



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Ing. Yugcha Quinatoa William Germánico

Tutor:

MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

LATACUNGA –ECUADOR

2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.**” presentado por: Yugcha Quinatoa William Germánico, para optar por el título de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, 25 de mayo del 2022



.....
MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

C.C.: 050328786-4

Tutor Científico

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: **“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.”** ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que los estudiantes pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, 25 de mayo del 2022



.....
MSc. Rommel Eusebio Suárez Vinueza
C.C.: 180416535-3
Presidente del tribunal



.....
MSc. Marco Aníbal León Segovia
C.C.: 050230540-2
Lector 2



.....
MSc. Carlos Francisco Pacheco Mena
C.C.: 050307290-2
Lector 3

DEDICATORIA

Este proyecto de investigación lo dedico con todo mi amor y cariño sincero a mis amados padres Manuel Yugcha y María Quinatoa por darme la vida y por su apoyo constante ya que me inculcaron valores y principios morales de seguir avanzando en cumplir mis sueños de seguir preparando para el futuro.

A mis hermanos Segundo, José, Isabel, Manuel, Raúl, Jessica, Steeven por su amor y cariño incondicional porque con su apoyo moral y consejos me han impulsado a seguir adelante y estar a mi lado en cada momento de mi etapa profesional.

También les dedico a mis sobrinas y sobrinos que con sus travesuras me han llenado de alegría en los momentos difíciles de la vida a seguir esforzándome y ser un ejemplo, que con mucho esfuerzo y sacrificio se puede llegar a cumplir los objetivos tan anhelados.

William Germánico Yugcha Quinatoa

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por un día más de vida.

Y un profundo agradecimiento y gratitud a la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirme nuevamente las puertas de la institución para formarme como profesional de cuarto nivel y adquirir nuevos conocimientos para poder desempeñar como profesional.

También mi más sincero agradecimiento al MSc Carlos Ivan Quinatoa Caiza por guiarme en cada etapa del trabajo de tesis ya que su experiencia y conocimiento es muy importante en desarrollo de la investigación.

William Germánico Yugcha Quinatoa

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, 25 de mayo del 2022



.....
Ing. Yugcha Quinatoa William Germánico
C.C.: 050366023-5

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, 25 de mayo del 2022



.....
Ing. Yugcha Quinatoa William Germánico
C.C.: 050366023-5

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.”** contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, 25 de mayo del 2022



.....
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL
MSc. Rommel Eusebio Suárez Vinueza
C.C.: 1804165353

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: “Desarrollo de un modelo de optimización para la expansión del sistema de transmisión considerando criterios de confiabilidad.”

Autor: Ing. Yugcha Quinatoa William Germánico

Tutor: MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

RESUMEN

En esta investigación se realiza el modelo de la planificación de las líneas de transmisión de acuerdo al crecimiento que sufre la demanda y la generación eléctrica para abastecer la energía eléctrica a toda la población del país. Haciendo necesario la búsqueda de implementar nuevas redes de transmisión para así de esta manera poder transportar la respectiva cantidad de energía eléctrica a los usuarios ya que el problema es que los centros de carga por su ubicación geográfica están alejados del centro de generación y esto nos permite construir nuevas líneas de transmisión que permitan transportar la energía generada a los centros de carga cumpliendo con los requerimientos importantes como es la calidad, confiabilidad y seguridad, de acuerdo a esto poder garantizar el manejo adecuado de los recursos eléctricos. Por ello se aplica el modelamiento de optimización del flujo óptimo linealizado DC donde se debe minimizar los costos de operación del sistema eléctrico de potencia sujeto a las respectivas restricciones del generador y límites de potencia en las líneas con el fin de ofrecer mayor confiabilidad del servicio eléctrico a los consumidores. Ya que la planificación de la red de transmisión a largo plazo es un problema de optimización cuya principal diferencia es su gran dimensionamiento y complejidad matemática y con una gran cantidad de soluciones a resolver factiblemente ya que desde el punto de vista de la optimización es un problema de difícil solución el cual solo se resuelve mediante la aplicación de técnicas exactas si el sistema es pequeña o mediana complejidad matemática mientras que si el problema es de gran complejidad y de gran dimensión se debe aplicar técnicas híbridas que combinen técnicas exactas y meta heurísticas, también se deben considerar distintos modelos de la representación de la red de transmisión dependiendo de la etapa del proceso y de tipo de estudio que realice.

PALABRAS CLAVE: Línealizado, factibilidad, híbridos, metaheurísticas, confiabilidad, calidad, optimización, flujo óptimo, dimensionamiento, combinen.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Title: “Development of an optimization model for the expansion of the transmission system considering reliability criteria.”

Author: Ing. Yugcha Quinatoa William Germánico

Tutor: MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

ABSTRACT

The In this research, the model of transmission lines planning is made according to the growth of the demand and the electric generation to supply electric energy to the whole population of the country. The problem is that the load centers, due to their geographical location, are far from the generation center and this allows us to build new transmission lines that allow transporting the energy generated to the load centers while complying with important requirements such as quality, reliability and safety, thus guaranteeing the adequate management of the electric resources. For this reason, the optimization modeling of the DC linearized optimal flow is applied, where the operation costs of the electric power system must be minimized subject to the respective restrictions of the generator and power limits in the lines in order to offer greater reliability of the electric service to the consumers. Since the planning of the transmission network in the long term is an optimization problem whose main difference is its large size and mathematical complexity and with a large number of solutions to solve feasibly since from the point of view of optimization is a problem of difficult solution which is only solved by applying exact techniques if the system is small or medium mathematical complexity while if the problem is of great complexity and large size should be applied hybrid techniques that combine exact and metaheuristic techniques, different models of the transmission network representation should also be considered depending on the stage of the process and the type of study to be performed.

KEY WORDS: Linearized, feasibility, hybrid, metaheuristics, reliability, quality, optimization, optimal flow, sizing, combine.

Yo, Edison Marcelo Pacheco Pruna con cédula de identidad número:050261735-0 Licenciado en: Ciencias de la educación mención Inglés con número de registro de la SENESCYT: 1020-12-1169234; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD”** de: **Ing. Yugcha Quinatoa William Germánico**, aspirante a Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos De Potencia.



Edison Marcelo Pacheco Pruna
EDISON MARCELO
PACHECO PRUNA

Lic. Edison Marcelo Pacheco Pruna Mg.
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 050261735-0



CENTRO
DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

Pacheco Pruna Edison Marcelo con cédula de identidad número: **0502617350**
Licenciado en: Ciencias de la Educación Mención Inglés con número de registro de la
SENESCYT: 1020-12-1169234; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la
traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el Título:
**“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO
CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.”** del Ing. Yugcha Quinatoa William
Germánico, aspirante a magister en **ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA.**

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer
uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, 25 de mayo del 2022.

Atentamente,



Mg. Pacheco Pruna Edson Marcelo
DOCENTE DE CENTRO DE IDIOMAS
C.I: 0502617350

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|---|-------------|
| PORTADA | I |
| AVAL DEL TUTOR | II |
| AVAL DEL TRIBUNAL | III |
| DEDICATORIA | IV |
| AGRADECIMIENTO | V |
| RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA | VI |
| RENUNCIA DE DERECHOS | VII |
| AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL | VIII |
| RESUMEN | IX |
| ABSTRACT | X |
| AVAL DE TRADUCCIÓN | XI |
| ÍNDICE DE CONTENIDOS | XII |
| ÍNDICE DE TABLAS | XV |
| ÍNDICE DE FIGURAS | XVI |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| Planteamiento del problema: | 2 |
| Formulación del problema: | 2 |
| Objetivo General: | 2 |
| Objetivos Específicos: | 3 |
| Justificación | 4 |
| Hipótesis | 6 |
| CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA- METODOLOGICA | 6 |
| 1.1. Fundamentación del estado del arte | 6 |
| 1.2. Antecedentes de la investigación o marco de referencia: | 6 |
| 1.3. Fundamentación Teórica | 9 |
| 1.3.1. El sistema eléctrico de potencia (SEP) | 10 |
| 1.3.2. Producción de energía eléctrica en un (SEP)..... | 11 |
| 1.3.2.1. Sistema de generación..... | 12 |
| 1.3.2.2. Sistemas de Transmisión..... | 14 |

| | | |
|-------------------------------------|---|-----------|
| 1.3.2.3. | Sistema de Distribución | 15 |
| 1.3.3. | Planificación y expansión del sistema de transmisión | 16 |
| 1.3.3.1. | Etapas del planeamiento en la expansión del sistema de transmisión | 19 |
| 1.3.4. | Periodos de estudio enfocados a la planificación de los sistemas de transmisión | 21 |
| 1.3.4.1. | Planificación estática | 21 |
| 1.3.4.2. | Planificación cuasi-estática | 22 |
| 1.3.4.3. | Planificación dinámica | 23 |
| 1.3.5. | Modelos matemáticos de optimización aplicados al (PET)..... | 25 |
| 1.3.5.1. | Modelo de Transporte | 26 |
| 1.3.5.2. | Modelo Híbrido lineal | 28 |
| 1.3.5.3. | Modelo DC | 30 |
| 1.3.5.4. | Modelo lineal Disyuntivo | 31 |
| 1.3.6. | Teorías de solución para el problema de expansión del sistema transmisión | 35 |
| 1.3.6.1. | Método matemático | 35 |
| 1.3.6.2. | Teoría de optimización lineal..... | 36 |
| 1.3.6.3. | Teoría de optimización no lineal..... | 39 |
| 1.3.6.4. | Teoría de optimización lineal entera mixta | 42 |
| 1.3.6.5. | Teoría de optimización entera mixta no lineal | 44 |
| 1.4. | Fundamentación Metodológica | 46 |
| 1.4.1. | La modalidad de la investigación: | 46 |
| 1.4.1.1. | Método bibliográfico documental. | 47 |
| 1.4.1.2. | Método experimental. | 47 |
| 1.4.1.3. | Método deductivo. | 47 |
| 1.4.1.4. | Método sistémico. | 48 |
| 1.4.1.5. | Método dialectico. | 48 |
| 1.4.1.6. | Método de simulación. | 48 |
| 1.4.2. | Tipo de investigaciones: | 49 |
| 1.4.2.1. | Investigación cuantitativa. | 49 |
| 1.4.2.2. | Investigación teórica. | 49 |
| 1.4.2.3. | Investigación hipotético-deductiva..... | 49 |
| 1.4.3. | Técnicas de recolección de datos:..... | 49 |
| 1.4.3.1. | Verificación por medio de la simulación..... | 49 |
| 1.4.3.2. | Técnicas de análisis de datos. | 50 |
| 1.4.3.3. | Técnicas de comprobación de Hipótesis..... | 50 |
| CAPITULO II. PROPUESTA | | 50 |
| 2.1. | Título de la propuesta | 50 |
| 2.2. | Objetivo de la propuesta | 50 |
| 2.3. | Justificación de la propuesta..... | 51 |
| 2.4. | Fundamentación de la propuesta | 52 |
| 2.5. | Desarrollo de la metodología..... | 52 |

| | | |
|--|--|-----------|
| 2.5.1. | FASE 1 | 53 |
| 2.5.1.1. | El modelo matemático del planeamiento multietapa del sistema transmisión | 53 |
| 2.5.1.2. | Planeamiento del modelo de expansión del sistema de transmisión | 57 |
| 2.5.2. | FASE 2 | 60 |
| 2.5.2.1. | La expansión del (S.T) óptima considerando criterios de confiabilidad | 60 |
| 2.5.2.2. | Modelamiento de confiabilidad de los elementos del sistema eléctrico | 60 |
| 2.5.2.3. | Formulación matemática del problema..... | 63 |
| 2.5.2.4. | La planificación de expansión de la transmisión aplicando criterios de confiabilidad | 64 |
| CAPITULO III APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA..... | | 68 |
| 3.1. | Análisis de resultado del caso base..... | 68 |
| 3.1.1. | CASO 1 | 68 |
| 3.1.2. | CASO 2 | 79 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | | 85 |
| Conclusiones | | 85 |
| Recomendaciones | | 85 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 87 |
| ANEXOS..... | | 92 |
| 1. | (A) Código de la programación de planeamiento multietapa coordinada de un sistema de 5 nodos del modelo DC. | 1 |
| 2. | Algoritmo Desarrollado 1 | 1 |
| 3. | Solucionadores de GAMS..... | 4 |
| 4. | Reporte de la Simulación y resultados Obtenidos | 5 |
| 5. | (B) Código de la programación de planeamiento multietapa coordinada de un sistema de 6 nodos aplicando el modelo DC. | 10 |
| 6. | Algoritmo Desarrollado 2 | 10 |
| 7. | Reporte de la Simulación y resultados Obtenidos | 15 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| TABLA I SISTEMAS DE TAREAS. | 3 |
| TABLA II CLASIFICACIÓN DE RECURSO PRIMARIO Y TIPOS DE CENTRALES..... | 13 |
| TABLA III DATOS EQUIVALENTES DEL CASO BASE..... | 71 |
| TABLA IV DATOS DE LA LÍNEA DEL CASO BASE. | 71 |
| TABLA V DATOS DEL GENERADOR CANDIDATOS DEL CASO BASE. | 72 |
| TABLA VI VALIDACIÓN DEL COSTO PRESENTE EN GAMS DEL CASO BASE. | 72 |
| TABLA VII FLUJO DE POTENCIA ENTRE LÍNEAS OBTENIDAS EN GAMS DEL CASO BASE. | 73 |
| TABLA VIII RESULTADOS OBTENIDOS EN GAMS Y LA CONFIABILIDAD APLICADA AL SISTEMA. | 73 |
| TABLA IX DATOS DE GENERACIÓN. | 74 |
| TABLA X DATOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN. | 75 |
| TABLA XI RESOLUCIÓN LOLP. | 76 |
| TABLA XII DATOS DE LA LÍNEA. | 82 |
| TABLA XIII DATOS DE LOS GENERADORES ACTIVOS EN EL SISTEMA. | 82 |
| TABLA XIV DATOS DE LOS GENERADORES CANDIDATOS. | 83 |
| TABLA XV RESULTADOS DEL SISTEMA DE 6 BARRAS, 3 NODOS Y 6 CIRCUITOS APLICANDO LA PLANIFICACIÓN. | 83 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ELEMENTAL..... | 12 |
| FIGURA 2 EL COMPORTAMIENTO DE LOS TRES SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE ACUERDO AL HORIZONTE DE TIEMPO | 16 |
| FIGURA 3 LA DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. | 17 |
| FIGURA 4 PLANIFICACIÓN ESTÁTICA..... | 22 |
| FIGURA 5 HORIZONTE DE TIEMPO EN (CELEC. EP) DE FORMA ESTÁTICA..... | 22 |
| FIGURA 6 PLANIFICACIÓN CUASI-ESTÁTICA. | 23 |
| FIGURA 7 PLANIFICACIÓN DINÁMICA..... | 24 |
| FIGURA 8 HORIZONTE DE TIEMPO EN (CELEC. EP) DE FORMA DINÁMICA. | 25 |
| FIGURA 9 VARIABLES DE DECISIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO..... | 32 |
| FIGURA 10 VARIABLES DE DECISIÓN EN EL MODELO REDUCIDO..... | 33 |
| FIGURA 11 ESQUEMA DEL PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN..... | 53 |
| FIGURA 12 INVERSIONES EN EL PLANTEAMIENTO MULTITAPA DE ACUERDO A LA DISCRETIZACIÓN. | 54 |
| FIGURA 13 PROCESO DE LA SOLUCIÓN DEL ALGORITMO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN GAMS. | 59 |
| FIGURA 14 ESTADO DE OPERACIÓN Y FALLA..... | 61 |
| FIGURA 15 TIEMPO DE OPERACIÓN Y FALLA..... | 61 |
| FIGURA 16 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. | 67 |
| FIGURA 17 DIAGRAMA NORMAL DEL CASO BASE. | 69 |
| FIGURA 18 CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE 5 NODOS SIN CRITERIOS DE CONFIABILIDAD. | 70 |
| FIGURA 19 RESOLUCIÓN DEL E[ENS]. | 77 |
| FIGURA 20 DIAGRAMA UNIFILAR DE 6 BARRAS..... | 80 |
| FIGURA 21 CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE 6 BARRAS SIN CRITERIOS DE CONFIABILIDAD. | 81 |

INTRODUCCIÓN

El sistema de transmisión nos permite el transporte de energía eléctrica producida mediante generadores de diferentes características para abastecer la demanda diaria de consumo, el desarrollo extensamente de las redes de transmisión han ido creciendo con el pasar de los años de esta manera se ha creado un sistema eléctrico interconectado más robusto mientras que el sistema de transmisión es el pilar fundamental del sistema eléctrico de potencia [1][2].

Las estructuras deben estar correctamente estructurados mediante tecnologías avanzada de inteligencia la cual nos proporciona un escenario de control y supervisión adecuado del transporte de energía eléctrica para los consumidores mientras que la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica debe atender los escenarios más importantes de la demanda proyectada a largo plazo, mediante la minimización de la inversión y abastecimiento de la energía eléctrica a todos los usuarios.

La expansión de sistema de transmisión nos facilita el mejoramiento de la estabilidad de la red y el estado operativo de todo el sistema eléctrico es por ello que la expansión del sistema de transmisión es tomado como un problema de optimización para mejorar la calidad de energía a menor costo mediante algoritmos de optimización a un nivel muy alto de aplicar en el sistema eléctrico de potencia ya que con el pasar de los años se han creado métodos con la finalidad de dar solución a un modelo de planificación basado en modelos estáticos y dinámicos [2].

El modelo estático se basa en el inicio de la planificación se define como un horizonte a la planificación en cambio de modelo dinámico se basa en periodos de tiempo y varios problemas estáticos con esto los criterios en el ámbito de la operación, considerando la confiabilidad del sistema es necesario mejorar la planificación de expansión para poder tener una inversión acertada en la construcción de las líneas de transmisión para mitigar los niveles económicos de la inversión [3].

La expansión de la red de transmisión consiste en definir cuando y donde será ubicado

los nuevos equipos eléctricos y suministros a un mínimo costo debido al crecimiento de la demanda eléctrica, sujeto a un conjunto de restricciones eléctricas, económicas, financieras, sociales y ambientales.

Planteamiento del problema:

El progreso y la dependencia del sistema eléctrico en la sociedad actual se ve reflejada en el constante crecimiento de la población, comercial e industrial ya que se espera que el consumo de la energía sea el doble del valor de la demanda consumida. Tal efecto es la futura demanda de la energía eléctrica que aumentara en el sistema y con ello los problemas, como lo es de mayor importancia los parámetros que de cumplir la expansión del sistema de transmisión, minimizando costo de la inversión, operación, pérdidas y tomando en cuenta los criterios de confiabilidad.

La expansión del sistema de transmisión aborda el problema de aumentar las líneas de transmisión de un sistema de potencia existente garantizando así la confiabilidad, flexibilidad y seguridad en las operaciones del sistema para poder solventar las necesidades de la demanda energética.

Formulación del problema:

El problema de la expansión del sistema de transmisión se debe a aumentar el número de las líneas de transmisión existentes en la red eléctrica el cual debe abastecer de manera óptima y segura a la carga siendo esto el proceso del crecimiento de la demanda de los consumidores y esto causa insuficiencia es por ende que las empresas eléctricas deben enfrentar duros retos de abastecer la demanda de energía para los futuros años con niveles de fiabilidad, calidad y criterios de confiabilidad del sistema eléctrico.

Objetivo General:

- Desarrollar un modelo de optimización para la expansión del sistema de

transmisión a 100KV considerando criterios de confiabilidad.

Objetivos Específicos:

- Realizar el estado del arte sobre modelos matemáticos para la planificación, expansión del sistema de transmisión.
- Desarrollar un modelo matemático de optimización aplicando al sistema de transmisión mediante criterios de confiabilidad del sistema de transmisión.
- Analizar los resultados de la expansión del sistema de transmisión más eficiente y económica.

Procedimientos de tareas en relación a los objetivos específicos:

Estas son actividades que se realizarán para dar cumplimiento a cada objetivo específico planteado.

Tabla I Sistemas de tareas.

| Objetivos específicos | Actividad (tareas) | Resultado de la actividad | Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos) |
|--|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Realizar el estado del arte sobre modelos matemáticos para la planificación, expansión del sistema de transmisión. | <ul style="list-style-type: none"> • Investigación bibliográfica referida a los modelos matemáticos de optimización. | <p>Modelos de planificación para la expansión del sistema de transmisión con criterios de confiabilidad.</p> | <p>Análisis mediante la información investigada de como este modelo de sistema expansión debe considerar criterios de confiabilidad.</p> |

| | | | |
|--|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar un modelo matemático de optimización aplicando al sistema de transmisión mediante criterios de confiabilidad del sistema de transmisión. | <ul style="list-style-type: none"> • Implementación de un algoritmo de optimización que demuestre el planeamiento del sistema de generación y transmisión. | <p>Comparación de resultados de datos obtenidos en minimizar los costos de la inversión en expansión del sistema de transmisión.</p> | <p>El desarrollo de un modelo matemático de la teoría de optimización aplicado a la expansión del sistema de transmisión con criterios de confiabilidad del sistema cumple con los parámetros necesarios para ser la expansión del sistema.</p> |
| <ul style="list-style-type: none"> • Analizar los resultados de la expansión del sistema de transmisión más eficiente y económica. | <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo del modelo matemático DC para el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión mediante la programación entero no lineal mixto. | <p>De acuerdo a investigaciones el criterio de confiabilidad deben ser consideradas al momento de hacer la expansión del sistema de transmisión.</p> | <p>Análisis de los resultados obtenidos del modelo matemático DC para la expansión del sistema de transmisión mediante criterios de confiabilidad.</p> |

Fuente: Autor

Justificación

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) están compuesto por siguientes elementos principales: generación, líneas de transmisión, distribución y los consumidores finales

a las líneas de transmisión se las define como un conjunto de dispositivos para transportar o enviar la energía eléctrica desde la generación hasta los centros de distribución o consumo energético.

Es importante recalcar que el voltaje de transmisión de las líneas es directamente proporcional a la distancia que va ser transportada la energía por lo que la capacidad de transportar varía debido a muchos factores en la tensión, la razón por la cual los lugares que produce la energía eléctrica están a distancias muy alejadas de los grandes centros de consumo es el caso de las centrales hidroeléctricas que es necesario el transporte de la energía y por ello la función que debe cumplir es el Sistema Eléctrico de Transmisión el cual maneja un nivel de tensión y números de circuitos de acuerdo a la potencia que va ser transportada desde la generación.

Es por ello que la demanda aumenta cada año y la ejecución de planes de expansión del sistema se encuentra en un problema debido a que las inversiones son muy altas y los trámites para conseguir el financiamiento son largos es por ende que las obras previstas del Plan Maestro se han retrasado y con esto el sistema eléctrico no cubre adecuadamente las necesidades del requerimiento de la energía eléctrica del país.

En la actualidad sus altos costo de inversión, las tecnologías de aprovechamiento de fuentes de energía renovables por lo general son decisiones que basan en optimizar o minimizar costos, seguridad y confiabilidad del sistema transmisión.

La utilidad del desarrollo de esta investigación se enfocará en mejorar el nivel de transporte de energía del Sistema Nacional Interconectado ya que la falta de transporte de energía eléctrica se debe al déficit de reactivo en el sistema, incumplimiento en el factor de potencia en los puntos de entrega, desaprovechamiento de las curvas de capacidad de algunos generadores conectados en el sistema de transmisión es por ello que se debe realizar la repotenciación de las líneas.

El desarrollo de esta investigación se enfoca en modelo DC de expansión del sistema de transmisión considerando criterios de confiabilidad, para ello se toma datos teóricos utilizados para el diseño, fueron corroborados por fuentes experimentales

recogidos de las experiencias documentadas anteriormente en expansión del sistema de transmisión.

Hipótesis

El desarrollo de un modelo de optimización permitirá minimizar los costos de inversión, operación y pérdidas de la expansión del sistema de transmisión a 100KV mediante criterios de confiabilidad del sistema de transmisión.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA- METODOLOGICA

1.1. Fundamentación del estado del arte

El principal objetivo de esta investigación está dentro del contexto de desarrollar un modelo de optimización aplicando criterios de confiabilidad a la expansión del sistema de transmisión con el fin de minimizar costo de la inversión, operación, perdidas del sistema una vez desarrollado el modelo de optimización verificar los resultados si cumple con los requerimientos para la aplicación de la expansión del sistema de transmisión mediante criterios de confiabilidad del sistema.

La investigación es planteada con el propósito de demostrar su validez y se regirá con ciertas etapas del presente desarrollo porque se procederá a la recopilación de información requerida para tener una idea sustancial y necesaria de nuestra investigación en el cual se detallará a continuación en el numeral 1.2 con mayor criterio técnico.

1.2. Antecedentes de la investigación o marco de referencia:

La planificación de expansión de las líneas de transmisión se debe con el progreso y el incremento de la demanda energética y esto es lo que ocasiona de nuevas búsquedas de expandir la red de transmisión para poder abastecer la demanda y cumplir con los requerimientos más importantes como: calidad, confiabilidad,

seguridad y costo de la inversión [4].

León estableció que la planificación de la expansión del sistema de distribución se debe cubrir el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, la planificación de la expansión del sistema de distribución se desarrolla con el fin de determinar la configuración óptima de las redes de distribución minimizando costos y mejor calidad del sistema eléctrico [5].

El aporte de Benavides sobre la planificación de expansión de transmisión es determinar el plan de inversión para reforzar la red de transporte con el fin de reducir costos mínimos y sin pérdidas en las cargas con diferentes restricciones y criterios de confiabilidad frente a nuevos desafíos que aparecen con abastecer la demanda energética para los años posteriores que están por venir [6].

La investigación surgió con la planificación de la expansión de transmisión donde surge problemas de aumentar las líneas de transmisión de un sistema de potencia con el objetivo de abastecer de manera óptima a la carga eléctrica y con el fin de hacer una correcta planificación de la expansión del sistema, para solventar los problemas de la demanda y la sostenibilidad del sistema [7].

La investigación de planeamiento y la coordinación de los recursos energéticos para los sistemas eléctricos de potencia deben cumplir con criterios de calidad y confiabilidad del sistema eléctricos de potencia para satisfacer las necesidades energéticas del sistema de una población en constante crecimiento y desarrollo industrial es por esto que la expansión de la línea de transmisión debe cumplir con los criterios de confiabilidad, seguridad y a menor costo de la inversión del sistema [8].

En la optimización coordinada del planteamiento de la expansión tanto de generación y transmisión es minimizar los costos y aumentar la máxima seguridad del sistema eléctrico de potencia teniendo en cuenta criterios de seguridad y confiabilidad del sistema tomando en cuenta al presupuesto de la ampliación de la línea de transmisión [9].

En expandir las líneas de transmisión consiste en determinar las líneas que deben ser adicionadas para satisfacer las demandas futuras de manera segura y confiable al menor costo de la inversión y estos pueden ser estáticos y dinámicos: el problema estático se planea un solo horizonte de tiempo, mientras que en el problema dinámico el periodo de estudio se divide en sub-periodos en el cual se resuelve un problema estático [10].

Según los estudios realizados la expansión de la red de transmisión se debe a continuos aumentos de la demanda de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia ya que el problema radica en la expansión de la línea principal y con esto se debe a nuevos elementos que se deben incorporar para dar mejor atención a la demanda futura con menor costo de la implementación de la red [11].

La expansión de la red de transmisión de energía eléctrica se debe a la transferencia adecuada de energía eléctrica entre los diferentes puntos de un sistema eléctrico de potencia (SEP) para mejorar el sistema y la operación actual de este problema se basa a los altos costos de inversión, los largos periodos de construcción y por último su largo tiempo de recuperación de la inversión [12].

En la expansión del sistema nacional interconectado (S.N.I) para mejorar la confiabilidad se adaptó un sistema de protección sistémica con la finalidad de evitar colapsos y pérdidas de estabilidad en el plan de expansión del sistema de transmisión es por ellos que deben considerar los criterios de confiabilidad del sistema para la calidad de servicio sin poner en riesgo las instalaciones y seguridad del sistema [10].

La investigación hecha de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia es mitigar las necesidades de la demanda eléctrica que tendrá a futuro es por ello que la demanda debe ser cubierta con la expansión del sistema de transmisión para solventar la demanda energética del sistema cumpliendo ciertos criterios de confiabilidad, seguridad y minimizar los costos de la inversión a una ampliación del sistema transmisión [13].

En la construcción de nuevas líneas de transmisión siempre hay que tener en cuenta

las dificultades y el costo de la implementación, ya que con esto aumenta más la transferencia de potencia y el sistema interconectado se vuelve más complejo de manipular y por ende se aparece la falta de planificación a largo plazo frente a un sistema menos seguro y con esto la falta de mejorar la calidad de energía eléctrica que se está entrando al usuario [14].

Se menciona que el sistema interconectado mientras aumenta la demanda es necesario fortalecer las condiciones de crecimiento de la expansión de la línea de transmisión y por ende se establece modelos matemáticos con funciones de restricciones y criterios de confiabilidad del sistema y con parámetros relacionados con los costos de expansión [15].

El sistema eléctrico de potencia tiene como objetivo suministrar energía eléctrica a los usuarios finales mediante condiciones de eficiencia económica, confiabilidad de un (SEP) a mejor calidad, es por ende que el sistema de transmisión de energía nos permite que los nuevos proyectos cumplan con las condiciones de restricciones técnicas y al mismo tiempo debe minimizar el costo de la inversión para el crecimiento de un (SEP) [16].

La presente investigación sobre la importancia de garantizar la mejor continuidad del servicio energético y también el correcto funcionamiento de las redes eléctricas han hecho que las empresas encargadas de la transmisión y distribución deban cumplir con las exigencias actuales que el sistemas de transmisión genera y así realizar un diagnóstico automático de las fallas en el sistema eléctrico Interconectado [17].

La investigación surgió de la confiabilidad del sistema de transporte y mejor calidad del servicio que debe dar el sistema interconectado a los usuarios finales es uno de los objetivos principales de nuevos proyectos del plan de expansión del sistema de transporte mediante condiciones económicas y restricciones técnicas que deben cumplir en el costo de la inversión [18].

1.3. Fundamentación Teórica

En esta sección el plan de expansión de la transmisión (PET) responde a una visión clara e integral del sistema eléctrico, para este proyecto de investigación se sustentara en fuentes bibliográficas necesarias para abordar diversos conceptos relacionados al (PET) como lo fundamental se describe de forma general el concepto del sistema eléctrico de potencia (SEP) y la cadena de producción de electricidad del sistema.

El objetivo se remarca en la importancia de resolver los problemas de expansión del sistema de transmisión (ST) ya que es una actividad fundamental del sector eléctrico es por ello que el objetivo primordial planteado es la inserción de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva, ya que se expondrá el concepto de las centrales no convencionales fotovoltaicas y eólicas.

También se describe del planeamiento de potencia reactiva en el sistema de potencia, para este problema del (PET) se aborda desde el punto de vista de la optimización matemática para este problema se describe varios modelos y técnicas de resolución que se han empleado durante varias investigaciones.

1.3.1. El sistema eléctrico de potencia (SEP)

El sistema eléctrico de potencia en la actualidad es un recurso fundamental para el desarrollo, progresivo del país y la sociedad ya que se convierte en un servicio básico muy importante y fundamental ya que es por ende que en América Latina el 97% de la población tiene un suministro de consumo de energía eléctrica.

En los hogares es decir que cumple con los requisitos de acceso a la energía eléctrica para el uso y cumpliendo de la calidad de servicio de energía eléctrica en los hogares, mientras tanto el 10% de la población no dispone de un servicio energético con los requerimientos necesarios para sobrellevar una vida digna de un servicio es porque viven en pobreza energética.

La adecuación y el reforzamiento de los sistemas eléctricos de potencia deben ser acondicionados para que entren al uso de energías renovables no convencionales en el sistema ya que se proyecta a un nuevo panorama de planificación energética de un

(SEP) [19].

El sistema eléctrico de potencia tiene dos características principales: el primero punto es que la electricidad no es almacenable a gran escala y debe cumplir con el abastecimiento necesario a la demanda de forma rápida y precisa ya que el sistema eléctrico debe contar con una infraestructura adecuada para que la electricidad sea generada, transportada y distribuida al consumidor o grandes clientes.

Mediante el avance tecnológico en los últimos años la generación de fuentes renovables no convencionales se ha hecho posible transformar varios tipos de energía como es la solar, térmica o mecánica aplicada a energía eléctrica de esta manera puede ser almacenada en baterías donde cumplan con la eficiencia y la capacidad necesaria de almacenamiento [19].

Con respecto al proyecto de planificación se desarrollara con el enfoque de la expansión del sistema de trasmisión etapa muy fundamental en la producción de energía eléctrica del sistema así los consumidores.

1.3.2. Producción de energía eléctrica en un (SEP)

En la Figura 1 se puede observar el sistema eléctrico de potencia donde se refleja la función principal de satisfacer la demanda de energía eléctrica de los centros de consumo de las regiones determinadas del país para cumplir con el objetivo debe ser acondicionado la infraestructura de instalaciones eléctricas como las centrales de generación, subestación eléctricas, líneas de transmisión y distribución interconectadas entre los nodos ya que cumple con las tres etapas principales del sistema eléctrico de potencia que son:

- Sistema de generación
- Sistema de trasmisión
- Sistema de distribución

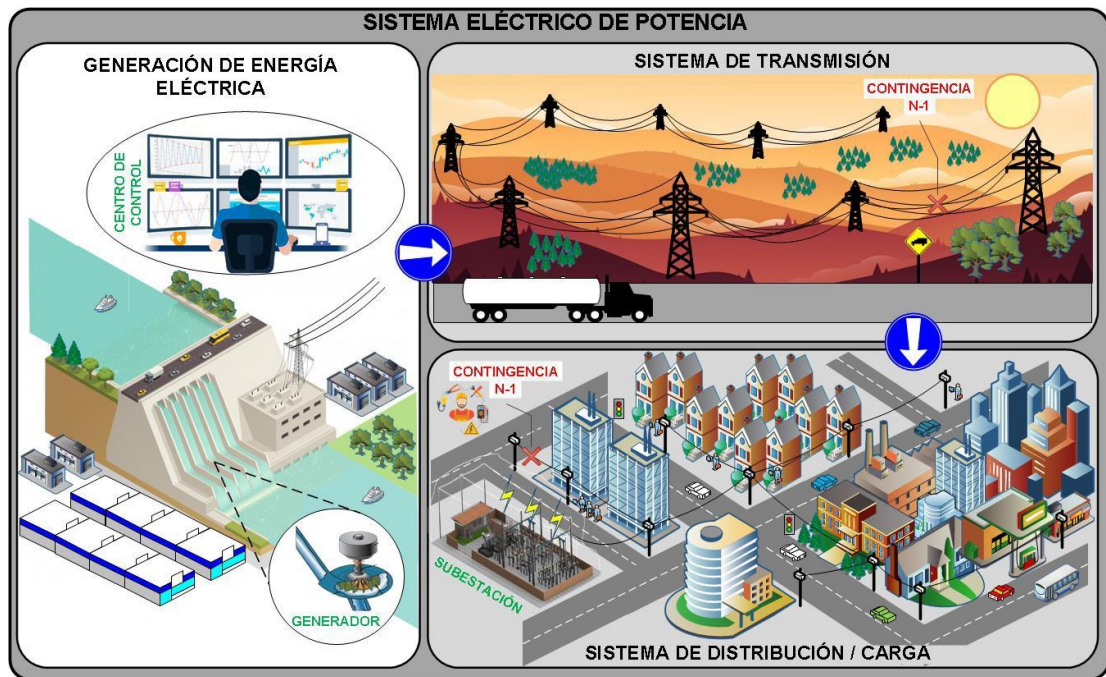


Figura 1 Sistema eléctrico de potencia elemental.

Fuente: [20]

En la investigación del proyecto se enfoca a la expansión de la red transmisión ya que debemos considerar también las grandes centrales de generación mediante su plan de expansión tomando en cuenta también la parte de distribución donde se concentra los usuarios y grandes clientes.

1.3.2.1. Sistema de generación

El sistema de generación de energía eléctrica es la parte encargada de convertir la energía de una forma primaria a energía eléctrica, su clasificación se debe a los tipos de centrales de generación eléctrica según los recursos primarios para convertir la energía mediante la centrales hidroeléctricas su clasificación a continuación se muestra la Tabla I [19].

Tabla II Clasificación de recurso primario y tipos de centrales.

| Clasificación de recursos primarios | Tipos recursos primarios | Tipos de centrales |
|-------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| Agua | | Centrales hidroeléctricas |
| Combustibles fósiles | Gas natural | Centrales térmicas |
| | Carbón | Centrales térmicas a vapor |
| | Gas natural, carbón, fuel oíl | Centrales térmicas de ciclo combinado |
| Viento | | Centrales eólicas |
| Energía fotovoltaica | | Centrales solares fotovoltaicas |
| Energía nuclear | | Centrales térmicas nucleares |
| Biomasa | | Centrales de biomasa |
| Mareas (energía mareomotriz) | | Centrales de mareomotriz |

Fuente: [19]

La implementación de centrales de generación a nivel mundial de recursos primarios renovables debe satisfacer la creciente demanda energética es por tal motivo que el proyecto de investigación establece la posibilidad de nuevas fuentes generación no convencional mediante la modelación de nuevas fuentes de potencia activa dentro del problema de expansión del sistema de transmisión.

Para el año 2020 según los datos de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, a nivel nacional del país se registró a 8.712 MW de potencia nominal y 8.730 MW de potencia efectiva [21]. El registro de los datos fue tomado del Plan Maestro de Electricidad (PME) que se encuentra vigente en la página de internet en el cual implica en los dos últimos años, mientras que la capacidad de generación del Ecuador ha aumentado debido a los escenarios del plan de expansión de la generación a nivel nacional.

En Ecuador casi un gran porcentaje de centrales emplean recursos primarios de

procedencia de energías renovables mientras que el mayor porcentaje de generación hidráulica es la más usada a nivel nacional porque los proyectos están concentrado más a las generaciones hidráulicas del país, en este caso los proyectos de expansión de los sistemas de transmisión son considerados como datos de entrada a los parques de generación y a los distintos escenarios hidrológicos de las centrales hidroeléctricas por etapas de estudio para los escenarios hidrológicos que se afectara en la capacidad nominal de las centrales eléctricas del país [22].

1.3.2.2. Sistemas de Transmisión

El sistema de transmisión es una parte muy importante de las tres etapas de un SEP en la cadena de producción de la energía eléctrica del país en este caso tiene como objetivo fundamental el transporte de energía desde las centrales de generación hidroeléctricas, y centrales de generación no convencional hasta los centros de distribución donde cumple como un servicio de consumo para los usuarios y grandes clientes, en efecto para cumplir es necesario transformar la energía eléctrica a través de la elevación de voltaje en todo el sistema de transmisión.

A este proceso se realiza mediante el aumento de capacidad de transferencia de potencia a través del sistema de transmisión y nos permite la reducción de pérdidas por el efecto Joule producido en los conductores de las líneas de transmisión y mejorando la transportación de la energía a largas distancias y con esto se mejora la calidad de la producción eléctrica y se disminuye las pérdida económica para la empresa TRANSELECTRIC del país [21].

Todos los sistemas eléctricos de potencia cumplen con la teoría de circuitos eléctricos para analizar sus características y comportamiento de los conjunto de elementos que conforman el sistema de transmisión como son los siguientes: líneas, transformadores, subestaciones ya que estos elementos pueden ser cuantificados mediante valores numéricos descritos en ecuaciones matemáticas que describan los parámetros eléctricos como son los valores principales a utilizar teniendo en cuenta como los

voltajes, corrientes y potencias del sistema [22].

La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC posee una estructura donde los centros de generación son interconectadas directamente al sistema nacional de transmisión (SNT) es por ello que los voltaje de trasmisión que maneja el Ecuador son 138KV, 230KV y 500KV en el sistema de transmisión.

Mediante la incorporación de nuevas centrales de generación, el incremento de la demanda energética y las nuevas interconexiones del sistema provoca que el sistema de trasmisión sea reforzada mediante la construcción de nuevos sistemas de trasmisión de acuerdo a los voltaje establecidos en Ecuador como es de 138KV, 230KV y 500KV.

1.3.2.3. Sistema de Distribución

La red de distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los consumidores o usuarios finales mientras que el sistema de distribución consta de un conjunto de equipos y elementos apropiados que permitan distribuir la energía eléctrica a distintos puntos de consumo como son los centros de carga.

Los niveles de voltaje en distribución se maneja en medio y bajo voltaje los cuales están de acuerdo a alimentadores primarios y secundarios para lo cual se maneja valores de medio voltaje son: 22.8KV, 13.8KV, 13.2KV, 6.9KV y bajo voltaje es de 210V, 220V, 240V, 110V, 115V, 120V, 127V ya que estos voltajes están estipulado en Ecuador [21].

El sistema de distribución es el sistema más grande dentro de la producción energética de un SEP ya que su operación, control y planificación será la responsabilidad de las empresas de distribución. En este proyecto de investigación no se considera a la parte de la red de distribución pero se toma en cuenta como una representación de un gran consumidor [22].

En Ecuador existen 20 áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica ya que consta de 20 empresas de distribución de energía eléctrica que están encargada de una determinada zonal territorial del país y existen 11 áreas determinadas a la unidad de negocio de la corporación nacional de electricidad (CNEL EP) y 9 empresas de sociedad anónima en el país [23].

De acuerdo a la Figura 2 se puede ver el comportamiento de la planificación en la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) de acuerdo a la demanda actual del sistema de transmisión como es el horizonte del tiempo está tomado desde 2015 hasta el 2025.

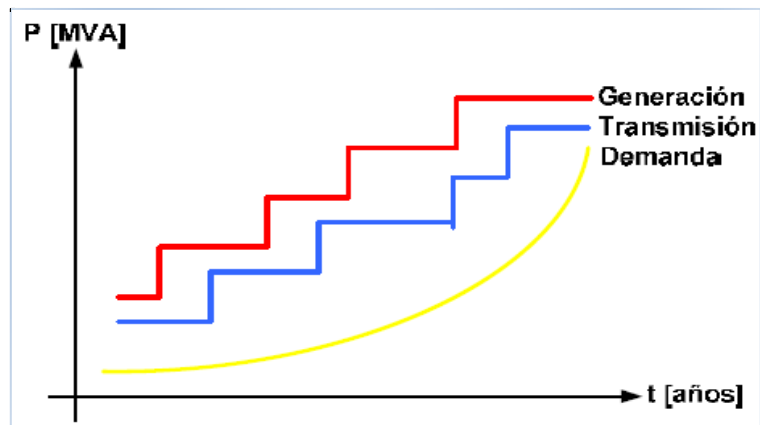


Figura 2 El comportamiento de los tres sistemas eléctricos de potencia de acuerdo al horizonte de tiempo

Fuente: [24]

1.3.3. Planificación y expansión del sistema de transmisión

La planificación de la expansión del sistema de transmisión se enfoca en el mejoramiento y la optimización de los sistemas eléctricos de potencia ya que esto se debe al crecimiento constate de la demanda energética y a la incorporación de nuevas tecnologías en la red de transmisión con nuevos criterios de eficiencia energética es muy importante que sea reforzado el sistema de trasmisión existente debido a que la energía producida por las distintas centrales de generación debe ser transportada hacia los centros de consumo al mínimo costo posible de inversión.

Para esto se busca cumplir el objetivo de criterios de confiabilidad, seguridad y calidad de transportación de energía eléctrica entonces una buena planificación debe de tener como lo primordial la maximización de beneficio tanto técnico y como económico para que las empresas que conforman las tres etapas de la producción de energía como es la generación, transmisión y distribución o usuarios finales sean mejorados mediante la optimización en sistema, como se puede ver en la Figura 3 [19].

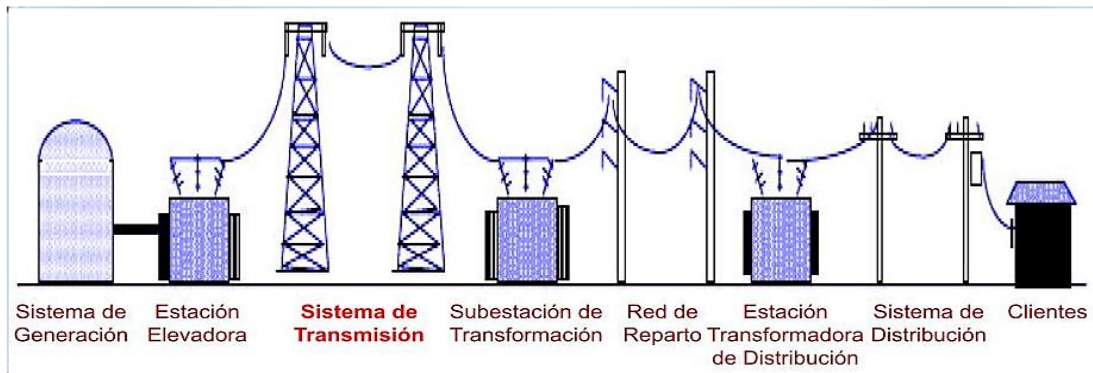


Figura 3 La distribución del sistema eléctrico de potencia.

Fuente: [19]

El problema de la planificación del sistema de transmisión es encontrar el método óptimo de aplicación así el sistema de expansión para dichos sistemas de transmisión de esta forma nos proyectaría en que momento los generadores y líneas son los más apropiados para que se incorporen en el sistema de transmisión en un determinado horizonte de tiempo en la planificación.

De acuerdo a la planificación podemos obtener resultado de una operación factible como es técnico y económico de un SEP, en la que se considera el mínimo costo de inversión de los nuevos elementos que ingresarían en el sistema de transmisión ya que antiguamente la planificación se realizaba mediante los criterios de las experiencias de los trabajadores.

Es por ello que en la actualidad se utiliza métodos de optimización avanzada con el fin de encontrar soluciones viables como es tanto técnico, económico para lo cual nos facilita más rápido a tomar decisiones del problema planificación de un sistema de transmisión donde debe seguir ciertos puntos importantes como es [19]:

- Topología inicial sistema de transmisión.
- Horizonte de planificación.
- Precio (líneas, transformadores y elementos eléctricos) del proyecto en el cual debe estar realizado el estudio respectivo para la posible construcción del proyecto también debe contar con las respectivas restricciones geográficas, económicas etc.
- Plan de expansión de la generación se debe a las centrales que entren en un determinado momento a operar o la expansión de la capacidad de centrales construidas anteriormente de acuerdo al estudio realizado.
- Proyección de la demanda eléctrica de acuerdo a que se integran al sistema nuevas cargas como puede ser industriales o clientes especiales.
- Criterios de confiabilidad, seguridad, calidad y operación segura del sistema eléctrico para lo cual en este punto queda a criterio del especialista planificador del sistema.

La expansión del sistema de transmisión tiene como objetivo encontrar una o varias soluciones mediante el método de optimización donde nos indique cuantos enlaces de transmisión debemos construir en el horizonte de tiempo de la planificación y considerando los criterios de confiabilidad, seguridad o calidad del sistema ya que debemos tomar en cuenta en la planificación la inversión adicional para reforzar el sistema de transmisión y satisfacer todas las necesidades planteadas por el planificador.

Uno de los puntos más importantes a tomar en cuenta es la proyección de la demanda eléctrica en la planificación ya que los resultados del planeamiento serán de calidad y así poder satisfacer la demanda mediante la planificación. Mientras que la expansión del sistema de transmisión resulta un problema a largo plazo por la incertidumbre en

las variables, la cual se utiliza en el modelo de optimización y complicando aún más en modelo. Mientras que en la inversión de nuevos elementos en el sistema de transmisión, con lleva un aumento en los costos ya que si se integra más elementos al sistema la inversión será mayor en construcción del sistema de transmisión.

Pero al realizar la inversión debemos garantizar una disminución en costos operativos del sistema de transmisión ya que por lo general debemos bajar, porque cumplimos el mejoramiento y operación del sistema por lo cual nos resultaría menos costoso satisfacer la demanda eléctrica del sistema ya que fue cumplido con las expectativas de criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del sistema de transmisión, mejorando al sistema a largo plazo de funcionamiento total [19][3].

En el modelo de optimización para la expansión del sistema de transmisión se debe considerar restricciones y otras opcionales dependiendo de la complejidad del modelo a implementar. Dentro de las restricciones de optimización se deben tomar en cuenta los límites máximos y mínimos de potencia tanto activa como reactiva del despacho de las centrales de generación eléctrica. De tal forma que se debe considerar restricciones operativas tanto en los límites de calidad de voltaje, en los nodos del sistema y también los límites angulares. Para lo cual las restricciones relacionadas con la planificación son las siguientes:

- El número máximo de posibles elementos adicionales a construir entre los nodos es su límite operativo máximo de capacidad de la transmisión.
- Enfoque del modelo de optimización donde debe incluir las restricciones como criterios de confiabilidad y seguridad.
- Restricciones más específicas como la penalización por emisión de gases de efecto invernadero y los límites de potencia a causa de nuevas centrales de generación y también límites de potencia reactivas provocadas por los compensadores estáticos.

1.3.3.1. Etapas del planeamiento en la expansión del sistema de transmisión

La planificación de la expansión del sistema de transmisión consta de satisfacer el transporte de la calidad de energía en un horizonte de tiempo determinado en la planificación ya que de este estudio se establece las siguientes etapas importantes que deben ser tomando en cuenta como: a corto plazo, mediano plazo y largo plazo. En las siguientes etapas se explicará el número de años y el alcance de cada etapa que se debe cumplir ya que esto depende de la regulación de cada país.

Corto plazo: En esta etapa se puede modificar los planes de expansión de acuerdo a los análisis anteriores realizados se puede justificar la realidad operativa y económica del sector eléctrico actual, mediante el adelanto o atraso del proyecto de la construcción de acuerdo a las nuevas disposiciones regulatorias económicas del país de acuerdo a esto se realiza la construcción, financiamiento e inspección de los nuevos proyectos de la expansión y suelen ser modificados en función a los estudios realizados ya que esta etapa debe cumplir el tiempo de entre 1 a 5 años el proyecto [23][22].

Mediano plazo: La planificación se enfoca en generación y transmisión en esta etapa se establece que equipos son necesarios e ingresan al sistema para la planificación óptima del sistema eléctrico de potencia y la ubicación factible de incorporar los equipos al sistema para esto se estable las interconexiones regionales programadas para el mantenimiento y operación del sistema de transmisión financiados para los proyectos eléctricos y aplicados las tarifas ya que en esta etapa se consideran de 5 a 10 años de la vida útil del proyecto [23][22].

Largo plazo: En esta etapa la planificación tiene una visión general del sistema de eléctrico mediante la aplicación de las inversiones en el área de generación y transmisión ya que de esto se debe a la incorporación de nuevas tecnologías en la parte de generación y transmisión en el sistema eléctrico y para este tipo de planificación se realiza de 10 años en adelante esto es a largo plazo [23][22].

1.3.4. Periodos de estudio enfocados a la planificación de los sistemas de transmisión

El estudio que se debe dar al problema de expansión del sistema de transmisión es de forma planificada de acuerdo al horizonte de tiempo como son: planificación estática, cuasi-estática y dinámica dentro de la planificación se puede desarrollar varios modelos matemáticos de optimización de acuerdo a ecuaciones lineales, no lineales para su aplicación y resolución del problema a resolver de acuerdo a la planificación de la expansión del sistema de transmisión [21].

1.3.4.1. Planificación estática

En este tipo de estudio de acuerdo a la planificación tiene una sola etapa que es el horizonte o vida del proyecto y todas las inversiones se efectúan en el primer año de la planeación para esto la variable de tiempo no es tomada en cuenta de forma estricta en la planeación estática mientras que las soluciones obtenidas de un modelo estático se busca un plan óptimo de la expansión del sistema de transmisión.

La Figura 4 y 5 se muestra el tipo de inversión que se realiza en la planificación estática mediante el análisis de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC posee una estructura donde el horizonte de la planificación debe ser conocida y reforzada esos punto críticos del sistema transmisión y para esto se realiza en base a los datos obtenido de un solo escenario situacional de investigación en el cual estará detallado todos los proyectos a cumplir de acuerdo al plan de expansión de la generación y transmisión.

Los cuáles serán construidos en el primer año de la planificación. Mientras tanto de acuerdo a los estudios de proyección de la demanda serán tomados los datos del último año de planificación para lo cual el sistema debe estar adecuadamente reformado para ese escenario de carga ya que el modelo que se tomó en cuenta en la planificación dentro de los escenarios situacionales es la planificación estática con un horizonte de planificación que va de 10 a 15 años con el fin de cumplir con la

proyección de la demanda actual del sistema de transmisión de acuerdo a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) el horizonte del tiempo está tomado desde 2015 hasta el 2025 [25][21].



Figura 4 Planificación Estática.

Fuente: [19]

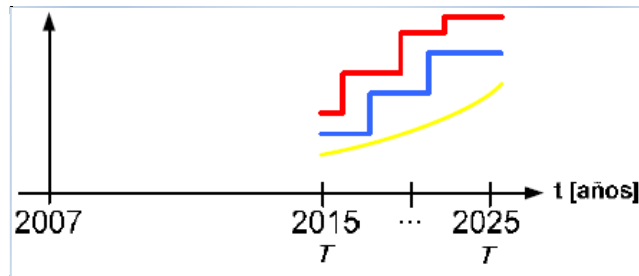


Figura 5 Horizonte de tiempo en (CELEC. EP) de forma Estática.

Fuente: [24]

1.3.4.2. Planificación cuasi-estática

En la planificación cuasi-estática se toma mucho en cuenta la variable del tiempo en el problema del modelo de optimización y esto se puede separar en problemas estáticos independientes para tratar la variable de tiempo ya que esto consiste en dividir el horizonte de la planificación en etapas específicas de tiempo de la misma extensión. De esta manera se determinarían proyectos óptimos para cada etapa de la

planificación [25][21].

Ya que de esta manera el tamaño y la complejidad del problema aumentan debido a la extensa cantidad de variables y restricciones que conlleva este tipo de planificación por lo tanto existe tres formas de dar solución a la planificación cuasi-estática que son:

1.- **“Forward” o hacia delante:** consiste en ir ordenadamente desde la primera hacia la última etapa considerando los resultados de la etapa anterior como datos de entrada para la siguiente etapa.

2.- **“backward” o hacia atrás:** en este proceso consiste en encontrar una solución para la etapa final y con esto se encuentran soluciones a los problemas estáticos de etapas retrocediendo hacia la primera etapa.

3.- **“forward/backward” o hacia adelante y hacia atrás:** para lo cual se mezcla las características explicadas en los dos primeros métodos.

En la figura 6 se puede apreciar la planificación cuasi-estática **“hacia delante”** de forma gráfica y como se determina de acuerdo a la explicación anterior detallada.

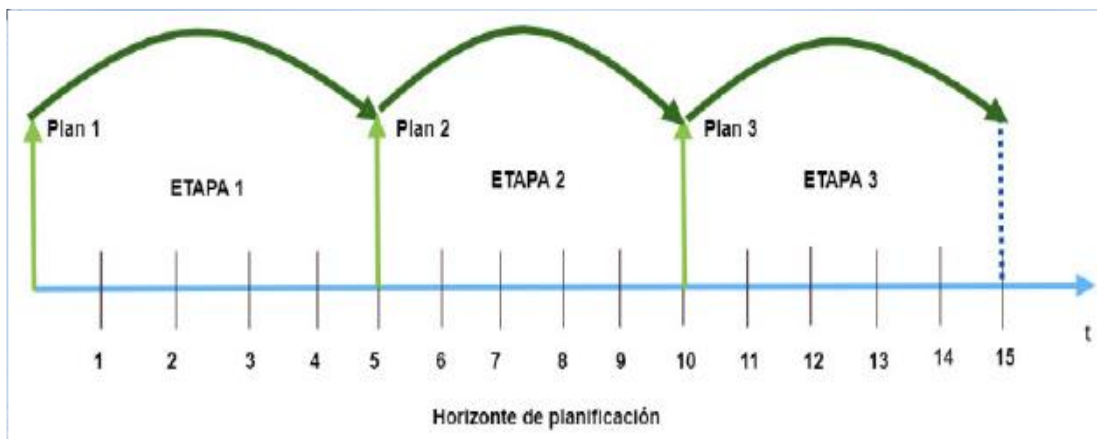


Figura 6 Planificación cuasi-estática.

Fuente: [19]

1.3.4.3. Planificación dinámica

En la planificación dinámica de acuerdo al análisis de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC posee una estructura donde el horizonte de la planificación se realiza la inversión dividiendo el horizonte de la planificación en subetapas y esto a su vez forman parte de una planificación general del sistema de transmisión y también se toma en cuenta la variable del tiempo en el modelo de optimización ya que esta planificación dinámica nos da una visión más realista del modelo de planeamiento que se utilizara en un SEP desde el punto de vista económico y técnico [25][21].

De acuerdo al número de etapas en las que se puede dividir el horizonte de tiempo puede llegar a ser hasta una etapa por año, esto es conocido en la literatura como multi-anual. En general, el número de etapas es definido netamente por el planificador. Mientras que para el modelo más complejo de cada subetapa se debe contar con las diferentes divisiones de tiempo ya que esto se debe enfocar al despacho horario de carga es por ello que se explica en la siguiente figura 7 y 8 el modelo de la planificación dinámica con sus respectivas subetapas cantidad de años, días u horas por etapa de acuerdo al planificador, mediante la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) el horizonte del tiempo está tomado desde 2015 hasta el 2025.

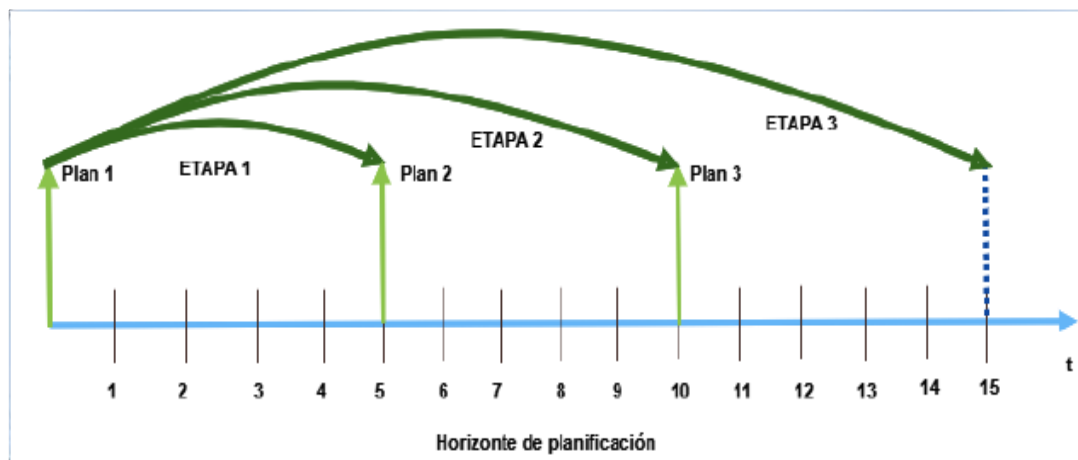


Figura 7 Planificación dinámica.

Fuente: [19]

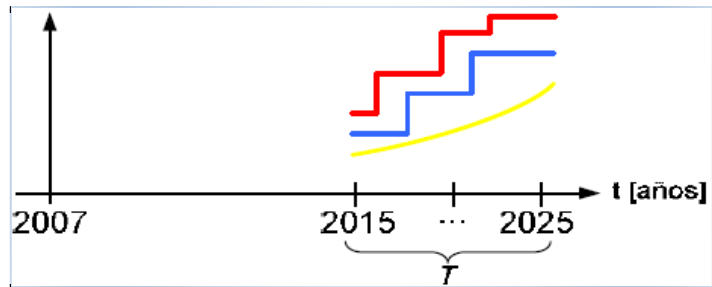


Figura 8 Horizonte de tiempo en (CELEC. EP) de forma Dinámica.

Fuente: [24]

1.3.5. Modelos matemáticos de optimización aplicados al (PET)

Los modelos de optimización utilizados para resolver problemas de ingeniería se enfocan para la expansión del sistema de transmisión de acuerdo a los modelos de planificación como son: el estático, cuasi-estático o multietapa pueden ser aplicados bajo cualquiera de estos modelos con las debidas restricciones y consideraciones necesarias del modelo de optimización empleado a la expansión del sistema de transmisión [19].

Para nuestro entendimiento sobre la expansión del sistema de transmisión se aplica el proceso de la representación del SEP desde dos tipos de modelos como es el DC y AC ya que en estos modelos se han hecho varias modificaciones para poder entender el problema desde un punto muy distinto a la planificación mediante la optimización.

Ya que el modelo AC nos da resultados más realistas y también depende de su complejidad mientras tanto que el modelo DC es el más sencillo a resolver pero su resolución involucra varias simplificaciones entonces el modelo más común del DC completo es no lineal y requiere variables de decisiones enteras para la toma de decisiones es por ello que se realiza el estudio al modelo DC y a este modelo se realiza modificaciones. Para el estudio se diseña el modelo DC de transporte, modelo híbrido y disyuntivo [26].

1.3.5.1. Modelo de Transporte

Este modelo de transporte existió como la primera propuesta del modelamiento matemático usado con éxito para resolver problemas de planeamiento del sistema de transmisión y fue el inicio de algunas investigaciones para resolver el problema de planeamiento del sistema de transmisión entonces se requiere de algunos modelos diferentes para dar solución a los problemas de operación y de planeamiento del sistema de transmisión.

Para esto se deben usar modelos que usan relaciones matemáticas aproximadas o que supriman algunas restricciones complicadas y que permitan encontrar el tipo de topología o configuración fácil es por ello que aparece un modelo matemático capaz de satisfacer la primera ley de Kirchhoff para lo cual no se debe tomar en cuenta en la construcción del modelo matemático la segunda ley de Kirchhoff y no debe ser aplicado.

El modelo matemático de transporte es una representación menos adecuada a resolver problemas reales es más como para tener de referencia de cómo se debe aplicar este modelo a la planificación del sistema y este modelo de transporte también permite hallar una configuración que produzca una inversión menor de la expansión del sistema eléctrico y que cumpla las condiciones adecuadas de operación de este sistema eléctrico.

Entonces la primera ley de Kirchhoff debe satisfacer la operación del sistema en todo el circuito y las unidades de generación también operen dentro de los límites especificados de acuerdo al planificador, la segunda ley de Kirchhoff nos especifica que es la sumatoria de los flujos de potencia activa que entran a la barra del sistema eléctrico debe ser igual a la sumatoria del flujo de potencia que sale de esa barra del sistema [27].

El modelo matemático de transporte asume la siguiente forma:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} \quad (1)$$

Sujeto a

$$Sf + g = d \quad (2)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^0) \bar{f}_{ij} \quad (3)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (4)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (5)$$

$$n_{ij} \text{ entero} \quad (6)$$

$$f_{ij} \text{ irrestricto} \quad (7)$$

Donde:

v = es la inversión debido a la adiciones de circuitos en el sistema.

c_{ij} = es el costo de un circuito en la rama $i - j$.

n_{ij} = es el número de circuitos adicionales en la rama $i - j$.

S = es la matriz de incidencia nodo o rama del sistema eléctrico.

f = es el vector de flujos.

f_{ij} = es el flujo total en la rama $i - j$.

g = es el vector de generaciones.

g_i = es el nivel de generación en la barra de generación i .

d = es el vector de demanda.

d_i = demanda en la barra de carga i .

n_{ij}^0 = número de circuitos de la configuración base en la rama $i - j$.

$\overline{f_{ij}}$ = flujo máximo permitido en el circuito en la rama $i - j$.

\overline{g} = vector de máxima capacidad de generación en las barras de generación.

$\overline{n_{ij}}$ = vector de número máximo de adiciones permitidas en la rama $i - j$.

En el modelo de transporte $Sf + g = d$ la ecuación representa la primera ley de Kirchhoff para cada barra del sistema eléctrico, $|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^0)\overline{f_{ij}}$ son las restricciones de capacidad de corredores del circuito ya que es necesario obtener los flujos de potencia en ambos sentidos. Y las otras restricciones no se toman en cuenta pero representa como restricciones de límites de generación y los circuitos adicionados en cada rama es candidato de $i - j$.

Definitivamente las variables n_{ij} deben ser enteras y f_{ij} son variables irrestrictas estas variables representan el mayor problema del sistema de modelamiento de transporte.

1.3.5.2. Modelo Híbrido lineal

En el modelamiento híbrido lineal deben cumplir todas las nuevas adicciones de circuitos con la primera ley de Kirchhoff como es los circuitos adicionados en la rama donde ya existen circuitos y donde no existen deben satisfacer de acuerdo a la primera ley de Kirchhoff. Es decir que este modelamiento es equivalente a considerar dos redes superpuestas donde la red original existe en la configuración base para cumplir las dos leyes de Kirchhoff mientras que los nuevos circuitos adicionados deben cumplir solamente con la primera ley [28].

Para esto la nueva formulación híbrida debe satisfacer la primera ley de Kirchhoff en todas las barras del sistema donde debe considerar todos los circuitos como puede ser las existentes y las adicionadas, y con la segunda ley de Kirchhoff debe cumplir

solamente en los lazos existentes en la configuración base considerando apenas los circuitos existentes del sistema [29].

La formulación matemática del modelo híbrido lineal de la siguiente forma:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} \quad (8)$$

Sujeto a

$$Sf' + S_0f_0 + g = d \quad (9)$$

$$f_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \quad (10)$$

$$|f_{ij}^0| \leq \bar{f}_{ij} n_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \quad (11)$$

$$|f'_{ij}| \leq \bar{f}'_{ij} n_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (12)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (13)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (14)$$

$$n_{ij} \text{ entero} \quad (15)$$

$$f_{ij} \text{ irrestricto} \quad (16)$$

$$\theta_{ij} \text{ irrestricto } \forall j \in \Omega_3 \quad (17)$$

Donde:

S_0 = matriz de incidencia nodo - rama del sistema existente de la configuración base.

f_0 = vector de flujos en los circuitos existentes de la configuración base.

f' = vector de circuitos adicionados del sistema.

θ_j = ángulos de fase de las barras del sistema eléctrico de la configuración base.

Ω = conjunto de todos los circuitos candidatos.

Es la ecuación de restricción $f_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0(\theta_i - \theta_j) = 0$ se despeja f_{ij}^0 y se reemplaza en la restricción respectiva que es $Sf' + S_0f_0 + g = d$ ya que de esta manera las restricciones de la segunda ley de Kirchhoff pueden ser combinadas con las restricciones correspondientes a la primera ley de Kirchhoff ya que las otras restricciones pueden ser reemplazos como es los límites de capacidad de transmisión de la ecuación $|f_{ij}^0| \leq \overline{f_{ij}} n_{ij}^0$ por restricciones que limitan la apertura angular en los circuitos $|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{\phi_{ij}}$ esto se debe aplicar cuando los circuitos deben satisfacer la segunda ley de Kirchhoff mediante los corredores de transmisión existentes en la red.

1.3.5.3. Modelo DC

Al modelo DC se le considera como el punto de partida en la planificación de los sistemas transmisión ya que se puede obtener una primera visión de que resultados se podría obtener para resolver el problema de la expansión por lo tanto este modelo DC es la generalización del modelo de flujo de carga DC, ya que en el modelo DC del sistema eléctrico completo debe satisfacer las dos leyes de Kirchhoff.

Por lo tanto todas las barras del sistema eléctrico deben cumplir con la primera ley de Kirchhoff mientras que todos los lazos existentes en sistema deben satisfacer la segunda ley de Kirchhoff ya que las investigación hechas muestran que las topologías del modelo DC representa un desempeño muy factible en la planificación ya que es evaluado con los modelos tradicionales de operación del sistema eléctrico de potencia [29][30].

La forma matemática del modelo DC es:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} \quad (18)$$

Sujeto a

$$Sf + g = d \quad (19)$$

$$f_{ij} - (\gamma_{ij}^0 + \gamma_{ij}^{eq})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (20)$$

$$|f_{ij}^0| \leq (\gamma_{ij}^{eq} + \gamma_{ij}^0)\overline{\phi_{ij}} \quad (21)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (22)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \overline{n_{ij}} \quad (23)$$

$$n_{ij} \text{ entero} \quad (24)$$

$$\gamma_{ij}^{eq} \text{ discreto} \quad (25)$$

$$f_{ij} \text{ irrestricto} \quad (26)$$

$$\theta_j \text{ irrestricto} \quad (27)$$

Donde:

γ_{ij}^0 = es la susceptancia equivalente de los circuitos existente en los tramos $i - j$ del sistema.

γ_{ij} = es la susceptancia de un circuito en el tramo $i - j$.

γ_{ij}^{eq} = es la susceptancia equivalente de los circuitos adicionados en los tramos $i - j$.

1.3.5.4. Modelo lineal Disyuntivo

El modelo disyuntivo es considerado como ideal para resolver problemas de tipo

lineal entero mixto y con este modelo se puede resolver el planeamiento de la expansión del sistema transmisión de forma lineal. Para esto se debe considerar el flujo de potencia por cada enlace del sistema que se encuentra en su topología inicial o de futuros proyectos candidatos a ser construidos ya que se trata de separar los flujos de potencia de los enlaces existentes y nuevos, por último se realiza el uso de la variables binarias en reemplazar las variables entera del modelo DC principal por lo que se produce un aumento en las dimensiones y la complejidad del problema [29].

Mediante las variables binarias puede ser separados de los términos cuadráticos presentes en el modelo DC en esta caso el producto entre $(\theta_i \text{ y } n_{ij})$ ya que es necesario incorporar al modelo un parámetro importante que es big M que significa un valor muy grande de esta forma incluir la segunda ley de Kirchhoff incorporado a las variables binarias un valor que sea 1 y no afecte al modelo establecido.

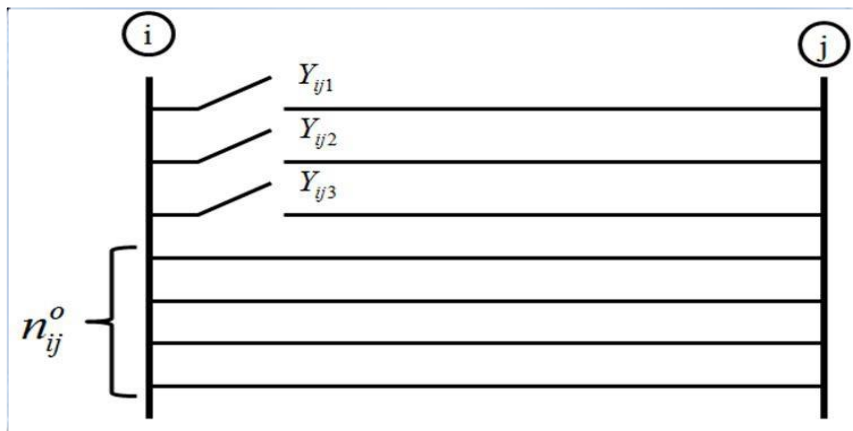


Figura 9 Variables de decisión del modelo matemático.

Fuente: [29]

El modelo lineal disyuntivo tradicional nos permite agregar varias líneas de Y_{ij1} hasta Y_{ij3} y tienen igualmente el costo y esto nos permite dar soluciones a gran cantidad de posibilidades con igual impacto de acuerdo a la función objetivo, de acuerdo a números reducidos de variables binarias se puede hacer varias combinaciones

necesarias de las líneas de transmisión en paralelo en un misma línea de transmisión ya que de acuerdo al modelo lineal disyuntivo reducido se muestra en la figura 10.

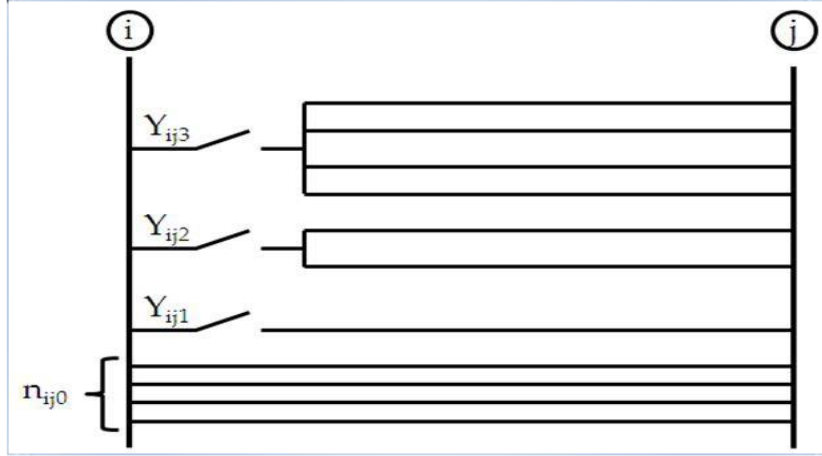


Figura 10 Variables de decisión en el modelo reducido.

Fuente: [29]

El modelo matemático disyuntivo se formula de la siguiente forma:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{k \in r} r_k \quad (28)$$

Sujeto a

$$S_0 f^0 + S_1 f^1 + g + r = d \quad (29)$$

$$f_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \quad (30)$$

$$f_{ij}^1 - \gamma_{ij}^1 (\theta_i - \theta_j) \leq M(1 - y_{ij}) \quad (31)$$

$$f_{ij}^1 - \gamma_{ij}^1 (\theta_i - \theta_j) \geq -M(1 - y_{ij}) \quad (32)$$

$$|f_{ij}^0| \leq \bar{f}_{ij} \quad (33)$$

$$|f_{ij}^1| \leq \bar{f}_{ij} y_{ij} \quad (34)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (35)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (36)$$

$$y_{ij} \in \{0, 1\} \forall (i, j) \in \Omega_T \quad (37)$$

$$f_{ij}^0, f_{ij}^1, \theta_j \text{ irrestrictos} \quad (38)$$

Donde:

y_{ij} = es la variable binaria igual a 1 si es adicionado el circuito en los tramos $i - j$ en caso contrario es 0.

S_0 = es la matriz de incidencia del tramo de los circuitos existentes de la configuración base.

f^0 = vector con flujos de potencia.

S_1 = es la matriz de incidencia de los nodos de los circuitos candidatos considerados como binarios.

γ_{ij}^0 = es la susceptancia equivalente de los circuitos existentes en la configuración de caso base en los tramos $i - j$.

f^1 = vector de flujos.

Las siguientes explicaciones del modelo lineal disyuntivo:

$S_0 f^0 + S_1 f^1 + g + r = d$ Es el conjunto de restricciones donde se cumple la primera ley de Kirchhoff.

n_b = es el número de barras del sistema y representa las restricciones lineales.

$f_{ij}^0 - r_{ij}^0(\theta_i - \theta_j) = 0$ Es el conjunto de restricciones donde cumple la segunda ley de Kirchhoff para los circuitos de la configuración de caso base.

Mientras que M es el parámetro y se lo suele llamar “big M” donde M debe ser lo suficiente grande para que no sea necesario incluir una nueva ecuación ya que la máxima diferencia angular entre enlaces adyacentes, mientras que si fuera los valores pequeños provocaría una limitación de flujos por las líneas candidatas y por lo tanto tocaría incluir más circuitos en el sistema eléctrico ya que se debe asignar un valor de π o $\frac{\pi}{2}$ a parámetro M dependiendo de la magnitud de la complejidad y flexibilidad del sistema eléctrico de prueba.

1.3.6. Teorías de solución para el problema de expansión del sistema transmisión

El problema de la expansión del sistema de transmisión se puede resolver aplicando varios métodos de solución, como puede ser de acuerdo a las investigaciones realizadas anteriormente han desarrollado varias técnicas para dar solución al problema de expansión del sistema ya que puede ser aplicado tanto estáticos como dinámicos es por ello que de acuerdo a la complejidad del problema se aplica teorías basados en optimización.

Para obtener resultados bajo métodos comprobables de la planificación ya que la expansión del sistema de transmisión es un problema y debe ser resultado de acuerdo a la teoría de optimización mediante el cual tiene como objetivo principal minimizar los costos de inversión de los nuevos tramos que se ingresaran en el sistema de transmisión y sujeto a varias restricciones que deben ser cumplido de acuerdo al modelo de planificación.

1.3.6.1. Método matemático

Los métodos clásicos están basados en gradientes de las funciones del problema de la

optimización es por eso que es necesario que la función objetivo y las restricciones deben estar definidas de acuerdo al problema donde cumplan las características de diferenciabilidad y continuidad del problema a resolver de acuerdo a planificación del sistema de transmisión ya que de acuerdo al modelo simplificado se debe tomar en cuenta y se debe plantear el un problema dependiendo de las siguientes teorías como son: Programación lineal (PL), Programación no lineal (PNL), Programación entera mixta (PEM) y Programación lineal entera mixta (PLEM).

1.3.6.2. Teoría de optimización lineal

La teoría de optimización lineal es una técnica conocida también como la optimización matemática con restricciones en todas las funciones que presenta el problema son lineales en las incógnitas y tiene como objetivo el análisis, planificación y control operativo del sistema eléctrico de generación y transporte de energía ya que mediante esta teoría se puede resolver cuestiones de generación de energía a mínimo costo.

El realiza el control de valores o llamado (stock) a los combustibles, mantenimiento de equipos, generación, transporte y distribución, el abastecimiento de combustible a centrales de generación, la optimización de transporte de energía en alta tensión, también se realiza la planificación de nuevos equipamientos de generadores y control de inversiones para esto se aplica la programación lineal donde se búsqueda solución mediante el programa lineal. [27][31].

$$\text{Max (Min)} \quad z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (39)$$

sujeto a

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \quad (\text{o bien } \geq \text{o } =) \quad (40)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2 \quad (\text{o bien } \geq \text{o } =) \quad (41)$$

$$\begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m \quad (\text{o bien } \geq \text{o } =) \end{array} \quad (42)$$

$$x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0, i = 1, \dots, n \quad (43)$$

Se determina que $c_1x_1 + \dots + c_nx_n$ es la función objetiva mientras que $a_{i1}x_1 + \dots + a_{in}x_n, 1 \leq i \leq m$, son restricciones o determinadas condiciones. Por lo tanto x_1, \dots, x_n son las variables del problema o también conocidas como variables de decisión. Donde c_1, \dots, c_n , es la constante de la función objetiva o llamada también como coeficiente de coste. La formulación de la matriz del coeficiente de las condiciones del problema (A) queda determinada:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{bmatrix} \quad (44)$$

En la matriz (A) se considera que $b^T = [b_1, b_2, \dots, b_n]$ es el vector término de la derecha mientras que el vector $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ se considera la satisfacción de todas las condiciones que se denomina como factibilidad y el conjunto de (F) de todos los vectores factibles constituye en este caso la región factible de análisis [32].

Para nuestro estudio la función del problema se plantea mediante la programación lineal mediante las condiciones necesarias de la siguiente manera:

$$\min. \quad c^T x \quad (45)$$

$$s. a \quad Ax \geq b \quad (46)$$

$$x \geq 0 \tag{47}$$

El siguiente detalle:

$\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n$ = se refiere al vector de costos.

$\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ = se refiere al vector de las variables de decisión.

\mathbf{A} = es la matriz de restricciones en esta caso se identifica como (m*n).

$\mathbf{b} \in \mathbb{R}^m$ = términos independientes.

La región factible se determina de la siguiente manera:

$$F = \{x \in \mathbb{R}^n: Ax \geq b, x \geq 0\} \tag{48}$$

De tal forma que se puede transformar la función del problema de acuerdo a la denominada forma estándar solo con las condiciones de igual de acuerdo a nuestro análisis que deseamos estudiar [33].

$$\min. \quad c^T x \tag{49}$$

$$s.a \quad Ax - y = b \tag{50}$$

$$x, y \geq 0 \tag{51}$$

En este caso el vector (\mathbf{y}), se denomina como la variable de holgura de esta manera si las condiciones hubiesen sido $\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b}$ agregando el vector (\mathbf{y}) a las condiciones se determinaría en la forma estándar.

Si ningunas de las variables x_i no está restringida a tomar valores no negativos se puede reemplazar por otras dos incógnitas x'_i y x''_i de tal manera que.

$$x_i = x_i' - x_i'' \quad (52)$$

Mientras que $x_i' \geq 0$ y $x_i'' \geq 0$ en este caso todas las variables restringidos pasan tomar valores no negativos, de tal forma puede trasformar en la forma estándar un problema ya que las variables tienen como límite inferior un valor distinto de cero o también el límite superior [34].

Ya que el caso de un problema se trata de minimizar o maximizar la función objetivo mediante qué.

$$\text{maximizar } c^T x = -\text{minimizar } -c^T x \quad (53)$$

1.3.6.3. Teoría de optimización no lineal

Mediante la teoría de optimización matemática se desarrolla las condiciones necesarias explícitas para encontrar una forma de dar solución al problema planteado mediante la optimización no lineal de tipo general aplicado a los problemas [35].

$$\text{Optimizar } f(x) \quad (54)$$

$$\text{S. a} \quad (55)$$

$$h_i(x) = 0 \quad \forall_i = 1, \dots, m \quad (56)$$

$$g_j(x) \leq 0 \quad \forall_j = 1, \dots, p \quad (57)$$

En donde $f, h_i, g_j: A \rightarrow \mathbb{R}$ ya que representa funciones reales de varias variables y $A \subseteq \mathbb{R}^n$. Ya que en general A representa un conjunto abierto y es por ello que $f, h_i, g_j \in C(A)$ es por ellos que las funciones del problema son derivables.

Resolver el problema de optimización es encontrar los óptimos tanto como (máximos

o mínimos) de la función a analizar $f(x)$ ya que no todo está en el conjunto A si también en los conjuntos de los puntos que cumplen todas las especificaciones de las restricciones.

En este caso si $m = p = 0$ no existe restricciones entonces el problema es de optimización no lineal sin restricciones.

$$\text{Optimizar } f(x) \tag{58}$$

$$x \in A \tag{59}$$

En el siguiente caso ($m \neq 0$ ó $p \neq 0$) este problema tiene restricciones y sus extremos se identifica como locales o globales o se las llama como extremos condicionados esto es para distinguir de los extremos de los problemas sin restricciones.

Finalmente si $m \neq 0$ y $p = 0$ entonces hay restricciones de igualdad en el problema, a este problema con restricciones se refiere a un problema de Lagrange [35][36].

$$\text{Optimizar } f(x) \tag{60}$$

S. a

$$h_i(x) = 0 \quad \forall_i = 1, \dots, m \tag{61}$$

Para este comportamiento de restricciones de igualdad o desigualdad en un problema de optimización no lineal es muy distinto el análisis.

Restricciones activas

En la optimización con restricciones activas, en este caso $g_j(x) \leq 0$ es activa o

también saturada en el punto factible $x^* \in \Omega \Leftrightarrow g_j(x^*) = 0$ si no cumple la restricción es inactiva o no saturada en el punto factible de x^* .

Conjunto asociado a $x^*, J(x^*)$

El problema optimización no lineal mediante las restricciones $x^* \in \Omega$ en punto factible del problema se describe a continuación.

$$J(x^*) = \{j \in \{1, \dots, p\} \mid g_j(x^*) = 0\} \quad (62)$$

Para esto $J(x^*)$ es el conjunto de los índices de las restricciones activas en el punto factible que es x^* . Ya que x^* es una solución óptimo del problema principal a analizar.

Punto regular

Mediante los problemas de optimización con restricciones de acuerdo a la función principal sea $x^* \in \Omega$ ya que el punto factible se dice que x^* es regular para las restricciones ya que los vectores son.

$$\left\{ \{\nabla h_i(x^*)\}_{i=1, \dots, m}, \{\nabla g_j(x^*)\}_{j \in J(x^*)} \right\} \quad (63)$$

Los casos a aplicar sin restricción y con restricción [36][37].

1. **Caso sin restricciones ($m = p = 0$):** En este caso sin restricciones todos los puntos son regulares de acuerdo con la función objetiva.
2. **Caso con restricciones de desigualdad ($m = 0; p \neq 0$):** Mientras que el punto x^* también será regular si no existe ninguna restricción activa ya que el problema con restricciones solo de desigualdad x^* también es regular si cumple que $J(x^*) = \emptyset$.

Espacio tangente

A sí mismo sea x^* un punto factible en caso de problemas de optimización ya que de esta forma se define el espacio tangente en x^* todos los vectores definidos en la función.

$$M(x^*) = \{d \in \mathbb{R}^n \mid \nabla^T h_i(x) d = 0; \nabla^T g_j(x^*) d = 0, i = 1, \dots, m; j \in J(x^*)\} \quad (64)$$

Aplicando la derivadas

$$M(x^*) = \{d \in \mathbb{R}^n \mid \sum_{k=1}^n \frac{\partial h_i}{\partial x_k}(x^*) d_k = 0, \quad (65)$$
$$i = 1, \dots, m; \sum_{k=1}^n \frac{\partial g_j}{\partial x_k}(x^*) d_k = 0, \quad j \in J(x^*) \}$$

Es por ello que la nueva $J(x^*)$ después de derivar el conjunto de actividades asociado a x^* .

1.3.6.4. Teoría de optimización lineal entera mixta

Desde un punto de vista del problema lineal entera mixta (PPLEM) es un problema de programación lineal (PPL) ya que algunas variables son enteras en el caso de ser todas las variables enteras son binarias (0-1) al problema se denomina programación lineal entera mixta de (0-1). Si existe otro caso específico en donde todas las variables son enteras el problema en este caso sería una programación lineal entera estricta

(PPLEE).

Es por ello que la característica principal del problema de programación lineal entera mixta (PPLEM) se puede modelar fenómenos reales o más cercanos a la realidad de acuerdo al problema de optimización que vaya a realizar la formula muy general a utilizar en el planteamiento es [38].

$$\text{Mín: } Z = f(x, y) \quad (66)$$

Sujeto a

$$c_i(x, y) = 0 \quad \forall i \in E \quad (67)$$

$$c_i(x, y) \leq 0 \quad \forall i \in I \quad (68)$$

$$x \in X \quad (69)$$

$$y \in Y \text{ (Es entero)} \quad (70)$$

Donde:

$f(x, y)$ = función objetivo de tipo no lineal.

c_i = referencia a las restricciones de igualdad y desigualdad.

E, I = son los conjuntos de estas restricciones (x, y).

x = es un variable de tipo real.

y = es un variable de tipo entera.

X, Y = conjunto de restricciones o llamadas bounding-box-type.

Mediante la fórmula general de la (PPLEM) se formula también de esta forma la función objetiva del problema.

Minimizar

$$z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (71)$$

Sujeto a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_j; \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (72)$$

$$x_j \geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (73)$$

$$x_j \in \mathbb{N}; \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (74)$$

Por lo tanto que \mathbb{N} se refiere al conjunto $\{0, 1, 2, \dots\}$.

1.3.6.5. Teoría de optimización entera mixta no lineal

Un problema de optimización no lineal representa varias variables enteras, al igual que también varias decisiones. En cambio cuando el objetivo y las restricciones son todas lineales se refleja un problema de carácter de optimización entera mixta lineal, mientras que cuando existe restricciones u objetivos no lineales se toma al problema como un problema de programación no lineal entera mixta [38].

Con respecto a las variables enteras pueden ser usadas como por ejemplo para secuencias de eventos, candidatos alternativos y la existencia o no de unidades que representa como variables binarias 0-1, ya que las variables discretas pueden representar como ejemplo el tamaño de equipos mientras que las variables continuas representan las entradas, salidas y relaciones de iteración entre las unidades y operaciones individuales del sistema interconectado.

En el caso de estudio se tiene variables discretas como son:

n_{ij} = representa número de unidades compresoras funcionado dentro de cada

estación.

x_{ij} = variables continuas de flujo a través de cada arco.

p_i = presiones.

$p_i \quad i \in V$ = nodo de nuestra red.

Para nuestro caso de estudio se presenta la tercera característica donde la unión del dominio discreto y continuo se asocian a problema no lineal en este caso hacen al problema de clase optimización entera mixta no lineal ya que se encuentra aplicado al campo de la ingeniería como puede ser a la localización de edificios con espacios multiatributos, ubicación optima de unidades del sistema de energía eléctrica, la planeación de la construcción de los generadores de energía eléctrica del sistema y la optimización de la topología de la red de transporte eléctrico[38][39].

Formulación matemática de los problemas de optimización entera mixta no lineal se enuncia como lo siguiente:

$$\text{Mín}_{x,y} f(x, y) \tag{75}$$

Sujeto a:

$$h(x, y) = 0 \tag{76}$$

$$g(x, y) \leq 0 \tag{77}$$

$$x \in X \subseteq \mathfrak{R}^n \tag{78}$$

$$y \in Y \text{ (Es entero)} \tag{79}$$

Donde se detalla:

x = representa un vector n variables continuas y es un vector de variables enteras.

$h(x, y) = \mathbf{0}$ = representa m restricciones de igualdad como balance de energía,

relaciones de equilibrio.

$g(x, y) \leq 0$ = son p restricciones de desigualdad como regulaciones ambientales, restricciones de factibilidad en sistemas de recuperación de calor, restricciones lógicas.

$f(x, y)$ = es la función objetivo como es el costo total anualizado, la ganancia o criterios termodinámicos.

$(y^L \leq y \leq y^U)$ = son las variables enteras y con la cota inferior y la cota superior y pueden representar la función de variables 0-1 en forma binarias.

Ya que de esta forma se transforma la formulación en la siguiente:

$$\text{Mín}_{x,y} f(x, y) \tag{80}$$

Sujeto a:

$$h(x, y) = 0 \tag{81}$$

$$g(x, y) \leq 0 \tag{82}$$

$$x \in X \subseteq \mathfrak{R}^n \tag{83}$$

$$y \in Y \{0, 1\}^q \tag{84}$$

En cambio (y) ahora es un vector de (q) donde se encuentra las variables (0, 1) que representan la existencia de una unidad dentro del proceso como es ($y_i = 1$) o también no existe la unidad como es ($y_i = 0$).

1.4. Fundamentación Metodológica

1.4.1. La modalidad de la investigación:

El presente proyecto de titulación se basa en el estudio óptimo de la expansión de la transmisión ya que es suministrar el crecimiento de la demanda en tiempo y forma mediante criterios estandarizados de confiabilidad y calidad de energía a los consumidores la investigación se desarrollara mediante un análisis en software para determinar varios escenarios de expansión de la línea de transmisión y así enfocando un modelo óptimo para este estudio se realiza técnico y económico.

1.4.1.1.Método bibliográfico documental.

La recolección de información es fundamental de manera teórico en forma de material bibliográfico esto puede ser verificado en revistas muy reconocidas de carácter científico, trabajos de investigadores realizadas en instituciones de educación superior, artículos científicos tanto académicos, libros de autores muy reconocidos a nivel mundial en el ámbito de la ingeniería, documentaciones legalmente inscriptos como puede ser las Regulaciones del ARCONEL del estado en portales oficiales de las paginas públicas y también las direcciones web siempre y cuando sea la información confiable y verídica para el estudio de la óptima expansión de la líneas de transmisión.

1.4.1.2. Método experimental.

El método se refiere a la adquisición y recopilación de datos reales eléctricos referentes a la expansión del sistema de transmisión de un modelo de estudio como es un alimentador de prueba a nivel mundial con datos reales para nuestra investigación se realizara en un software de análisis.

1.4.1.3. Método deductivo.

Es deducir o extraer las conclusiones lógicas es decir que el método deductivo procura ir de lo general a lo particular[40].

Ya que la presente investigación se realiza el modelamiento de una test feeder en el cual podemos obtener unos escenarios de estudio con datos reales tanto técnicos y económicos ya que podemos realizar pérdidas económicas del sistema de transmisión y también verificar el sistema de voltaje con el fin de modelar un sistema óptimo para la expansión del transmisión.

1.4.1.4. Método sistémico.

La presente investigación está dirigido a modelo de optimización para la expansión del sistema de transmisión con el objetivo de determinar sus componentes técnicos y económicos relacionados a determinar por un lado la estructura del objeto y por otro su dinámica[41].

1.4.1.5. Método dialectico.

Este método es considerado como los fenómenos históricos y sociales en continuo movimiento ya que da origen al materialismo de la historia donde explica los criterios de confiabilidad del sistema de transmisión que se va estudiar para la expansión del sistema de transmisión mediante las estructuras económicas y sociales del desarrollo a la planificación de la transmisión mediante la toma de decisiones de expansión y el impacto social de los pueblos que necesitan ser cubierta la demanda de consumo de energía eléctrica[42].

1.4.1.6. Método de simulación.

Este método está basado en el aprendizaje de nuevas tecnologías informáticas como se puede realizar en un software inmerso que ayudan a los investigadores a desarrollar sus conocimientos, habilidades y actitudes profesionales mediante las experiencias del manejo de programas para obtener resultados concretos[43].

1.4.2. Tipo de investigaciones:

1.4.2.1. Investigación cuantitativa.

La presente investigación se encarga de recoger datos técnicos y estadísticos analizados sobre las variables eléctricas de magnitudes tan fáciles de manejar como es el voltaje, corriente, potencia, demanda de la test feeder, impedancia de las líneas de transmisión y transformadores y esto nos facilita a los investigadores a hacer registros narrativos de los fenómenos que son estudiados mediante técnicas como son de observación y las entrevistas no estructuras y esto se trata de identificar la profunda realidad de la investigación[44].

1.4.2.2. Investigación teórica.

Este tipo de investigación se basa en la obtención de conocimientos de diferentes índoles lo principal es satisfacer las curiosidades humanas y así fomentar las bases del conocimiento para poder construir argumentos válidos por medio del proceso de la enseñanza así el saber[45].

1.4.2.3. Investigación hipotético - deductiva.

Este tipo de investigación es establecer la hipótesis de nuestra investigación y luego hacer las conclusiones de los respectivos hechos de nuestra investigación, el plantear la hipótesis es comprobar o llegar a la conclusión de la investigación[46].

1.4.3. Técnicas de recolección de datos:

1.4.3.1. Verificación por medio de la simulación

El método nos permite rediseñar la planificación tradicional de las empresas eléctricas ya que a pesar de que la planificación tenía naturaleza dinámica a menudo era simplificada y tratada como un problema de planificación estático para las empresas y entonces la expansión de la transmisión alcanzaba para cubrir el crecimiento de la demanda es por ello que la expansión de la generación no se

analizaba y solamente se planificaba el crecimiento de la red eléctrica sin determinar los criterios de confiabilidad de todo el sistema de transmisión.

1.4.3.2. Técnicas de análisis de datos.

Los análisis de datos se realizan por medio de la test feeder de la IEEE para poder ver el impacto del modelo de optimización en la expansión del sistema de transmisión y cumplir los criterios de confiabilidad del sistema y se obtiene resultados verídicos mediante software de mostración también podemos ver mediante diagramas de flujo de procesos de expansión tanto técnico y económico del sistema garantizando la construcción de la obra, operación y mantenimiento de la línea de transmisión.

1.4.3.3. Técnicas de comprobación de Hipótesis.

Análisis y factibilidad de un modelo de optimización para la implementación de la expansión del sistema de transmisión mediante la adquisición de datos reales para su aplicación requerida a la demostración en un software.

Mejoramiento mediante criterios de confiabilidad de la expansión del sistema de transmisión tanto técnicos y económicos en la planificación del sistema eléctrico.

CAPITULO II. PROPUESTA

2.1. Título de la propuesta

Desarrollo de la metodología de un modelo o formulación matemática para su posterior simulación en un software aplicando a la expansión del sistema de transmisión con el fin de aplicar al modelo de estudio criterios de confiabilidad al sistema, mediante el análisis cualitativos y cuantitativos.

2.2. Objetivo de la propuesta

Desarrollar la formulación matemática DC aplicando la programación entero no lineal mixto y resuelve términos no lineales y variables discretas para determinar su posterior simulación en un software aplicando a la expansión del sistema de transmisión con el fin de aplicar al modelo de estudio criterios de confiabilidad al sistema, mediante el análisis cualitativos y cuantitativos.

2.3. Justificación de la propuesta

De acuerdo al sector eléctrico es fundamental para asegurar la continuidad del abastecimiento de energía al menor costo con el menor riesgo y también con el menor impacto socio - económico y ambiental para los usuarios entonces la falta o el inadecuado planeamiento de acuerdo al horizonte de tiempo.

El sector eléctrico genera consecuencias negativas de acuerdo a las altas elevaciones de costo y la mala calidad de prestación de servicio como es el sobredimensionamiento de los elementos, exceso en la capacidad instalada y producción de energía ineficiente entre otros aspectos importantes que debemos tomar en cuenta.

De acuerdo a los aspectos técnicos y económicos da origen al denominado problema de planeamiento de la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica para esto se requiere de procesos acertados de mejoramiento y optimización de los sistemas eléctricos de potencia ya que esto se debe al crecimiento de la demanda energética y ello que se requiere inmediatamente la aplicación de nuevas tecnologías y modelos aplicados a redes eléctricas y nuevos criterios de eficiencia energética.

Esto es importante el reforzamiento del sistema de transmisión existente con el fin de que la energía producida por las centrales generadoras sea transportada a los centros de consumo al mínimo costo de esta forma debe también cumplir con criterios de confiabilidad, seguridad y calidad de la energía eléctrica de acuerdo a esto se debe tener una buena planificación ya que debe tener como objetivo la maximización de beneficios como técnicos y económicos para las empresas de generación transmisión

y usuarios finales del sistema eléctrico.

2.4. Fundamentación de la propuesta

La presente investigación se desarrolla una metodología que consiste en realizar un modelo matemático de optimización para la expansión del sistema de transmisión detallando así las siguientes etapas:

La primera fase es la determinación del modelo matemática DC aplicando la programación entero no lineal mixto y resuelve términos no lineales y variables discretas para determinar su posterior simulación en un software aplicando a la expansión del sistema de transmisión.

La segunda fase es la evaluación de la información del algoritmo simulado para su determinación cualitativa y/o cuantitativa según el algoritmo matemático simulado en software de esta forma determinar la expansión tanto de generación y el sistema de transmisión.

Es muy importante la elaboración de este proceso de reestructuración del sistema eléctrico esto permite integra nuevos gentes y nuevas exigencias al sistema es decir que en la planificación de los sistemas de transmisión se determinara el plan de inversión necesaria para reforzar la red de transporte con el fin de lograr un costo mínimo y sin pérdidas en las cargas del sistema eléctrico de potencia.

2.5. Desarrollo de la metodología

El desarrollo del planeamiento de la expansión del sistema de transmisión ha sido un problema en los sistemas eléctricos de potencia ya que esto consisten en determinar los nuevos elementos que serán ingresados al sistema para atender una demanda futura del sistema a mínimo costo de inversión y esto debe garantizar la atención de la demanda de forma económica cumpliendo así con los criterios de confiabilidad y

seguridad de todo el sistema como se puede visualizar el Figura 11.

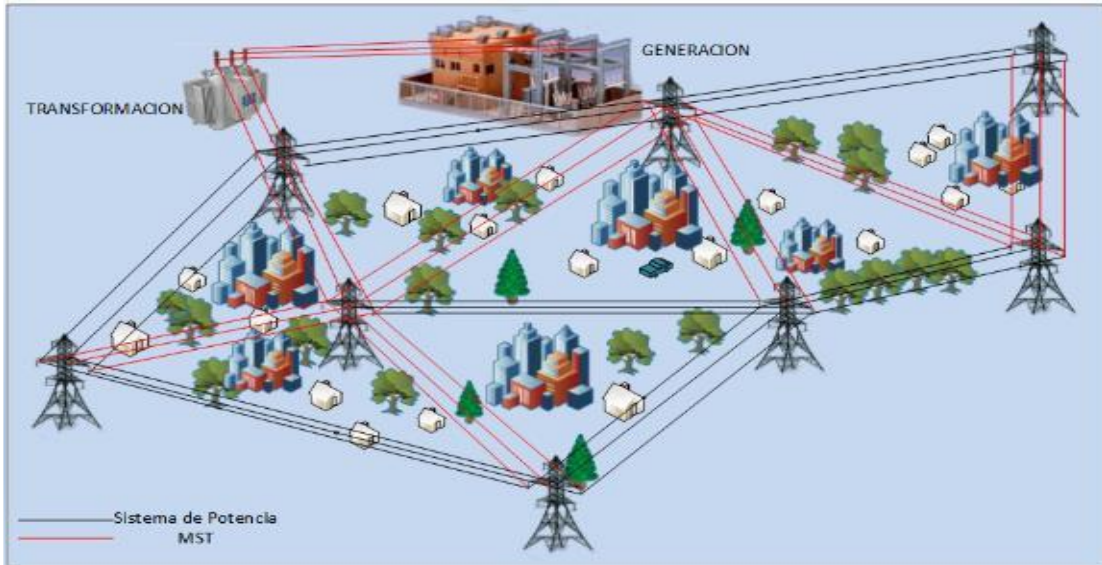


Figura 11 Esquema del planeamiento del sistema de trasmisión.

Fuente: [6]

2.5.1. FASE 1

2.5.1.1.El modelo matemático del planeamiento multietapa del sistema transmisión

El modelo matemático del planeamiento multietapa se emplea en el estudio de la expansión del sistema de transmisión donde se puede analizar el comportamiento del sistema mediante las expresiones matemáticas por lo tanto se debe establecer las variables dependientes e independientes de la formulación matemática dentro del proceso y como están relacionados directamente por medio de funciones matemáticas [47].

El planeamiento multietapa se realiza mediante las decisiones sobre las inversiones que tomara realizar en transmisión y son separados en periodo menor se debe hacer anuales a lo largo de los años formando así el horizonte de planeamiento, esto se realiza obteniendo información necesaria referente a los valores de la demanda

prevista para cada etapa del periodo.

Mediante el problema del planeamiento en redes de transmisión se determina que, donde y cuantos nuevos elementos deben ser instalados en el sistema eléctrico actual para garantizar la prestación de servicio ante cambios en la demanda y la incorporación de generaciones futuras, esto bajo las condiciones de operación en este caso la capacidad tanto en generación, transmisión y cantidad de circuitos en tramo del corredor para esto debe tener un costo mínimo de inversión como objetivo primordial.

El problema de planeamiento de redes de transmisión debe plantear como un problema de optimización matemática ya que la función objetivo es minimizar los costos de inversión bajo las condiciones de restricciones operativas que tiene cada sistema de estudio.

La principal función del problema multietapa se busca minimizar el valor principal del costo total de la expansión del sistema de transmisión bajo investigaciones realizadas. Al posponer algunas inversiones para etapas posteriores a la etapa inicial, donde (I) es la tasa de descuento del valor presente de dicha inversión como lo muestra en la siguiente formulación que representa de acuerdo a la figura 12.

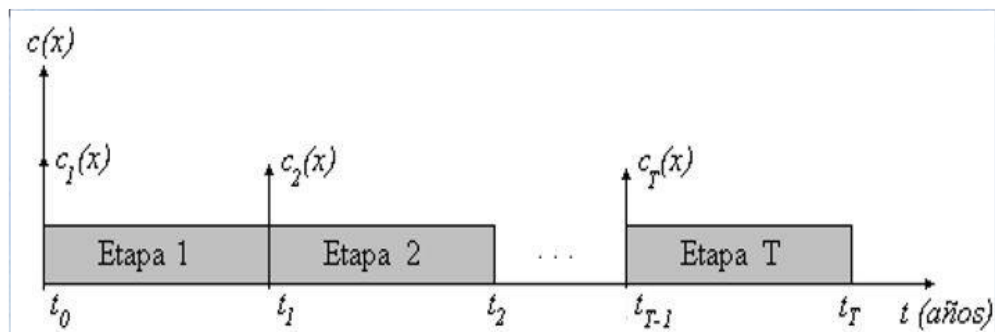


Figura 12 Inversiones en el planteamiento multietapa de acuerdo a la discretización.

Fuente: [29]

$$c(x) = (1 - I)^{t_1 - t_0} c_1(x) + (1 - I)^{t_2 - t_0} c_2(x) + \dots + (1 - I)^{t_T - t_0} c_T(x) \quad (85)$$

La formulación matemática del planeamiento multietapa del sistema de transmisión utilizando el modelo DC que se formula de la siguiente forma general [47]:

$$\begin{aligned} \text{Mín } v = \sum_{t=1}^T \left[\delta_{inv}^t \left(\sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij}^t + \sum_i C_i N_i^t \right) \right. \\ \left. + \delta_{oper}^t \left(\sum_i OC_i^t G_i^t + \sum_j oc_j^t g_j^t + \alpha \sum_k r_k^t \right) \right] \end{aligned} \quad (86)$$

Sujeto a

$$B^t \theta^t + G^t + g^t + r^t = d^t \quad (87)$$

$$\left(\sum_{m=1}^t n_{ij}^m + n_{ij}^0 \right) |\theta_i^t - \theta_j^t| \leq \left(\sum_{m=1}^t n_{ij}^m + n_{ij}^0 \right) \overline{\phi}_{ij} \quad (88)$$

$$\sum_{m=1}^t N_i^m \underline{G}_i \leq G_i^t \leq \sum_{m=1}^t N_i^m \overline{G}_i \quad (89)$$

$$\underline{g}_j^t \leq g_j^t \leq \overline{g}_j^t \quad (90)$$

$$0 \leq r^t \leq d^t \quad (91)$$

$$\underline{n}_{ij}^t \leq n_{ij}^t \leq \overline{n}_{ij}^t \quad (92)$$

$$\underline{N}_i^t \leq N_i^t \leq \overline{N}_i^t \quad (93)$$

$$\sum_{t=1}^T n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad (94)$$

$$\sum_{t=1}^T N_i^t \leq \bar{N}_i \quad (95)$$

$$n_{ij}^t, \quad N_i^t \text{ ENTEROS} \quad (96)$$

$$\theta_i^t \text{ IRRESTRICTO} \quad (97)$$

$$t = 1, 2, \dots, T. \quad (98)$$

Donde:

v = es el valor de costo total de expansión del sistema de transmisión y operación del sistema [\$].

δ_{inv}^t = es el factor de descuento y sirve para encontrar el valor presente de la inversión durante la etapa t .

n_{ij}^t = número de circuitos adicionados en el corredor $i - j$ durante la etapa t .

N_{ij}^t = número de generadores candidatos tipo i adicionados durante la etapa t .

δ_{oper}^t = factor de descuento modificado considerando la duración en año durante la etapa t .

α = constante de $\left[\frac{\$}{\text{años}} \right]$ para penalizar el corte de carga.

OC_i^t = costo anual de operación del generador candidatos tipo i durante la etapa t (inyectar la potencia activa del G_i^t).

oc_j^t = costo anual de operación del generador tipo j durante la etapa t (inyectar la potencia activa g_j^t).

\mathbf{r}^t = vector de cortes de carga en los nodos durante la etapa t (conformado por los elementos r_k^t).

k = número de nodos.

\mathbf{B}^t = matriz de susceptancias de la red inicial y de los circuitos candidatos durante la etapa t .

$\boldsymbol{\theta}^t$ = vector de los ángulos de fase de la tensión durante la etapa t .

$\boldsymbol{\theta}_i^t$ = es para nodos $i - j$.

\mathbf{G}^t = vector de la potencia activa de los generadores candidatos durante la etapa t .

\mathbf{g}^t = vector de la potencia activa de los generadores ya instalados durante la etapa t .

\mathbf{d}^t = vector de la demanda de la potencia activa durante la etapa t .

$\underline{\mathbf{g}}_j^t, \overline{\mathbf{g}}_j^t$ = son límites inferior y superior de generadores ya instalados tipo j durante la etapa t .

$\underline{\mathbf{n}}_{ij}^t, \overline{\mathbf{n}}_{ij}^t$ = son números mínimos y máximos de circuitos que pueden ser adicionados al tramo $i - j$ durante la etapa t .

$\underline{\mathbf{N}}_i^t, \overline{\mathbf{N}}_i^t$ = son números mínimos y máximos de generadores candidatos tipo i que pueden ser candidatos durante la etapa t .

T = es el número de etapas del horizonte de planeamiento.

2.5.1.2. Planeamiento del modelo de expansión del sistema de transmisión

En la aplicación de planeamiento multietapa coordinado nos permite tomar decisiones sobre las inversiones en generadores y transmisión son separados en periodos menores, como anuales a lo largo de los años que constituye el horizonte de planeamiento. Para esto se hace teniendo en cuenta las informaciones referentes a los valores de la

demanda provista para cada periodo. Ya que esto se realiza a partir de las capacidades instaladas y candidatas de generación y transmisión con sus respectivos costos de operación e instalación en sistema.

Para esto el objetivo de la presente investigación es establecer la ejecución del algoritmo matemático y como se puede abarcar con el estudio de la expansión del sistema de transmisión en GAMS mediante la aplicación de la solución del MINLP que es programa entero no lineal mixto y al aplicar nos muestra en un mensaje las diferentes características de la solución en la otra ventana el desarrollo completo de la solución ya que si no cumple nos indica un error en la sintaxis de la programación o un mensaje de que se ejecutó el programa y dio la solución al problema planteado ya que en la figura 13 nos refleja el estudio realizado con un diagrama de flujo.

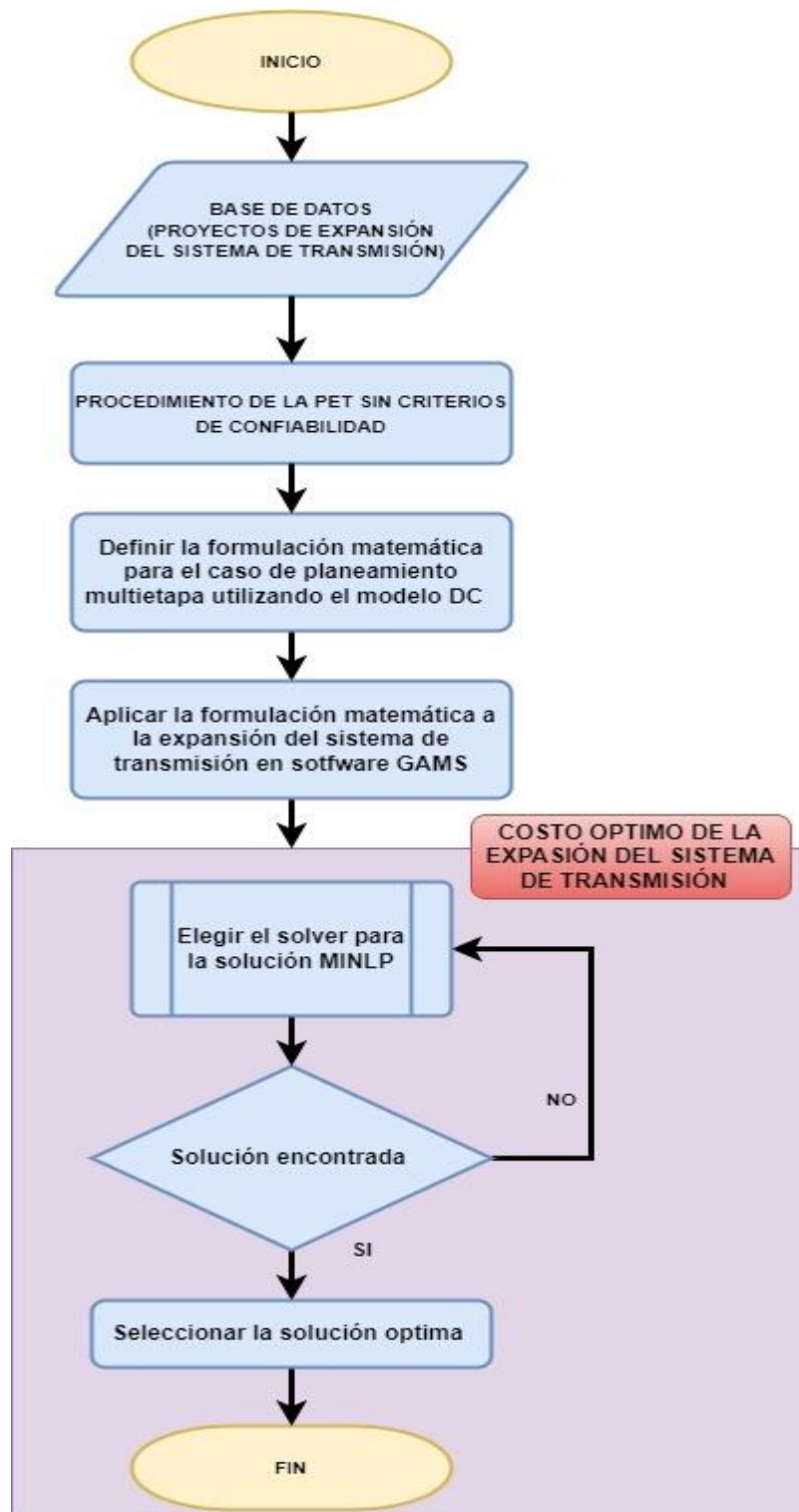


Figura 13 Proceso de la solución del algoritmo de expansión del sistema de transmisión en GAMS.

Fuente: Autor

2.5.2. FASE 2

2.5.2.1. La expansión del (S.T) óptima considerando criterios de confiabilidad

Mediante los modelos presentados anteriormente se aplica el modelo matemático de optimización de la capacidad de transmisión entre el ahorro de costo de generación al abastecer los puntos de carga con nacimientos de energía baratas o renovables ya que se encuentran en punto estratégicos del país y el costo de inversión de instalar esta infraestructura de transporte.

De esta manera en general la falla de elementos acarrea a operar el sistema en un punto más costoso es decir las fallas de los elementos conducen frecuentemente a congestión del sistema de transporte y bajo niveles de seguridad ya que esto provoca en muchos casos de contingencias severas procediendo a recurrir a corte de carga involuntarios para preservar el sistema de un colapso total.

Mientras tanto que la reserva de capacidad de transmisión sería de gran ayuda ante eventos ocasionales como puede ser el caso de la pérdida de generación local y esto provocaría que la magnitud de las interrupciones de carga podría ser reducida importando energía de fuentes distantes o renovables es por eso que es necesario realizar el modelamiento probabilístico del comportamiento de los elementos del sistema eléctrico y deben también tomar en cuenta dentro de proceso o del modelamiento de la optimización.

2.5.2.2. Modelamiento de confiabilidad de los elementos del sistema eléctrico

Mientras que los elementos pueden parar en solo dos estados viables que son: Operación (O) y Falla (F). Los elementos pueden recorrer entre 2 estados de ambas direcciones como se lo demuestra en la Figura 14 y 15 [48].



Figura 14 Estado de operación y falla.

Fuente: [48]

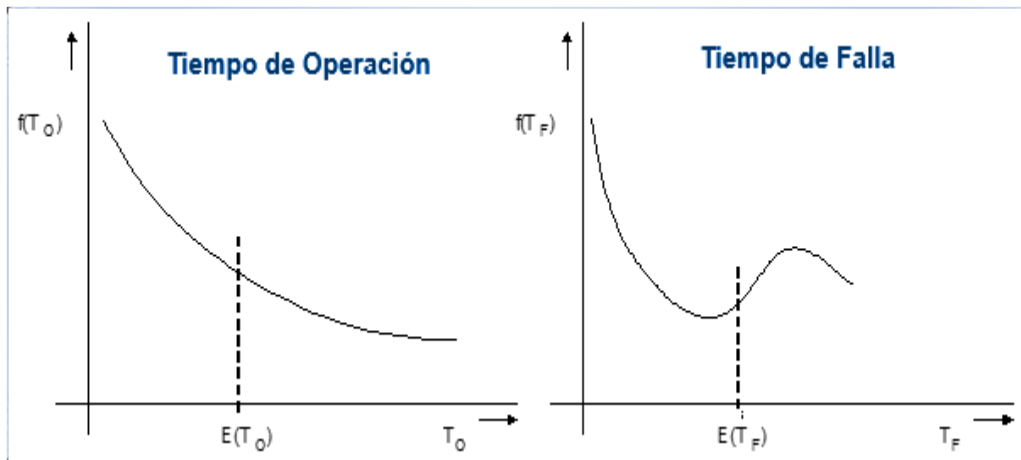


Figura 15 Tiempo de operación y falla.

Fuente: [48]

En la figura 15 se demuestra los tiempos de los elementos que maneja y se denominan de la siguiente T_O y T_F son periodos de tiempo como de operación y falla mientras que si los tiempos medios de residencia son de la siguiente $\overline{T_O}$ y $\overline{T_F}$ y se mantienen constante en el tiempo T_O y T_F se considera un proceso estocástico estacionario markoviano [49].

De acuerdo al proceso markoviano las tasas deben ser constantes como son:

$$\lambda = \overline{T_O^{-1}} \text{ y } \mu = \overline{T_F^{-1}} \quad (99)$$

Por esto las probabilidades estacionarias de localizar los elementos en cada estado están expresadas de la siguiente forma:

$$\Pr(O) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (100)$$

$$\Pr(F) = 1 - \Pr(O) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (101)$$

Donde el sistema integrado de n elementos ya que cada uno de los elementos con k estados puede establecer en $n_E = k^n$ en estados muy diferentes ya que la probabilidad se encuentra en estado particular de E_i en este caso se puede expresar de la siguiente forma [48] [49]:

$$\Pr(E_i) = \prod_{j=1}^n \Pr(e_j^i) \quad (102)$$

Como

$$\sum_{i=1}^{n_E} \Pr(E_i) = 1 \quad (103)$$

Donde:

$\Pr(e_j^i)$ = es la probabilidad de encontrar los estados particulares pertenecientes a $i - j$ del sistema.

Que de acuerdo al método de la evaluación exhaustiva del espacio de los estados nos permite obtener soluciones exactas.

2.5.2.3. Formulación matemática del problema

En esta formulación debemos obtener la capacidad óptima de transmisión donde debemos minimizar los costos totales más los costos de déficit donde incluya los posibles futuros en la que pueda establecer el sistema entonces a cada estado se debe establecer una probabilidad de costo de generación o de déficit para eso se formula el problema de optimización de la siguiente forma [50]:

$$\min_{S^{max}} = \left[\sum_{t=1}^{n_D} \frac{T_t}{T_O} E [C_t^T (P_t(S^{max}))] + IC_T(S^{max}) \right] \quad (104)$$

$$\min_{S^{max}} = \left[\sum_{t=1}^{n_D} \frac{T_t}{T_O} \left[\sum_{i=1}^{n_D} \Pr(E_i) \left(\min_{P_{i,t}} \left(\sum_{G=1}^{n_G} e_{i,t}^G (C_0^G + C_1^G P_{G,t} + C_2^G P_{G,t}^2) \right) + VOLL \sum_{B=1}^{n_B} ENS_{i,t}^B \right) \right] + \sum_{L=1}^{n_L} k_L * L * S_L^{max} \right] \quad (105)$$

Sujeto a

$$\sum_{G=1}^{n_G} (e_{i,t}^G P_{G,t}^B + P_{def,t}^B) - P_D^B - \sum_{L=1}^B P^B = 0 \quad G, L \in B \quad (106)$$

$$e_{i,t}^L |F_L^{i,t}| \leq S_L^{max} \quad (107)$$

$$P_G^{min} \leq P_{G,t} \leq P_G^{max} \quad (108)$$

$$S_L^{max} \geq 0 \quad (109)$$

Donde:

$\sum_{G=1}^{n_G} (e_{i,t}^G P_{G,t}^B + P_{\text{def},t}^B) - P_D^B - \sum_{L=1}^B P^B = 0 \quad G, L \in B =$ es el balance de potencia activa del sistema.

$e_{i,t}^L |F_L^{i,t}| \leq S_L^{\text{max}}$ = es el límite de capacidad de transporte.

$P_G^{\text{min}} \leq P_{G,t} \leq P_G^{\text{max}}$ = es el límite de la potencia activa de los generadores.

$S_L^{\text{max}} \geq 0$ = es la capacidad de transporte positiva.

$VOLL$ = costo marginal de la energía no suministrada en [\$/MWh].

$ENS_{i,t}^T$ = es la suma de la energía no consumida en todos los nodos como es i del estado del sistema.

$e_{i,t}^G, e_{i,t}^L$ = variables binarias que se considera de acuerdo al estado del generador (G) de la línea (L) de tipo i .

Ya que es importante que el costo de producción y costos de déficit dependerá del vector de decisión del problema a resolver de esta forma se adicionara la capacidad de transmisión a cada línea donde los beneficios marginales emergentes reduzcan costos de producción y déficit se igualen al costo marginal de inversión.

2.5.2.4. La planificación de expansión de la transmisión aplicando criterios de confiabilidad

Para el estudio de la planificación de la expansión del sistema de transmisión aplicando criterios de confiabilidad se realiza un análisis en un software que nos facilite realizar la demostración de la aplicación de criterio N-1 ya que es el indicado para evaluar la capacidad del sistema de transmisión el cual declara que un sistema debe ser capaz de soportar cualquier evento de contingencia sin afectar el

funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

En función de lo planteado se realiza el respectivo flujo de potencia mediante el cual todos los estados del sistema como generadores y líneas fueron de servicio y son examinados entonces el sistema es suministrado totalmente para satisfacer todas las restricciones como es los límites de generación activas y reactivas, voltajes nodales, límites de capacidad de estabilidad ya que de esta forma se puede al estado considerar que es el adecuado.

Mientras el estado es inadecuado este caso se debe reforzar hasta que todo el estado N-1 satisfaga el criterio de suficiencia de acuerdo a la severidad de los problemas mediante criterio N-1 puede ser considerado una clasificación más detallada de los estados de análisis del sistema.

1. El estado del sistema con carga suministrada totalmente que no tiene ninguna violación de límites de generación activa y reactiva, voltajes nodales, límites de capacidad de estabilidad es considerado en estado normal.
2. En cambio cuando la carga suministrada del sistema no posee ninguna violación de límites de generación activa y reactiva, voltajes nodales, límites de capacidad de estabilidad, pero si el criterio N-1 no es aplicable se establece que se encuentra en estado de alerta del sistema.
3. Cuando la carga totalmente suministrada pero en este caso existe infracción de límites de generación activa y reactiva, voltajes nodales, límites de capacidad de estabilidad el estado del sistema queda en un estado de emergencia.
4. Mientras que cualquier estado sin suministro total de carga se encuentra en un estado de emergencia externa del sistema.

De esta forma en la Figura 16 determina los pasos para la planificación de la expansión del sistema de transmisión con criterios de confiabilidad de acuerdo a la metodología que se aplica para reforzar la red del sistema a estudiar.

1. Introducción de los datos del sistema de expansión (líneas candidatas).
2. Se resuelve la planificación del sistema de transmisión sin considerar el criterio de confiabilidad.
3. En el software de estudio podemos se toma la nueva configuración y mediante

un proceso iterativo N-1 con la contingencia realizada para conocer los valores E[ENS] y LOLP del sistema.

4. Se compara si E[ENS] y LOLP se encuentra en rangos establecidos.
5. Se identifica el nodo con mayor E[ENS] y LOLP.
6. Entonces se agrega unas nuevas líneas entre los nodos con mayor E[ENS] y LOLP.
7. Para esto se agregan los costos de inversión, producción y déficit para nuevas líneas que serán ingresada al sistema de transmisión de acuerdo a los periodos de estudio que se realiza a todo el sistema mediante el algoritmo matemático implementado.
8. De esta forma se vuelve a comparar el E[ENS], LOLP y los costos de inversión, producción y déficit para obtener los valores esperados de acuerdo a nuestro estudio realizado al sistema.

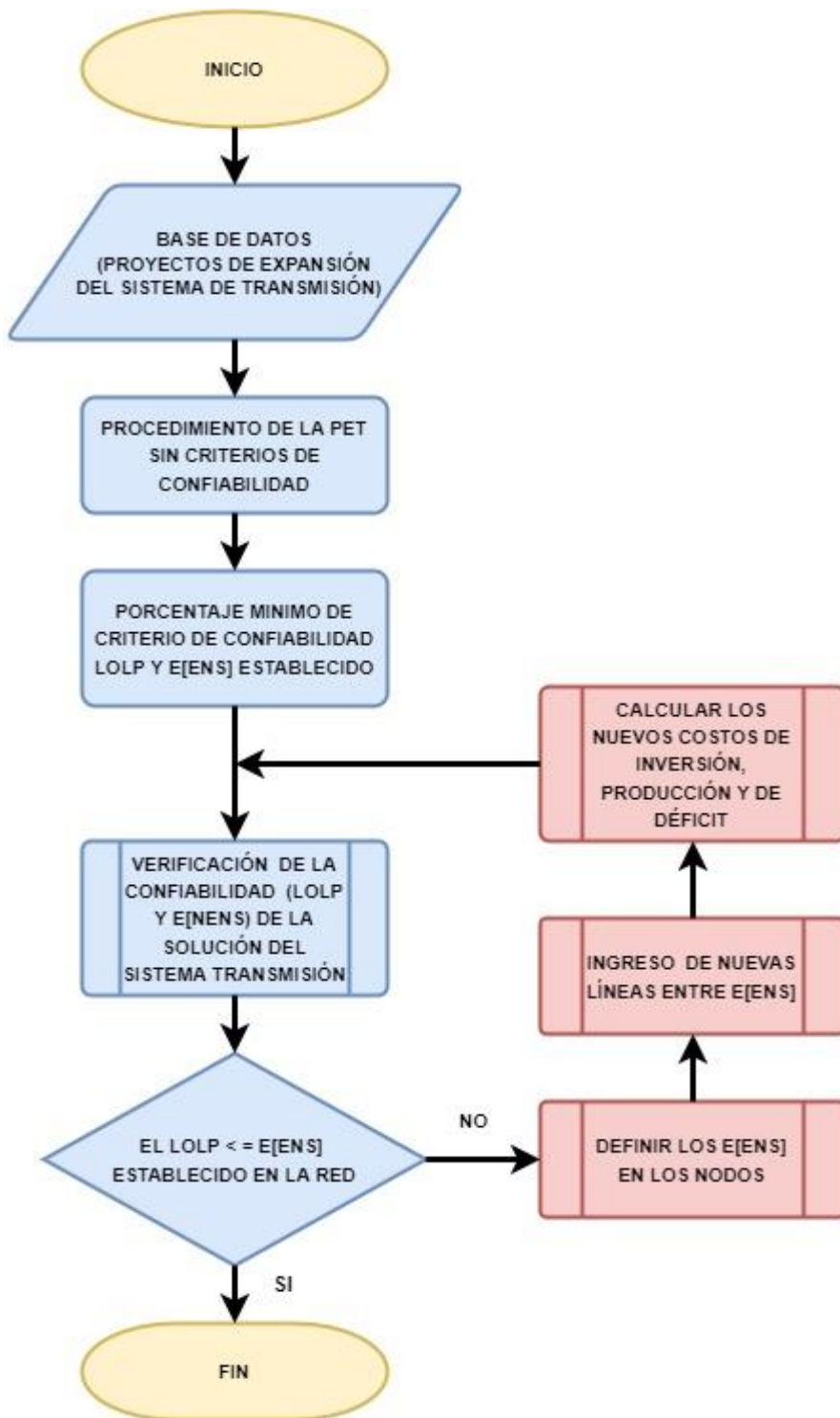


Figura 16 Diagrama de flujo del proyecto de expansión del sistema de transmisión.

Fuente: Autor

CAPITULO III APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1. Análisis de resultado del caso base

3.1.1. CASO 1

De acuerdo al planeamiento multietapa coordinado de caso del sistema de 5 nodos y las futuras proyecciones de la líneas de trasmisión donde la topología del sistema inicial existen 4 circuitos, 2 generadores para lo cual se desea determinar las inversiones que deben ser analizadas en cada una de las 3 etapas que es considerado el horizonte de planificación en este caso de 10 años y se estima que la demanda crecerá en un porcentaje probabilísticos.

En la Figura 17 muestra el diagrama unifilar a la red de 5 nodos ya que se observa que el nodo 5 es un nodo de generación aislado resultado de un proyecto de expansión de generación. Adicionalmente se considera la expansión de líneas de transmisión en todo el sistema para abastecer el crecimiento de la demanda Sistema eléctrico de potencia.

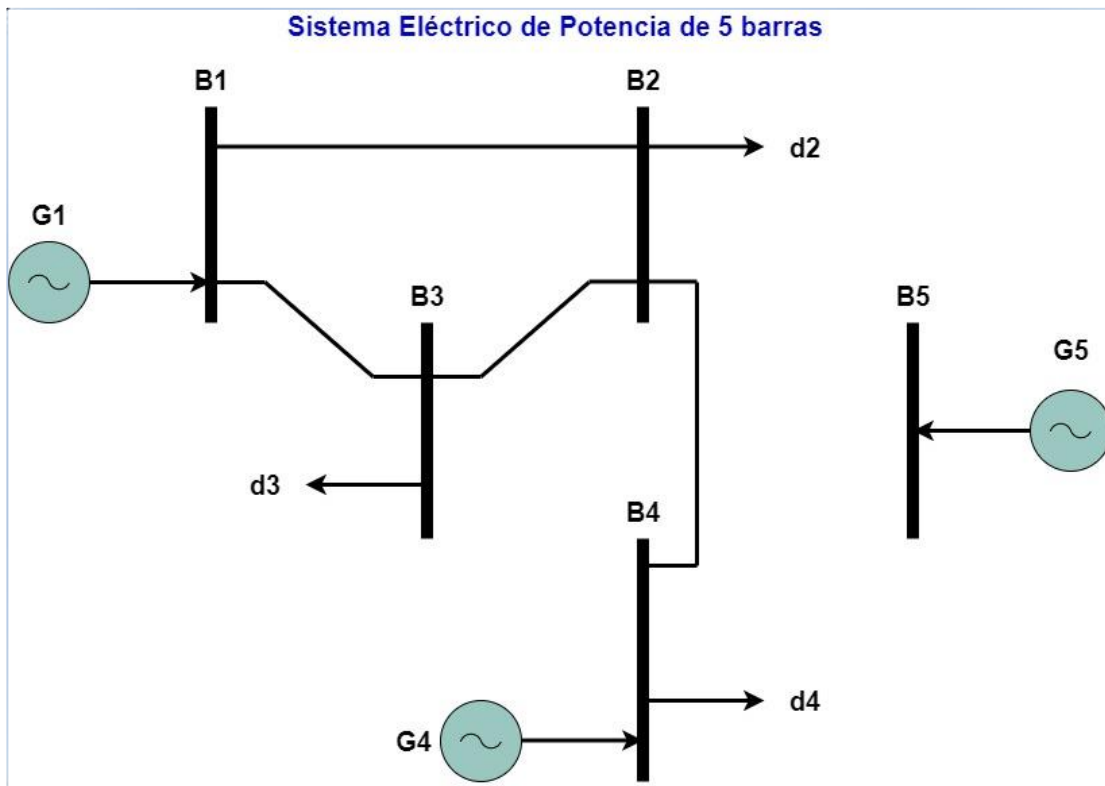


Figura 17 Diagrama normal del caso base.

Fuente: Autor

En la Figura 18 se presenta el caso de estudio de la red de 5 nodos donde ya se encuentra las nuevas líneas a instalarse ya que esto es necesario para acomodar la demanda futura del sistema eléctrico de potencia y está tomado en cuenta el horizonte de planificación de 3 etapas donde se considera de 2, 3 y 5 años, en ese orden.

De acuerdo a la topología del sistema se instalara los generadores y la expansión de líneas de trasmisión en este caso es posible adicionar al sistema tres generadores nuevos: G_1 , G_4 y G_5 también 7 corredores que conectan los nodos 1-2, 1-3, 2-3, 2-4, 2-5, 3-4, 4-5 este resultado es el mismo al reporte obtenido ya que el problema es resulto usando el modelo DC para nuestro entendimiento.

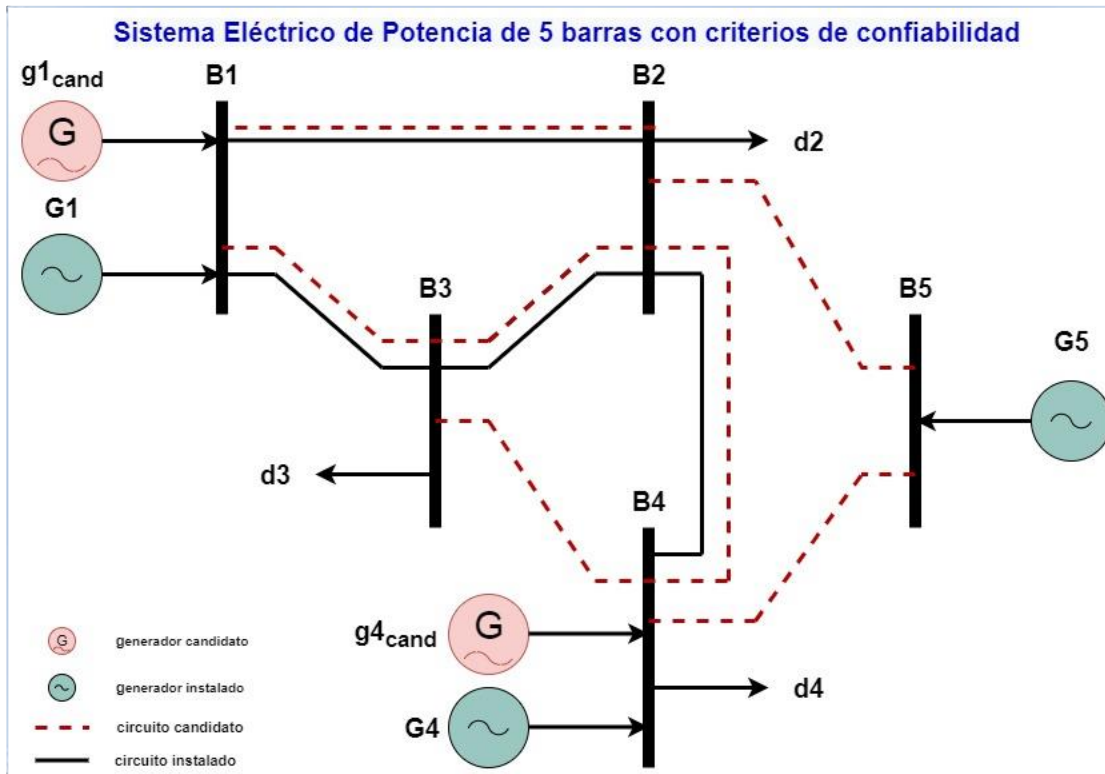


Figura 18 Configuración óptima del sistema de 5 nodos sin criterios de confiabilidad.

Fuente: Autor

La Tabla II nos detalla las características de los nodos presentes en la red del estudio del caso base para la expansión del sistema de transmisión.

Los modelos de optimización detallados son aplicados al sistema de eléctrico para resolver la expansión del sistema de transmisión considerando el horizonte de tiempo en las 3 diferentes etapas, pero dentro del rango de planificación de la expansión del sistema de transmisión tomamos el de largo plazo que es para 10 años en caso de estudio.

Tabla III Datos equivalentes del caso base.

| Nodos | Etapa 1 | | | | Etapa 2 | | | | Etapa3 | | | |
|-------|-------------------|-------------|--------|-------|-------------------|-------------|--------|-------|-------------------|-------------|--------|-------|
| | \underline{g}^1 | \bar{g}^1 | oc^1 | d^1 | \underline{g}^2 | \bar{g}^2 | oc^2 | d^2 | \underline{g}^3 | \bar{g}^3 | oc^3 | d^3 |
| 1 | 0,00 | 0,80 | 100 | - | 0,00 | 0,80 | 100 | - | 0,00 | 0,80 | 100 | - |
| 2 | - | - | - | 0,45 | - | - | - | 0,60 | - | - | - | 0,80 |
| 3 | - | - | - | 0,20 | - | - | - | 0,35 | - | - | - | 0,65 |
| 4 | 0,00 | 0,20 | 300 | 0,25 | 0,00 | 0,20 | 300 | 0,30 | 0,00 | 0,20 | 300 | 0,30 |
| 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | 0,00 | 1,00 | - | 0,90 | 0,00 | 1,00 | - | 1,25 | 0,00 | 1,00 | - | 1,75 |

Fuente: [47]

La Tabla III nos detalla las características de las líneas presentes en la red de estudio del caso base para la expansión del sistema de transmisión.

Tabla IV Datos de la línea del caso base.

| Línea | Extremos | n^0 | x [p.u.] | \bar{f} [p.u.] | c [p.u.] |
|-------|----------|-------|------------|------------------|------------|
| 1 | 1-2 | 1 | 0,03 | 0,50 | 30 |
| 2 | 1-3 | 1 | 0,02 | 0,50 | 20 |
| 3 | 2-3 | 1 | 0,01 | 0,20 | 15 |
| 4 | 2-4 | 1 | 0,01 | 0,20 | 15 |
| 5 | 2-5 | - | 0,02 | 0,50 | 20 |
| 6 | 3-4 | - | 0,01 | 0,20 | 10 |
| 7 | 4-5 | - | 0,02 | 0,50 | 20 |

Fuente: [47]

La Tabla IV detalla las características de los generadores candidatos en la red del estudio del caso base para la expansión del sistema de transmisión.

Tabla V Datos del generador candidatos del caso base.

| Barras | \underline{G} [p.u] | \bar{G} [p.u] | C [p.u] | OC [p.u] |
|--------|-----------------------|-----------------|-----------|------------|
| 1 | 0,00 | 1,00 | 200 | 100 |
| 4 | 0,00 | 1,00 | 200 | 200 |
| 5 | 0,00 | 0,40 | 100 | 100 |

Fuente: [47]

En el desarrollo del caso base el sistema de prueba con los datos establecidos se obtiene resultados similares al sistema de referencia por lo cual facilita el análisis del sistema de eléctrico de potencia mediante la expansión del sistema de transmisión aplicando criterios de confiabilidad al sistema de caso de base.

Para lo cual en el caso base se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones de estudio que es los generadores y líneas de transmisión definidos es por ello que los resultados obtenidos, se debe minimizar la función objetivo donde se muestra el costo de total de la función en la siguiente Tabla V.

Tabla VI Validación del costo presente en GAMS del caso base.

| Detalle | Valor total de la función objetiva en GAMS | Valor propuesto de la Bibliografía | Error de porcentaje obtenido |
|-----------------------------|--|------------------------------------|------------------------------|
| Costo valor presente | \$ 1287.725 | \$ 1126.82 | 1.60% |

Fuente: Autor

En la Tabla VI muestra los flujos obtenidos de la potencia que fluye por las líneas que están instaladas del caso base y muestra los flujos que serán tomados en cuenta para la expansión del sistema de transmisión a futuro.

Tabla VII Flujo de potencia entre líneas obtenidas en GAMS del caso base.

| Periodos | Flujo 1-2 | Flujo 1-3 | Flujo 2-3 | Flujo 2-4 | Flujo 2-5 | Flujo 3-4 | Flujo 4-5 |
|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | -0.345 | -0.455 | 0.255 | -0.150 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | -0.756 | -0.494 | 0.144 | -0.300 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | -0.767 | -0.983 | 0.333 | -0.300 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Autor

Evaluando la confiabilidad o seguridad del sistema óptimo de la expansión de la expansión del sistema de transmisión, en la Tabla VI se obtiene la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema, la energía no suministrada E [ENS] del sistema, y los costos de inversión, costos esperados de producción, costos esperados de déficit donde podemos obtener el costo esperado total del sistema.

Tabla VIII Resultados obtenidos en GAMS y la confiabilidad aplicada al sistema.

| RESULTADOS OBTENIDOS | ETAPA DE INSTALACIÓN DEL MULTIETAPA | | | | METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN | |
|-------------------------|--|-------------------|-------------------|-------|--|-------------|
| | Etapa 1 | Etapa 2 | Etapa 3 | Total | CONFIABILIDAD | |
| F_{12} | -- | 1 | 1 | 2 | Probabilidad de pérdida de carga LOLP del Sistema | 0.008403132 |
| F_{13} | -- | -- | 1 | 1 | Energía no suministrada E[ENS] del Sistema (MWh/h) | 7.815 MWh/a |
| F_{23} | 1 | - | 1 | 2 | | |
| F_{24} | -- | 1 | 1 | 1 | COSTOS [\$ / H] | |

| | | | | | | |
|--|--------|--------|--------|-------------------|---------------------------------|-------------------------|
| G1 <i>candidatos</i> | -- | 1 | 1 | 2 | Costos de inversión. | 21.398,5274 \$/h |
| v1 (\$) <i>inversión línea</i> | 15.00 | 36.45 | 47.92 | 99.37 | Costos esperados de producción | 132.484,3318 \$/h |
| G1 <i>instaladas</i> (<i>p. u</i>) | 0.80 | 0.80 | 0.75 | -- | Costos esperados de déficit | 7.814,0488 \$/h |
| G4 <i>instaladas</i> (<i>p. u</i>) | 0.10 | 0.00 | 0.00 | -- | COSTOS ESPERADOS TOTALES | 161.696,908 \$/h |
| G1 <i>potencia iny.</i> (<i>p. u</i>) | - | 0.45 | 1.00 | -- | | |
| w (\$) <i>valor presente de inversión de las etapas</i> | 760.00 | 219.51 | 241.81 | 1221.32 | | |
| v (\$) <i>valor presente del costo total</i> | 775.9 | 257.21 | 297.5 | 1287.725\$ | | |

Fuente: Autor

Mediante la metodología de optimización aplicada a la confiabilidad del sistema de transmisión de acuerdo a los datos establecidos podemos realizar el debido análisis como se describe a continuación.

En la Tabla VIII se detalla los datos del generación del circuito aprueba para aplicar el estudio de confiabilidad.

Tabla IX Datos de generación.

| Generadores | P_{\min} [MW] | P_{\max} [MW] | C0 | C1 | C2 |
|-------------|-----------------|-----------------|----|------|--------|
| G1 | 0 | 5000 | 0 | 2 | 0.0015 |
| G2 | 0 | 7000 | 0 | 1.35 | 0.0015 |
| G3 | 0 | 8000 | 0 | 1.75 | 0.0015 |

Fuente: [50]

La Tabla IX es la descripción de los datos de la línea de transmisión.

Tabla X Datos de la línea de transmisión.

| Magnitud | L_{12} | L_{13} | L_{23} |
|-----------------|----------|----------|----------|
| Longitud[km] | 600 | 600 | 600 |
| R [p.u.] | 0 | 0 | 0 |
| X [p.u.] | 0.372 | 0.372 | 0.372 |
| IC [\$/MW/km/a] | 50 | 50 | 50 |

Fuente: [50]

Mediante el debido calculo podemos obtener los valores deseados de nuestro estudio aplicando el análisis del criterio de confiabilidad al sistema de prueba, donde se puede verificar la probabilidad de perdida de carga (LOLP) del sistema, la energía no suministrada E[ENS] del sistema, los costos de inversión, costos esperados de producción y costos esperados de déficit.

LOLP [p.u.] (Loss of Load Probability), Probabilidad de déficit.

$$LOLP = \Pr(P_{disp} < P_L) = \Pr(P_F > P_{inst} - P_L) = 1 - \Pr(P_{disp} > P_L) \quad (110)$$

En la Tabla X se presenta los resultados del estado del sistema y la demostración del

LOLP en cada uno de los periodos. En efecto el estado 61 nos demuestra con la falla simple en la línea L_{13} .

Tabla XI Resolución LOLP.

| 1 | Estado | G1 | G2 | G3 | L12 | L13 | L23 | Probabilidad | DIF[SISTEM] | Suma LOLP | P falla [M] | P Disp. [M] | P Def [M] | U1 | U2 | U3 |
|----|--------|----|----|----|-----|-----|-----|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------|------|------|------|
| 52 | 50 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 4,46738E-06 | 0 | 0 | 8000 | 12000 | 3000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 53 | 51 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0,00044227 | 0 | 0 | 8000 | 12000 | 3000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 54 | 52 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 4,46738E-06 | 0 | 0 | 8000 | 12000 | 3000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 55 | 53 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0,00044227 | 0 | 0 | 8000 | 12000 | 3000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 56 | 54 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0,00044227 | 0 | 0 | 8000 | 12000 | 3000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 57 | 55 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0,043784742 | 0 | 0 | 8000 | 12000 | 3000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 58 | 56 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 8,57375E-07 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 59 | 57 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 8,48801E-05 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 60 | 58 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 8,48801E-05 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 61 | 59 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0,008403132 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 62 | 60 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 8,48801E-05 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 63 | 61 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0,008403132 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 64 | 62 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0,008403132 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 65 | 63 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,831910105 | 0 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 66 | 64 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,25E-10 | 0 | 0 | 20000 | 0 | 15000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 67 | 65 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1,2375E-08 | 1,2375E-08 | 1,53141E-16 | 20000 | 0 | 15000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| 68 | 66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1,2375E-08 | 1,2375E-08 | 1,53141E-16 | 20000 | 0 | 15000 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |

Fuente: Autor

$E[ENS]$ [MWh/h] (Expected Energy not Suppliet). Valor esperado anual de energía no suministrada.

$$E[ENS] = E \left[\int_0^{T_0} (P_L - P_{disp}) * dt \right] [\text{mwh/año}] \quad (111)$$

$$E[ENS] = P_L \geq P_{disp} \quad (112)$$

Mediante la Figura 19 podemos verificar de acuerdo a este índice se obtiene la cantidad de energía que no es servida a causa de una interrupción o falla provocado por la naturaleza en el sistema.

Mientras tanto los índices técnicos, como SAIFI, SAIDI y CAIDI, reflejan estadísticamente la seguridad del sistema centrándose en la frecuencia, duración e intensidad promedio de las interrupciones de energía.

| | | | |
|---|--------------------------|-------------------------------|-----------------|
| | | DigSILENT | Project: |
| | | PowerFactory | |
| | | 15.1.7 | Date: 4/25/2022 |
| Reliability Assessment | | | |
| Method | Load flow analysis | | |
| Network | Transmission | | |
| Calculation time period | 2106 | | |
| Consider Maintenance | Yes | | |
| Fault Clearance Breakers | Use all circuit breakers | | |
| Switching procedures | Concurrently | | |
| Time to open remote controlled switches | 60,00 min. | | |
| Automatic Contingency Definition | | | |
| Selection | Whole System | | |
| Busbars / terminals | Yes | Common mode | No |
| Lines / cables | Yes | Independent second failures | No |
| Transformers | No | Double earth faults | Yes |
| | | Protection/switching failures | No |
| Study Case: Period01 | | Annex: | / 1 |
| System Summary | | | |
| System Average Interruption Frequency Index | : SAIFI = | 0,000868 | 1/Ca |
| Customer Average Interruption Frequency Index | : CAIFI = | 0,000868 | 1/Ca |
| System Average Interruption Duration Index | : SAIDI = | 0,001 | h/Ca |
| Customer Average Interruption Duration Index | : CAIDI = | 1,000 | h |
| Average Service Availability Index | : ASAI = | 0,9999999009 | |
| Average Service Unavailability Index | : ASUI = | 0,0000000991 | |
| Energy Not Supplied | : ENS = | 7,815 | MWh/a |
| Average Energy Not Supplied | : AENS = | 2,605 | MWh/Ca |
| Average Customer Curtailment Index | : ACCI = | 3001,407 | MWh/Ca |

Figura 19 Resolución del E[ENS].

Fuente: Autor

Costos de inversión

$$IC_T = \frac{1}{T_0} \sum_{L=1}^{n_L} k_L * l_L * S_L^{max} \quad (113)$$

$$IC_T = \frac{(S_{12} + S_{13} + S_{23}) * 600km * 50 \$ /MW/km/a}{8760 MW/h * km/a} = 21398.50 [$/h] \quad (114)$$

Costos de producción promedio

$$OC = \sum_{t=1}^{n_D} \frac{T_t}{T_0} \sum_{G=1}^{n_G} (C_0^G + C_1^G P_{G,t}(S_{opt}^{max}) + C_2^G P_{G,t}^2(S_{opt}^{max})) \quad (115)$$

$$OC = \sum_{t=1}^2 \frac{T_t}{T_0} \sum_{G=1}^3 (C_0^G + C_1^G P_{G,t}(S_{opt}^{max}) + C_2^G P_{G,t}^2(S_{opt}^{max})) \quad (116)$$

$$OC = \frac{2190}{8760} * \left((0 + 2 * 2544.61 + 0.0015 * 2544.61^2) \right. \\ + (0 + 1.35 * 6642.89 + 0.0015 * 6642.89^2) \\ + (0 + 1.75 * 3312.50 + 0.0015 * 3312.50^2) \\ + \frac{6570}{8760} (0 + 2 * 4392.64 + 0.0015 * 4392.64^2) \\ + (0 + 1.35 * 4888.48 + 0.0015 * 4888.48^2) \\ \left. + (0 + 1.75 * 5718.88 + 0.0015 * 5718.88^2) \right) \quad (117)$$

$$OC = 132484.33\$/h \quad (118)$$

Costos esperados de déficit

VOLL (Value of Lost Load). Valor de carga perdida. Esto nos representa un indicador muy importante que aborda las consecuencias económicas de los apagones y la evaluación monetaria de la continuidad del suministro eléctrico en todo el sistema eléctrico de potencia. Para esto el VOLL nos ayuda a determinar un largo

historial y estudios realizados actualmente donde nos presenta resultados cuantificados.

$$C_{\text{déficit}} = E[ENS] * VOLL \quad (119)$$

$$C_{\text{déficit}} = 7.814 * 1000 \quad (120)$$

$$C_{\text{déficit}} = \mathbf{7814.0488} \text{ [$/h]} \quad (121)$$

3.1.2. CASO 2

Mediante el caso de conformado por el sistema de 6 barras de la IEEE, originalmente el sistema es considerado la planificación de 10 años de acuerdo al análisis enfocado a abastecer el crecimiento de la demanda ya que podemos visualizar en nuestro diagrama unifilar y aplicar nuestro algoritmo para la tener un planificación de expansión del sistema de transmisión.

Se puede observar en el sistema de 6 barras una barra de generación aislada ya que nuestro enfoque de acuerdo a la planificación y expansión del sistema de transmisión aplicando criterios de confiabilidad serán considerados la generación y las líneas candidatas nuevas que se instalar en todo el sistema de acuerdo a nuestro algoritmo obtenido de nuestra investigación realizada.

Se puede notar en la Figura 20 un sistema normal sin tener el análisis de expansión de generación y el sistema de transmisión.

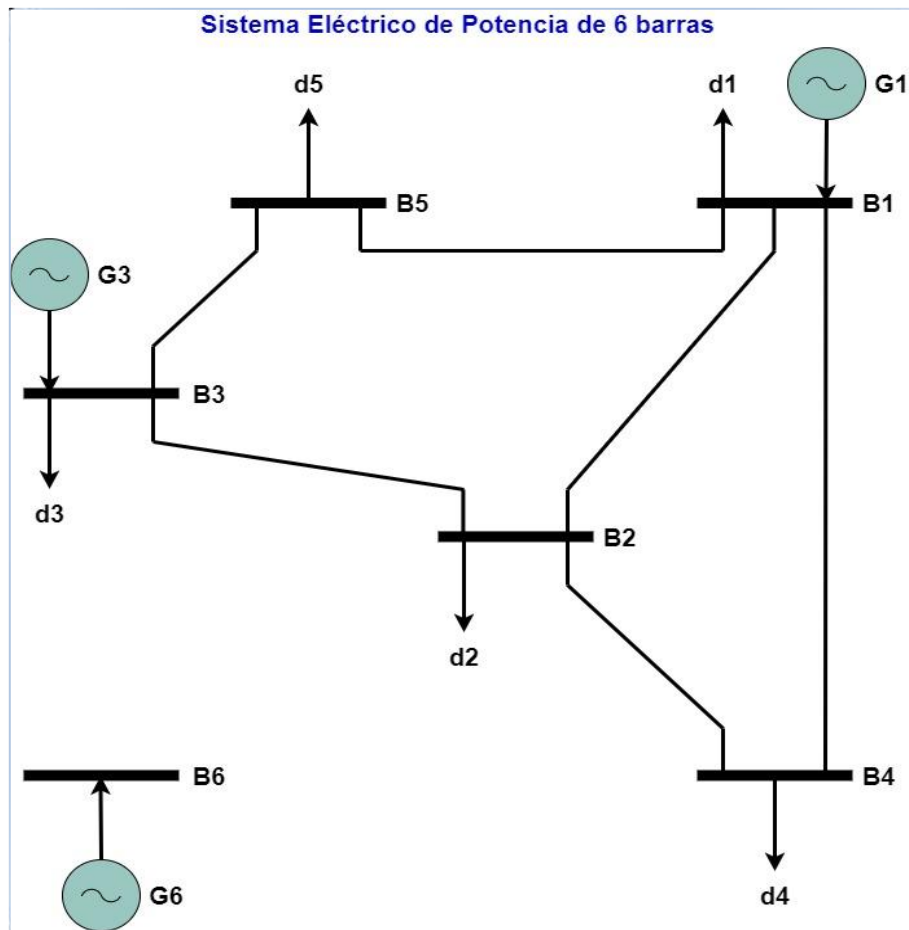
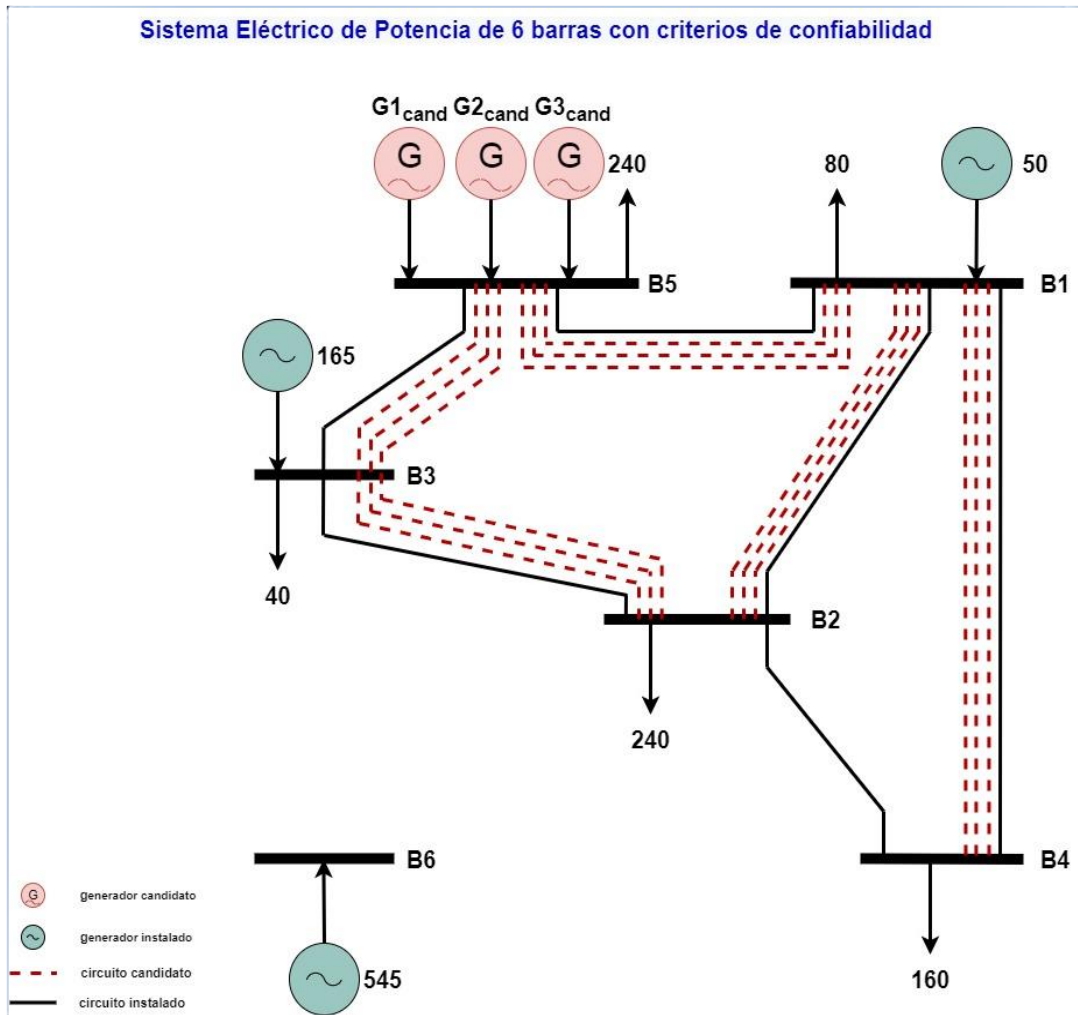


Figura 20 Diagrama unifilar de 6 barras.

Fuente: Autor

De acuerdo a la Figura 21 se puede observar el resultado óptimo de la solución de expansión generación y el sistema de transmisión sin considerar criterios de confiabilidad.



Las líneas punteadas nos representan las nuevas líneas que entrar a ser parte del sistema de expansión de las líneas de transmisión para cubrir las demandas futuras del sistema y las instalaciones de realizar de acuerdo al resultado obtenido. El algoritmo como están conectados los nodos que son 1-2, 1-4, 1-5, 2-3, 3-5 son líneas de conexión de los nodos.

Tabla XII Datos de la línea.

| Líneas | Extremos | n^0 | $x [p.u]$ | $\bar{f}[p.u]$ | $c [p.u]$ |
|--------|----------|-------|-----------|----------------|-----------|
| 1 | 1-2 | 1 | 0.40 | 1.0 | 40 |
| 2 | 1-3 | 0 | 0.38 | 1.0 | 38 |
| 3 | 1-4 | 1 | 0.60 | 0.8 | 60 |
| 4 | 1-5 | 1 | 0.20 | 1.0 | 20 |
| 5 | 1-6 | 0 | 0.68 | 0.7 | 68 |
| 6 | 2-3 | 1 | 0.20 | 1.0 | 20 |
| 7 | 2-4 | 1 | 0.40 | 1.0 | 40 |
| 8 | 2-5 | 0 | 0.31 | 1.0 | 31 |
| 9 | 2-6 | 0 | 0.30 | 1.0 | 30 |
| 10 | 3-4 | 0 | 0.59 | 0.82 | 59 |
| 11 | 3-5 | 1 | 0.20 | 1.0 | 20 |
| 12 | 3-6 | 0 | 0.48 | 1.0 | 48 |
| 13 | 4-5 | 0 | 0.63 | 0.75 | 63 |
| 14 | 4-6 | 0 | 0.30 | 1.0 | 30 |
| 15 | 5-6 | 0 | 0.61 | 0.78 | 61 |

Fuente: [51]

Tabla XIII Datos de los generadores activos en el sistema.

| Barras | $\underline{G} [p.u]$ | $\bar{G} [p.u]$ | $C [p.u]$ | $OC [p.u]$ |
|--------|-----------------------|-----------------|-----------|------------|
| 1 | 0,00 | 0,50 | 100 | 80 |
| 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 240 |
| 3 | 0,00 | 165 | 200 | 40 |
| 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 160 |
| 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 240 |

| | | | | |
|---|------|-----|-----|------|
| 6 | 0,00 | 545 | 700 | 0,00 |
|---|------|-----|-----|------|

Fuente: [51]

Tabla XIV Datos de los generadores candidatos.

| Barras | \underline{G} [p.u] | \bar{G} [p.u] | C [p.u] | OC [p.u] |
|--------|-----------------------|-----------------|-----------|------------|
| 1 | 0,00 | 1,73 | 0,00 | 5 |
| 3 | 0,00 | 3,90 | 0,00 | 7 |
| 6 | 0,00 | 6,42 | 1000 | 8,5 |
| 5 | 0,00 | 4,00 | 2000 | 10 |

Fuente: Autor

La manera de implementar el planeamiento multietapa en el sistema de 6 barras, 3 nodos de generación y 6 circuitos existentes en sistema de estudio en la Tabla XIV muestra los resultados obtenidos de la expansión del sistema de transmisión o la repotenciación de los circuitos y se obtuvo la mejor solución de acuerdo al reporte realizado en el lenguaje del programa y se obtuvo un costo total de inversión \$ 63105,788.

Tabla XV Resultados del sistema de 6 barras, 3 nodos y 6 circuitos aplicando la planificación.

| RESULTADOS OBTENIDOS | ETAPA DE INSTALACIÓN DEL MULTIETAPA | | | |
|----------------------|-------------------------------------|---------|---------|-------|
| | Etapa 1 | Etapa 2 | Etapa 3 | Total |
| $F1_{12}$ | 1 | 1 | 1 | 3 |
| $F1_{14}$ | 1 | 1 | 1 | 3 |
| $F1_{15}$ | 1 | 1 | 1 | 3 |

| | | | | |
|--|--------|---------|---------|------------------|
| <i>F1</i> ₂₃ | 1 | 1 | 1 | 3 |
| <i>F2</i> ₃₅ | 1 | 1 | 1 | 3 |
| <i>G5</i> _{candidatos} | 1 | 1 | 1 | 3 |
| <i>v1</i> (\$) _{inversión línea} | 2160 | 1749.6 | 1293.84 | 5203.44 |
| <i>G1</i> _{instaladas} (p. u) | 0.50 | 0.50 | 0.50 | -- |
| <i>G3</i> _{instaladas} (p. u) | 44.00 | 44.00 | 44.00 | -- |
| <i>G5</i> _{potencia iny.} (p. u) | 4.00 | 4.00 | 4.00 | -- |
| <i>w</i> (\$) _{valor presente de inversión de las etapas} | 570 | 658.53 | 725.43 | 1954.26 |
| <i>v</i> (\$) _{valor presente del costo total} | 2778.5 | 2456.63 | 2067.77 | 63105.788 |

Fuente: Autor

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Se realiza la recopilación de la información enfocado en la elaboración y resolución de un modelo de optimización mediante la topología de la expansión del sistema de transmisión óptima para así cumplir con el abastecimiento de la demanda de consumo ya que el estudio se realiza mediante un modelo DC contempla datos reales de análisis.
- En el desarrollo de la optimización con el caso de estudio se trabaja con criterios de confiabilidad para la óptima conmutación de la expansión de la línea de transmisión y esto permite mejorar los efectos económicos y los niveles de confiabilidad de acuerdo a las inversiones en el sistema de transmisión que el algoritmo nos detalla son significativas.
- De acuerdo a la programación de la teoría optimización aplicada se obtiene los resultados del modelamiento del caso de estudio donde se requiere adicionar seis circuitos de expansión y también es posible adicionar el ingreso de dos generadores nuevos que pueden compensar la demanda de acuerdo al crecimiento de los usuarios esto tiene un costo de inversión total de 1287.725 \$ y se determinan los índices de confiabilidad al sistema y donde se demuestra la probabilidad de pérdida de carga que es de 0.008403132, la energía no suministrada 7.815 MWH/a del sistema de transmisión para eso el sistema requiere que sea más robusto y eso determina una inversión de 21.398,5274 \$/h, costos esperados de producción que es 132.484,3318 \$/h y un costo esperado de déficit de 7.814,0488 \$/h entonces el costo total de todo el sistema es satisfactorio de 161.696,908 \$/h.

Recomendaciones

- Es recomendable tener datos de operación y falla de todos los elementos del sistema y esto permitirá a futuro tener un índice exacto de confiabilidad y facilitaría ajustar

nuestro estudio a la realidad del sistema de nuestro país ya que al tener datos globales del sistema del país se puede aplicar nuestro algoritmo matemático de expansión del sistema a un análisis más exacto de confiabilidad.

- De los resultados obtenidos de acuerdo al estudio realizado se sugiere tomar en cuenta los resultados obtenidos en la presente investigación con el objetivo de que los futuros planes de expansión del sistema de transmisión se consideren el algoritmo matemático para futuras investigaciones de expansión del sistema y también se aplique criterios en el planeamiento de sistema.
- Se debe realizar una investigación que determine el costo de la energía no suministrada en los usuarios residenciales, comerciales e industriales ya que de esta manera se podría estimar los costos por energía no suministrada y de esta forma realizar una correcta expansión del sistema de transmisión y evaluar exactamente el impacto económico y de esta forma mejorar los índices de confiabilidad del sistema de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. A. Yaguana Gutierrez, “Optimización de la expansión de los sistemas de transmisión usando GAMS,” 2016.
- [2] N. Gonzalez Cabrera, L. F. Fuerte Ledezma, and G. G. Alcaraz, “Planeación de la Expansión de la Transmisión con Reforzamiento de la red a partir de la evaluación de la confiabilidad,” *Sci. Tech.*, vol. 20, no. 2, p. 162, 2015, doi: 10.22517/23447214.9265.
- [3] L. A. Gallego Pareja, R. A. Romero, and J. M. López Lezama, “Planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando contingencias y demanda incierta,” *Rev. Fac. Ing.*, no. 48, pp. 188–200, 2009.
- [4] Y. I. Chiza Santillan, “Ubicación óptimo de SVC considerando escenarios de expansión del sistema de transmisión,” 2020.
- [5] C. A. León Henao, “Esquema de planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida,” p. 161, 2017.
- [6] F. P. Benavides Larreina, “Expansión óptima del sistema de transmisión mediante el algoritmo de PRIM,” *Univ. Politécnica Sales.*, p. 18, 2017.
- [7] 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, doi: 10.17981/ingecuc.14.2.2018.11.
- [8] D. E. Vélez Flórez, “Impacto al implementar el modelo DC en la expansión de redes de transmisión incorporando despacho hidrotérmico,” *Univ. Tecnológica Pereira*, p. 6, 2017.
- [9] D. S. Z. Sergio, M. L. L. Jesús, and M. G. Nicolás, “Planeamiento integrado de la expansión generación- transmisión utilizando los índices nodales ponderados de alivio de carga en transmisión (WTLR),” *Inf. Tecnol.*, vol. 27, no. 6, pp. 193–202, 2016, doi: 10.4067/S0718-07642016000600020.

- [10] J. Aimara, W. Almeida, and V. Flores, “Sistema de Protección Sistémica Considerando la Expansión de Generación y Transmisión en el Sistema Ecuatoriano,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 12, no. 1, pp. 167–173, 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.41.
- [11] J. A. López López, “Planeamiento de la expansión de redes de transmisión considerando repotenciación, reconfiguración de circuitos existentes y ubicación de compensaciones en serie y en derivación,” vol. 1, pp. 105–112, 2017.
- [12] A. H, E. Z, R. A, and G. R, “Metodología de solución para planeamiento de la transmisión considerando incertidumbre en la demanda y propuestas de diferentes conductores,” pp. 99–112, 2015.
- [13] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. Lopez-Lezama, and N. M. Galeano, “Planeamiento de la expansión integrada generación-transmisión: una revisión del estado del arte,” *TecnoLógicas*, vol. 19, no. 37, p. 79, 2016, doi: 10.22430/22565337.83.
- [14] W. Caisapanta and D. Carrion, “Expansión de sistemas de transmisión eléctrica usando criterios de óptima potencia ac,” p. 19, 2016, [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13101>.
- [15] A. C. Izquierdo Moreno, “Revisión de los parámetros para la integración de la generación eólica en la expansión del sistema de transmisión,” 2018, [Online]. Available: https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1160&context=ing_el_ectrica.
- [16] A. Peñaherrera Wilches, “Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos,” *Univ. Cuenca*, pp. 35–36, 2015.
- [17] E. V. Alvarado Guichay, “Algoritmo neuro-difuso para la detección y clasificación de fallas en líneas de transmisión eléctrica del sistema Ecuatoriano usando simulaciones y datos de registradores de fallas,” pp. 123–131, 2012.

- [18] J. Barrios, “Análisis técnico y económico del plan de expansión del sistema de transporte y su impacto en la calidad del servicio de distribución de las redes de 69 kv de la ciudad de Guatemala,” *Eep Fiusac*, p. 148, 2018.
- [19] D. D. Machado Alvarez, “Modelo de optimización AC - programación no lineal entera mixta - para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica.” Quito, pp. 16–40, 2021.
- [20] C. L. I. Fernando, “Determinación del margen de estabilidad angular de Sistemas Eléctricos de Potencia considerando contingencias N-1,” p. 4, 2021.
- [21] Ministerio de Energía, “Plan de Expansion de la Transmision,” 2020.
- [22] L. R. E. J., “Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Unidad 1. Filosofía de Planificación,” vol. 1, p. 20, 2015.
- [23] M. de E. y E. Renovable, “Plan maestro de electrificación 2012 - 2021,” vol. 6, p. 77, 2021.
- [24] C. Federico and S. Mar, “ALGORITMOS EVOLUTIVOS Dr . Víctor Hugo Hinojosa,” 2010.
- [25] E. de T. E. S.A., “Plan de Expansion del Sistema Interconectado Nacional 2015-2029,” vol. 3, no. August, pp. 602–750, 2016.
- [26] F. Zuloaga, “Modelos De Optimización Para La Operación Eficiente De Sistemas Eléctricos De Potencia Bajo Creiterios Probabilísticos Y Determinísticos De Seguridad De Suministro,” 2015.
- [27] M. del C. Hernández Ayuso, *Introducción a la Programación Lineal.*, vol. 3. México, 2017.
- [28] C. Yesid, V. Robayo, and D. A. Giral-ramírez, “Tecnura Evaluation of Linear and Nonlinear Models for Transmission System Planning Using the GAMS Software,” pp. 16–50, 2021.
- [29] A. Duque Gómez, “Planeamiento multietapa de la expansión de redes de transmisión usando particiones de red e identificación de variables principales,” *Univ. Tecnológica Pereira*, p. 163, 2014.
- [30] C. A. J. Carlos, “Planificación óptima multietapa de la expansión de los sistemas de transmisión usando el modelo AC,” vol. 2, no. 2, p. 2016, 2018,

- [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.gecco.2019.e00539>
<https://doi.org/10.1016/j.foreco.2018.06.029>
<http://www.cpsg.org/sites/cbsg.org/files/documents/SundaPangolinNationalConservationStrategyandActionPlan%28LoRes%29.pdf>
<https://doi.org/10.1016/j.forec>.
- [31] F. Luis and G. Moncayo, “Introducción a la Programación Lineal.”
- [32] R. A. Sarker and C. S. Newton, *Optimization Modelling*. 2007.
- [33] J. Luis de la Fuente O’conor, “Técnicas de Cálculo para Sistemas de Ecuaciones Lineal y Programación Lineal,” p. 961, 1997.
- [34] R. O. P. Miguel Angel Goberna Torrent, Valentín Jornet Plá, *Optimización lineal: teoría, métodos y modelos*. España, 2004.
- [35] J. S. Cánovas, “Apuntes de Optimización no lineal,” p. 31, 2015.
- [36] N/A, “Optimización No Lineal,” vol. 2.
- [37] G. L. M. Jesús and R. R. Patricia, “Tema 8 : Programación No Lineal,” vol. 8, pp. 1–4.
- [38] N. A. Castillo, E., A.J. Conejo, P. Pedegral, R. García, “Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia,” *España Univ. Castilla-La Mancha*, p. 574, 2002.
- [39] D. Cobos Zaleta, “Modelos de Optimización Entera Mixta No Lineal en Sistemas de Transporte de Gas Natural,” *Model. Optim. Entera Mix. No Lineal en Sist. Transp. Gas Nat.*, p. 79, 2003, [Online]. Available: http://pisis.fime.uanl.mx/ftp/pubs/thesis/msc/2003-diana_cobos/tesis-2003-dcz.pdf.
- [40] B. J. Prieto, “Metodos deductivo e inductivo,” *Pontif. Univ. Javeriana*, pp. 10–13, 2017.
- [41] A. C. Ruiz, “Métodos y técnicas de investigación científica.”
- [42] G. Morone, “Métodos y técnicas de la investigación científica,” *Pharm. J.*, vol. 269, no. 7227, p. 829, 2002.
- [43] M. Scielo, S. Personalizados, S. Analytics, and S. Analytics, “La simulación como método de enseñanza y aprendizaje,” 1995.

- [44] P. Fernández and D. Pértegas, “Investigación cuantitativa y cualitativa,” *Cirugía Española*, no. Figura 1, pp. 11–14, 2021, doi: 10.1016/j.ciresp.2021.11.012.
- [45] M. B. Quesada, “El papel de la investigación teórica en la construcción del conocimiento El papel de la investigación teórica en la construcción del conocimiento: Una reflexión desde la Universidad Estatal a Distancia (UNED) The Role of Theoretical Research in the Buildi,” vol. 3, no. Iicc, pp. 2–16, 2013.
- [46] F. A. Sánchez Flores, “Fundamentos epistémicos de la investigación cualitativa y cuantitativa: consensos y disensos,” *Rev. Digit. Investig. en Docencia Univ.*, vol. 13, pp. 101–122, 2019.
- [47] H. S. Luis, “O Planejamento da Expansao dos Sistemas Elétricos No Contexto de um Ambiente Competitivo,” pp. 1–183, 2000.
- [48] N/A, “I. Introducción a los cálculos de confiabilidad,” vol. 1, pp. 1–37.
- [49] G. Sanchez and D. Tates, “Análisis de confiabilidad del sistema nacional interconectado ecuatoriano utilizando el software NEPLAN,” p. 182, 2007.
- [50] F. G. Olsina, C. H. Larisson, and F. F. Garcés, “Instituto de Energía Eléctrica (IEE), Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina,” vol. 1109, pp. 1–8, 2007.
- [51] G. Dominguez and D. Carrión, “Optimización de un sistema de seis barras utilizando el Algoritmo de Garver , GAMS y Power world,” no. fig 1.

ANEXOS

ANEXO A: CASO DE ESTUDIO I

1. (A) Código de la programación de planeamiento multietapa coordinada de un sistema de 5 nodos del modelo DC.

De acuerdo a la formulación del problema de programación podemos plantear modelo matemáticos en nuestro caso utilizamos el modelo DC para la planificación multietapa coordinando la expansión de la generación y la transmisión de un sistema eléctrico de potencia mediante la consideración de costos de operación del sistema en el horizonte de planeamiento este programa puede ser aplicado a diferentes casos de estudio como puede ser aplicado a modelos de test feeder de sistema eléctricos de potencia.

2. Algoritmo Desarrollado 1

\$Title planificación de Expansión y Generación del Sistema Eléctrico de Potencia

SETS

i número de nodos del sistema /1*5/

slack(i) nodo slack /1/

ga número de generadores existentes /ga1*ga2/

gc número de generadores candidatos /gc1*gc2/

t horizonte de tiempo /t1*t3/;

ALIAS(i,j);

PARAMETERS dinv(t)

/t1 1.000

t2 0.810

t3 0.599/;

PARAMETERS dop(t)

/t1 1.900

t2 2.1951

t3 2.4181/;

TABLE date(i,t,*)

| | gmin | gmax | oc | d |
|------|------|------|-----|------|
| 1.t1 | 0.00 | 0.80 | 100 | 0.00 |

```

2.t1    0.00  0.00  0.00  0.45
3.t1    0.00  0.00  0.00  0.20
4.t1    0.00  0.20  300  0.25
5.t1    0.00  0.00  0.00  0.00
1.t2    0.00  0.80  100  0.00
2.t2    0.00  0.00  0.00  0.60
3.t2    0.00  0.00  0.00  0.35
4.t2    0.00  0.20  300  0.30
5.t2    0.00  0.00  0.00  0.00
1.t3    0.00  0.80  100  0.00
2.t3    0.00  0.00  0.00  0.80
3.t3    0.00  0.00  0.00  0.65
4.t3    0.00  0.20  300  0.30
5.t3    0.00  0.00  0.00  0.00;

```

TABLE linea(i,j,*)

```

      n0   xpu   fmax  costo
1.2    1    0.03  0.50   30
1.3    1    0.02  0.50   20
2.3    1    0.01  0.20   15
2.4    1    0.01  0.20   15
2.5    0    0.02  0.50   20
3.4    0    0.01  0.20   10
4.5    0    0.02  0.50   20;

```

TABLE Gact(i,*)

```

      gmin  gmax  oc
1     0.00  0.80  100
4     0.00  0.20  300;

```

TABLE Gcan(i,*)

```

      Gcanmin Gcanmax Ccan  OCcan
1         0.00     1.0  200   100
4         0.00     1.0  200   200
5         0.00     0.40  100   100;

```

Set GBA(i,ga) 'índice de conexión para el generador instalado en la barra correspondiente'

```

/
  1.ga1
  4.ga2
/;

```

Set GBC(i,gc) 'índice de conexión para el generador candidato en la barra correspondiente'

```
/
1.gc1
4.gc2
/;
```

VARIABLES

v costo valor presente
n(i,j,t) número de circuitos candidatos a instalarse
Ni(i,t) número de generadores candidatos a instalarse
f(i,j,t) flujos por las líneas
th(i,t) ángulos de los nodos
gj(i,t) potencia de inyección de generadores instalados
Gi(i,t) potencia de inyección de generadores candidatos
r(i,t) Potencia de razonamiento en nodo de carga
;

INTEGER VARIABLE n(i,j,t);
INTEGER VARIABLE Ni(i,t) ;
POSITIVE VARIABLE gj(i,t);
POSITIVE VARIABLE Gi(i,t);

th.fx('1',t) = 0;
th.up(i,t) = pi/2;
th.lo(i,t) = -pi/2;

EQUATIONS

fobj función objetivo
r1 restricción primera ley de Kirchhoff
r2(i,j,t) restricción segunda ley de Kirchhoff
r3(i,j,t) flujo máximo dirección derecha
r4(i,j,t) flujo máximo dirección izquierda
r5(i,t) potencia máxima de generación
r6(i,j,t) máximas líneas en el circuito
r7(i,t)
r8(i,t)
r9(i,j,t) máximas líneas en el circuito
;

fobj.. v =e= sum(t,dinv(t)*(sum((i,j),
linea(i,j,'costo')*n(i,j,t))+sum(i,Gcan(i,'Ccan')*Ni(i,t)))+
dop(t)*(sum(i,Gcan(i,'OCcan')*Gi(i,t))+ sum(i,date(i,t,'oc')*gj(i,t))));

r1(i,t).. sum(j,linea(i,j,'n0')*f(i,j,t))- sum(j,linea(j,i,'n0')*f(j,i,t))+ gj(i,t)\$Gact(i,'gmax')

+ Gi(i,t)\$Gcan(i,'Ccan') =E= date(i,t,'d');

r2(i,j,t).. f(i,j,t)*linea(i,j,'xpu') =E= (linea(i,j,'n0') + n(i,j,t))*(th(i,t)-th(j,t));

r3(i,j,t).. f(i,j,t) =l= (linea(i,j,'n0') + n(i,j,t))*linea(i,j,'fmax');

r4(i,j,t).. -f(i,j,t) =l= (linea(i,j,'n0') + n(i,j,t))*linea(i,j,'fmax');

r5(i,t)\$Gact(i,'gmax').. gj(i,t) =l= date(i,t,'gmax');

r8(i,t)\$Gcan(i,'Ccan').. Gi(i,t) =l= Ni(i,t)*Gcan(i,'Gcanmax');

r6(i,j,t).. n(i,j,t)=l=1;

r7(i,t)\$Gcan(i,'Ccan').. Ni(i,t) =l= 1;

r9(i,j,t).. -n(i,j,t)=l=1;

MODEL planiamiento /all/;

OPTION LIMROW = 100;

OPTION LIMCOL = 100;

SOLVE planiamiento USING MINLP MINIMIZING v;

3. Solucionadores de GAMS

En el programa GAMS se utiliza los solver o solucionadores al ejecutar de acuerdo al problema que nosotros plantemos para nuestro estudio ya se considera los tipos de variables y de ecuaciones en nuestro estudio se utiliza el MINLP es el solver seleccionado para la solución de algoritmo matemático planteado por sus características de análisis aplicado a problemas no lineales y de variables mixtas de esta forma se realiza una tabla donde se puede resumir los solver que son utilizados por el programa y sus respectivas descripciones.

| SOLUCIONADORES DISPONIBLESEN GAMS | | |
|-----------------------------------|--|---|
| SOLVER | NOMBRE | DESCRPCIÓN |
| LP | Programación Lineal | Modelo sin términos no lineales o variables discretas. |
| NLP | Programación no lineal | Modelo con términos generales no lineales que involucran solo funciones suaves, pero no variables discretas. |
| QCP | Programación cuadráticamente restringido | Modelo con términos lineales y cuadráticos, pero sin términos generales no lineales o variables discretas. |
| DNLP | Programación no lineal discontinuo | Modelo con términos no lineales no suaves con derivadas discontinuas, pero sin variables discretas. Es lo mismo |

| | | |
|---------------|--|--|
| | | que NLP, excepto que también pueden aparecer funciones no suaves. |
| MIP | Programación entero mixto | Modelo con variables binarias, enteras, pero sin términos no lineales. |
| RMIP | Programación de entero mixtos relajados | Como MIP, excepto que el requisito de variable discreta es relajado. |
| RMINLP | Programación no lineal entero mixto relajado | Al igual MINLP excepto que el requisito variable discreta es relajado. |
| MINLP | Programación entero no lineal mixto | Modelo con términos no lineales y variables Discretas. |
| MIQCP | Programa entero mixto cuadráticamente | Modelo con términos cuadráticos y variables discretas, pero sin término general no lineal. |
| RMIQCP | Programa entero mixto relajado cuadráticamente restringido | Al igual MIQCP, excepto que el requisito de variable discreta es relajado. |
| MCP | Problema de complementariedad mixta | Un modelo cuadrado, posiblemente no lineal, que generaliza un sistema de ecuaciones. |
| CNS | Sistema no lineal restringido | Modele la resolución de un sistema de ecuaciones cuadrado, posiblemente no lineal, con un número igual de variables y restricciones. |
| MPEC | Programas matemáticos con restricciones de equilibrio | Un tipo de modelo difícil para el cual se están desarrollando actualmente solucionadores y reformulaciones. |
| EMP | Programa matemático extendido | Una familia de extensiones de programación matemática. |

4. Reporte de la Simulación y resultados Obtenidos

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- VAR v -INF 1287.725 +INF .

v costo valor presente

---- VAR n número de circuitos candidatos a instalarse

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|--------|-------|-------|-------|----------|
| 1.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 1.2.t1 | . | . | +INF | 30.000 |
| 1.2.t2 | . | 1.000 | +INF | 24.300 |
| 1.2.t3 | . | 1.000 | +INF | 17.970 |
| 1.3.t1 | . | . | +INF | 20.000 |
| 1.3.t2 | . | . | +INF | 16.200 |
| 1.3.t3 | . | 1.000 | +INF | 11.980 |
| 1.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 1.5.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.5.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 2.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 2.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.3.t1 | . | 1.000 | +INF | 15.000 |
| 2.3.t2 | . | . | +INF | 12.150 |
| 2.3.t3 | . | 1.000 | +INF | 8.985 |
| 2.4.t1 | . | . | +INF | 15.000 |
| 2.4.t2 | . | 1.000 | +INF | 12.150 |
| 2.4.t3 | . | 1.000 | +INF | 8.985 |
| 2.5.t1 | . | . | +INF | 20.000 |
| 2.5.t2 | . | . | +INF | 16.200 |
| 2.5.t3 | . | . | +INF | 11.980 |
| 3.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.4.t1 | . | . | +INF | 10.000 |
| 3.4.t2 | . | . | +INF | 8.100 |
| 3.4.t3 | . | . | +INF | 5.990 |
| 3.5.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.5.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.1.t2 | . | . | +INF | EPS |

| | | | | |
|--------|---|---|------|--------|
| 4.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.5.t1 | . | . | +INF | 20.000 |
| 4.5.t2 | . | . | +INF | 16.200 |
| 4.5.t3 | . | . | +INF | 11.980 |
| 5.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.5.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.5.t3 | . | . | +INF | EPS |

---- VAR Ni número de generadores candidatos a instalarse

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|-------|-------|-------|----------|
| 1.t1 | . | . | +INF | -180.000 |
| 1.t2 | . | 1.000 | +INF | 162.000 |
| 1.t3 | . | 1.000 | +INF | 119.800 |
| 4.t1 | . | . | +INF | 10.000 |
| 4.t2 | . | . | +INF | 162.000 |
| 4.t3 | . | . | +INF | 119.800 |
| 5.t1 | . | . | +INF | 100.000 |
| 5.t2 | . | . | +INF | 81.000 |
| 5.t3 | . | . | +INF | 59.900 |

---- VAR f flujos por las líneas

| LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|-------|-------|-------|----------|
|-------|-------|-------|----------|

| | | | | |
|--------|------|--------|------|---|
| 1.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 1.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 1.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 1.2.t1 | -INF | -0.345 | +INF | . |
| 1.2.t2 | -INF | -0.756 | +INF | . |
| 1.2.t3 | -INF | -0.767 | +INF | . |
| 1.3.t1 | -INF | -0.455 | +INF | . |
| 1.3.t2 | -INF | -0.494 | +INF | . |
| 1.3.t3 | -INF | -0.983 | +INF | . |
| 1.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 1.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 1.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 1.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 1.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 1.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.3.t1 | -INF | 0.255 | +INF | . |
| 2.3.t2 | -INF | 0.144 | +INF | . |
| 2.3.t3 | -INF | 0.333 | +INF | . |
| 2.4.t1 | -INF | -0.150 | +INF | . |
| 2.4.t2 | -INF | -0.300 | +INF | . |
| 2.4.t3 | -INF | -0.300 | +INF | . |
| 2.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.2.t1 | -INF | . | +INF | . |

| | | | | |
|--------|------|---|------|---|
| 4.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.5.t3 | -INF | . | +INF | . |

---- VAR th ángulos de los nodos

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|--------|--------|-------|----------|
| 1.t1 | -1.571 | 1.559 | 1.571 | . |
| 1.t2 | -1.571 | 1.558 | 1.571 | . |
| 1.t3 | -1.571 | 1.558 | 1.571 | . |
| 2.t1 | -1.571 | 1.569 | 1.571 | . |
| 2.t2 | -1.571 | 1.569 | 1.571 | . |
| 2.t3 | -1.571 | 1.569 | 1.571 | EPS |
| 3.t1 | -1.571 | 1.568 | 1.571 | . |
| 3.t2 | -1.571 | 1.568 | 1.571 | . |
| 3.t3 | -1.571 | 1.568 | 1.571 | . |
| 4.t1 | -1.571 | 1.571 | 1.571 | EPS |
| 4.t2 | -1.571 | 1.571 | 1.571 | EPS |
| 4.t3 | -1.571 | 1.571 | 1.571 | EPS |
| 5.t1 | -1.571 | -1.571 | 1.571 | EPS |
| 5.t2 | -1.571 | -1.571 | 1.571 | EPS |
| 5.t3 | -1.571 | -1.571 | 1.571 | EPS |

---- VAR gj potencia de inyección de generadores instalados

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|-------|-------|-------|----------|
| 1.t1 | . | 0.800 | +INF | . |
| 1.t2 | . | 0.800 | +INF | . |
| 1.t3 | . | 0.750 | +INF | . |
| 4.t1 | . | 0.100 | +INF | . |
| 4.t2 | . | . | +INF | 439.020 |
| 4.t3 | . | . | +INF | 483.620 |

---- VAR Gi potencia de inyección de generadores candidatos

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|-------|-------|-------|----------|
| 1.t1 | . | . | +INF | . |
| 1.t2 | . | 0.450 | +INF | . |
| 1.t3 | . | 1.000 | +INF | . |
| 4.t1 | . | . | +INF | . |
| 4.t2 | . | . | +INF | 219.510 |
| 4.t3 | . | . | +INF | 241.810 |
| 5.t1 | . | . | +INF | . |
| 5.t2 | . | . | +INF | . |
| 5.t3 | . | . | +INF | . |

ANEXO B: CASO DE ESTUDIO 2

5. (B) Código de la programación de planeamiento multietapa coordinada de un sistema de 6 nodos aplicando el modelo DC.

El modelo de 6 nodos es el más utilizado para realizar la demostración de expansión del sistema de transmisión ya que a este modelo se le aplico la programación entero no lineal mixto dentro de este proyecto se presenta una determinada parametrización de límites de potencia reactiva para la generación y cargas.

6. Algoritmo Desarrollado 2

SETS

i número de nodos del sistema /1*6/

slack(i) nodo slack /1/

ga número de generadores existentes /ga1*ga6/

gc número de generadores candidatos /gc1*gc6/

t horizonte de tiempo /t1*t3/;

ALIAS(i,j);

PARAMETERS dinv(t)

/t1 1.000

t2 0.810

t3 0.599/;

PARAMETERS dop(t)

/t1 1.900

t2 2.1951

t3 2.4181/

TABLE date(i,t,*)

| | gmin | gmax | oc | d |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1.t1 | 0.00 | 0.50 | 100 | 80 |
| 2.t1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 240 |
| 3.t1 | 0.00 | 165 | 200 | 40 |
| 4.t1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 160 |
| 5.t1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 240 |
| 6.t1 | 0.00 | 545 | 700 | 0.00 |
| 1.t2 | 0.00 | 0.50 | 100 | 80 |
| 2.t2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 240 |
| 3.t2 | 0.00 | 165 | 200 | 40 |
| 4.t2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 160 |
| 5.t2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 240 |
| 6.t2 | 0.00 | 545 | 700 | 0.00 |

| | | | | |
|------|------|------|------|-------|
| 1.t3 | 0.00 | 0.50 | 100 | 80 |
| 2.t3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 240 |
| 3.t3 | 0.00 | 165 | 200 | 40 |
| 4.t3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 160 |
| 5.t3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 240 |
| 6.t3 | 0.00 | 545 | 700 | 0.00; |

TABLE línea (i,j,*)

| | n0 | xpu | fmax | costo |
|-----|----|------|------|-------|
| 1.2 | 1 | 0.40 | 1.0 | 40 |
| 1.3 | 0 | 0.38 | 1.0 | 38 |
| 1.4 | 1 | 0.60 | 0.8 | 60 |
| 1.5 | 1 | 0.20 | 1.0 | 20 |
| 1.6 | 0 | 0.68 | 0.7 | 68 |
| 2.3 | 1 | 0.20 | 1.0 | 20 |
| 2.4 | 1 | 0.40 | 1.0 | 40 |
| 2.5 | 0 | 0.31 | 1.0 | 31 |
| 2.6 | 0 | 0.30 | 1.0 | 30 |
| 3.4 | 0 | 0.59 | 0.82 | 59 |
| 3.5 | 1 | 0.20 | 1.0 | 20 |
| 3.6 | 0 | 0.48 | 1.0 | 48 |
| 4.5 | 0 | 0.63 | 0.75 | 63 |
| 4.6 | 0 | 0.30 | 1.0 | 30 |
| 5.6 | 0 | 0.61 | 0.78 | 61; |

TABLE Gact(i,*)

| | gmin | gmax | oc |
|---|------|------|-----|
| 1 | 0.00 | 50 | 100 |
| 3 | 0.00 | 165 | 200 |

6 0.00 545 700;

TABLE Gcan(i,*)

| | Gcanmin | Gcanmax | Ccan | OCcan |
|---|---------|---------|------|-------|
| 1 | 0.00 | 1.73 | 0.00 | 5 |
| 3 | 0.00 | 3.90 | 0.00 | 7 |
| 6 | 0.00 | 6.42 | 1000 | 8.5 |
| 5 | 0.00 | 4.00 | 2000 | 10; |

Set GBA(i,ga) 'índice de conexión para el generador instalado en la barra correspondiente'

/

1.ga1

2.ga3

3.ga6

/;

Set GBC(i,gc) 'índice de conexión para el generador candidato en la barra correspondiente'

/

1.gc1

2.gc3

3.gc6

4.gc5

/;

VARIABLES

v costo valor presente

n(i,j,t) número de circuitos candidatos a instalarse

Ni(i,t) número de generadores candidatos a instalarse

f(i,j,t) flujos por las líneas
th(i,t) ángulos de los nodos
gj(i,t) potencia de inyección de generadores instalados
Gi(i,t) potencia de inyección de generadores candidatos
r(i,t) Potencia de razonamiento en nodo de carga
;

INTEGER VARIABLE n(i,j,t);
INTEGER VARIABLE Ni(i,t) ;
POSITIVE VARIABLE gj(i,t);
POSITIVE VARIABLE Gi(i,t);

th.fx('1',t) = 0;
th.up(i,t) = pi/2;
th.lo(i,t) = -pi/2;

EQUATIONS

fobj función objetivo
r1 restricción primera ley de Kirchhoff
r2(i,j,t) restricción segunda ley de Kirchhoff
r3(i,j,t) flujo máximo dirección derecha
r4(i,j,t) flujo máximo dirección izquierda
r5(i,t) potencia máxima de generación
r6(i,j,t) máximas líneas en el circuito
r7(i,t)
r8(i,t)
r9(i,j,t) máximas líneas en el circuito
;

fobj.. v =e= sum(t,dinv(t)*(sum((i,j),
línea(i,j,'costo')*n(i,j,t))+sum(i,Gcan(i,'Ccan')*Ni(i,t))+
dop(t)*(sum(i,Gcan(i,'OCcan')*Gi(i,t))+ sum(i,date(i,t,'oc')*gj(i,t))));

r1(i,t).. sum(j,línea(i,j,'n0')*f(i,j,t))- sum(j,línea(j,i,'n0')*f(j,i,t))+
gj(i,t)\$Gact(i,'gmax') + Gi(i,t)\$Gcan(i,'Ccan') =E= date(i,t,'d');

r2(i,j,t).. f(i,j,t)*línea(i,j,'xpu') =E= (línea(i,j,'n0') + n(i,j,t))*(th(i,t)-th(j,t));

r3(i,j,t).. f(i,j,t) =l= (línea(i,j,'n0') + n(i,j,t))*línea(i,j,'fmax');

r4(i,j,t).. -f(i,j,t) =l= (línea(i,j,'n0') + n(i,j,t))*línea(i,j,'fmax');

r5(i,t)\$Gact(i,'gmax').. gj(i,t) =l= date(i,t,'gmax');

r8(i,t)\$Gcan(i,'Ccan').. Gi(i,t) =l= Ni(i,t)*Gcan(i,'Gcanmax');

r6(i,j,t).. n(i,j,t)=l=1;

r7(i,t)\$Gcan(i,'Ccan').. Ni(i,t) =l= 1;

r9(i,j,t).. -n(i,j,t)=l=1;

MODEL planiamiento /all/;

OPTION LIMROW = 100;

OPTION LIMCOL = 100;

SOLVE planiamiento USING MINLP MINIMIZING v;

7. Reporte de la Simulación y resultados Obtenidos

---- VAR v -INF **63105.788** +INF .

v costo valor presente

---- VAR n número de circuitos candidatos a instalarse

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|--------|-------|-------|-------|----------|
| 1.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 1.2.t1 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.2.t2 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.2.t3 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 1.4.t1 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.4.t2 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.4.t3 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.5.t1 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.5.t2 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.5.t3 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 1.6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.6.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 2.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 2.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.3.t1 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 2.3.t2 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 2.3.t3 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 2.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 2.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.5.t1 | . | . | +INF | EPS |

| | | | | |
|--------|---|-------|------|-----|
| 2.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.5.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 2.6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 2.6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 2.6.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.5.t1 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 3.5.t2 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 3.5.t3 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 3.6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.6.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.4.t1 | . | . | +INF | EPS |

| | | | | |
|--------|---|---|------|-----|
| 4.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.5.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.5.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 4.6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 4.6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 4.6.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.5.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.5.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 5.6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 5.6.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 6.1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 6.2.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.2.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.2.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 6.3.t1 | . | . | +INF | EPS |

| | | | | |
|--------|---|---|------|-----|
| 6.3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 6.4.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.4.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.4.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 6.5.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.5.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.5.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 6.6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.6.t3 | . | . | +INF | EPS |

---- VAR Ni número de generadores candidatos a instalarse

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|-------|-------|-------|----------|
| 5.t1 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 5.t2 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 5.t3 | . | 1.000 | +INF | EPS |
| 6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.t3 | . | . | +INF | EPS |

---- VAR f flujos por las líneas

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|--------|-------|-------|-------|----------|
| 1.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 1.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 1.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 1.2.t1 | -INF | 1.000 | +INF | . |
| 1.2.t2 | -INF | 1.000 | +INF | . |
| 1.2.t3 | -INF | 1.000 | +INF | . |

| | | | | |
|--------|------|-------|------|---|
| 1.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 1.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 1.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 1.4.t1 | -INF | 1.600 | +INF | . |
| 1.4.t2 | -INF | 1.600 | +INF | . |
| 1.4.t3 | -INF | 1.600 | +INF | . |
| 1.5.t1 | -INF | 2.000 | +INF | . |
| 1.5.t2 | -INF | 2.000 | +INF | . |
| 1.5.t3 | -INF | 2.000 | +INF | . |
| 1.6.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 1.6.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 1.6.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.3.t1 | -INF | 2.000 | +INF | . |
| 2.3.t2 | -INF | 2.000 | +INF | . |
| 2.3.t3 | -INF | 2.000 | +INF | . |
| 2.4.t1 | -INF | 0.700 | +INF | . |
| 2.4.t2 | -INF | 0.700 | +INF | . |
| 2.4.t3 | -INF | 0.700 | +INF | . |
| 2.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 2.6.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 2.6.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 2.6.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.1.t3 | -INF | . | +INF | . |

| | | | | |
|--------|------|--------|------|---|
| 3.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 3.5.t1 | -INF | -2.000 | +INF | . |
| 3.5.t2 | -INF | -2.000 | +INF | . |
| 3.5.t3 | -INF | -2.000 | +INF | . |
| 3.6.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 3.6.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 3.6.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 4.6.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 4.6.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 4.6.t3 | -INF | . | +INF | . |

| | | | | |
|--------|------|---|------|---|
| 5.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.5.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 5.6.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 5.6.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 5.6.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 6.1.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 6.1.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 6.1.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 6.2.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 6.2.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 6.2.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 6.3.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 6.3.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 6.3.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 6.4.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 6.4.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 6.4.t3 | -INF | . | +INF | . |
| 6.5.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 6.5.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 6.5.t3 | -INF | . | +INF | . |

| | | | | |
|--------|------|---|------|---|
| 6.6.t1 | -INF | . | +INF | . |
| 6.6.t2 | -INF | . | +INF | . |
| 6.6.t3 | -INF | . | +INF | . |

---- VAR th ángulos de los nodos

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|--------|-------|-------|----------|
| 1.t1 | -1.571 | 0.480 | 1.571 | . |
| 1.t2 | -1.571 | 0.480 | 1.571 | . |
| 1.t3 | -1.571 | 0.480 | 1.571 | . |
| 2.t1 | -1.571 | 0.280 | 1.571 | . |
| 2.t2 | -1.571 | 0.280 | 1.571 | . |
| 2.t3 | -1.571 | 0.280 | 1.571 | . |
| 3.t1 | -1.571 | 0.080 | 1.571 | . |
| 3.t2 | -1.571 | 0.080 | 1.571 | . |
| 3.t3 | -1.571 | 0.080 | 1.571 | . |
| 4.t1 | -1.571 | . | 1.571 | EPS |
| 4.t2 | -1.571 | . | 1.571 | EPS |
| 4.t3 | -1.571 | . | 1.571 | EPS |
| 5.t1 | -1.571 | 0.280 | 1.571 | . |
| 5.t2 | -1.571 | 0.280 | 1.571 | . |
| 5.t3 | -1.571 | 0.280 | 1.571 | . |
| 6.t1 | -1.571 | . | 1.571 | EPS |
| 6.t2 | -1.571 | . | 1.571 | EPS |
| 6.t3 | -1.571 | . | 1.571 | EPS |

---- VAR gj potencia de inyeccion de generadores instalados

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|-------|-------|-------|----------|
| 1.t1 | . | 0.500 | +INF | . |

| | | | | |
|------|---|--------|------|-----|
| 1.t2 | . | 0.500 | +INF | . |
| 1.t3 | . | 0.500 | +INF | . |
| 3.t1 | . | 44.000 | +INF | . |
| 3.t2 | . | 44.000 | +INF | . |
| 3.t3 | . | 44.000 | +INF | . |
| 6.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 6.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 6.t3 | . | . | +INF | EPS |

---- VAR Gi potencia de inyección de generadores candidatos

| | LOWER | LEVEL | UPPER | MARGINAL |
|------|-------|-------|-------|----------|
| 1.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 1.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 1.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 3.t1 | . | . | +INF | EPS |
| 3.t2 | . | . | +INF | EPS |
| 3.t3 | . | . | +INF | EPS |
| 5.t1 | . | 4.000 | +INF | . |
| 5.t2 | . | 4.000 | +INF | . |
| 5.t3 | . | 4.000 | +INF | . |
| 6.t1 | . | . | +INF | . |
| 6.t2 | . | . | +INF | . |
| 6.t3 | . | . | +INF | . |

**** REPORT SUMMARY: 0 NONOP

