistema de pruebas del IEEE de 39 barras, además se caracterizará que requerimientos técnicos serían necesarios de implementar para tener un sistema más confiable, para lo cual se empleará herramientas computacionales en estos casos el software Matlab y DigSILENT Power Factory.

De aquí en adelante, la investigación se organiza de la siguiente manera. En las secciones 2 y 3 se describen los fundamentos de la previsión de carga y planificación de la expansión de la transmisión (TEP). En la sección 4 se presenta la formulación del problema y el caso de estudio. En la sección 5 se presenta los resultados de la investigación, por último, en la sección 6 y sección 7 se presentan las conclusiones de la investigación y trabajos futuros.

2. Crecimiento demográfico

La evolución de la población, su crecimiento en tamaño, el ritmo de expansión y distribución espacial, permiten pronosticar razonablemente las demandas sociales. Así, al disponer de

proyecciones poblacionales y estableciendo metas a alcanzar, se puede proyectar la demanda futura de cada uno de los servicios [25].

A razón que incrementa la población, aumenta el número de usuarios; lo que implica el crecimiento de la demanda eléctrica, pues este aumento poblacional, tiene como consecuencia la adquisición y uso de nuevos artefactos eléctricos, lo que implica incremento en la elaboración y fabricación industrial de estos equipos, para satisfacer la demanda, aumentando así la carga y por ende el consumo energético [26].

La carga o demanda es uno de los aspectos más importantes en los temas de planificación del sistema eléctrico. El análisis de la carga involucra dos parámetros básicos, estos incluyen: la potencia (MW, kW) y energía (MWh, kWh). Por lo que, por deducción si se conoce la forma de la carga, la energía se puede calcular a partir de su integral. Por otro lado, la previsión se refiere a la predicción del comportamiento de la carga para el futuro [27].

A nivel de distribución, el comportamiento de la demanda depende de la fluctuación de las cargas de los usuarios finales (comerciales, industriales y residenciales). En este contexto, las cargas se dividen en dos tipos, el primer tipo de carga se comporta de forma irregular, mientras que el segundo tipo se comporta de forma regular y contribuye a la estabilización de las fluctuaciones que produce el primer tipo. La repercusión de los dos tipos de carga se evidencia en la curva de carga diaria de un usuario en particular. Por ejemplo, en la Figura 2 se presenta la curva de carga diaria de un usuario comercial [28].

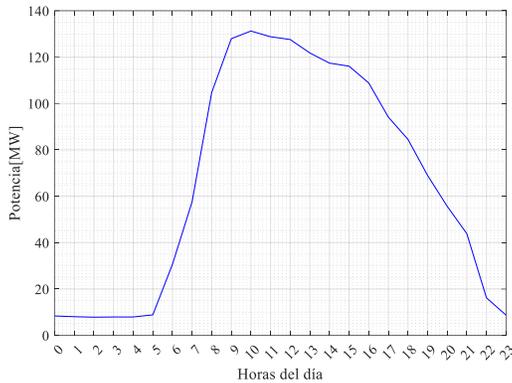


Figura 2. Curva diaria de carga de usuario comercial

En la etapa de generación se produce energía que se transporta mediante líneas de transmisión hacia las subestaciones de distribución, estas a su vez distribuyen energía hacia los usuarios finales [17], [29]–[31]. En este contexto, el comportamiento de la demanda es diferente en cada una de las etapas antes expuestas y es posible analizar su comportamiento mediante curvas de carga. Para lo cual, se necesita una gran cantidad de datos según el intervalo de muestreo, por ejemplo, si se desea calcular la forma de carga del anterior año, considerando un intervalo de muestreo de 1 hora, se requiere un total de 8760 datos, por lo que, es evidente que esta tarea podría llevar muchos años. No obstante, este tipo de estudios detallados son de poca utilidad cuando se trata de estudios de planificación [26].

Cuando se trata de estudios de planificación, se necesita la curva de carga estacional, es decir solo se centra en los valores máximos de la carga. Por lo que, para fines de planificación se predice las variaciones de la carga en un tiempo dado (10 años o más). En otras palabras, se deja de lado las variaciones de carga diaria. En perspectiva, para generar la curva de carga para la planificación de expansión se requieren menos datos, esto se debe a que se predice los picos de carga en invierno y verano, dejando de lado los registros diarios de carga [32]–[35].

Los parámetros que afectan a la previsión de la carga a futuro incluyen: horas del día (día o noche), día de la semana (entre semana o fin de semana), época del año (temporada), condiciones climáticas (temperatura y humedad), tipos de clientes (residencial, comercial, industrial), eventos especiales (programas de televisión, días festivos), población, indicadores económicos (renta per cápita, Producto Nacional Bruto (PNB), Producto Interno bruto (PIB)), tendencias de uso de nuevas tecnologías y precio de la electricidad [26].

En este contexto, existen algunos tipos de pronóstico de carga (Figura 4), estos incluyen: Pronóstico de carga a corto plazo (STLF), Pronóstico de carga a mediano plazo (MTLF) y pronóstico de carga a largo plazo (LTLF) [36].

Debido a las inexactitudes involucradas en los tipos de previsión de la carga a largo plazo, es muy común realizar múltiples escenarios variando algunos parámetros como: PIB, pronósticos meteorológicos, tasa de población y tendencias tecnológicas.

Los métodos de pronóstico de carga a largo plazo son: análisis de tendencias, modelos econométricos, análisis de uso final y análisis combinado, los cuales de describen a continuación.

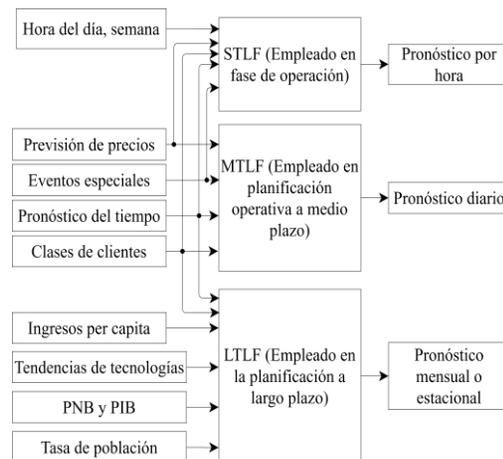


Figura 3. Tipos de pronóstico de carga

El método de extrapolación de tendencias emplea la información del pasado para pronosticar la carga a futuro (Figura 4). Para lo cual, se emplea un enfoque de ajuste de curvas para hallar la carga de un año específico. Esta técnica es sencilla y muy económica, sin embargo, la técnica asume que la tendencia de algunos parámetros de crecimiento de carga permanece sin cambios durante el período de estudio, por ejemplo, si existen un cambio sustancial en el crecimiento económico, el modelo pronostica la carga futura con precisión. Por lo anterior, existen variaciones del método de extrapolación que agregan más peso a las cargas al final del periodo anterior, lo cual mejora la precisión de predicción [18].

Por otro lado, en los modelos econométricos se estima la relación entre la carga y los parámetros de previsión de la demanda (1). El resultado de la relación puede ser lineal, no lineal, aditiva o en forma de multiplicación. Para lo cual, es necesario una base de

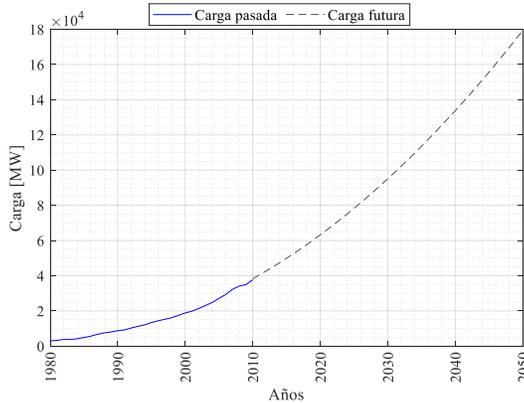


Figura 4. Previsión de carga empleando el método de extrapolación

datos históricos, sobre la cual se verifican los parámetros de previsión de la carga con el fin de hallar los que poseen efectos dominantes.

$$D_i = a_i^b pb_i^c ep_i^d \quad (1)$$

El ingreso per cápita, la población y el precio de la electricidad se denotan como a , pb y ep , respectivamente. La variable i denota el año, mientras que b , c y d son parámetros que se determinan en base a datos históricos.

Una vez que se establece la relación, se debe proyectar los valores futuros de las variables impulsadoras (ingreso per cápita, población y precio de la electricidad), para determinar la demanda D_i en años futuros. Este enfoque se puede emplear a varios grupos de clientes, estos incluyen; residenciales, comerciales e industriales.

Los modelos econométricos son sencillos de aplicar, sin embargo, la relación que se halla para la predicción de la demanda futura, en base a los datos históricos, no permite considerar nuevos parámetros de predicción como el PIB.

En este sentido, el análisis de uso final es aplicable a cargas residenciales, además, este enfoque predice el consumo de energía, esto implica que se necesita de métodos indirectos para convertir la energía prevista de la carga en demanda de potencia. Además, este método requiere que los datos posean un grado de precisión elevada.

Por último, el análisis combinado emplea los métodos econométricos y de uso final para pronosticar la carga, por lo que, posee las ventajas y desventajas de ambas técnicas.

2.1. Índice de Hacinamiento (IH)

El IH representa el número de personas que habitan en una vivienda. Este se calcula en base a datos censales, y aplicando (2) [37].

$$IH_t = \left(IH_0 + (IHF - IH_0) * \left(1 - e^{-\frac{t-t_0}{\tau AU IH}} \right) \right) \quad (2)$$

De donde:

- IH_t Es el índice de hacinamiento en el año t .
- IHI Se refiere al índice de hacinamiento inicial.
- IHF Se refiere al índice de hacinamiento final.
- t_0 Es el año inicial.
- $TAUIH$ Es la constante de tiempo.

En la Figura 5 se presenta la relación entre en el IDH y la carga eléctrica, cuando el valor del IDH es bajo la demanda eléctrica es elevada, esto se debe a que un IDH bajo implica un menor número de personas por hogar, pero, un mayor número de viviendas, es decir que las personas que convivían hacinadas adquieren viviendas. Por otro lado, con un valor alto de IDH la demanda eléctrica disminuye, esto se debe a que, un valor alto de IDH significa que existe un mayor número de personas viviendo en una misma vivienda, es decir, viven hacinados.

3. Flujo óptimo de potencia DC (OPF-DC)

La formulación clásica del OPF-DC se enfoca en el análisis del SEP, para esto se descartan algunos parámetros, como la potencia reactiva, voltaje y pérdidas

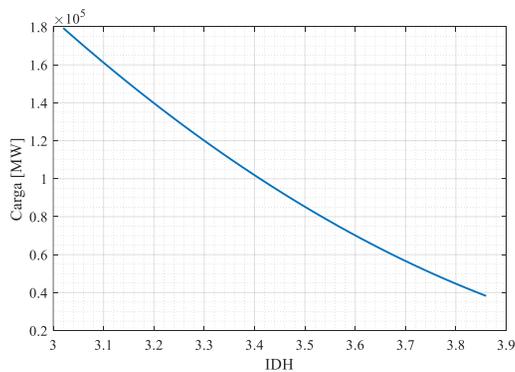


Figura 5. Relación de IDH y carga eléctrica

del sistema. El objetivo central del OPF-DC es obtener un servicio de calidad al menor costo posible, en otras palabras, el OPF-DC minimiza los costos de producción de energía.

Por lo tanto, el OPF-DC se formula mediante una función objetivo (FO) (3), que minimiza los costos de producción de energía. Además, la FO se ajusta a varias restricciones, como la potencia máxima de las plantas de generación (5) y el flujo máximo de energía (6) que circula por las líneas de transmisión (LT). Asimismo, el equilibrio entre generación, demanda y flujo se describe por (7). En (8) se calcula la energía que circula por la LT, en función de la susceptancia. Por último, el cálculo de las pérdidas, que se producen en las LT, la expresión (8) se modifica, añadiendo la parte resistiva de la LT (9) [38]–[40].

$$\text{Min } FO = \sum_{i=1}^n (C_i P_i) \quad (3)$$

$$C_i P_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i; \forall i \in n \quad (4)$$

$$P_l^{\min} \leq P_l \leq P_l^{\max}; \forall i \in n \quad (5)$$

$$P_{lm} \leq P_{lm}^{\max}; \forall l, m \in n_{bus}, l \neq m \quad (6)$$

$$\sum_{l=1}^{n_{bus}} P_{lm} = P_G - P_L; \forall l, m \in n_{bus} \quad (7)$$

$$P_{lm} = \sum_{l=1}^{n_{bus}} B_{lm} (\delta_l - \delta_m); \forall l \neq m \quad (8)$$

$$P_{lm} = \sum_{l=1}^{n_{bus}} B_{lm} (\delta_l - \delta_m) - \quad (9)$$

$$\sum_{l=1}^{nbus} \frac{R_{ij}}{2} (\delta_l - \delta_m)^2$$

$$\forall l \neq m$$

De donde:

- n Es el número de generadores del SEP.
- $nbus$ Corresponde a la cantidad de nodos del SEP.
- C_i Es el costo de energía del generador i , en \$/MWh.
- P_i Se refiere a la potencia activa del generador i .
- a, b, c Corresponde a los coeficientes de costo del generador i .
- P_l Es la potencia activa que se inyecta en la barra i .
- P_l^{min} Se refiere a la mínima potencia activa generada por la unidad i .
- P_l^{max} Corresponde a la máxima potencia generada por la unidad i .
- P_{lm}^{max} Es el límite máximo de flujo de potencia trasmisible entre los nodos $l - m$.
- P_L Se refiere a la potencia activa consumida.
- B_{lm} Corresponde a la susceptancia de la línea $l - m$.
- R_{ij} Es la resistencia de la línea $l - m$.
- δ_l, δ_m Son los ángulos de voltaje de las barras l y m .

4. Planificación de la expansión de la transmisión (TEP)

La TEP tiene como finalidad hallar las rutas óptimas entre los nodos de generación y los centros de carga (en base a la previsión de carga), que transita por medio de las subestaciones, de tal forma

que, las cargas sean suministradas durante las condiciones normales, así como en contingencias del sistema. Además, se trata de que el proceso suceda con la menor incursión de costos según sea posible [41].

En este contexto, se puede decir que la TEP es un proceso de optimización donde se especifican los extremos de envío y recepción, así como los niveles de tensión, número de conductores y tipo de conductor, para los nuevos elementos de transmisión, juntamente con sus tiempos de disponibilidad [42].

En otras palabras, el problema de la TEP se centra en determinar rutas de transmisión entre subestaciones, para las existentes y nuevas, juntamente con sus características, las que incluyen: nivel de voltaje, número de circuitos, tipo de conductor y tiempo de disponibilidad. Para lo cual es necesario considerar que el costo de inversión, así como, el operativo debe minimizarse, de forma similar, el sistema debe cumplir con algunas restricciones en durante condiciones normales y ante contingencias. En este contexto, el costo operativo corresponde a las pérdidas de energía durante la vida útil de cada elemento.

En cuanto a las restricciones, se identifica la capacidad de transferencia como limitante de los elementos, que debe respetarse. Del mismo modo, la contingencia puede ocurrir en un solo elemento (como líneas, transformador, unidades de generación) o en varios. En el caso de que suceda en un único elemento corresponde a una condición N-1, mientras que las contingencias simultaneas en dos elementos se refiere a la condición N-2. Por lo anterior, la red debe planificarse con la finalidad de que la carga se satisfaga aun cuando algún elemento se encuentre fuera de servicio, para que no ocurra ninguna violación de funcionamiento del SEP.

El problema que implica las TEP se puede representar como una función objetivo dependiente del costo de inversión para nuevas LT, sujeto a restricciones de equilibrio de carga y límites de transmisión [43].

$$\min OF = T * OC + IC \quad (10)$$

$$OC = \sum_{i=1}^{nbus} (C_{G_i} * P_{G_i}); \quad (11)$$

$$\forall G \in n_G$$

$$IC = \left(\eta_{ij}^0 + \sum \alpha_{ij}^k \right) * CL_i \quad (12)$$

$$P_{ij}^k - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad (13)$$

$$P_{ij}^k - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad (14)$$

$$M = \max ij * B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \quad (15)$$

$$-P_{ij}^{max} * \alpha_{ij}^k \leq P_{ij}^{max} * \alpha_{ij}^k; \quad (16)$$

$$\forall i, j \in n_L$$

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{max}; \quad (17)$$

$$\forall G_i \in n_G$$

$$\sum P_{ij} = \sum P_G - (LS_i + L_i); \quad (18)$$

$$\forall i, j \in n_{bus}$$

De donde:

T Es el período de planificación.

OC Es el costo de operación.

η_{ij}^0 Es el estado inicial de la línea, que se ubica entre los nodos i, j .

α_{ij}^k es la variable binaria para seleccionar una línea entre los nodos i, j .

CL_i Es el costo de la línea candidata.

M Es el mayor flujo de energía de los sistemas eléctricos de potencia.

LS_i Es la desconexión de carga en la barra i .

L_i Es la carga en la barra i .

En (10) se presenta la función objetivo para la TEP, la cual está sujeta a (11) y (12), que corresponde a los costos de operación e inversión inicial, respectivamente. Asimismo, se debe considerar los criterios de máxima cargabilidad de las líneas candidatas (13), (14), (15) y (16). En este contexto, los límites técnicos de los generadores (17) son esenciales, así como, el equilibrio entre demanda y generación de energía (18).

5. Formulación del problema

El crecimiento de la demanda eléctrica se relaciona con el crecimiento poblacional, este a su vez se determina por estudios estadísticos y poblacionales, que incluyen factores como el índice de hacinamiento.

Por otro lado, el objetivo de la TEP es determinar las rutas de transmisión para abastecer la demanda, esto debe suceder en condiciones normales y contingencias (N-1). Por lo que, es esencial considerar algunos aspectos básicos, que se deben considerar en la formulación del problema, y se describen a continuación.

El primero aspecto se refiere a los niveles de voltaje de transmisión y subtransmisión, debido a que, este nivel es desconocido inicialmente para una nueva línea de transmisión. Por lo que, para la formulación del problema se debe considerar que, el sistema debe ser capaz de hallar el mejor nivel de voltaje de las nuevas líneas de transmisión. Así mismo, se debe contemplar la posible mejora de los niveles de voltaje de las subestaciones existentes.

El segundo parámetro se refiere a la conmutación de subestaciones. La conmutación se justifica de forma técnica-económica sin la necesidad de suministrar carga local.

El tercer aspecto corresponde a la alimentación de una subestación por medio de la división de una línea cercana, de tal forma que, se conecte dos partes de un alimentador de entrada y uno de salida.

El cuarto aspecto se refiere a las pérdidas del sistema. A pesar de usar una formulación OPF-DC, que ignora la potencia reactiva y magnitud de voltaje, se debe cuantificar de alguna forma las pérdidas, debido a que, los planes de red provocan diversas pérdidas asociadas a costos.

El quinto factor es el límite de líneas de conexión de cada subestación, es decir, las conexiones de una subestación no deben exceder el límite descrito por su topología. En contraste a continuación se presenta la formulación del problema.

$$C_t = C_{nl} + C_{es} + C_{cs} + C_{us} + C_{ss} + C_{sl} + C_l \quad (19)$$

$$\sum_{j=1}^N B_{ij}(\theta_i - \theta_j) = P_{Gi} - P_{Di} \quad (20)$$

$$\sum_{j=1}^N B_{ij}^m(\theta_i^m - \theta_j^m) = P_{Gi}^m - P_{Di}^m \quad (21)$$

$$b_k(\theta_i - \theta_j) \leq P_k^{no} \quad (22)$$

$$b_k^m(\theta_i^m - \theta_j^m) \leq P_k^{co} \quad (23)$$

$$\sum_{i \in L_c} M_i^j \leq M^j \quad (24)$$

$$N_{island} = 0 \quad (25)$$

(19) es la función de costo total C_t , en esta se involucran, el costo de una nueva línea de transmisión C_{nl} , costos de expansión de subestación C_{es} , costos de construcción de una nueva subestación C_{cs} , costos de elevar el nivel de voltaje de una subestación C_{us} , costos de conmutación de subestaciones de doble voltaje C_{ss} , costos de división de líneas existentes C_{sl} y el costo de las pérdidas C_l .

En (20) se calcula el flujo de potencia activa en condiciones normales, mientras que, (21) representa los flujos de potencia activa durante contingencias. (22) limita la potencia activa que se puede transmitir durante condiciones normales, no obstante, la (23) considera el límite de potencia durante contingencias. (24) representa la limitación de conexiones para las subestaciones existentes. Por último, en (25) se controla la creación de islas durante condiciones normales y contingencia. La variable N_{island} debe adoptar un valor de cero, debido a que, si adopta un valor muy alto implica una reactancia de línea muy elevada, esto a su vez produce una diferencia en el ángulo de fase a través de una línea y por consecuencia se formaría una isla.

Algoritmo 1. Flujo óptimo de potencia DC

- Paso 1 Parametrización de datos de barra, líneas y crecimiento de la demanda.
Paso 2 Calcular de y_{bus}
Paso 3 Cálculo de balance de potencia
Hacer para todo nbus

$$\sum_{l=1}^{nbus} P_{lm} = P_G - P_L$$

- Paso 4 Cálculo de flujos por las líneas
Hacer para todo nbus

$$P_{lm} = \sum_{l=1}^{nbus} B_{lm}(\delta_l - \delta_m)$$

Paso 5 Regresar al paso 2

Algoritmo 2. Planificación de expansión

Paso 1 Parametrización de datos de barra, líneas existentes, líneas candidatas y crecimiento de la demanda.

Paso 2 Agregar las líneas candidatas al conjunto actual.

Hacer para cada solución

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}$$

$$Y_{ij} = -Y_{ji}$$

Paso 3 Calcular OPF-DC

Hacer para todo nbus

$$\sum_{l=1}^{nbus} P_{lm} = P_G - P_L$$

Hacer para todo nbus

$$P_{lm} = \sum_{l=1}^{nbus} B_{lm}(\delta_l - \delta_m)$$

Paso 4 Cálculo el costo total de las líneas candidatas (C_{NL})

Hacer para todo C_{NL}

$$C_{NL} = \sum_{i \in L_c} C_L(x_i) L_i$$

Paso 5 Calcular OPF-DC para condiciones de contingencia N-1.

Hacer para todo N

$$\sum_{j=1}^N B_{ij}^m (\theta_i^m - \theta_j^m) = P_{Gi}^m - P_{Di}$$

$$b_k^m (\theta_i^m - \theta_j^m) \leq \overline{P_k^{Co}}$$

Paso 6 Regresar al paso 2.

Algoritmo 3. Predicción de la demanda

Paso 1 Ingresar datos sensuales, carga y producto interno bruto

Paso 2 Calcular el índice de hacinamiento

$$IH_t = IHI + (IHF - IHI) *$$

$$\left(1 - e^{-\frac{t-t_0}{TAUIH}}\right)$$

Paso 3 Relacionar los datos de carga, año, e índice de hacinamiento mediante el modelo SVM

$$G(x_j, x_k) = (1 + x_j' x_k)^q$$

Paso 4 Ingresar nuevos datos de índice de hacinamiento y año

Paso 5 Obtener resultados de predicción de carga

Paso 6 Fin

El modelo propuesto, para la planificación de expansión, se aplica al modelo de prueba IEEE de 39 barras. Este posee 10 generadores y 46 líneas de transmisión, además, el generador uno representa una agregación de un gran número de generadores.

6. Análisis de resultados

Para comprobar el modelo de planificación de expansión, propuesto en la sección anterior, se plantea cuatro escenarios (Tabla 1). Estos consisten en la variación del parámetro de crecimiento de la demanda, que se relaciona con el índice de hacinamiento, y se aplica al sistema de prueba IEEE de 39 barras presentada en la Figura 6.

Además, para todos los casos se disponen de 8 líneas candidatas (Tabla 2). Estas se determinan en base al comportamiento del sistema ante variaciones de carga, es decir, se ejecutaron varios flujos de potencia ante diversos valores de carga y se observó las líneas que se sobrecargan [44].

Tabla 1. Casos de estudio

Caso	Índice de Hacinamiento (IDH)	Crecimiento de la demanda (L_g)
1	4.27	0%
2	3.86	5%
3	3.55	10%
4	3.38	15%

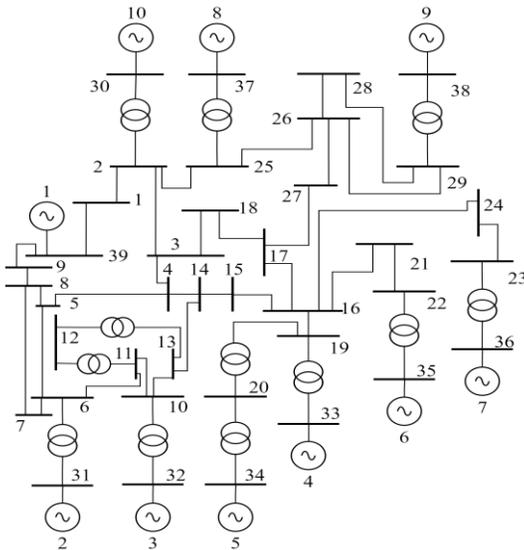


Figura 6. Sistema IEEE 39 barras

Tabla 2. Líneas candidatas

#	De	A	R	X	Longitud (km)
1	1	2	1	0.0411	400
2	1	4	1	0.025	600
3	1	5	1	0.0151	200
4	2	3	1	0.0086	200
5	2	4	1	0.0213	400
6	2	6	1	0.0133	200
7	3	5	1	0.0128	400
8	4	6	1	0.0129	600

En cada escenario se verifican las nuevas líneas de transmisión, que son el resultado de la planificación de expansión, la potencia que circula por las líneas de transmisión y los ángulos nodales.

Por otro lado, el hardware que se emplea para las pruebas es una laptop Lenovo Yoga i5 8va Generación, sobre esta se instala el software MATLAB 2020b, para resolver la planificación de expansión, y Power Factory V.15.17, para comprobar los resultados obtenidos.

6.1 Sin crecimiento de la demanda

El resultado de la planificación de expansión, para un $L_g = 0$ y un $IDH = 4.27$, es la ubicación de 6 líneas de transmisión (Tabla 3), estas se presentan en la Figura 7.

Tabla 3. Nuevas líneas de transmisión, escenario 1

#	De	A	R	X	Longitud (km)
1	1	2	1	0.0411	400
2	1	4	1	0.025	600
3	2	3	1	0.0086	200
4	2	4	1	0.0213	400
5	3	5	1	0.0128	400
6	4	6	1	0.0129	600

Por otro lado, en la Figura 8 se presentan los flujos de potencia activa, considerando las nuevas líneas de transmisión.

Una vez ubicadas las nuevas líneas de transmisión, los flujos se redistribuyen de manera uniforme al igual que en el escenario base. Sin embargo, el flujo de las líneas 1-2, 1-39, 2-3, 2-25, 3-4, 3-18 el flujo disminuye, mientras que, en las líneas 4-5, 4-14, 5-6 el flujo aumenta ligeramente.

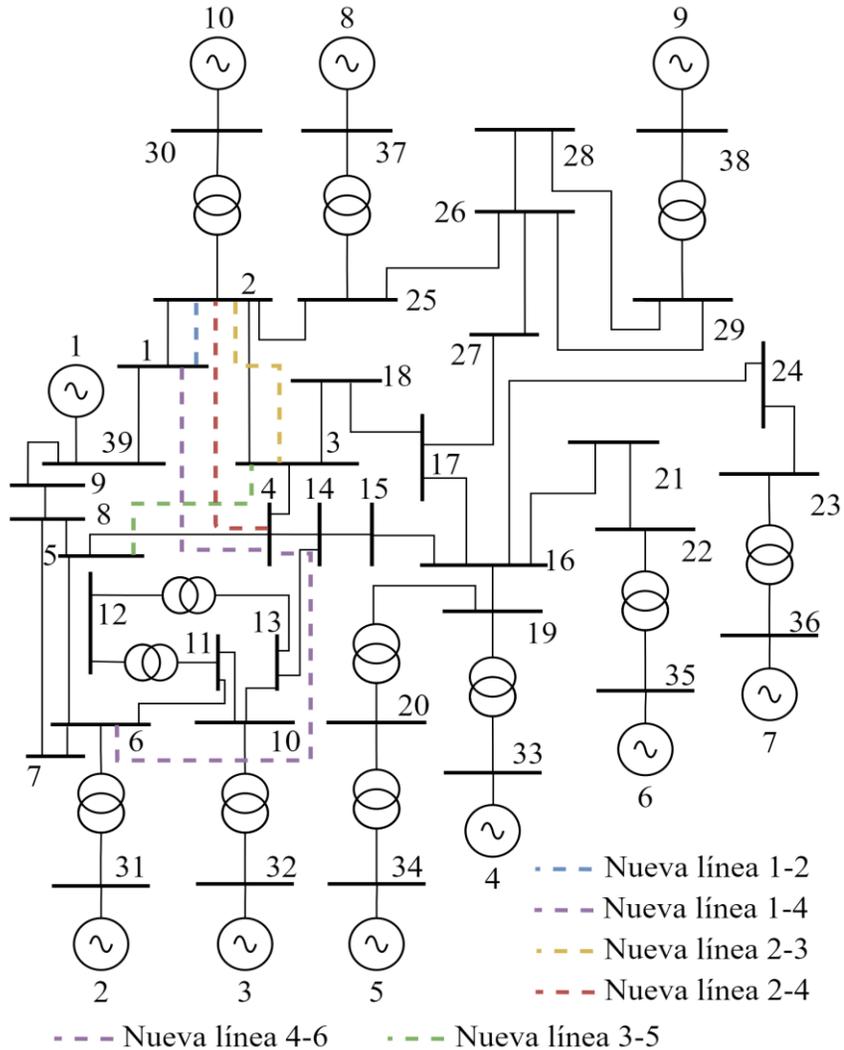


Figura 7. Resultado, escenario 1, en sistema IEEE 39 barras

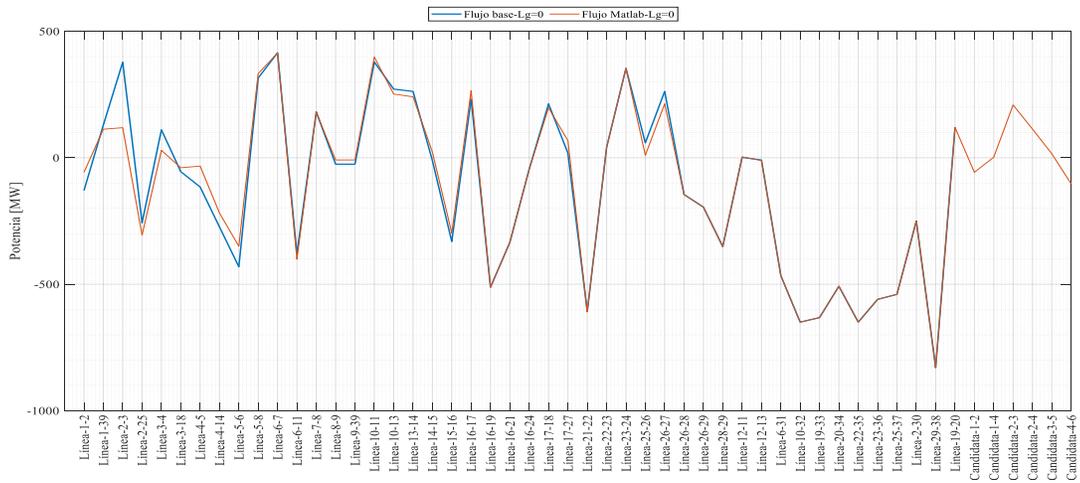


Figura 8. Potencia activa por las líneas, escenario 1

El comportamiento angular del sistema, considerando las nuevas líneas de transmisión, se presenta en la Figura 9. Donde, el ángulo de cada nodo se

distribuye de manera uniforme, asimismo, estos adoptan magnitudes inferiores a comparación del caso base. Sin embargo, el SEP se mantiene en equilibrio.

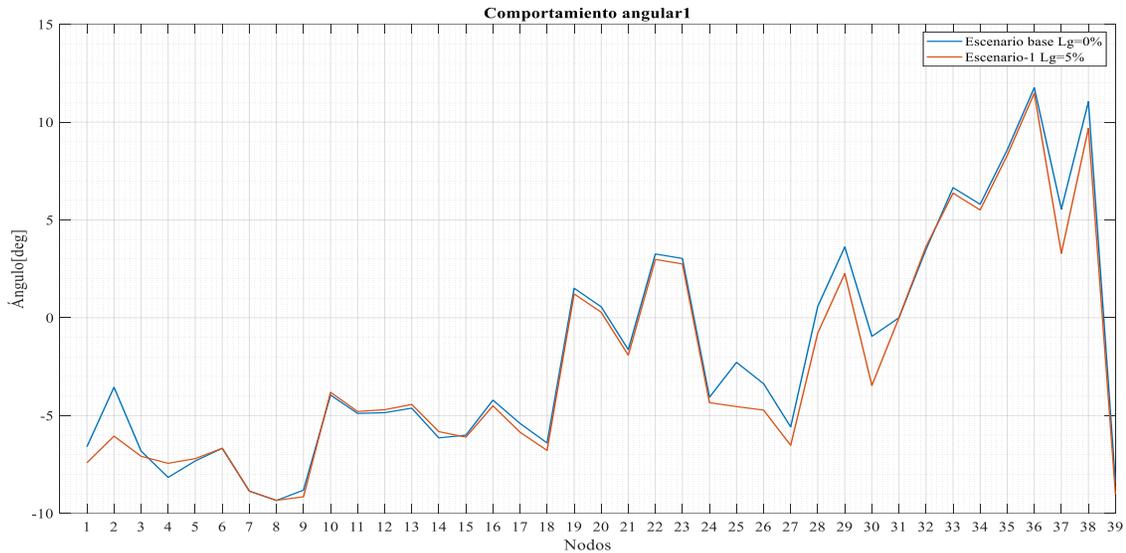


Figura 9. Comportamiento angular, escenario 1

6.2 Crecimiento de la demanda del 5%

El resultado de la planificación de expansión, para un $L_g = 0.05$ y un $IDH = 3.86$, es la ubicación de 7 líneas de transmisión (Tabla 4), estas se presentan en la Figura 10.

Tabla 4. Nuevas líneas de transmisión, escenario 2

#	De	A	R	X	Longitud (km)
1	1	2	1	0.0411	400
2	1	4	1	0.025	600
3	2	3	1	0.0086	200
4	2	4	1	0.0213	400
5	2	6	1	0.0133	200
6	3	5	1	0.0128	400
7	4	6	1	0.0129	600

Por otro lado, en la Figura 11 se presenta los flujos de potencia activa, considerando las nuevas líneas de transmisión. Los flujos de potencia se redistribuyen de manera uniforme, sin embargo, la magnitud de potencia que

dista en mayor medida a comparación del caso base es la línea 6-31.

A pesar del crecimiento de la demanda, los flujos de potencia no varían en gran medida, a comparación con el sistema original.

El comportamiento angular del sistema, considerando las nuevas líneas de transmisión, se presenta en la Figura 12. El ángulo de los nodos 1 hasta el 30, adoptan una magnitud negativa, además, disminuye de forma significativa su amplitud, a comparación con el sistema original. Sin embargo, el SEP mantiene su equilibrio.

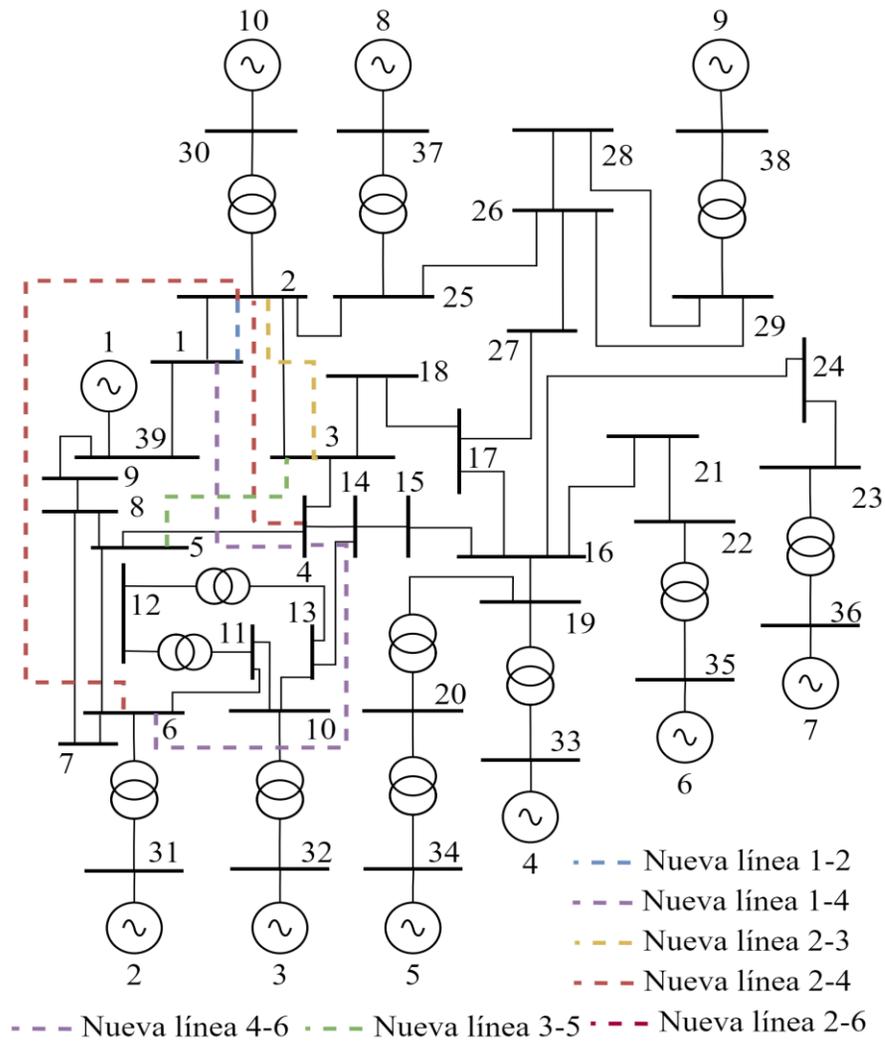


Figura 10. Resultado, escenario 2, en sistema IEEE 39 barras

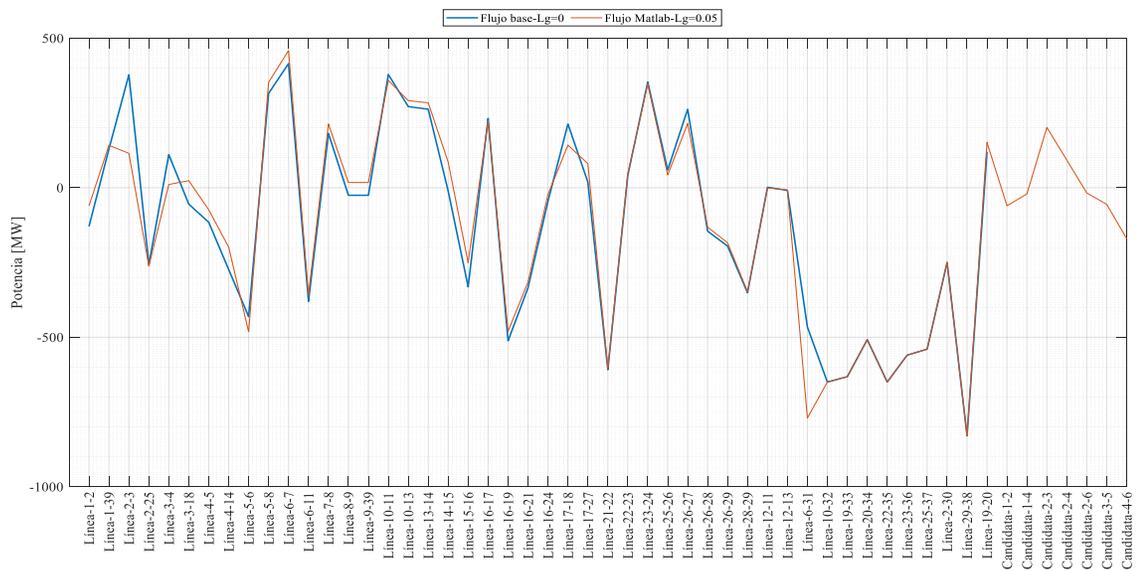


Figura 11. Potencia activa por las líneas, escenario 2.

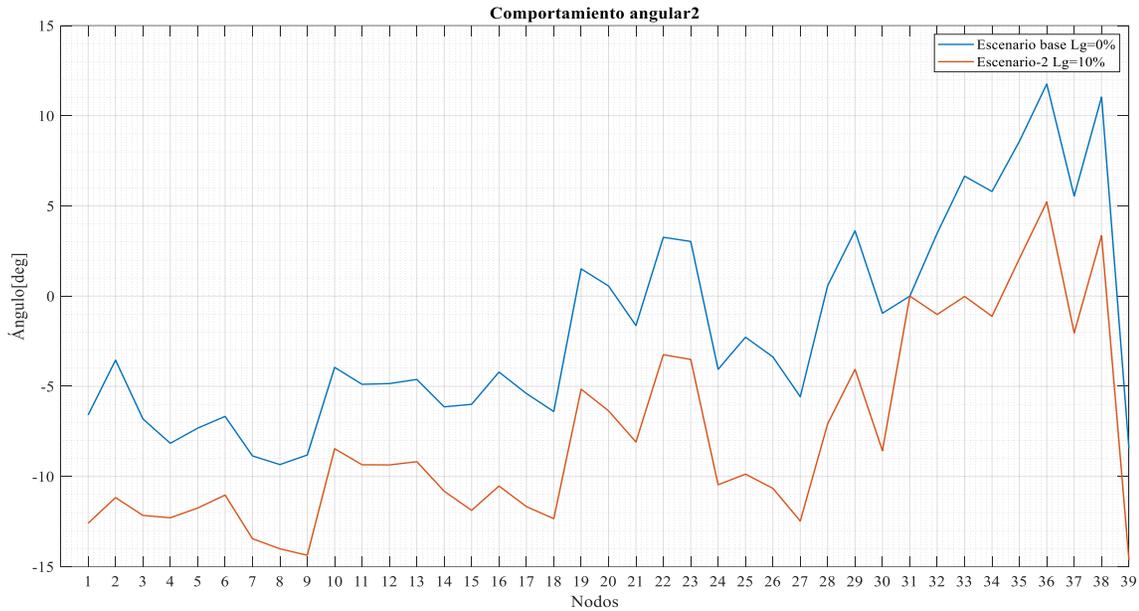


Figura 12. Comportamiento angular, escenario 2.

6.3 Crecimiento de la demanda del 10%

El resultado de la planificación de expansión, para un $L_g = 0.10$ y un $IDH = 3.55$, es la ubicación de 7 líneas de transmisión (Tabla 5), estas se presentan en la Figura 13. Por otro lado, en la Figura 14 se presenta los flujos de potencia activa, considerando las nuevas líneas de transmisión.

Tabla 5. Nuevas líneas de transmisión, escenario 3

#	De	A	R	X	Longitud (km)
1	1	2	1	0.0411	400
2	1	4	1	0.025	600
3	2	3	1	0.0086	200
4	2	4	1	0.0213	400
5	2	6	1	0.0133	200
6	3	5	1	0.0128	400
7	4	6	1	0.0129	600

Los flujos de potencia del sistema se redistribuyen de manera uniforme, sin embargo, la magnitud de potencia que dista en mayor medida a comparación del caso base son las líneas 5-6 y 6-31. Asimismo, los flujos de potencia no varían en gran medida, a comparación con el sistema original.

El comportamiento angular del sistema, considerando las nuevas líneas de transmisión, se presenta en la figura 15. El ángulo de todos los nodos, adoptan una magnitud negativa, además, disminuye de forma significativa su amplitud, a comparación con el sistema original. Sin embargo, el SEP mantiene su equilibrio.

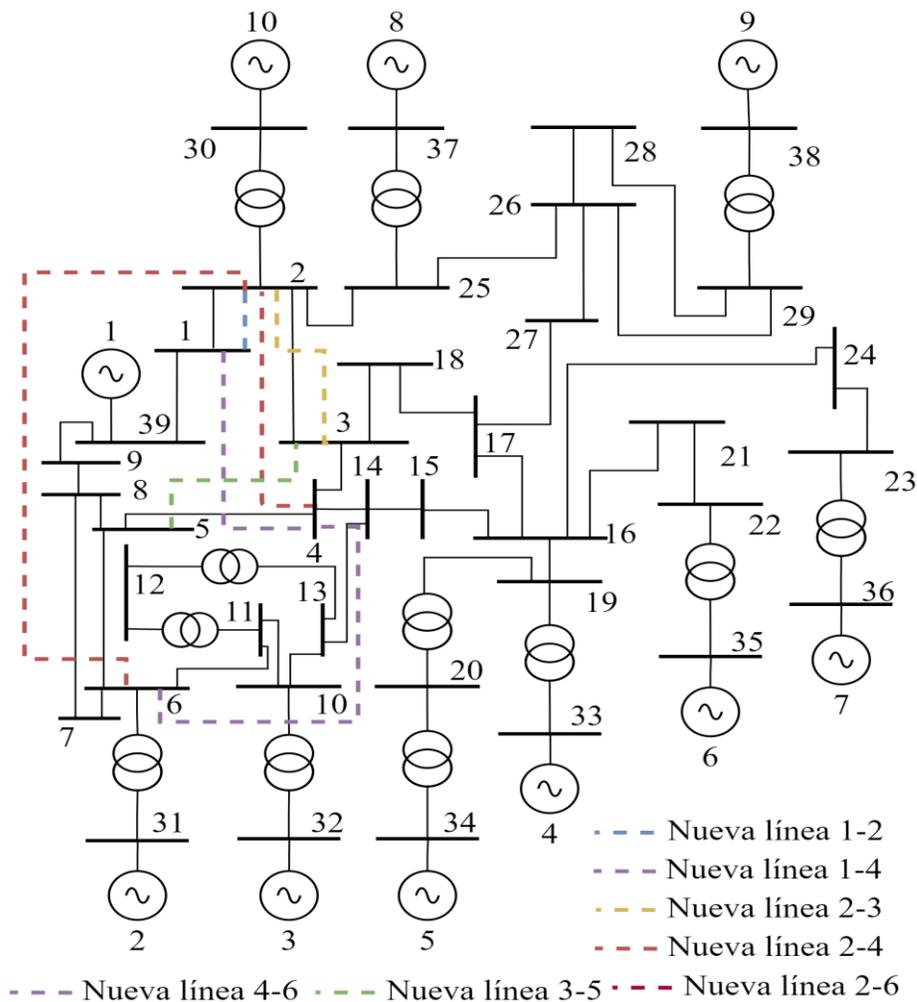


Figura 13. Resultado, escenario 3, en sistema IEEE 39 barras

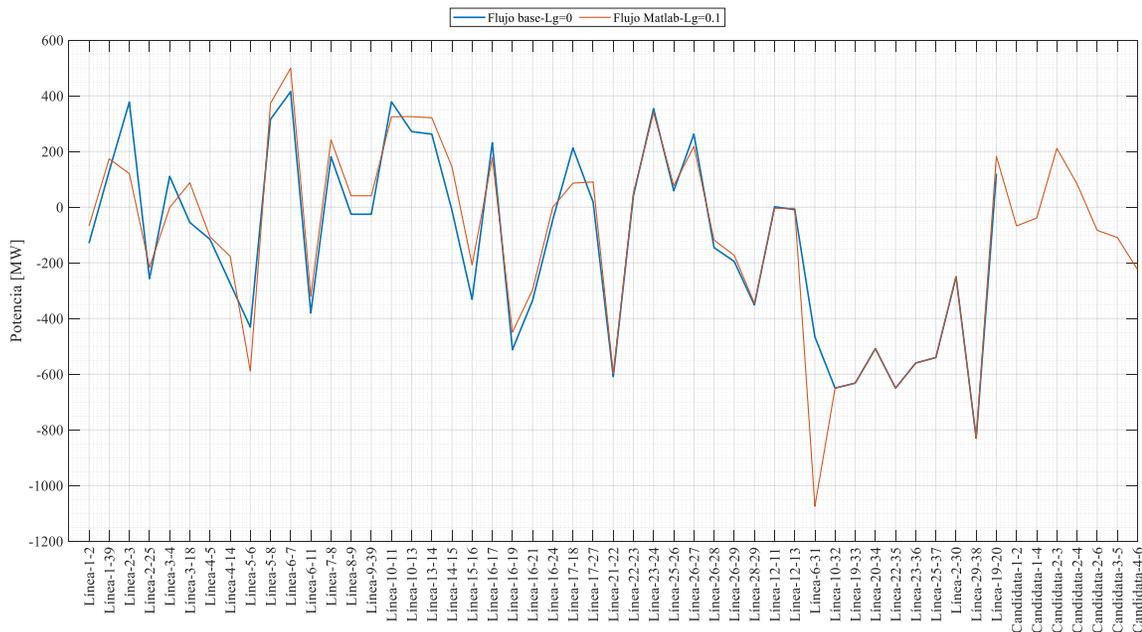


Figura 14. Potencia activa por las líneas, escenario 3

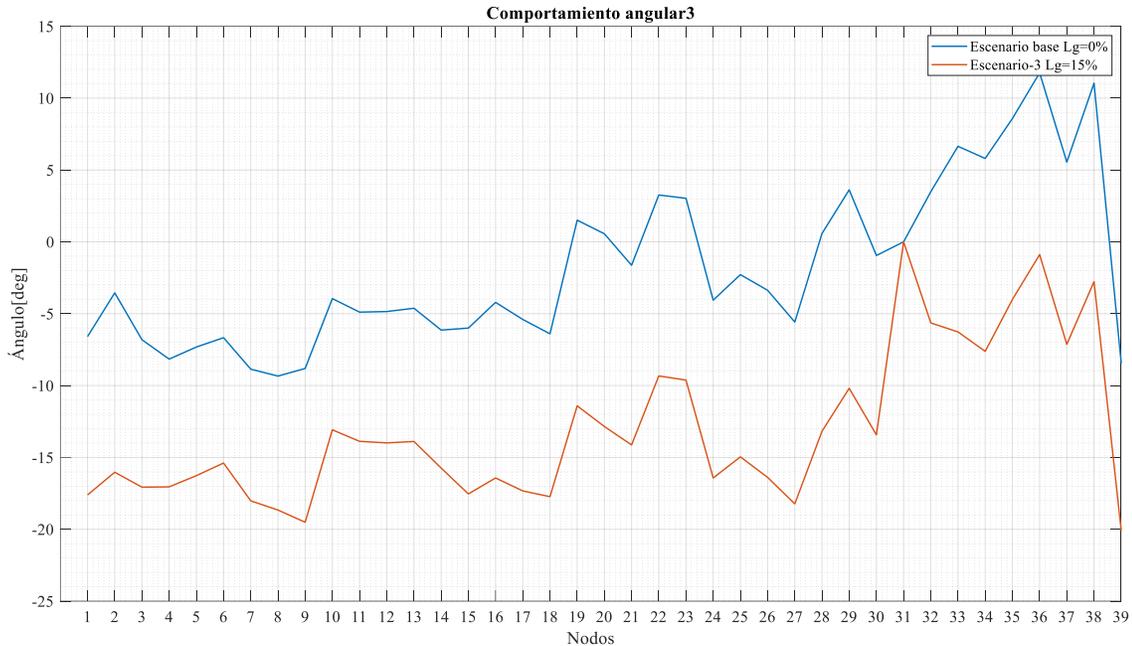


Figura 15. Comportamiento angular, escenario 3

6.4 Crecimiento de la demanda del 15%

El resultado de la planificación de expansión, para un $L_g = 0.15$ y un $IDH = 3.38$, es la ubicación de 7 líneas de transmisión (Tabla 6), estas se presentan en la Figura 16.

Tabla 6. Nuevas líneas de transmisión, escenario 4

#	De	A	R	X	Longitud (km)
1	1	2	1	0.0411	400
2	1	5	1	0.0151	200
3	2	3	1	0.0086	200
4	2	4	1	0.0213	400
5	2	6	1	0.0133	200
6	3	5	1	0.0128	400
7	4	6	1	0.0129	600

Por otro lado, en la Figura 17 se presenta los flujos de potencia activa, considerando las nuevas líneas de transmisión. Los flujos de potencia del sistema se redistribuyen de manera uniforme, sin embargo, las magnitudes de potencia que distan en mayor medida a

comparación del caso base son las que corresponden a las líneas 5-6, 6-7 y 6-31. Asimismo, los flujos de potencia no varían en gran medida, a comparación con el sistema original.

Por otro lado, el comportamiento angular del sistema, considerando las nuevas líneas de transmisión, se presenta en la Figura 18. El ángulo de todos los nodos, adoptan una magnitud negativa, además, disminuye de forma significativa su amplitud, a comparación con el sistema original. Sin embargo, el SEP mantiene su equilibrio.

Por último, en la Figura 19 se presenta la potencia despachada por cada generador en cada uno de los escenarios planteados en la Tabla 1. Se observa que en el escenario 4, que corresponde a un crecimiento de la demanda de 15%, el generador 2 despacha la potencia más alta a comparación de escenarios anteriores. Por otro lado, el despacho de los generadores restantes se mantiene relativamente con la misma potencia de despacho en todos los escenarios.

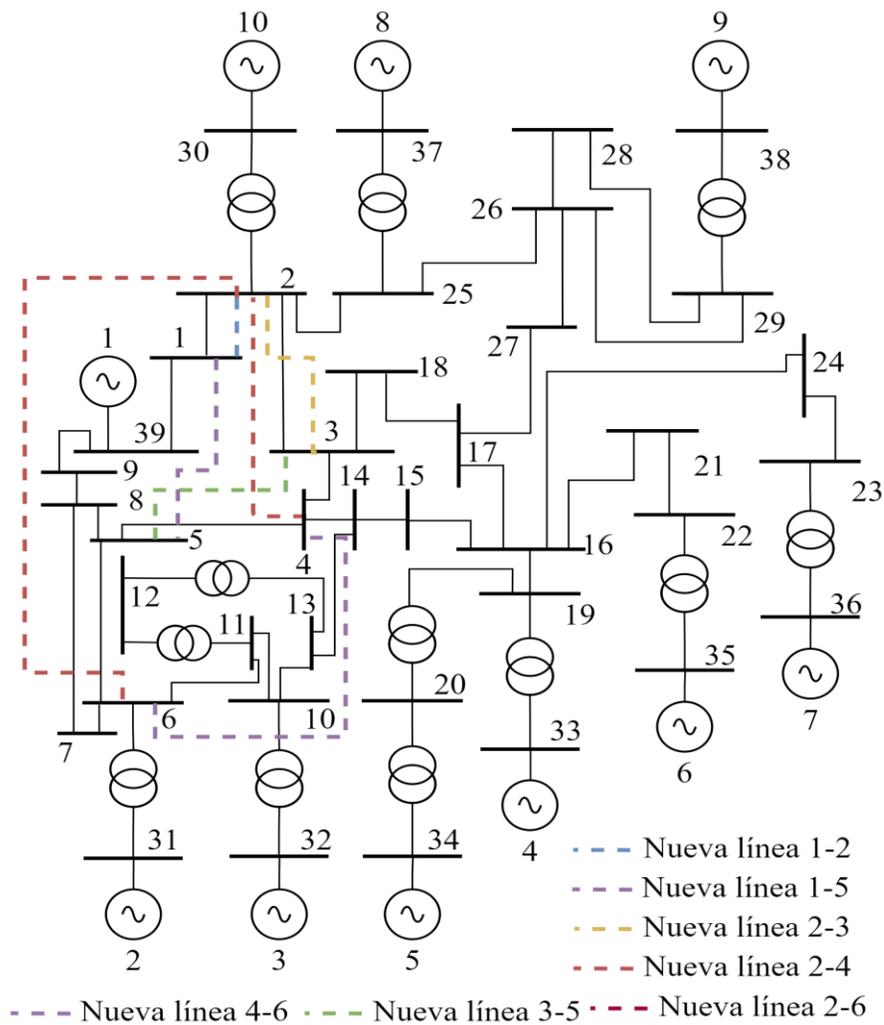


Figura 16. Resultado, escenario 4, en sistema IEEE 39 barras

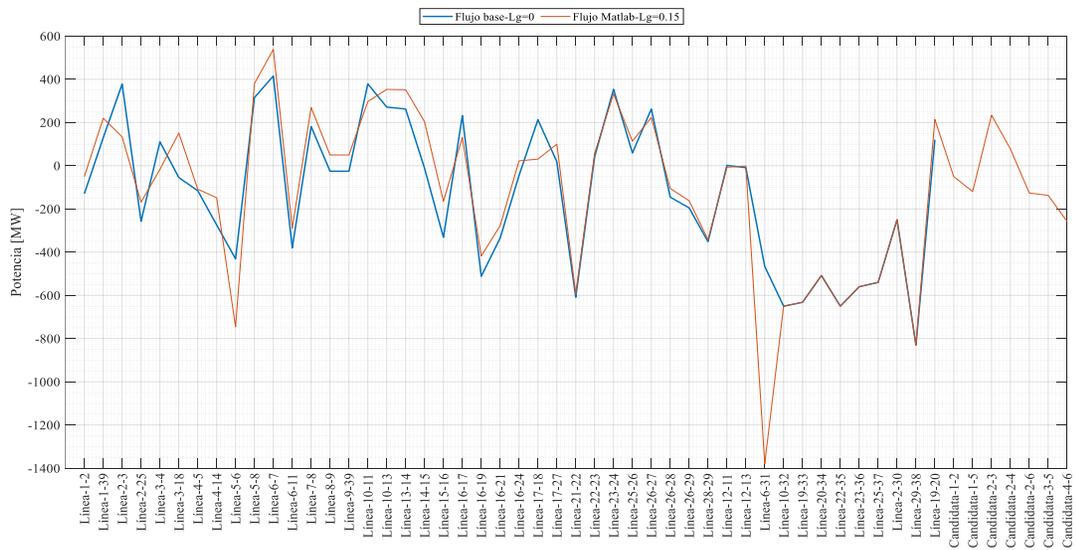


Figura 17. Potencia activa por las líneas, escenario 4.

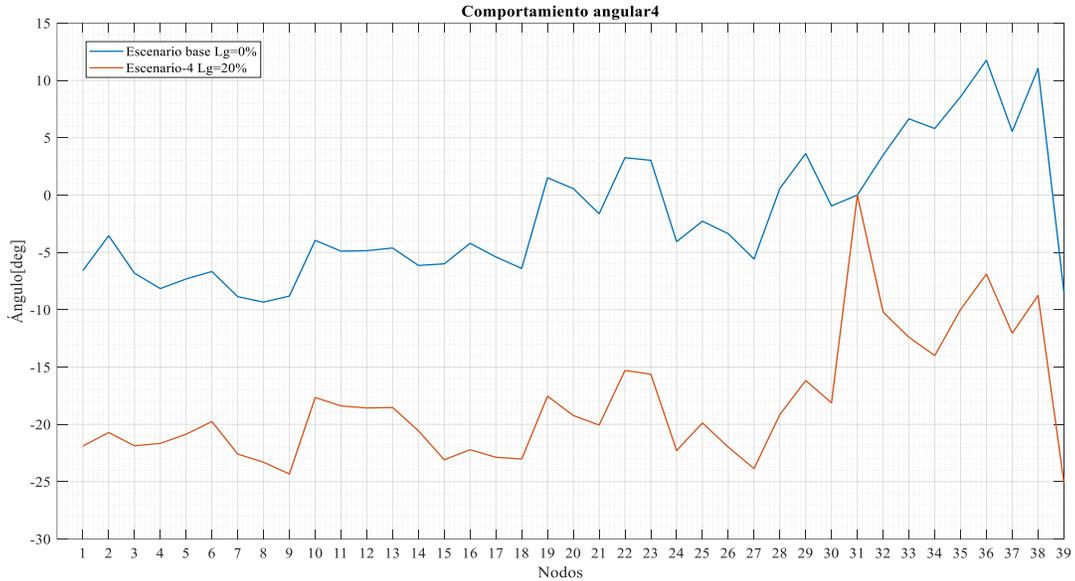


Figura 18. Comportamiento angular, escenario 4

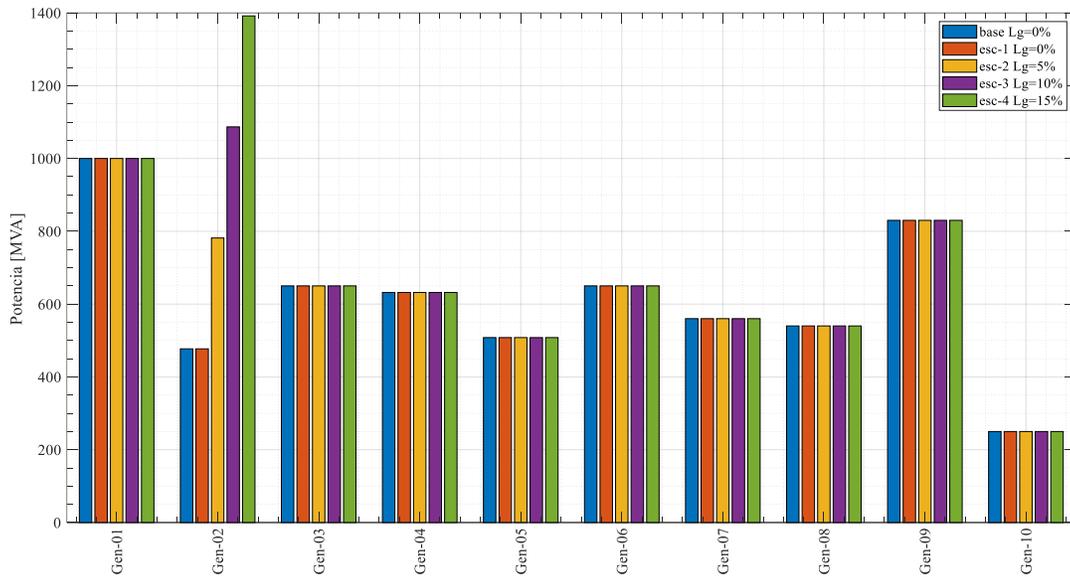


Figura 19. Potencia despatchada por cada generador en cada escenario

7. Conclusiones

En esta investigación se presentó una metodología para la planificación de redes de subtransmisión (TEP), donde el problema central es determinar las rutas de transmisión entre las subestaciones, para lo cual, es esencial considerar algunos parámetros como el nivel de tensión, número de circuitos, tipo de conductores, capacidad de las líneas,

costo de inversión y costos operativos. Un aspecto muy importante, que se necesita, para la planificación de expansión es el crecimiento de la demanda, esta se determina mediante los valores máximos de la carga durante un tiempo determinado. En el cálculo de esta curva intervienen muchos factores, como el índice de hacinamiento, población y el número de viviendas.

El índice de hacinamiento proporciona el número de personas que habitan en una

vivienda, por lo tanto, a un mayor índice de hacinamiento, existe una mayor cantidad de personas en cada vivienda y, esto a su vez, afecta a la carga eléctrica, pues crece la demanda.

Por otro lado, la metodología permite determinar la cantidad de líneas de transmisión que se deben construir, para que, el sistema funcione en condiciones normales sin sobrecargarse, para lo cual, se emplea los estudios de contingencia N-1 juntamente con el crecimiento de la demanda, mediante el cálculo de flujos óptimos de potencia DC. Una vez obtenidos los flujos y ángulos de cada contingencia se aplica una técnica de optimización para determinar nuevas líneas, que contribuyan a preservar el correcto funcionamiento del SEP. En este contexto, la ventaja de usar un OPF-DC es la rapidez de convergencia de la técnica, debido a la linealidad del modelo. Sin embargo, no se puede determinar el comportamiento de la potencia reactiva en cada uno de los elementos.

Al probar la metodología propuesta sobre el sistema de pruebas IEEE de 39 barras se constató que, la ubicación de nuevas líneas de transmisión permite mantener la estabilidad y el correcto funcionamiento del sistema, como fue el caso de los escenarios 1 y 2. No obstante, cuando el crecimiento de la demanda es demasiado elevado, la construcción de nuevas líneas no es suficiente, ya que el sistema se sobrecarga, por lo que, se necesita incluir nuevos elementos como generadores y subestaciones de transformación.

8. Trabajos futuros y recomendaciones

En el futuro, la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC) se aplicará ampliamente en los sistemas de energía para mitigar el cambio climático,

por lo tanto, estos deben incluirse en la planificación del sistema de energía. Además, la planificación de la alta resolución temporal debe centrarse en los futuros sistemas de potencia con un aumento de VRE.

9. Referencias

- [1] A. J. Covarrubias, “La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, vol. 21, pp. 1–64, 1980.
- [2] A. Arjona Perales, “Alternativas para satisfacer la demanda eléctrica española,” Universidad de Sevilla, 2016.
- [3] D. Carrión, J. W. González, G. J. López, and I. A. Isaac, “Alternative fault detection method in electrical power systems based on ARMA model,” *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, 2019.
- [4] L. Cruz, D. Carrión, and A. Riofrío, “Localización de fallas mediante la transformada de wavelet en líneas de transmisión,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 13, no. 1, p. 11, 2017.
- [5] D. Carrión, J. W. González, I. A. Isaac, and G. J. López, “Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2017, p. 6.
- [6] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [7] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric

- distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [8] F. M. Reyes Lora, “Predicción de la demanda eléctrica: comparativa ARIMA – redes neuronales mediante software SPSS,” pp. 1–110, 2016.
- [9] D. Carrión, E. Correa, and E. M. García, “Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo,” *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Technol. Inf.*, no. E30, p. 241 527, 2019.
- [10] A. F. Collaguazo Guachamín, “Predicción de la curva de demanda eléctrica a largo plazo en el S.N.I. incluyendo la implementación del plan nacional de cocción eficiente,” Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [11] E. Gutiérrez Moya and M. T. Arévalo Quijada, “La demanda residencial de energía eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía un análisis cuantitativo,” pp. 1–448, 2003.
- [12] D. A. Menderos Vásquez, “Cobertura de la Demanda de Energía Eléctrica: Planificación de los Recursos de Generación,” 2011.
- [13] A. R. Auz Puga and N. M. Pacalla Pilco, “Estudio del déficit de vivienda del Barrio Virgen de Lourdes, Guangal, y Bellavista de la parroquia rural de la Merced del canton Quito,” Universidad Central del Ecuador, 2006.
- [14] D. E. Mañay Montero and F. M. Muñoz Polit, “Estudio sobre el déficit habitacional cuantitativo y cualitativo de los hogares en los Barrios ‘Tucuso y Chanizas’ de la parroquia de Machachi en el cantón Mejía, provincia de Pichincha.,” Universidad Central del Ecuador, 2013.
- [15] P. V. Escudero and D. F. Carrión, “Modelo de Expansión de un sistema de transmisión basado en linealización de flujos de potencia óptimos AC.,” p. 34, 2018.
- [16] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. Gonzalez, “Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria,” in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed. Springer, 2021, pp. 266–279.
- [17] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
- [18] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020.
- [19] J. Jimenez, F. Pérez, and R. Loor, “Estudio por Microáreas de la Demanda Actual y Futura del Área de Cobertura de la Subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 14, no. 1, pp. 33–43, 2018.
- [20] H. E. Salazar García, R. A. Hincapié Isaza, and R. A. Gallego Rendón, “Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda Methodology to distribution system planning considering demand uncertainty,” *Sci. Tech.*, vol. 19, no. 1, pp. 19–28, 2014.

- [21] L. A. Da Fonseca Manso, F. A. De Assis, A. M. L. Da Silva, L. C. De Resende, and F. L. Dos Santos, "Constructive heuristic algorithm for sub-transmission system planning," *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014*, 2014.
- [22] T. Belgin, "Distribution System Planning Using Mixed Integer," vol. 6, no. 1, pp. 37–48, 1998.
- [23] X. Zhang and A. J. Conejo, "Candidate line selection for transmission expansion planning considering long- and short-term uncertainty," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, no. January, pp. 320–330, 2018.
- [24] A. M. Shaheen and R. A. El-Sehiemy, "Application of multi-verse optimizer for transmission network expansion planning in power systems," in *Proceedings of 2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering, ITCE 2019*, 2019, pp. 371–376.
- [25] G. Palacios de Asta, "Crecimiento demográfico y demandas sociales," *Población y Desarro.*, vol. 14, no. 25, pp. 47–64, 2003.
- [26] D. O. Santillán Briones and F. I. Pallo Massuh, "Estudio de la Proyección de la Demanda Eléctrica y su Impacto en el Sistema de CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos en el periodo comprendido del 2019 al 2024," 2019.
- [27] L. del P. Herrera Orbea, *Pronóstico de la demanda utilizando inteligencia artificial*. 2007.
- [28] L. E. Cevallos, "Estudio de la demanda eléctrica diversificada en edificios residenciales," Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2015.
- [29] A. Sánchez and D. Carrión, "Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2017.
- [30] G. Salazar and D. Carrión, "Characterization and Modeling of the Efficiency of Photovoltaic Systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015.
- [31] D. Carrion, A. Ayo, and J. W. Gonzalez, "Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model," *Proc. - 2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2019*, pp. 361–365, 2019.
- [32] E. Inga, D. Carrión, A. Aguila, E. García, R. Hincapié, and J. W. González, "Minimal Deployment and Routing Geographic of PMUs on Electrical Power System based on MST Algorithm," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 5, pp. 2264–2270, 2016.
- [33] D. Carrión and J. W. González, "Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia," *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.
- [34] D. Carrion and J. W. Gonzalez, "Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency," in *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, 2018, no. 1, pp. 165–170.
- [35] P. Masache and D. Carrión, "Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias," *Rev.*

- I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [36] M. Castro, “Estudio y planificación del sistema de distribución eléctrica de la empresa eléctrica provincial de COTOPAXI (ELEPCO S.A.) utilizando el programa NEPLAN,” 2009.
- [37] CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), *Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica*, vol. 2, 2013, p. 206.
- [38] J. Pilatásig Lasluisa and D. Carrión, “Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [39] D. Carrión, E. García, M. Jaramillo, and J. W. González, “A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration,” *Energies*, vol. 14, no. 20, pp. 1–17, 2021.
- [40] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 4, pp. 534–541, 2021.
- [41] N. Gideon Ude, H. Yskandar, and R. Coneth Graham, “A comprehensive state-of-the-art survey on the transmission network expansion planning optimization algorithms,” *IEEE Access*, vol. 7, no. October, pp. 123158–123181, 2019.
- [42] M. Navidi, S. M. M. Tafreshi, and A. Anvari-Moghaddam, “Sub-transmission network expansion planning considering regional energy systems: A Bi-level approach,” *Electronics*, vol. 8, no. 12, 2019.
- [43] H. Seifi and M. Sadegh, *Electric Power System Planning*, 1^a ed. London: Springer, 2011.
- [44] C. LI, G. CHEN, and J. LIU, “A new method of enhancing reliability for transmission expansion planning,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 341–349, 2014.

9.1 Matriz de estado de arte

Tabla 7. Matriz del estado del arte

ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN DEL ÍNDICE DE HACINAMIENTO EN LA PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN																										
DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	INTERCAMBIO DE ENERGÍA	AC-OPF	DC-OPF	EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	PREDICCIÓN DE LA DEMANDA	MERCADOS DE ENERGÍA	ANÁLISIS ESTADÍSTICO	MINIMIZACIÓN DE COSTOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	EXPANSIÓN DEL SEP	COSTO	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	CAPACIDAD DE LA LÍNEA	CONTINGENCIA	MILP	MINLP	REDES NEURONALES	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	PREDICCIÓN DE LA DEMANDA	DC-OPF	AC-OPF	EXPANSIÓN DEL SEP
1	1980	La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	2016	Alternativas para satisfacer la demanda eléctrica española	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2016	Predicción de la demanda eléctrica: comparativa ARIMA – redes neuronales mediante software SPSS	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2016	Predicción de la curva de demanda eléctrica a largo plazo en el S.N.I. incluyendo la implementación del plan nacional de cocción eficiente	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	2003	La demanda residencial de energía eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía un análisis cuantitativo	7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2011	Cobertura de la Demanda de Energía Eléctrica: Planificación de los Recursos de Generación	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7	2013	Estudio del déficit de vivienda del Barrio Virgen de Lourdes, Guanal, y Bellavista de la parroquia rural de la Merced del canton Quito	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	2013	Estudio sobre el déficit habitacional cuantitativo y cualitativo de los hogares en los Barrios 'Tucuso y Chanizas' de la parroquia de Machachi en el cantón Mejía, provincia de Pichincha	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2018	Estudio por Microáreas de la Demanda Actual y Futura del Área de Cobertura de la Subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

10	2014	Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda Methodology to distribution system planning considering demand uncertainty	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
11	2014	Constructive heuristic algorithm for sub-transmission system planning	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
12	1998	Distribution System Planning Usign Mixed Integer	19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
13	2018	Candidate line selection for transmission expansion planning considering long- and short-term uncertainty	28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
14	2019	Application of multi-verse optimizer for transmission network expansion planning in power systems	18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						
15	2003	Crecimiento demográfico y demandas sociales	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
16	2019	Estudio de la Proyección de la Demanda Eléctrica y su Impacto en el Sistema de CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos en el periodo comprendido del 2019 al 2024	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
17	2007	Pronóstico de la demanda utilizando inteligencia artificial	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
18	2015	Estudio de la demanda eléctrica diversificada en edificios residenciales	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
19	2009	Estudio y planificación del sistema de distribución eléctrica de la empresa eléctrica provincial de COTOPAXI (ELEPCO S.A.) utilizando el programa NEPLAN	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
20	2019	A comprehensive state-of-the-art survey on the transmission network expansion planning optimization algorithms	21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
21	2019	Sub-transmission network expansion planning considering regional energy systems: A Bi-level approach	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
22	2011	Electric Power System Planning	6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
23	2012	Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
24	2014	A new method of enhancing reliability for transmission expansion planning	11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CANTIDAD:				2	2	10	17	20	2	6	14	14	11	14	20	10	10	10	1	3	1	20	20	10	2	12		

9.2 Resumen e indicadores

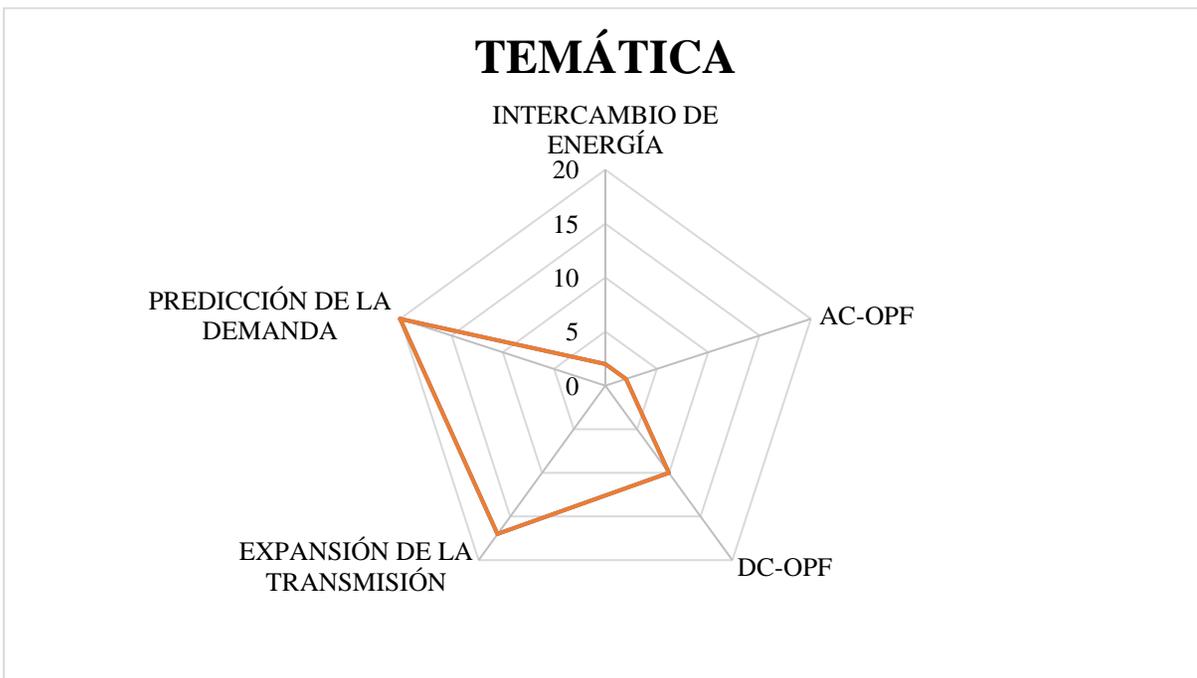


Figura 20. Indicador de matriz de estado del arte, planificación de redes de subtransmisión

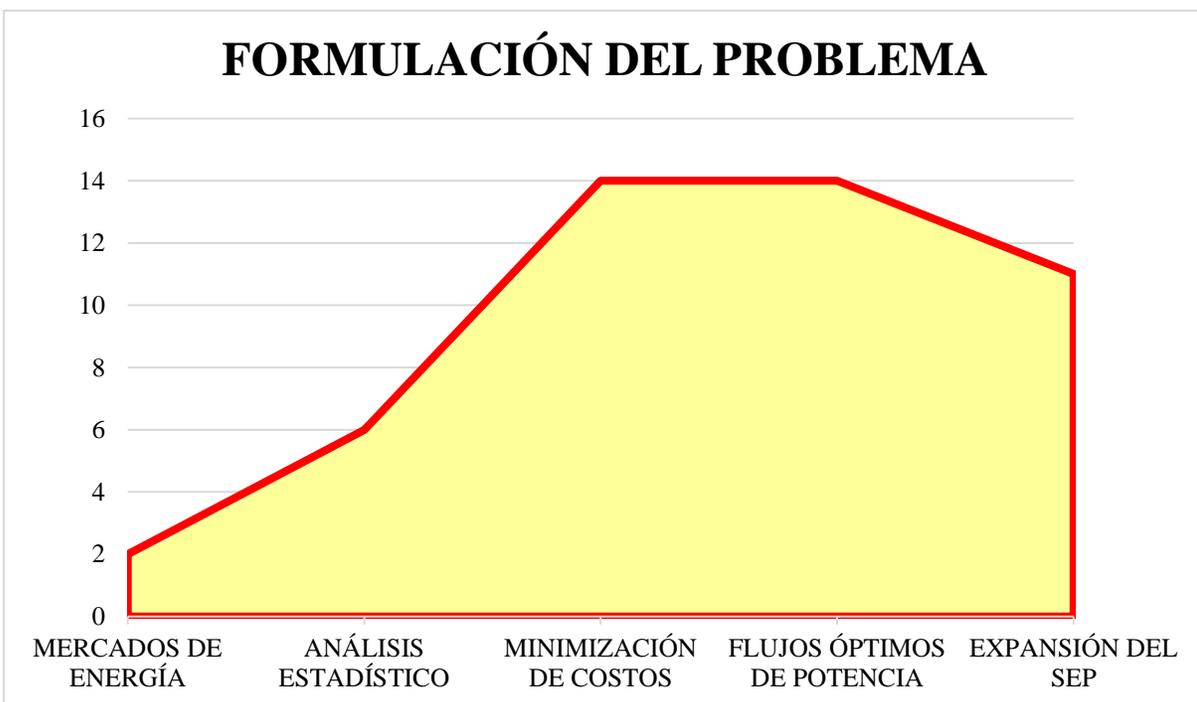


Figura 21. Formulación del problema, planificación de redes de subtransmisión

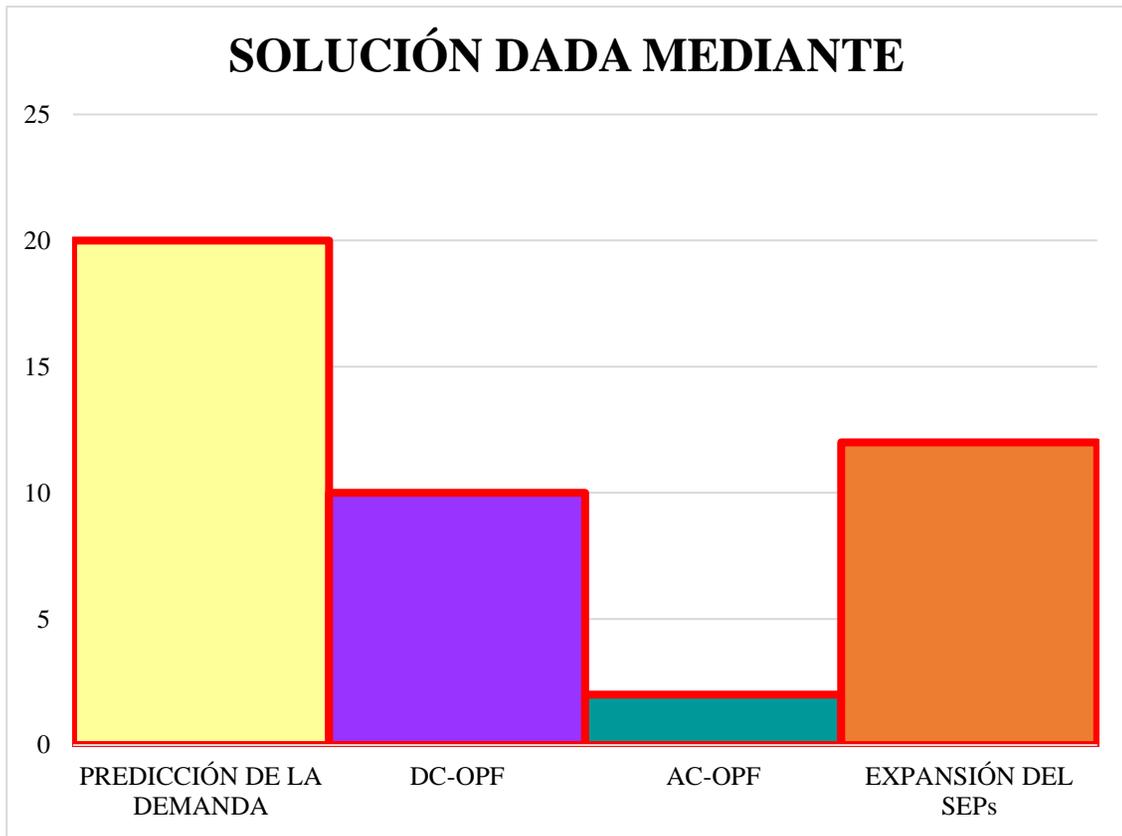


Figura 22. Solución al problema, planificación de redes de subtransmisión.