



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**Planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y
restricciones de seguridad N-1**

Andino Soriano, Guido Anthony y Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

22 de febrero del 2023

Latacunga.

Reporte de Verificación de Contenido

Document Information

Analyzed document	TESIS ANDINO - CAICEDO.docx (D158905203)
Submitted	2023-02-17 15:01:00
Submitted by	Juan Carlos Altamirano
Submitter email	jc.altamiranoc@uta.edu.ec
Similarity	9%
Analysis address	jc.altamiranoc.uta@analysis.arkund.com



Sources included in the report

SA	1629859765_210812 Borrador.docx Document 1629859765_210812 Borrador.docx (D111652899)		3
SA	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS final ok.docx Document FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS final ok.docx (D25648802)		5
SA	2386-articulo 10.docx Document 2386-articulo 10.docx (D140331379)		2
SA	1574452104_997__avance_2.docx Document 1574452104_997__avance_2.docx (D59800029)		2
SA	1581522974_Tesis_DeMora_Gaona.docx Document 1581522974_Tesis_DeMora_Gaona.docx (D63802709)		1
SA	43-MBDesign-TFM-Daniel Villarreal-Presentación.pptx Document 43-MBDesign-TFM-Daniel Villarreal-Presentación.pptx (D109971652)		32

Entire Document

Planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1

Andino Soriano, Guido Anthony y Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

17 de febrero del 2023

Latacunga.

Dedicatoria

El presente proyecto de titulación se lo dedico en primer lugar a Dios y a la virgen de Agua Santa por brindarme salud a largo de este arduo camino y a mis amados padres, Mónica Adriana Soriano Mancheno y Guido Gabriel Andino Aldás quienes fueron uno de los pilares fundamentales para llegar hasta esta instancia de mi vida, siempre brindándome su apoyo incondicional en mi vida estudiantil sin dejar de creer en mis capacidades pese a adversidades al principio de la misma. Con los buenos valores inculcados en mi a lo largo de mi vida me convirtieron en un hombre de bien y un profesional. A ustedes con todo mi amor.

A mi otro pilar fundamental que es mi novia Tania Orbea a la mujer que amo con mi corazón y a mi querido perrito Oso, por siempre darme ánimos, ayudarme, levantarme cuando estaba a punto de botarla toalla, por encaminarme y hacerme valorar la oportunidad que tenía de estudiar. Motivándome día a día a ser mejor que los demás y así lograr culminar esta difícil carrera.



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de integración curricular: **“Planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1.”** fue realizado por los señores **Andino Soriano, Guido Anthony y Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizada en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 22 de febrero del 2023



Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

C. C.: 1725785552



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Andino Soriano, Guido Anthony y Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando**, cédulas de ciudadanía n° 1726402496 y 1805288337, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de integración curricular: **Planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1**. Es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 22 de febrero del 202

.....
Andino Soriano, Guido Anthony

C.C.: 1726402496

.....
Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando

C.C.: 1805288337



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros **Andino Soriano, Guido Anthony y Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando**, con cédulas de ciudadanía n° 1726402496 y 1805288337, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de integración curricular: **Planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1**. En el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 22 de febrero del 202

.....
Andino Soriano, Guido Anthony

C.C.: 1726402496

.....
Caicedo Barrionuevo, Kevin Fernando

C.C.: 1805288337

Dedicatoria

El presente proyecto de titulación se lo dedico en primer lugar a Dios y a la virgen de Agua Santa por brindarme salud a largo de este arduo camino y a mis amados padres, Mónica Adriana Soriano Mancheno y Guido Gabriel Andino Aldás quienes fueron uno de los pilares fundamentales para llegar hasta esta instancia de mi vida, siempre brindándome su apoyo incondicional en mi vida estudiantil sin dejar de creer en mis capacidades pese a adversidades al principio de esta. Con los buenos valores inculcados en mí a lo largo de mi vida me convirtieron en un hombre de bien y un profesional. A ustedes con todo mi amor.

A mi otro pilar fundamental que es mi novia Tania Orbea a la mujer que amo con mi corazón y a mi querido perrito Oso, por siempre darme ánimos, ayudarme, levantarme cuando estaba a punto de botarla toalla, por encaminarme y hacerme valorar la oportunidad que tenía de estudiar. Motivándome día a día a ser mejor que los demás y así lograr culminar esta difícil carrera.

A mi hermana Mónica que, pese a que en momentos no creía en mí, fue una inspiración ya que es una excelente estudiante y hoy en día una gran profesional, motivándome para tratar de ser el mejor en todo lo que haga, brindándome consejos y apoyo a lo largo de toda mi vida estudiantil.

Guido Andino

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación se lo dedico principalmente a mis padres Rosa Barrionuevo y Oswaldo Caicedo, y a mi hermana Leslie quienes siempre me han apoyado para seguir hacia adelante a pesar de las adversidades.

Kevin Caicedo

Agradecimiento

A Dios por darme la vida, salud y mucha sabiduría para poder seguir un camino de bien y convertirme en un gran profesional.

A mi familia y seres queridos que estuvieron a mi lado apoyándome incondicionalmente a largo de esta etapa importante en mi vida, siempre les agradeceré.

A la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE sede Latacunga, Departamento de Eléctrica y Electrónica, Carrera de Ingeniería Electromecánica y a los docentes que me formaron como profesional, inculcando todos sus conocimientos.

A mi tutor de tesis Ing. Paúl Masache quien estuvo a nuestro lado, apoyándonos incondicionalmente, solventando todas las dudas y brindando sus conocimientos en el área ingenieril en el desarrollo del proyecto.

A mis amigos por estar a mi lado en todos estos años, con sus ocurrencias, experiencias, aventuras, hicieron más ameno este proceso.

Guido Andino

Agradecimiento

Agradezco al Ing. Paul Masache por habernos guiado durante el desarrollo de este proyecto de titulación con sus conocimientos y gentil apertura en todo momento.

A la Ing. Nancy Velasco por impartirme de la mejor manera sus conocimientos al inicio de la carrera.

Al Ing. Isaác Sánchez que en pocos meses de pasantías me aportó mucho, tanto en experiencias académicas como personales, dejando un grato recuerdo.

Y a las personas que conocí en esta etapa universitaria y se volvieron amigos ya que de alguna manera formaron parte de mi crecimiento personal.

Kevin Caicedo

ÍNDICE DE CONTENIDO

Carátula	1
Reporte de Verificación de Contenido.....	2
Certificación	3
Responsabilidad de Autoría.....	4
Autorización de Publicación	5
Dedicatoria	6
Dedicatoria	7
Agradecimiento.....	8
Agradecimiento.....	9
Índice de contenido	10
Índice de figuras	14
Índice de tablas.....	15
Índices de ecuaciones.....	17
Resumen.....	19
Abstract	20
Capítulo I: Marco metodológico de la investigación	21
Antecedentes investigativos	21
Justificación, Importancia y Alcance.....	22
Planteamiento del problema.....	23
Objetivos.....	24
<i>Objetivo general.....</i>	24

<i>Objetivos específicos</i>	24
Hipótesis	24
Señalamiento de variables.....	25
<i>Variable independiente</i>	25
<i>Variable dependiente</i>	25
Capitulo II: Fundamentación teórica y referencial.....	26
Sistema eléctrico de potencia	26
<i>Generación</i>	26
<i>Transmisión</i>	27
<i>Distribución</i>	29
Flujo óptimo de potencia (OPF).....	30
<i>Modelación matemática del OPF – AC.</i>	31
Planificación de la expansión del sistema de transmisión (TEP)	35
Etapas de la planificación en la expansión del sistema de transmisión	37
<i>Corto plazo</i>	37
<i>Medio plazo</i>	38
<i>Largo plazo</i>	38
Tipos de planificación de los sistemas de transmisión.....	38
<i>Planificación estática</i>	38
<i>Planificación cuasi - estática</i>	39
<i>Planificación dinámica</i>	40
Modelos matemáticos de optimización aplicados al TEP	41
<i>Modelo DC</i>	42
<i>Modelo Disyuntivo</i>	43
<i>Modelo DC TEP con opción de nuevas líneas.</i>	45

Métodos de solución para el problema de expansión de transmisión	47
<i>Métodos matemáticos</i>	<i>48</i>
<i>Métodos heurísticos</i>	<i>49</i>
<i>Métodos metaheurísticos</i>	<i>50</i>
Confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia.	52
<i>Calidad.....</i>	<i>53</i>
<i>Seguridad</i>	<i>53</i>
<i>Suficiencia.....</i>	<i>53</i>
Confiabilidad en sistemas de transmisión	54
<i>Índices de confiabilidad.</i>	<i>54</i>
LOLP (Lost of Load Probability).....	55
LOLE (Lost of Load Expectation).....	55
EPNS (Expected Power Not Supplied).....	55
EENS (Expected Energy Not Supplied).....	56
EENS pu (Expected Energy Not Supplied for unity).....	56
EIR (Energy Index of Reliability).....	56
<i>Análisis probabilístico.....</i>	<i>57</i>
Método Monte Carlo para análisis de confiabilidad.....	57
Método de Enumeración de Estados.	57
<i>Análisis determinístico.....</i>	<i>58</i>
Índices de punto de carga.....	58
<i>ENS (Energía No Suministrada).....</i>	<i>59</i>
<i>Código de Planeamiento de la Expansión del STN.</i>	<i>59</i>
<i>Resoluciones aplicables al transporte de energía.....</i>	<i>60</i>
<i>Resolución CREG 097-2008.....</i>	<i>60</i>
<i>Criterio N -1</i>	<i>62</i>

Capítulo III: Metodología.....	63
Metodología planeación de la expansión de las líneas de transmisión con análisis de confiabilidad	63
Capitulo IV: Análisis de resultados de la metodología planteada	71
Caso de estudio.....	71
Análisis de resultados del flujo óptimo de potencia DC en el sistema.....	74
Análisis de resultados del flujo óptimo de potencia AC en el sistema.....	78
Análisis de confiabilidad en el sistema propuesto	82
Análisis de la planeación de la expansión de líneas de transmisión con restricciones de seguridad N-1.	82
Análisis del flujo óptimo de potencia en AC del sistema obtenido luego de la expansión.	88
Análisis de confiabilidad en el sistema propuesto después de la expansión de líneas de transmisión.....	92
Capitulo V: Conclusiones y Recomendaciones.....	96
Conclusiones.....	96
Recomendaciones.....	97
Bibliografía	98
Anexos.....	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Tipos de generación de energía eléctrica</i>	27
Figura 2 <i>Topología geográfica</i>	28
Figura 3 <i>Distribución del sistema eléctrico de potencia</i>	35
Figura 4 <i>Planeación estática</i>	39
Figura 5 <i>Planeación cuasi-estática</i>	40
Figura 6 <i>Planificación dinámica</i>	40
Figura 7 <i>Variables de decisión del modelo disyuntivo</i>	43
Figura 8 <i>Estructura básica del método heurístico</i>	50
Figura 9 <i>Método de colonia de hormigas</i>	51
Figura 10 <i>Atributos del SEP emparentados a la confiabilidad</i>	52
Figura 11 <i>Horas de demanda máxima diaria en Medio Oeste de EE.UU.</i>	61
Figura 12 <i>Flujograma del TEP Y OPF</i>	65
Figura 13 <i>Sistema de 30 barras (caso de prueba IEEE)</i>	71
Figura 14 <i>Diagrama del Flujo Óptimo de Potencia en el sistema de 30 barras</i>	77
Figura 15 <i>Diagrama del TEP con restricciones N-1 en el sistema de 30 barras</i>	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Líneas de transmisión del SNT.</i>	28
Tabla 2 <i>Parámetros del ABC</i>	52
Tabla 3 <i>Conjunto de índices de puntos de carga</i>	58
Tabla 4 <i>Horas de indisponibilidad según resolución CREG 097-08</i>	60
Tabla 5 <i>Nomenclatura utilizada.</i>	66
Tabla 6 <i>Algoritmo utilizado en la elaboración del proyecto</i>	67
Tabla 7 <i>Datos de los generadores</i>	72
Tabla 8 <i>Datos de potencia demandada</i>	72
Tabla 9 <i>Datos de las líneas</i>	73
Tabla 10 <i>Resultado de la función objetivo del OPF-DC del caso de 30 barras</i>	74
Tabla 11 <i>Resultados del OPF-DC del caso de 30 barras</i>	74
Tabla 12 <i>Flujo de potencia entre las líneas del caso de 30 barras</i>	76
Tabla 13 <i>Resultado de la función objetivo del OPF-AC del caso de 30 barras</i>	78
Tabla 14 <i>Resultados del OPF-AC del caso de 30 barras</i>	78
Tabla 15 <i>Flujo de potencia entre las líneas del caso de 30 barras</i>	80
Tabla 16 <i>Potencia de los generadores.</i>	83
Tabla 17 <i>Deslastre de carga en el sistema.</i>	83
Tabla 18 <i>Ángulos de voltaje en las barras del sistema.</i>	84
Tabla 19 <i>Datos de potencia entre las líneas.</i>	85

Tabla 20 <i>Resultado de la función objetivo del OPF-AC luego de la expansión</i>	88
Tabla 21 <i>Resultados del OPF-AC del caso de 30 barras luego de la expansión</i>	89
Tabla 22 <i>Flujo de potencia entre las líneas luego de la expansión.</i>	90
Tabla 23 <i>MHAI líneas a 135 kV</i>	92
Tabla 24 <i>Deslastre de carga</i>	93
Tabla 25 <i>Pérdida de Energía Esperada (ENS)</i>	94

ÍNDICES DE ECUACIONES

Ecuación 1 <i>La función objetivo del presente estudio.....</i>	31
Ecuación 2 <i>Costo de generación térmica.....</i>	31
Ecuación 3 <i>Balance de potencia activa.....</i>	32
Ecuación 4 <i>Balance de potencia reactiva.....</i>	32
Ecuación 5 <i>Barra slack.....</i>	33
Ecuación 6 <i>Restricción de límites de potencia activa de los generadores.....</i>	33
Ecuación 7 <i>Restricción de límites de potencia reactiva de los generadores.....</i>	33
Ecuación 8 <i>Límites de magnitud de voltaje en barras.....</i>	34
Ecuación 9 <i>Restricción de ángulo de voltaje en la barra e.....</i>	34
Ecuación 10 <i>Límites de transmisión de potencia activa en LT.....</i>	35
Ecuación 11 <i>Formulación matemática del modelo DC.....</i>	42
Ecuación 12 <i>Modelo matemático disyuntivo.....</i>	44
Ecuación 13 <i>Modelo matemático para TEP (a 2 años).....</i>	46
Ecuación 14 <i>Probabilidad de Pérdida de Carga.....</i>	55
Ecuación 15 <i>Valor Esperado de Tiempo de Pérdida de Carga.....</i>	55
Ecuación 16 <i>Valor Esperado de la Potencia No Suplida.....</i>	56
Ecuación 17 <i>Pérdida de Energía Esperada.....</i>	56
Ecuación 18 <i>Pérdida de Energía Esperada en por unidad.....</i>	56
Ecuación 19 <i>Cantidad de energía suministrada.....</i>	56
Ecuación 20 <i>Cálculo de Energía no suministrada.....</i>	59

Ecuación 21 *Cálculo de la Duración del evento.*59

Ecuación 22 *Cálculo del porcentaje de horas de demanda en Medio Oeste de EU.*62

Resumen

El presente proyecto expone información sobre cómo realizar la planeación de la expansión de líneas de transmisión (TEP) a corto plazo con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1, con el objetivo de abastecer un incremento de la demanda eléctrica. Siendo necesario el investigar sobre todos los modelos existentes para realizar la planeación, cumpliendo requisitos de confiabilidad, calidad y seguridad. Por ello esta investigación se inició con la selección de un caso de estudio real de 30 barras tomado de la IEEE, posterior se analizó el mismo y se evidenció que el caso ya es un sistema óptimo. Es por tal razón que se optó por aplicar una contingencia en relación con la demanda aplicando un incremento de carga puntual a la barra más alejada de la generación. Determinando que el modelo de la planeación es necesario para la creación de nuevas líneas de transmisión en el sistema. Para ello de los métodos analizados se eligió el método TEP con opción de nuevas líneas en DC, con el que se empezó la modelación matemática de sus ecuaciones con la ayuda del software GAMS, se estableció la restricción de seguridad con relación al ángulo de voltaje, luego se ingresan los valores del caso de estudio el que incluye potencias de generadores, flujo máximo en las líneas, estados de las líneas y costos de operación para que estos puedan minimizar, con esto se obtienen las nuevas líneas a crearse en el sistema el cual tenga un flujo óptimo de potencia.

Palabras clave: Flujo óptimo de potencia, Planeación, Líneas de transmisión, Método TEP, Software GAMS.

Abstract

This project presents information on how to plan the expansion of transmission lines (TEP) in the short term with reliability analysis and N-1 safety restrictions in order to supply an increase in electricity demand. It is necessary to investigate all the existing models to perform the planning, meeting reliability, quality and safety requirements. Therefore, this research began with the selection of a real case study of 30 busbars taken from the IEEE, then it was analyzed and it was shown that the case represents an optimal system, to which, when applying a contingency in relation to the demand, which is to apply a punctual load increase to the bus farthest from the generation. This makes the planning model necessary for the creation of new transmission lines in the system. For this purpose, the TEP method with the option of new DC lines was chosen from the analyzed methods, with which the mathematical modeling of its equations was started with the help of the GAMS software and the safety restriction is established in relation to the voltage angle, then the values of the case study are entered, which includes generator power, maximum flow in the lines, line states and operating costs so that these can be minimized, and with this the new lines to be created in the system are obtained, which has an optimum power flow.

Key words: Optimal power flow, Planning, Transmission lines, Method TEP, Software GAMS.

Capítulo I

Marco metodológico de la investigación

Antecedentes investigativos

Los proyectos de planificación sobre la expansión de líneas de transmisión a nivel mundial se los realiza en base a un estudio de expansión del sistema a construir en el cual se lo usa para reforzar y mejorar la operación del mismo consiguiendo con esto aumentar la robustez del sistema, en el presente trabajo se desarrollará una metodología para la planificación a corto plazo debido al constante incremento de la demanda, es por esto que se tiene como prioridad en el proceso de construcción, desarrollo y operación de la red eléctrica mantener una alta eficiencia operativa garantizando la seguridad y confiabilidad de la red, para esto se utilizará el criterio N-1 de manera que el sistema pueda enfrentar la falla de alguno de sus componentes, sin que dicha falla ocasione una caída del sistema u operación sobre las capacidades permitidas de las instalaciones (Peñaherrera, 2015).

De acuerdo con (Nuques, 2019) “A nivel nacional la planeación nace de igual manera con el incremento de la demanda energética, ocasionando formas nuevas de expandir la red de transmisión para abastecer la demanda, cumpliendo con: confiabilidad, seguridad, calidad y costo de la inversión” (p. 8).

Según el estudio titulado “Transmisión system using LOPF-AC” este análisis nace con la planificación de la expansión de transmisión donde surgen problemas al aumentar las líneas de transmisión de un SEP, teniendo como fin abastecer de manera óptima a la carga eléctrica para solventar los problemas de la demanda y la sostenibilidad del mismo, al lograr satisfacer las necesidades energéticas del sistema de una población, cumpliendo con los criterios de confiabilidad, calidad y a menor costo de la inversión del sistema (Escudero & Carrión, 2018).

Uno de los puntos importantes es que el sistema nacional interconectado (SNI) necesita el fortalecimiento de las condiciones de crecimiento de la expansión de la línea de transmisión

por el aumento en la demanda, por ende, se establecen modelos matemáticos con funciones de restricciones y criterios de confiabilidad del sistema. La investigación surgió de garantizar la confiabilidad del sistema y mejor la calidad del servicio que debe brindar el sistema interconectado a los usuarios finales, siendo 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, este estudio se realizará a corto plazo.

Justificación, Importancia y Alcance

Según García et al. (2013), “La electricidad desde sus inicios ha sido esencial para el desarrollo del ser humano mejorando de manera significativa su calidad de vida, tanto en salud, educación, brindándole comodidad y entretenimiento” (p. 8). Sin embargo, al ser muy importante en el diario vivir, la demanda crece exponencialmente y es por tal razón que se buscan solucionar los problemas que presenta la planeación de la expansión, entre ellos las inversiones son demasiado altas y los trámites para conseguir el financiamiento son demorosos, causando que el sistema eléctrico no abastezca el requerimiento de la energía eléctrica.

El enfoque de la presente investigación es determinar el plan de expansión a corto plazo al sistema de transmisión, con el propósito de abastecer un incremento de la demanda eléctrica con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1. Es por tal razón que esta Tesis se enfoca en el desarrollo de un método de planeación a través de un software computacional, con la finalidad de verificar cómo está operando el sistema eléctrico antes y después, para finalizar con el análisis de confiabilidad para verificar si el sistema es seguro y confiable para el consumidor final.

La importancia de la presente investigación es desarrollar una metodología que permita dar una adecuada solución al momento de realizar la expansión de las líneas de transmisión, al asegurar que la nueva topología sea confiable y segura; por tal razón es indispensable incluir

análisis de confiabilidad y verificación de la seguridad en la metodología TEP, logrando optimizar recursos energéticos y económicos.

El trabajo investigativo debe ser desarrollado por dos estudiantes, debido a la gran cantidad de información que se deberá analizar por la metodología propuesta, y por las etapas de ejecución que implica el proyecto entre ellas: a) Realizar una investigación científica para conocer los métodos que se podrán aplicar en el presente trabajo. B) Comprender y estructurar la metodología propuesta en flujograma y pseudocódigo para así poderlo implementar. C) Implementar la metodología y realizar pruebas teniendo en consideración varios casos de estudio de la IEEE y a su vez realizar análisis de confiabilidad para cada uno de los escenarios de cada caso de estudio propuesto. D) Comparar el sistema eléctrico antes de la planeación y después de la planeación por medio de un análisis de confiabilidad. e) verificar la confiabilidad y la seguridad de los sistemas eléctricos en cada uno de los casos de estudio planteados. F) Realizar el análisis de los resultados obtenidos. G) Se culmina con las conclusiones con la finalidad de dar respuesta a los objetivos propuestos.

Planteamiento del problema

En el mundo moderno con el pasar del tiempo la electricidad ha pasado de ser un servicio para convertirse en una necesidad porque la gran mayoría de las actividades que se realizan requieren de la energía eléctrica. En la sociedad actual podemos apreciar como la demanda de la energía eléctrica se ha incrementado; ya que, hemos desarrollado una dependencia del mismo lo cual se encuentra reflejado en el consumo energético de la población, tanto del sector comercial, del sector industrial y residencial. Pero junto al desarrollo también se pueden apreciar problemáticas que nacen a partir del crecimiento de la población y del consumo eléctrico; por ende, la expansión del sector eléctrico es indispensable para poder suministrar la energía a los nuevos sectores industriales, comerciales y residenciales.

El incremento paulatino de la población causa que la demanda de energía eléctrica aumente y a su vez aumenta la necesidad de expandir las redes eléctricas. Pero existe una

gran limitante al momento de realizar un análisis de expansión del sistema eléctrico y son los altos costos que generan la inversión de nuevas infraestructuras, equipos, etc. Por lo tanto, con el fin de brindar una solución a la problemática expuesta se plantea el siguiente tema titulado “Planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1”.

Objetivos

Objetivo general

- Determinar el plan de expansión para sistemas eléctricos de potencia con la finalidad de abastecer un incremento de la demanda eléctrica con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad del sistema.

Objetivos específicos

- Conocer los métodos que se pueden aplicar para la planeación de la expansión de las líneas de transmisión.
- Comparar el sistema eléctrico, antes de la planeación y después de la planeación por medio de un análisis de confiabilidad.
- Analizar el método para una restricción N-1 por medio de la verificación de la seguridad del sistema eléctrico

Hipótesis

La necesidad de expandir el sistema de transmisión de un sistema eléctrico de potencia es por el incremento paulatino de la demanda en la población; por ende, la expansión del sistema de transmisión es indispensable por el incremento poblacional y la necesidad de abastecer el consumo eléctrico de dicha población.

Señalamiento de variables***Variable independiente***

Las variables independientes que va a tener la metodología son: Potencias eléctricas en el sistema e Impedancias de las líneas de transmisión y equipos

Variable dependiente

Las variables dependientes que va a tener la metodología son: Ángulo de las barras, voltajes y número de líneas de transmisión del sistema.

Capítulo II

Fundamentación teórica y referencial

Sistema eléctrico de potencia

Hoy en día, La electricidad se ha convertido en algo fundamental para el desarrollo de la sociedad, siendo un pilar fundamental en el diario vivir. El acceso a la misma, representa un indicador de progreso derivando en el desarrollo de un país.

Algo muy relevante es que, en América Latina, de toda la población el 97% tiene un suministro adecuado de energía eléctrica, cumpliendo con acceso a la electricidad, uso y calidad de servicios en el hogar. Por otro lado, el 10% de la población a nivel mundial, no tienen este servicio que hoy en día es considerado como pobreza energética (Machado, 2021).

Con los datos planteados se ve que es necesario la adecuación y reforzamiento de los sistemas eléctricos, así como el uso de energías renovables siendo visto como el nuevo panorama de la planificación energética.

Según Paul & Quintero (2008) “El SEP está conformado por tres principales etapas que son: generación, transmisión y distribución” (p. 30). En el presente proyecto nos centraremos en analizar la etapa de la expansión de las líneas de transmisión, siendo esencial en el proceso de producción de la energía eléctrica.

Generación

El objetivo principal de esta etapa es transformar la energía que nos brinda la naturaleza, entre las que podemos resaltar: hidráulica, solar, eólica, térmica, nuclear; en energía eléctrica, la misma que se utilizará para el consumo.

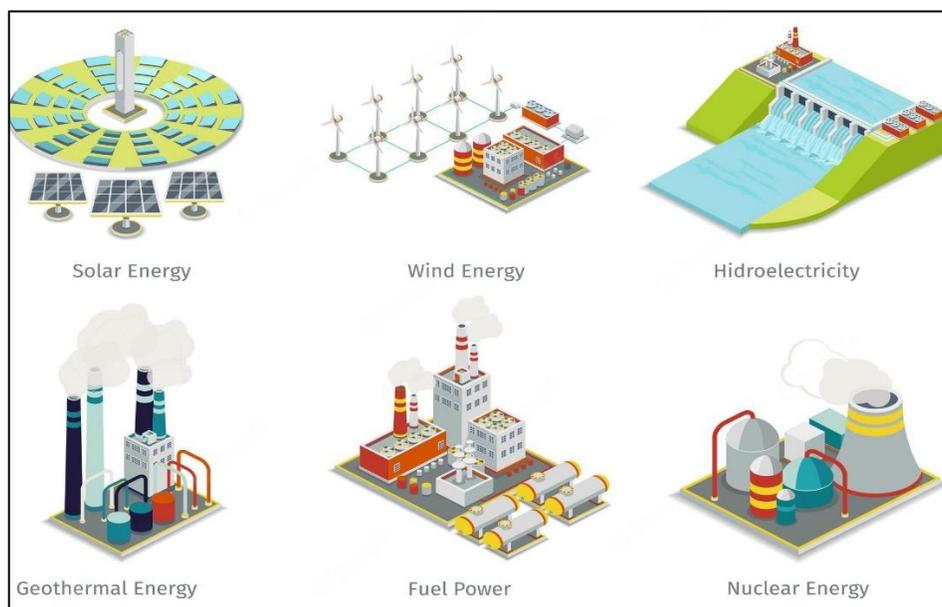
Esta energía se produce en plantas eléctricas, las mismas que aprovechan la materia prima mencionada anteriormente obteniendo la electricidad. Las centrales de generación deberán contar con alternadores, los mismos que están conformados por una bobina, esta al

girar a altas velocidades genera una inducción electromagnética, creando un flujo de energía, esto pasa a transformadores para luego ser distribuida (Paul & Quintero, 2008).

En la figura 1 se puede observar los tipos de generación de energía eléctrica que existen.

Figura 1

Tipos de generación de energía eléctrica.



Nota. En la imagen se puede observar las formas de obtener energía eléctrica a través de la materia prima brindada por la naturaleza. Tomado de (Paul & Quintero, 2008)

Transmisión

La etapa de transmisión es la parte del SEP cuyo objetivo principal es transportar a través de elementos necesarios la energía eléctrica desde las diferentes centrales de generación hasta los lugares de distribución.

Para que ocurra lo mencionado el nivel de energía eléctrica debe transformarse a través de transformadores, elevando el nivel de voltaje y consiguiendo que la corriente disminuya con el fin de reducir pérdidas que puedan ocurrir gracias al efecto Joule.

Según CONELEC (2015), “Para que se dé esta etapa el sistema debe contar los siguientes elementos: líneas, transformadores, subestaciones” (p. 40). Siendo esenciales en esta etapa del SEP.

En Ecuador (CELEC EP), a través TRANSELECTRIC cuenta con una estructura que permite que los centros de generación se interconecten de manera directa al Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

Según CONELEC (2015) , menciona que “En Ecuador el SNT cuenta hoy en día con líneas de transmisión que trabajan en niveles de voltaje: 500, 230 y 138 kV” (pg. 205). Las mismas que se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla 1

Líneas de transmisión del SNT.

Descripción	Líneas a 500 kV (km)	Líneas a 230 kV (km)	Líneas a 138 kV (km)
Simple circuito	613,3	1588,64	1496,76
Doble circuito	-	1426,89	692,53
Total	460,8	3.015,53	2.189,29

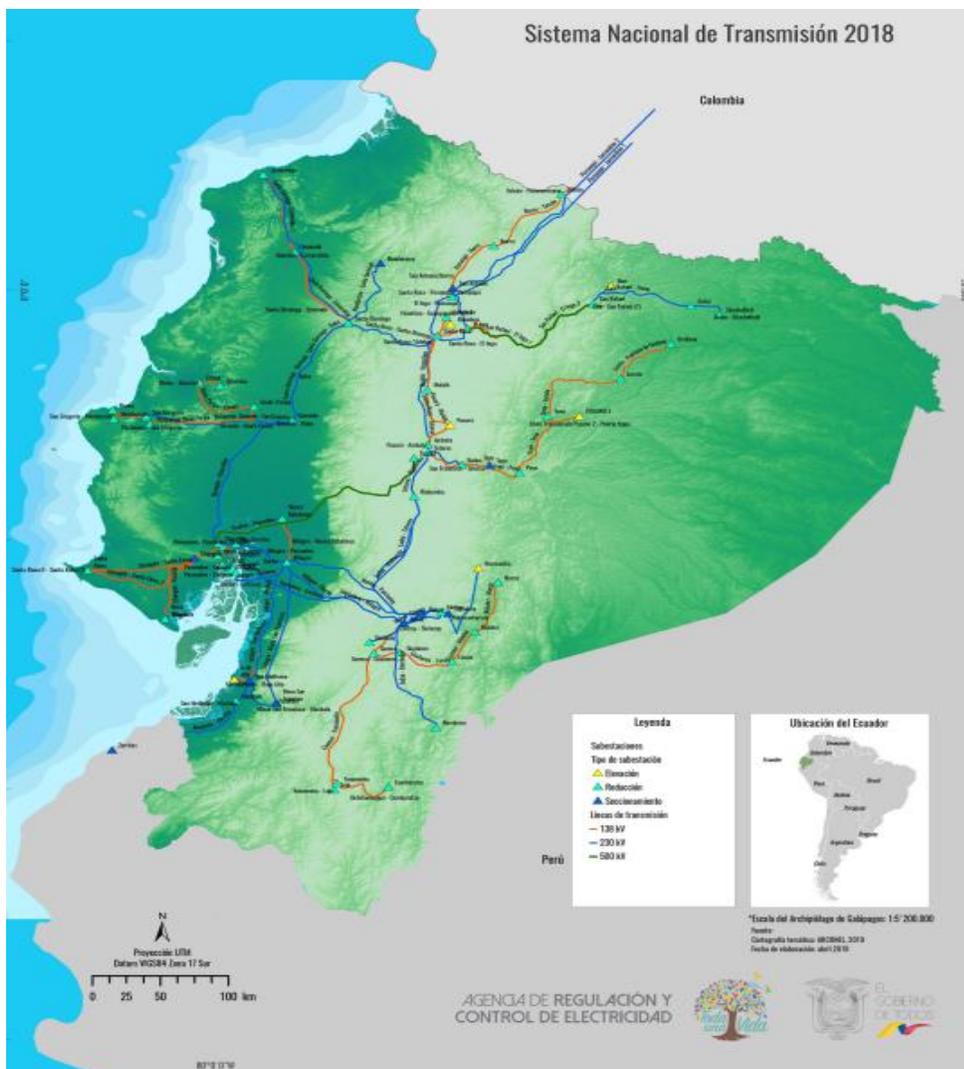
Nota. En la tabla se puede observar los niveles de voltaje a los que trabaja el SNT. Tomado de (CONELEC, 2015)

Topología geográfica del Sistema Nacional de Transmisión

En la figura 2 se puede observar la topología geográfica del sistema a mención, el mismo se conformado por: líneas de transmisión, subestaciones; y líneas que se interconectan con Perú y Colombia.

Figura 2

Topología geográfica.



Nota. En la imagen se puede observar cómo está distribuido el SNT en Ecuador. Tomado de (CONELEC, 2015)

Distribución

La etapa de distribución tiene como objetivo el suministrar la energía desde los centros de distribución hasta llegar a los consumidores, este cuenta con un conjunto de elementos que permiten distribuir la energía eléctrica a los diferentes lugares de consumo.

En distribución se maneja niveles de medio voltaje los mismos que son: 22.8KV, 13.8KV, 13.2KV, 6.9KV y bajo voltaje son: 210V, 220V, 240V, 110V, 115V, 120V, 127V. A comparación de los dos sistemas analizados anteriormente, el sistema de distribución es uno

de los más importantes a analizar en el SEP, ya que todo lo que se genere en la etapa de generación se tiene que distribuir entre los usuarios. (CONELEC, 2015)

En Ecuador operan 20 empresas de distribución, las mismas que están encargadas de una zona territorial específica del país, igual cuenta con 11 áreas determinadas por (CNEL EP) y 9 empresas S.A.

En el presente proyecto de investigación, no se toma en cuenta esta etapa que es parte del SEP.

Flujo óptimo de potencia (OPF)

El análisis de los flujos óptimos de potencia (OPF) es una herramienta fundamental para la planeación, operación y el control del sistema de potencia. El mismo que se lo puede analizar de dos diferentes formas y son: DC y AC.

Según Noriega (2022), “El OPF es un problema muy complejo de optimización y tiene como objetivo el minimizar costos de la generación de energía” (p. 12). Además, los resultados del OPF deberán facilitar la operación segura de todo el sistema y de igual manera dar el punto en donde la operación es la óptima.

El uso del OPF se centra en áreas de operación y en este caso en particular en el área de planificación del SEP, donde los resultados darán valores óptimos de un conjunto de variables de estado y control. Todos los valores obtenidos deben estar sujetos a restricciones de gestión del sistema de potencia.

El OPF se centra en encontrar la condición óptima para la operación del SEP, gracias a que optimiza la función objetivo del sistema como pueden ser: pérdidas en el sistema, costo de generación, capacidad de las unidades de generación, etc.

Según Noriega (2022), “El enfoque para resolver el proceso es el siguiente”:

- **Problema no lineal:** Este problema hace mención que tanto la función objetivo como las restricciones son no lineales y las variables de control tienen que ser continuas.

- **Problema lineal:** Este es diferente del problema no lineal, ya que tanto función objetivo como restricciones tienen que ser lineales.
- **Problema entero mixto lineal:** Este problema engloba tanto variables continuas como discretas y tanto la función como restricciones son lineales.
- **Problema entero mixto no lineal:** Se diferencia del problema entero mixto lineal por tener tanto función objetivo como restricciones no lineales.

Modelación matemática del OPF – AC.

Para Escudero y Carrión (2018) “El OPF-AC es un problema de optimización no lineal, que tiene variables continuas y discretas.” (p.18). El planteamiento de este modelo busca una solución en donde utiliza las Series de Taylor, el mismo que tiene una estructura general que está conformada por: una función objetivo, la cual está relacionado con una serie de restricciones no lineales, de no igualdad e igualdad, teniendo en cuenta que las variables de entrada deben estar sujetas a restricciones.

Según Escudero y Carrión (2018), “La formulación matemática del OPF – AC es la siguiente”:

Ecuación 1

La función objetivo del presente estudio corresponde a la minimización de pérdidas de potencia en el sistema.

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen_i})$$

Donde:

$F_i(P_{gen_i})$: Función de costos de generación de la unidad i , en [\$/h]

N_{gen} : Número de generadores

Ecuación 2

Costo de generación térmica.

Esta fórmula nos detalla cómo obtener el costo de generación térmica, y se denomina. Función de costo de generación.

$$F_i(P_{gen_i}) = a_i * (P_{gen_i})^2 + b_i * P_{gen_i} + c_i \text{ [$/h]}$$

Donde:

a_i : Coeficiente de costos cuadrática

b_i : Coeficiente de costos lineal

c_i : Coeficiente de costos constante

Ecuación 3

La potencia activa que entra a cualquier nodo tiene que estar en balance con la que fluye al sistema en el mismo nodo, esta es una restricción de balance nodal de potencia activa.

$$\sum_{i=1}^{N_{bus}} P_{gen_i} - P_{load_i} = \sum_{i,j=1}^{N_{bus}} P_{ij} = Real \left\{ V_i \left(\sum_{j=1}^{N_{bus}} Y_{ij} V_j \right) \right\}$$

Donde:

P_{gen_i} : Potencia activa generada por la unidad conectada a la barra i [MW]

P_{load_i} : Potencia activa de demanda conectada a la barra i [MW]

N_{bus} : Número de barras

V_i : Magnitud de voltaje en la barra i

V_j : Magnitud de voltaje en la barra j

Y_{ij} : Admitancia entre la barra i y la barra j

Ecuación 4

La potencia reactiva (Q) que entra al nodo debe tener balance con la misma cantidad de Q con la que fluye al sistema en el mismo nodo, por lo tanto, la formulación de restricción de balance nodal de potencia reactiva es:

$$\sum_{i=1}^{N_{bus}} Q_{gen_i} - Q_{load_i} = \sum_{i,j=1}^{N_{bus}} Q_{ij} = Imag \left\{ V_i \left(\sum_{j=1}^{N_{bus}} Y_{ij} V_j \right) \right\}$$

Donde:

Q_{gen_i} : Potencia reactiva generada por la unidad conectada a la barra i [MVAr]

Q_{load_i} : Potencia reactiva de demanda conectada a la barra i [MVAr]

Q_{ij} : Potencia reactiva transmitida desde la barra i hasta la barra j

Ecuación 5

Esta barra tiene como fin servir de referencia de voltaje, solo puede existir una en todo el sistema, es por tal razón que la formulación matemática de la barra slack es:

$$\delta_{slack} = 0$$

Donde:

θ_{slack} : Ángulo de Voltaje en la barra oscilante (Slack) debe ser 0 [rad]

Restricciones de Desigualdad

Ecuación 6

Restricción de límites de potencia activa de los generadores.

Hace referencia a la capacidad máxima y mínima de P que pueden brindar los generadores al sistema dependiendo de la curva de capacidad del mismo.

$$P_{gen_i}^{min} \leq P_{gen_i} \leq P_{gen_i}^{max} \quad \forall i = 1,2,3 \dots N_{bus}$$

Donde:

$P_{gen_i}^{min}$: Potencia activa mínima de generación de la unidad conectada a la barra i

$P_{gen_i}^{max}$: Potencia activa máxima de generación de la unidad conectada a la barra i.

Ecuación 7

Restricción de límites de potencia reactiva de los generadores.

Hace referencia a la capacidad máxima y mínima de Q que pueden brindar los generadores al sistema dependiendo de la curva de capacidad del mismo.

$$Q_{gen_i}^{min} \leq Q_{gen_i} \leq Q_{gen_i}^{max} \quad \forall i = 1,2,3 \dots N_{bus}$$

Donde:

$Q_{gen_i}^{min}$: Potencia reactiva mínima de generación de la unidad conectada a la barra i

$Q_{gen_i}^{max}$: Potencia reactiva máxima de generación de la unidad conectada a la barra i.

Ecuación 8

Límites de magnitud de voltaje en barras.

Se centra en los límites mínimos y máximos en función de los rangos establecidos en el caso de estudio en la calidad de voltaje.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

Donde:

V_i^{min} : Magnitud de Voltaje Mínimo en la barra i

V_i^{max} : Magnitud de Voltaje Máximo en la barra i

Según la norma IEEE Std 1159 (1995), “los umbrales de suministro de voltaje o umbrales de estabilidad de voltaje son del $\pm 10\%$ de su valor nominal de operación” (p. 7).

Ecuación 9

Restricción de ángulo de voltaje en la barra establecido para el caso de estudio.

$$\delta_i^{min} \leq \delta \leq \delta_i^{max}$$

Donde:

δ : Ángulo del Voltaje en barra

Menciona Shuai et al. (2019) que “para establecer el ángulo de voltaje en la barra se emplea la curva potencia vs ángulo, la misma que permite identificar que los límites del ángulo permitido son de $-\frac{\pi}{3}$ a $\frac{\pi}{3}$ ” (p.4).

Ecuación 10

Límites de transmisión de potencia activa en LT

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} = \text{Real} \left\{ V_i [(V_i - V_j) Y_{ij} + V_i^2 Y_{carga_{ij}}] \right\} \leq P_{ij}^{max}, \quad \forall i, j = 1, 2, 3 \dots N_{bus}$$

Donde:

P_{ij}^{min} : Potencia activa mínima transmitida desde la barra i hasta la barra j

P_{ij}^{max} : Potencia activa máxima transmitida desde la barra i hasta la barra j

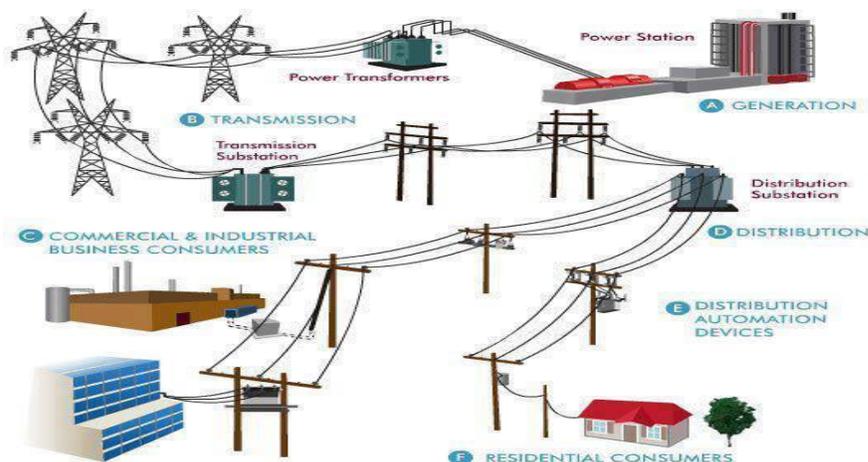
Planificación de la expansión del sistema de transmisión (TEP)

La planificación de la expansión del sistema de transmisión (TEP), se centra en mejorar y optimizar los sistemas eléctricos de potencia (SEP); esto se da porque hoy en día con el aumento de la población, la demanda ha crecido drásticamente, al igual que la aparición de nuevas tecnologías con nuevos criterios de eficiencia energética, haciendo de vital importancia que se refuerce el sistema de transmisión existente para lograr el transporte de energía al menor costo posible.

Menciona Pareja (2019) que: “Para lograr una buena planificación hay que tomar en cuenta criterios de calidad, confiabilidad y seguridad para maximizar el beneficio técnico y económico” (p. 4). A través de ello se busca que las empresas que engloban las etapas de producción de energía como es la generación, transmisión y distribución o usuarios finales, vean mejoras en la optimización en el sistema.

Figura 3

Distribución del sistema eléctrico de potencia.



Nota. En la imagen se puede observar la distribución del sistema eléctrico de potencia, desde la generación hasta los consumidores. Tomado de (Pareja, 2019)

La planificación del sistema de transmisión tiene un problema, siendo el de encontrar un método óptimo que nos ayude a saber en qué momento las líneas se incorporen en el sistema de transmisión, y en qué tiempo. Esto es muy importante en la planificación, ya que en la antigüedad la planificación se hacía por la experiencia de los trabajadores.

A través de los años se han desarrollado nuevos métodos de optimización con el único objetivo de encontrar soluciones como es tanto técnico, económico, facilitando la toma de decisiones donde es necesario seguir ciertos puntos como son (Machado, 2021):

- Topología inicial del sistema de transmisión.
- Horizonte de planificación.
- Precio (Transformadores, líneas, y todo elemento eléctrico) del proyecto en el cual interviene todos los aspectos y estudios necesarios.
- Proyección de la demanda eléctrica en donde se integren al sistema nuevas cargas, las que pueden ser industriales o clientes especiales.
- Criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y operación segura del sistema eléctrico.

La expansión del sistema de transmisión tiene como afán el encontrar diferentes soluciones mediante la aplicación del método de optimización, considerando los criterios de

confiabilidad, seguridad o calidad. De igual manera hay que tomar en consideración la inversión que se necesitará para reforzar el sistema de transmisión, y así satisfacer las necesidades planteadas por el planificador.

Para lograr satisfacer la demanda proyectada al realizar la planeación, el TEP deberá garantizar un sistema fiable, seguro y de óptima eficiencia. Con altos niveles de confiabilidad, sin dejar de lado el menor costo posible de inversión en la TEP

Según Escudero (2018), “Las Líneas de transmisión son de vital importancia en el sistema, porque son las que transportan la energía eléctrica de manera confiable y segura “(p. 2). Es por tal motivo que el aumento de las mismas debe planificarse al menor costo posible de inversión y un alto grado de recuperación del capital.

Diferentes investigaciones nos dan a conocer que, para tener una correcta planificación de la expansión de transmisión, es primordial el garantizar que la energía sea transportada, con altos índices de confiabilidad, y al menor costo de inversión. En la presente investigación, se utiliza el sistema de prueba de 30 barras del IEEE.

Etapas de la planificación en la expansión del sistema de transmisión

El plan óptimo de expansión debe definir dónde, cuántos y cuándo los nuevos elementos de red en este caso líneas deben ser instalados para satisfacer el transporte de la calidad de energía en un tiempo estimado a un costo mínimo. Ya que este estudio establece etapas importantes que deben tomarse en cuenta y son: corto plazo, mediano plazo y largo plazo. Siendo estas etapas esenciales para saber el número de años y hacia donde llegará la etapa, dependiendo de la regulación de cada país. (Soroudi, 2017)

Corto plazo

Menciona CONELEC (2021) que “esta etapa debe cumplir el rango de tiempo establecido, que es de 1 a 5 años” (p, 29). Esta etapa es la que se aplicará al proyecto, y es en la que se puede modificar la planeación de la expansión justificando la realidad operativa y

económica del sector eléctrico, de igual forma se planifica la construcción, financiamiento y supervisión. Así como analiza las limitaciones operativas y plantea soluciones para lograr brindar un suministro de energía continua de calidad a los consumidores.

Medio plazo

Según Medina & Nogueira (2014), “Para que se cumpla esta etapa se debe considerar un rango de tiempo de 5 a 10 años” (p. 5). Estos años que hace mención es de la vida útil del proyecto a desarrollar, en el que hay que tomar en cuenta los equipos esenciales que van a ingresar al sistema para óptima planificación del mismo y la ubicación factible que tendrán en la incorporación de cada uno de ellos.

Largo plazo

Menciona Pareja (2019) que “para analizar un proyecto a largo plazo, se deberá tomar en cuenta una proyección de tiempo de 10 años en adelante” (p. 40). Este tipo de planificación se realiza con el afán de identificar cuáles son las exigencias técnicas que requieren las nuevas instalaciones de Líneas de transmisión (LT), centrándose en el desarrollo de nuevas tecnologías desde la parte del suministro del sistema

Tipos de planificación de los sistemas de transmisión

Según Cortez (2018), “la planificación de los sistemas de transmisión se da de acuerdo al horizonte de tiempo como son: estática, cuasi estática y dinámica” (p.80). Estos tipos de planificación permiten desarrollar modelos matemáticos de optimización, en donde se utilizan ecuaciones lineales, no lineales para su aplicación y resolución del problema a resolver.

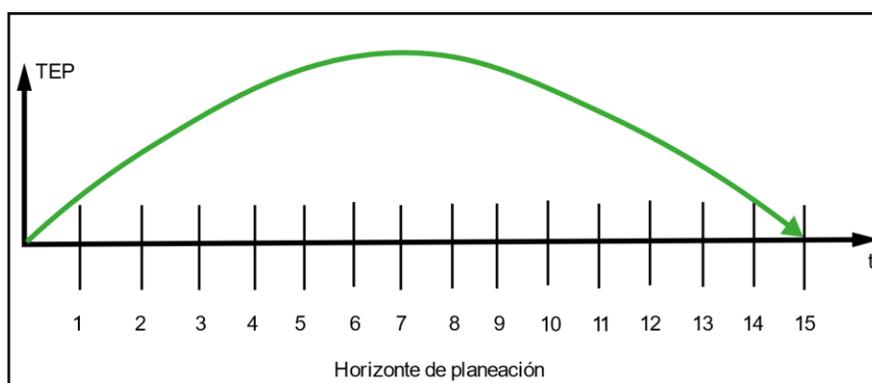
Planificación estática

En este tipo se analiza dónde y cuántos elementos se deben agregar a la red de transmisión, así como se establece que la vida del proyecto y todas las inversiones se efectúan en el primer año de la planeación. Es por esto que la variable tiempo no es tomada en cuenta estrictamente en la planeación estática. (Machado, 2021).

En la figura 4 se ejemplifica la inversión que realiza la planificación estática, mediante el análisis de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC. En donde se puede evidenciar el primer año de la planeación, así como los escenarios de la planificación estática que tienen un horizonte que ronda los 10 a 15 años con el único objetivo de cumplir con la proyección de la demanda.

Figura 4

Planeación estática.



Nota. En la imagen se puede observar el tipo de planificación estática, así como su inicio y su proyección. Tomado de (Machado, 2021).

Planificación cuasi - estática

Para Machado (2021), en este tipo de planificación, la variable tiempo toma mucha importancia en el problema del modelo de optimización, en donde el tamaño y la complejidad del problema se incrementan gracias a la extensa cantidad de variables y restricciones que tiene este tipo de planificación, teniendo tres soluciones a esta planificación las cuales son:

1.- “Forward” o hacia delante: esta solución trata de ir en orden, iniciando en la primera etapa, así como considerando los resultados de la etapa anterior siendo útiles estos datos de entrada para la siguiente etapa.

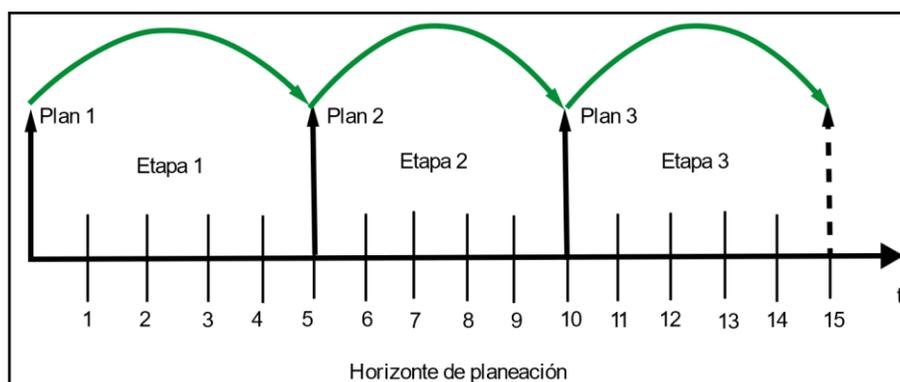
2.- “backward” o hacia atrás: Esta solución aporta a la etapa final, encontrando soluciones a problemas estáticas que se presenten a lo largo del proyecto.

3.- “forward/backward” o hacia adelante y hacia atrás: Se mezclan las dos soluciones anteriores brindando otro tipo de solución.

En la figura 5 se puede observar el tipo de planificación cuasi - estática y la manera correcta para determinarla.

Figura 5

Planeación cuasi - estática.



Nota. En la imagen se puede observar el tipo de planificación cuasi - estática, al igual que su inicio y la proyección. Tomado de (Machado, 2021)

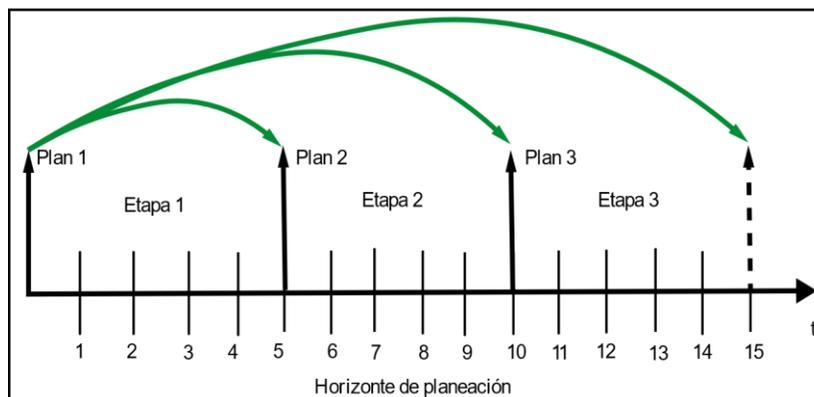
Planificación dinámica

Según CELEC (2017), “este tipo de planificación usa la variable tiempo y nos da un enfoque más apegado a la realidad sobre el modelo de planeamiento utilizado en un SEP en el ámbito económico y técnico”.

Para este tipo el horizonte de planificación se divide por sub – etapas las mismas que pueden llegar a ser una etapa por año, por lo tanto, el número de etapas lo define únicamente el planificador y se puede observar en la figura 6.

Figura 6

Planificación dinámica



Nota. En la imagen se puede visualizar como está dividido por etapas y cómo se comporta la planificación dinámica. Tomado de (Machado, 2021).

Modelos matemáticos de optimización aplicados al TEP

En el área de ingeniería, todo problema que se encuentre deberá ser tratado, pasando por un proceso secuencial el cual consta de dos etapas, la primera será la encargada en establecer la metodología a emplear para la resolución del problema, y una segunda etapa en la que se modelará el problema. El mismo que debe ser muy parecido a la realidad, ya que de esto depende que los resultados que obtengamos sean más precisos. Para lograr esto depende del método de solución adoptado, ya que mientras el modelamiento sea más parecido a la realidad más complejo será su método de resolución.

Menciona Hemmati et al. (2013) que “el tema de la expansión de las líneas de transmisión aborda también sobre las maneras en las que podemos representar el sistema de potencia, las mismas que son dos modelos, AC y DC” (p. 3). El modelo AC da resultados más realistas y es más completo ocasionando que sea más difícil de resolver. Por otro lado, el modelo DC es mucho más simple para resolver, sin embargo, tiene muchas simplificaciones para poder ser representada.

La presente investigación se enfoca en implementar el modelo DC completo usado para la expansión de las LT, este modelo tiene no linealidad en toda su formulación, es por esto que se denomina modelo no lineal.

A continuación, se aborda más a fondo el modelo a utilizar:

Modelo DC

Según Romero et al. (2002), “Este modelo es considerado como el punto de partida en la planificación del sistema de transmisión y se caracteriza por presentar no linealidad en su formulación”, (p, 4). Al ser considerado como el inicio, el mismo modelo nos brinda el primer punto de vista de que resultados se obtendrá al resolver el problema de la expansión. Es por este motivo que se abordará cada uno de los modelos que existen en DC, y se detallará cual específicamente se implementará en esta investigación.

Según (Luna & Carangui, 2021), “A continuación se detalla la formulación matemática del modelo DC” (p. 12).

Ecuación 11

Formulación matemática del modelo DC

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} C_{ij} * n_{ij}$$

Restricciones

Balance de potencia nodal

$$Sf + g = d$$

Flujo de potencia DC mediante los enlaces (i, j)

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

Flujo máximo que puede circular por cada enlace de transmisión en dirección (i, j)

$$|f_{ij}^0| \leq (\gamma_{ij}^{eq} + \gamma_{ij}^0) \bar{\phi}_{ij}$$

Restricciones que indican el máximo despacho de generación.

$$0 \leq g \leq \bar{g}$$

Número límite de enlaces que se pueden añadir en la dirección (i, j)

$$n_{ij} \text{ entero}$$

γ_{ij}^{eq} discreto, f_{ij} irrestricto, θ_j irrestricto

Donde:

v : Inversión gracias a la suma de circuitos en el sistema.

C_{ij} : Costo de un circuito en la rama i-j.

n_{ij} : Número de circuitos extras en la rama.

S : Matriz de incidencia nodo o rama del sistema eléctrico.

f : Vector de flujos.

f_{ij} : Flujo total en la rama.

g : Vector de generaciones.

γ_{ij}^0 : Susceptancia equivalente de los circuitos existente en los tramos i-j del sistema.

γ_{ij} : Susceptancia de un solo circuito en el tramo.

γ_{ij}^{eq} : Susceptancia equivalente de los circuitos adicionados en los tramos i-j.

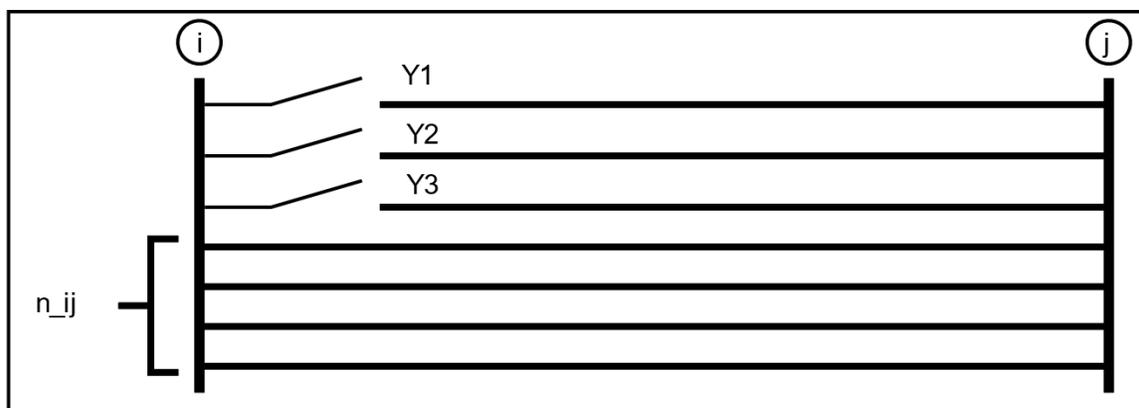
Modelo Disyuntivo

Según Arguello (2007), “El modelo es ideal para dar solución a problemas lineal entero mixto, resolviendo el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión de manera lineal” (p. 45). Es por esta razón que este modelo lo que hace es separar los flujos de potencia, tanto de los que ya existen como de los nuevos, de igual forma este aumenta variables binarias al modelo DC original volviéndole un poco más complejo.

Al utilizar este tipo de variables facilita la separación de los términos cuadráticos que hay en el modelo DC, como se puede observar en la figura 7.

Figura 7

Variables de decisión del modelo disyuntivo



Nota. En la figura se puede apreciar cómo se separan las variables del sistema con la ayuda de este modelo matemático. Tomado de (Arguello, 2007)

Menciona Arguello (2007) que: “el modelo matemático se formula de la siguiente forma”

(p. 45):

Ecuación 12

Modelo matemático disyuntivo.

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} C_{ij} * n_{ij} + \alpha \sum_{k \in R} r_k$$

Restricciones

Balace de potencia en cada nodo de todo el conjunto.

$$S_0 f^0 + S_1 f^1 + g + r = d$$

Flujo DC en los enlaces.

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

Flujo en las líneas candidatas tomando en cuenta su existencia mediante las variables binarias.

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

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

Limita existencia a través de su potencia transmitida.

$$|f_{ij}^0| \leq \bar{f}_{ij}$$

$$|f_{ij}^1| \leq \bar{f}_{ij} y_{ij}$$

Límites de generación, límite angular en cada nodo y seccionamiento de carga.

$$0 \leq r \leq d$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}$$

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

$$f_{ij}^0, f_{ij}^1, \theta_j \quad \text{son irrestrictos.}$$

Donde:

y_{ij} : Variable binaria de valor 1 si es adicionado el circuito en los tramos i-j, o si no es 0.

S_0 : Matriz de incidencia.

f^0 : Vector con flujos de potencia.

S_1 : Matriz de incidencia de los nodos.

γ_{ij}^0 : Susceptancia equivalente de los circuitos que existen.

f^1 : Vector de flujos.

M : Big M

Modelo DC TEP con opción de nuevas líneas.

Este modelo es el que se va a utilizar en la presente investigación a 2 años de análisis por ser corto plazo, el mismo que se plantea que la única opción de planificación es la construcción de nuevas líneas. Por ser a corto plazo y lo expuesto anteriormente se sabe que el rango de tiempo es de 1 a 5 años.

Se eligió a 2 años solo para establecer un tiempo ya que en la ecuación 13 (1), tenemos la variable T, en la que simplemente se reemplaza por el tiempo en años que se desee a realizar la planeación.

Según Soroudi (2017), "El modelo matemático es el siguiente" (p. 227):

Ecuación 13

Modelo matemático para TEP (a 2 años)

Función objetivo.

$$OF = T \times OPC + INVC \quad (1)$$

Costes operativos.

$$OPC = \sum_{g \in \Omega_G} b_g P_g \quad (2)$$

Costes de inversión.

$$INVC = (-n_{ij}^0 + \sum_{k,i,j} \alpha_{ij}^k) C_{ij} \quad (3)$$

Flujo de potencia en la rama que conecta la barra i con la barra j .

$$P_{ij}^k - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad (4)$$

$$P_{ij}^k - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad (5)$$

El equilibrio de potencia entre la potencia generada, la desconexión de la carga, la demanda y los flujos de línea.

$$\sum_{g \in \Omega_G^i} P_g + LS_i - L_i = \sum_{j \in \Omega_i^i} P_{ij} \quad (6)$$

Los límites de flujo de la línea y los impactos de la decisión de inversión en la línea k ij .

$$-P_{ij}^{\max} \alpha_{ij}^k \leq P_{ij}^k \leq P_{ij}^{\max} \alpha_{ij}^k \quad (7)$$

Los límites de funcionamiento de la generación.

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (8)$$

El estado inicial de cada línea.

$$\text{Si } \eta_{ij}^0 = 1 \text{ entonces } \alpha_{ij}^{k=1} = 1 \quad (9)$$

Susceptancia de cada barra existente.

$$B_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} \quad (10)$$

$$\alpha_{ij}^k \in \{0,1\} \quad (11)$$

$$k \in \{1,2,3,4\} \quad (12)$$

$$M = \max_{i,j} B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \quad (13)$$

Donde:

T : Duración del período de planificación

b_g : Coeficiente de costo de generación

P_g : Potencia activa generada

n_{ij}^0 : Estado inicial de la línea que conecta la barra i al j

α_{ij}^k : Variable binaria para modelar la decisión de inversión respecto a la línea k en el derecho de vía ij

C_{ij} : Costo de inversión para la línea que conecta la barra i con el j

P_{ij}^k : Flujo de potencia activa de la línea k que conecta la barra i al j

B_{ij} : Susceptancia de la línea que conecta la barra i al j

δ_i : Ángulo de voltaje de la barra i

δ_j : Ángulo de voltaje de la barra j

M : Número grande

LS_i : Desconexión de carga en barra i

L_i : Demanda de energía eléctrica en la barra i

P_{ij}^{max} : Límites máximos de flujo de potencia de la rama que conecta la barra i a la j

$P_g^{max/min}$: Límites máximos/mínimos de generación de energía de la unidad térmica

η_{ij}^0 : Estado inicial de la rama que conecta la barra i a la j

k : Número de líneas a crearse

Ω_G^i : Conjunto de todas las unidades de generación térmica conectadas a la barra i

Ω_L^i : Conjunto de todas las barras conectadas a la barra i

Métodos de solución para el problema de expansión del sistema de transmisión

Según Sunyer Torrents et al. (2016), “el problema de expansión del sistema de transmisión (TEP) es complejo, por esto existen varios métodos de solución que se han ido

desarrollando con el pasar del tiempo los cuales pueden ser aplicados a enfoques estáticos como dinámicos” (p.50).

Ya que la expansión del sistema de transmisión es un problema de optimización que tiene como objetivo primordial reducir los costos de inversión en los nuevos enlaces de transmisión que están sujetos a algunas restricciones. Para la resolución de estos problemas existen tres técnicas de solución entre los cuales están los métodos matemáticos, métodos heurísticos y métodos metaheurísticos.

Métodos matemáticos

Este tipo de métodos también llamados de optimización clásica o exactos es el que consiste en ir planteando todas las condiciones que se presentan en el problema mediante expresiones matemáticas, la mayoría se basan en gradientes de las funciones del problema de optimización, es por tal motivo que es muy necesario que tanto la función objetivo y las restricciones del problema cumplan con características de diferenciabilidad y continuidad. (Sunyer Torrents et al., 2016)

A partir de las simplificaciones que tomemos en cuenta el modelo se puede plantear como un problema de programación lineal, programación no lineal, programación entera mixta dependiendo el caso de estudio.

Para Romero (2002) “entre los métodos matemáticos que más se emplean se encuentran los siguientes”:

- **Método del simplex**

Este método es analítico y brinda solución a problemas de programación lineal ayudando a resolver varios modelos complejos sin tener restricción en la cantidad de variables, brindando mayor capacidad de análisis de sensibilidad. Por otra parte, se trata de un procedimiento iterativo el mismo que permite mejorar los resultados paso a paso.(Romero et al., 2002)

- **Descomposición de Bender.**

Para Alves (2019) este método como su nombre lo indica se trata de descomposición, al dividir se conquista. La función principal Bender es descomponer todo problema en dos partes. La primera se denomina Master Problem, y la segunda es Subproblem, que busca brindar solución a problemas de programación entera mixta y en otras ocasiones a problemas lineales.

- **Algoritmo fraccional de Gomory**

Menciona González (2019), que este algoritmo busca dar solución a problemas lineales resolviendo problemas sin tomar en cuenta las restricciones de las variables. Al no dar una solución entera el método añade restricciones para reducir las posibles soluciones del problema lineal analizado.

Según González (2019) para resolver los modelos planteados se siguen los siguientes pasos:

- ✓ **Paso 1.** Buscar soluciones para el problema primal; si el resultado es entero se considera una solución óptima para el problema analizado.
- ✓ **Paso 2.** Se tiene que seleccionar todas las variables que tengan soluciones decimales.
- ✓ **Paso 3.** Separar la parte entera, reteniendo solo la parte fraccionaria.

Métodos heurísticos

Este tipo de métodos también son conocidos como no exactos o no rigurosos debido a que consiste en generar una población inicial aleatoria que mediante alguna técnica algorítmica va a ir siendo modificado para encontrar alguna solución con un criterio de convergencia.

Este método es utilizado cuando al aplicar un método matemático exige un esfuerzo computacional muy elevado y resulta difícil lograrlo.

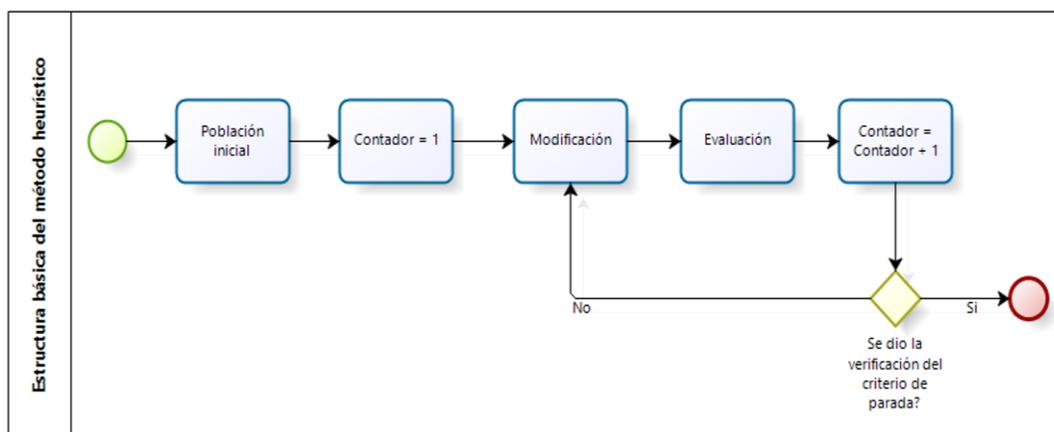
Según Medina & Nogueira (2014), “Son tres los algoritmos que son utilizados en el método heurístico” (p.9). A continuación, se detallará cada uno de ellos:

- **Heurística activa:** Busca desarrollar un entorno seguro ejecutando el código, de tal manera que puedan evidenciar cómo se comporta el mismo, este algoritmo se lo conoce también con el nombre de “virtualización”.
- **Heurística pasiva:** Analiza de manera minuciosa que es lo que el archivo o el algoritmo va a realizar, y si hay algo malicioso o no en él.
- **Heurística genérica:** Este algoritmo cuenta con funcionalidades complejas de detección proactiva el mismo que se caracteriza por consumir más recurso del sistema.

Una vez analizados los tipos de algoritmos en la heurística, se puede observar en la siguiente figura la estructura básica del método a estudio.

Figura 8

Estructura básica del método heurístico



Métodos metaheurísticos

En este tipo de método se combina técnicas heurísticas con técnicas matemáticas debido a que los métodos heurísticos pueden ser factibles, pero no nos garantizan que sean óptimos globales, pero al combinarlos nos permite obtener soluciones óptimas y cuasi-óptimas que serán más confiables, pero para lograr estos resultados es necesario esfuerzos computacionales muy elevados. (Antonio & Minda, 2018)

De este modo, para Vélez & Montoya (2007) entre los métodos metaheurísticos que más se emplean se encuentran los siguientes:

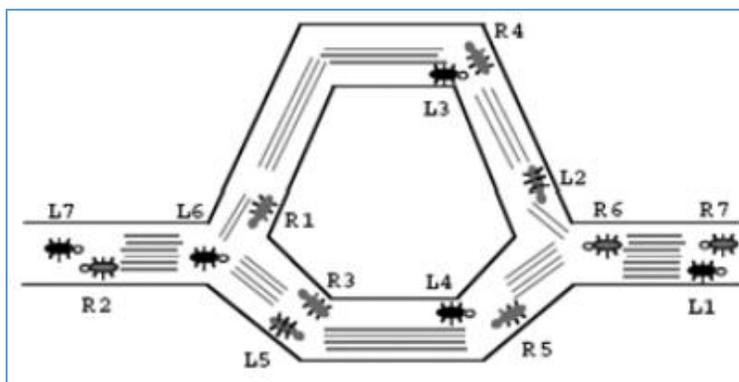
- **Colonia de hormigas.**

Es un método metaheurístico que se usa para dar solución a problemas de optimización que requieran minimizar los tiempos de cómputo para solucionar una aplicación, imitando el comportamiento real de este animal.

En el que se analiza las preferencias que tienen las hormigas para transportarse de un nodo a otro, es por tal razón que esta información se utiliza de la misma manera en el algoritmo. (Hernández, 2022)

Figura 9

Método de colonia de hormigas



Nota. En la imagen podemos ver como se ejecuta el algoritmo, de igual manera que lo hacen las hormigas. Tomado de (Hernández, 2022)

- **Algoritmo de miel de abeja y caos (ABC)**

Lema (2010) propone que este modelo analiza el comportamiento de las abejas, este está conformado de 3 grupos de abejas, empleadas, observadoras y exploradoras. Estas abejas trabajan por un máximo número de iteraciones representadas en el algoritmo.

La ventaja de este método es que cuenta con un bajo número de parámetros que necesitan calibración, los mismos que se presentan en la tabla 2 a continuación.

Tabla 2*Parámetros del ABC*

Símbolo	Descripción
SN	Número de soluciones (el alimento)
MCN	Número total de iteraciones que ejecutará el ABC
Limit	Número de iteraciones sin ningún tipo de mejora, antes de reemplazarla por una nueva generada por la abeja exploradora.

Nota. En la presente tabla se observan los parámetros a calibrar en este método. Tomado de (Lema, 2010).

- **Evolución diferencial (DE)**

El (DE) es un método estocástico que se caracteriza por ser muy eficiente y fácil para implementar. El objetivo principal a la que se ha adaptado el DE es el resolver principalmente la pérdida de diversidad de la población en las soluciones que se obtiene (Martínez et al., 2002).

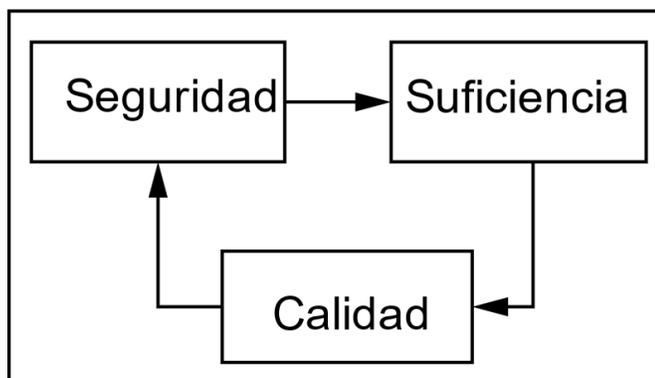
Confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

La confiabilidad en un SEP es la cuantificación de los indicadores, los que están fundamentados en la frecuencia, duración y magnitud de los eventos que pueden ocasionar algún déficit en el suministro de energía.

Según Diallyanas (2014), “los sistemas de potencia cuentan con 3 atributos los mismos que son muy importantes mostrados en la Figura 10” (p. 14). A través de este concepto se observa que los atributos se diferencian en el horizonte temporal, y la naturaleza de los elementos.

Figura 10

Atributos del SEP emparentados a la confiabilidad



Nota. En la imagen se puede apreciar los atributos del SEP que se vinculan con la confiabilidad, Tomado de (Sanguano, 2021).

Calidad

Para Sanguano (2021), el nivel de calidad es aceptable si se rige por la regulación que esté vigente en el país que se aplique. Por otro lado, se refiere a la forma de onda y magnitud eléctrica que se suministra a los usuarios.

Seguridad

De acuerdo con Corrales (2016), la seguridad es la capacidad para responder a perturbaciones o fallos repentinos que se presentan dentro del sistema. El mismo corresponde a análisis exclusivamente a corto plazo.

Suficiencia

Hace mención Zapata (2011), la existencia de suficientes facilidades y equipos para lograr satisfacer la demanda de los usuarios, asociando a las condiciones estáticas de operación.

Con esto se determina que la evaluación de confiabilidad es necesario y por lo tanto esencial para el planeamiento.

Confiabilidad en sistemas de transmisión

La función primordial de la transmisión es transportar energía eléctrica generada en los centros de producción, llegando hasta barras de consumo. Este sistema cuenta con líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.

Según Sanguano (2021): “el proceso de evaluación de la confiabilidad de un sistema de potencia, específicamente de transmisión, debe seguir los siguientes pasos básicos” (p.16):

- Evaluación del desempeño del sistema en el caso base propuesto; esto requiere la revisión de los criterios de operación adecuada del sistema.
- Diseñar contingencias como salida de funcionamiento de elementos del sistema, ya sea por interrupciones estocásticas o salidas planeadas por mantenimiento.
- En caso de que no se cumplan los criterios de operación, se toman acciones correctivas.
- Se calculan los índices de confiabilidad requeridos.

A saber, los índices convencionales de confiabilidad se presentan a continuación. Estos permiten conocer el comportamiento general del sistema en análisis. Sin embargo, no dan información acerca de la importancia o criticidad de los componentes a la hora de evaluar la confiabilidad del sistema.

Índices de confiabilidad.

Para Sanguano (2021), “estos índices de confiabilidad permiten evaluar al sistema, y tienen en cuenta los resultados de las fallas” (p. 22). Los índices nos permiten tener un estimado de que tan susceptible es un sistema ante las posibles contingencias que se puedan presentar.

Corrales (2016) expone cada uno de los índices de confiabilidad e indica como calcular cada uno de ellos.

LOLP (Lost of Load Probability). Para Sanguano (2021), “este índice es uno de los más utilizados en la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, siendo la probabilidad de pérdida de carga” (p.23). Esto se da porque la demanda en el sistema sobrepasa la generación disponible y se calcula de la siguiente manera.

Ecuación 14

Probabilidad de Pérdida de Carga.

$$LOLP = \sum P_{ENS}$$

Donde:

P_{ENS} : Probabilidad de ocurrencia de los estados donde se presenta energía no suplida.

LOLE (Lost of Load Expectation). Este índice es el valor esperado de pérdida de carga y es muy utilizado cuando se quiere determinar la capacidad de generación en caso de que exista una expansión futura. Por lo que este índice se define como el valor esperado de duración anual del déficit de carga y se lo puede encontrar empleando la ecuación 15.

(Sanguano, 2021)

Ecuación 15

Valor Esperado de Tiempo de Pérdida de Carga.

$$LOLE = LOLP * 8760 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$$

Donde:

$LOLP$: Probabilidad de pérdida de carga.

$8760 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$: Horas que tiene un año.

EPNS (Expected Power Not Supplied). De acuerdo a Corrales (2016) , este índice nos explica el cómo obtener el valor esperado de la potencia no suministrada de transmisión, y tiene que ver con la probabilidad de la ocurrencia de estados, se calcula en la ecuación 16.

Ecuación 16

Valor Esperado de la Potencia No Suplida.

$$EPNS = \sum (Potencia\ No\ Suplida * P_{ENS}) [MW/año]$$

EENS (Expected Energy Not Supplied). Según Zapata (2011), este índice se utiliza para determinar de manera probabilística cuál será el valor que se espera tener al año de energía no suministrada y tiene que ver directamente con el índice de valor esperado de potencia no suplida, se lo encuentra de la siguiente manera.

Ecuación 17

Pérdida de Energía Esperada.

$$EENS = EPNS * 8760 \left[\frac{MWh}{año} \right]$$

EENS pu (Expected Energy Not Supplied for unity). Según Zapata (2011), este índice hace mención es el valor anual de la energía no suministrada por unidad, y se lo calcula.

Ecuación 18

Pérdida de Energía Esperada en por unidad.

$$EENS_{pu} = \frac{EENS}{Demanda\ total * 8760}$$

Donde:

Demanda total: Demandad total de todo el sistema.

EIR (Energy Index of Reliability). Menciona Sanguano (2021), el índice EIR nos indica que cantidad se debe suministrar de energía a todos los consumidores que formen parte del sistema y se lo encuentra de la siguiente forma.

Ecuación 19

Cantidad de energía suministrada

$$EIR = 1 - LOEE_{pu}$$

Donde:

LOEE_{pu}: Energía prevista no suministrada.

El estudio de confiabilidad de un sistema de potencia puede ser abordado desde una perspectiva probabilística y determinística. En la presente investigación se aplicará el método determinístico centrándose en los índices de punto de carga para el análisis de confiabilidad en el sistema de transmisión (Corrales, 2016).

Análisis probabilístico.

Para Corrales (2016), “Los métodos probabilísticos para el análisis de confiabilidad en transmisión se basan en modelos matemáticos que utilizan probabilidad para determinar si un sistema es confiable o no” (p.15). A continuación, se explica uno de los métodos más utilizados.

Método Monte Carlo para análisis de confiabilidad. Según Sonawane & Ahuja (2009), “este método es una simulación cronológica de la operación del sistema eléctrico de potencia, el mismo que será evaluado en un tiempo establecido” (p.34). Es por esto que se caracteriza por generar sucesión de estados aleatorios, los mismos mediante el muestreo de la transición se valoran los estados que presente el sistema.

Con la ayuda de este método se puede modelar todas las contingencias (N-1), además de las características operativas que engloban al sistema que se esté evaluando.

Método de Enumeración de Estados. La enumeración exhaustiva es un método de análisis que examina todos los posibles escenarios que se pueden dar dentro de un sistema, obteniendo la probabilidad de ocurrencia de cada estado y determinando si en ese estado hay energía no suplida, es decir puntos de carga que no están siendo alimentados. De acuerdo a estos datos se puede calcular y obtener los índices de confiabilidad del sistema para la determinación de su confiabilidad.(Zapata, 2011)

El número de estados que se pueden dar en un sistema es bastante elevado y en mucho de los casos la probabilidad de ocurrencia es muy baja, por tal motivo se establecen consideraciones al análisis para poner un límite al número de estados que se desean examinar. Para que el

análisis sea significativo la suma de la probabilidad de los estados evaluados en el análisis debería ser cercana al 100%.

Análisis determinístico.

Según Corrales (2016), “El análisis determinístico de contingencias es utilizado a corto plazo en la planeación de la expansión en la transmisión” (p. 27). Este método determinístico se utilizó en el proyecto y analiza los índices de punto de carga, enfocándonos en la energía no suministrada.

Índices de punto de carga. Estos índices dan la duración y la frecuencia de las interrupciones para cada uno de los puntos de carga individual.

Según Sanguano (2021), “En la Tabla 3, se muestra cuáles son los índices existentes de punto de carga individuales, para análisis de la confiabilidad del sistema de transmisión.” (p. 22).

Tabla 3

Conjunto de índices de puntos de carga

Valores máximos
Carga máxima reducida
Energía máxima reducida
Duración máxima de la reducción de carga
Valores promedios
Carga media reducida
Energía media no suministrada
Duración media de la reducción
Valores de aislamiento en la barra
Número esperado de reducciones

Nota. En la tabla se puede observar los índices de puntos de carga. Tomado de (Corrales, 2016)

ENS (Energía No Suministrada). Según lo establecido por *Corrales (2016)*, el índice a centrarse en la investigación es el ENS que es la cantidad total de energía que se espera que no sea entregada a los usuarios, y se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 20

Cálculo de Energía no suministrada.

$$ENS = D * LS$$

Donde:

D: Duración del evento (Horas/año)

LS: Deslastre o Demanda no atendida (MW)

Ecuación 21

Cálculo de la Duración del evento.

$$D = MHAI * \% \frac{AÑO}{Escenario}$$

Donde:

MHAI: Indisponibilidad total (horas)

$\% \frac{AÑO}{Escenario}$: Equivale el porcentaje de horas de demanda máxima al año.

A continuación, se expone las resoluciones utilizadas para encontrar la indisponibilidad total (horas) en la confiabilidad en transmisión.

Según Ministerio de Energía (1995), “Las resoluciones para la confiabilidad en Colombia y América Latina en el STN es Ley Eléctrica 143, que establece políticas y criterios a tener en cuenta para garantizar la confiabilidad, calidad y seguridad” (p. 28). En lo que tiene que ver la confiabilidad, la regulación en Colombia sobresale dos grandes grupos: el operativo y de planeación ya sea en el corto, mediano largo plazo.

Código de Planeamiento de la Expansión del STN. La resolución CREG 025/95, detalla los parámetros ideales para la planeación y desarrollo del sistema de transmisión, de

manera conjunta detalla que elementos se emplean para los análisis de planificación transitorio y estacionario, así como lo índices de confiabilidad.

Resoluciones aplicables al transporte de energía. En cuestión a confiabilidad menciona el Ministerio de Energía (1995) que “La siguiente resolución plantea el cálculo del índice ENS, con criterios utilizados por la CREG a nivel del sistema de transmisión STN” (p. 34). A continuación, se detalla la resolución mencionada:

Resolución CREG 097-2008. Menciona la metodología y principios para establecer cargos por uso de sistemas de transmisión. Esta resolución sigue vigente hoy en día.

La misma nos dice que si no se dispone de estadísticas de falla o son pocas para lograr plantear un modelo de falla de un elemento, se asume indisponibilidades de acuerdo al nivel de voltaje en cada línea.

Tabla 4

Horas de indisponibilidad según resolución CREG 097-08

Activos	Máximos Horas de Indisponibilidad (MHAI)	Resolución
Bahía de línea	15	CREG 011-2009
Bahía de Transformador	15	CREG 011-2009
Bahía de Compensación	16	CREG 011-2009
Módulo de Barraje	15	CREG 011-2009
Módulo de compensación	15	CREG 011-2009
Autotransformador	28	CREG 011-2009
Línea de 220 o 230 kV	20	CREG 011-2009
Línea de 500 kV	37	CREG 011-2009
VQC	5	CREG 011-2009
Otros Activos	10	CREG 011-2009
Conexión al STN	51	CREG 097-2008
Equipos de Compensación	31	CREG 097-2008
Línea Nivel >110 kV	38	CREG 097-2008

Activos	Máximos Horas de Indisponibilidad (MHAI)	Resolución
Módulo de Barraje	15	CREG 097-2008

Nota. En la tabla se observa el valor de indisponibilidad a ocupar según la resolución explicada.

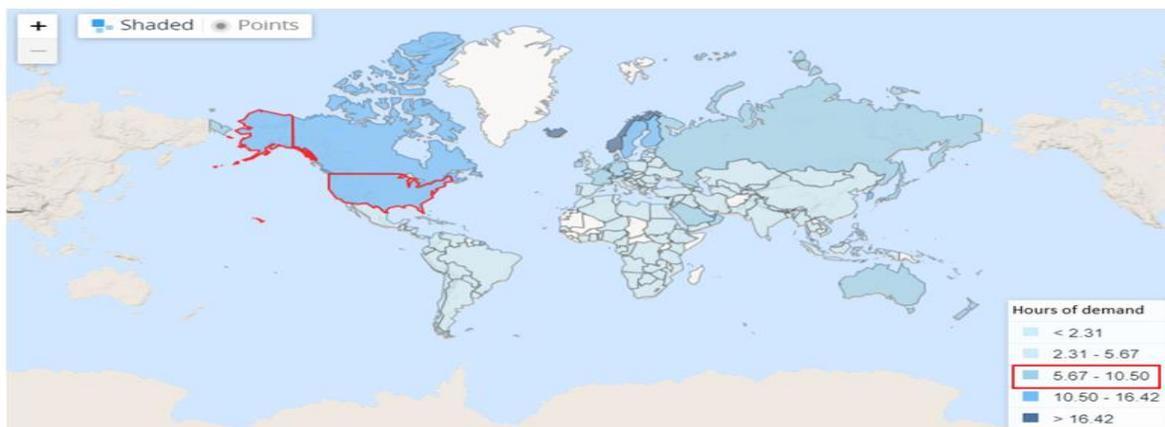
Tomado de (Ministerio de Energía, 2008).

El porcentaje de horas de demanda máxima al año se encuentra dependiendo el lugar del caso de estudio a analizar, que es el de 30 barras y analiza una parte del sistema eléctrico estadounidense (en el Medio Oeste de EE. UU.)

En la siguiente figura se observa un mapa indicando el lugar a analizar, con las horas de demanda diaria máxima, ya que el sistema a máxima demanda se encuentra a tope generando pérdidas de carga en el mismo.

Figura 11

Horas de demanda máxima diaria en Medio Oeste de EE. UU.



Nota. En la figura podemos observar el contorno rojo inferior que es el Medio Oeste en dónde se desarrolló el caso de estudio Tomado de (Birf, 2023)

El rango que nos da el mapa es de 5.67- 10.50, estableciendo una media para el análisis correspondiente.

Ecuación 22

Cálculo del porcentaje de horas de demanda máxima al año en Medio Oeste de EU.

$$H_{diaria} = 8.08 \text{ horas}$$

$$H_{anuales} = 8.08 \text{ horas} * 365 = 2951.025 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

$$H_{año} = 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

$$8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \text{ ----- } 100\%$$

$$2951.025 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \text{ ----- } \% \frac{\text{AÑO}}{\text{Escenario}}$$

$$\% \frac{\text{AÑO}}{\text{Escenario}} = 33.68\%$$

Donde:

H_{diaria} : Horas diarias de demanda máxima para el lugar en específico [h].

$H_{anuales}$: Horas al año de demanda máxima [h].

$H_{año}$: Horas que tiene un año [h].

Criterio N-1

Según (Zapata, 2011), “Es el criterio determinístico más utilizado en todo el mundo y busca simular la pérdida de un componente de red (Línea de transmisión, transformador, compensación reactiva) o un generador” (p. 59). Esto quiere decir que el sistema obligatoriamente tiene que cumplir criterios de seguridad y calidad ante cualquier pérdida del componente.

Capítulo III

Metodología

Metodología planeación de la expansión de las líneas de transmisión con análisis de confiabilidad

Para el desarrollo del trabajo de titulación se realiza el análisis del sistema eléctrico de potencia en el software computacional llamado GAMS, mediante el cual podemos obtener los datos del estudio a partir del flujo óptimo de potencia (OPF) y de la planeación de la expansión de líneas de transmisión (TEP).

A continuación, en la Figura 12 se muestra el flujograma diseñado para la planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1, el cual consta de los pasos que se explican a continuación:

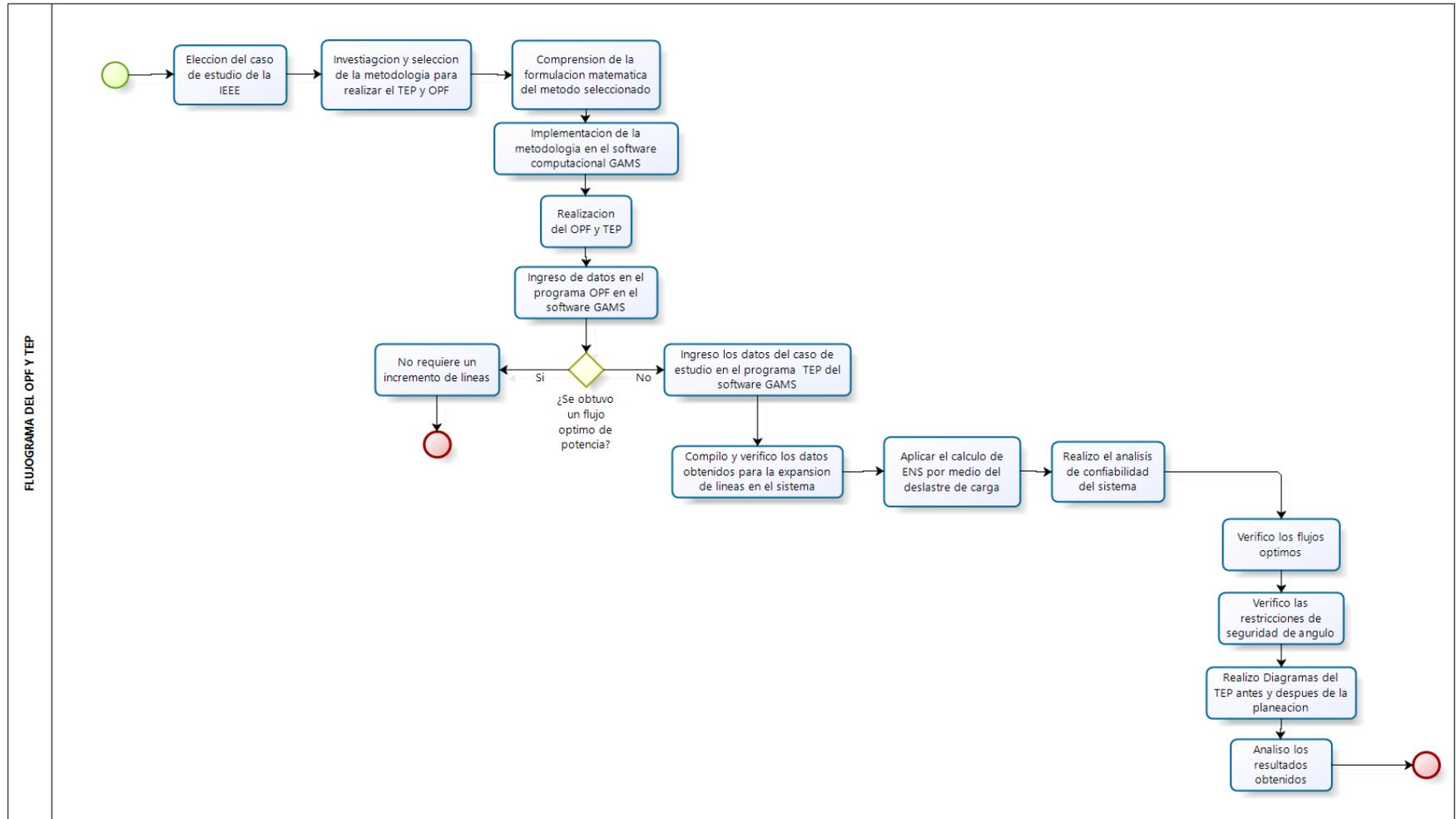
1. Para el desarrollo de este trabajo de titulación se analizaron los casos de estudio de 30, 24 y 6 barras de la IEEE, y para la presentación de los resultados en este proyecto se expondrán los obtenidos en el caso de estudio de 30 barras.
2. Luego investigamos la metodología aplicable para realizar la planeación de la expansión de líneas de transmisión a partir del que se eligió realizarlo mediante la creación de nuevas líneas.
3. A partir de la selección de la metodología se estudia y comprende la formulación matemática que involucra al OPF y el TEP.
4. Se implementa la formulación matemática en el software GAMS.
5. Una vez implementada la formulación matemática en el software se realiza el OPF Y TEP del sistema seleccionado
6. Se ingresa los datos del sistema en el programa realizado para encontrar el flujo óptimo de potencia.

7. Compilamos el programa y verificamos si se encontró el flujo óptimo de potencia del sistema, a partir de esto consideramos que si el sistema funciona óptimamente no requiere de incremento de nuevas líneas, pero si no funciona óptimamente la metodología del TEP será aplicable.
8. Al verificar que la metodología del TEP será aplicable en el sistema se procede a ingresar los datos del caso de estudio en el programa TEP, luego lo compilamos y verificamos los resultados obtenidos para la creación de nuevas líneas en el sistema.
9. Aplico el cálculo de energía no suministrada por medio del deslastre de carga para realizar el análisis de confiabilidad del sistema.
10. A partir de las nuevas líneas creadas en el TEP se verifica el flujo óptimo de potencia en el sistema y se analiza la restricción de seguridad de ángulo de voltaje en las barras.
11. Realizamos diagramas que muestren los sistemas con la planeación y sus flujos óptimos de potencia.
12. Y finalmente analizamos los resultados obtenidos, los mismos que se les plasmarán en tablas.

El flujograma de lo explicado anteriormente se ha realizado en Bizagi, siendo este un programa muy fácil y útil de usar para el diseño de diagramas de flujo de cualquier tipo de procesos, el mismo que se puede observar en la figura 12.

Figura 12

Flujograma del TEP Y OPF



Nota. En la figura se observa todo el desarrollo del proyecto en flujograma.

A continuación, se detalla la tabla de variables y los pasos a seguir para el desarrollo del programa TEP hecho en GAMS por medio de un OPF-DC, en la metodología se verifica los flujos óptimos de potencia en el sistema mediante los cuales se minimicen los costos operativos, además se explica la metodología utilizada para realizar el análisis de confiabilidad en las líneas de transmisión.

Tabla 5

Nomenclatura utilizada.

Variable	Descripción
i, j	índice de las barras
g	Índice de generador
slack	Barra de referencia
k_1, k_2	Número de líneas a crearse
min	índice de mínimo
max	Índice de máximo
M	Numero grande
α_{ij}^k	Variable binaria para modelar la decisión de inversión respecto a la línea k en el derecho de vía ij
n_{ij}^0	Estado inicial de la línea que conecta a las barras
P_g	Potencia activa de generación
Q_g	Potencia reactiva de generación
P_d	Potencia activa demandada
Q_d	Potencia reactiva demandada
P_{ij}	Potencia activa transmitida desde la barra i hasta la j
Q_{ij}	Potencia reactiva transmitida desde la barra i hasta la j
a	Coefficiente de costos cuadrática de generación

Variable	Descripción
b	Coefficiente de costos lineal de generación
c	Coefficiente de costos constante de generación
C_{ij}	Costo de inversión de la línea
r	Resistencia
x	Reactancia
b	Susceptancia
SIL	Potencia máxima de la línea
Estado	Estado de la línea conectada o desconectada
δ	Ángulo de voltaje en la barra
V	Magnitud de voltaje en la barra
λ	Precio local marginal
LS_i	Deslastre de carga
ENS	Energía no suministrada
$MHAI$	Indisponibilidad total
dD	Duración del evento

Nota. En la tabla se puede observar todas las variables utilizadas con su respectiva descripción.

Tabla 6

Algoritmo utilizado en la elaboración del proyecto.

Algoritmo	TEP con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1
Paso 1:	Datos: Barras, generadores, k_1, k_2 , barra slack, potencia base, M Generador: $Pg^{min}, Pg^{max}, Qg^{min}, Qg^{max}, a, b, c$ Líneas: $r, x, b, SIL, C_{ij}, n_{ij}^0$

Algoritmo TEP con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1

Barra: ángulo del voltaje δ , voltaje de barra V

Demanda: P_d, Q_d

Paso 2: OPF - DC con la minimización de costos operativos

Minimizar el Costo Operativo Total

$$OF = \sum_{g \in \Omega_G} b_g P_g$$

Flujo de potencia

$$P_{ij} = B_{ij}(\delta_i - \delta_j)$$

Balance energético nodal de potencia activa

$$\sum_{ij} P_{g_i} - \sum_i P_{d_i} = \sum_{ij} P_{ij}$$

Paso 3: OPF - AC con la minimización de costos operativos

Función objetivo

$$OF = \sum_{g \in \Omega_G} a_g (P_g)^2 + b_g P_g + c_g$$

Flujo de potencia activa

$$P_{ij} = V_i * V_j [B_{ij} * \text{Sen}(\delta_i - \delta_j)]$$

Flujo de potencia reactiva

$$Q_{ij} = V_i^2 * B_{ij} - V_i * V_j * [B_{ij} * \text{Cos}(\delta_i - \delta_j)]$$

Balance energético nodal de potencia activa

$$\sum_{ij} P_{g_i} - \sum_i P_{d_i} = \sum_{ij} P_{ij}$$

Balance energético nodal de potencia reactiva

$$\sum_{ij} Q_{g_i} - \sum_i Q_{d_i} = \sum_{ij} Q_{ij}$$

Paso 4: TEP-DC con opción a nuevas líneas

Función objetivo

$$OF = T \times OPC + INVC$$

Costos de operación OPC

$$OPC = \sum_{g \in \Omega_G} b_g P_g$$

Algoritmo TEP con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1

Costos de inversión INVC

$$INVC = \left(-n_{ij}^0 + \sum_{k,ij} \alpha_{ij}^k \right) C_{ij}$$

Flujo de potencia en las líneas de transmisión

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

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

Equilibrio de potencia entre la potencia generada, el deslastre de carga, la demanda y los flujos de línea

$$\sum_{g \in \Omega_i^g} P_g + LS_i - Pd_i = \sum_{j \in \Omega_i^l} P_{ij}$$

Límites de flujo de línea

$$-P_{ij}^{max} \alpha_{ij}^k \leq P_{ij}^k \leq P_{ij}^{max} \alpha_{ij}^k$$

Límites operativos de generación

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max}$$

Paso 5: Restricciones de seguridad

Límite del Angulo delta (Angulo de voltaje en barra)

$$-\frac{\pi}{3} \leq \delta_i \leq \frac{\pi}{3}$$

Paso 6: Análisis de confiabilidad

$$D = MHAI * \% \frac{AÑO}{Escenario}$$

$$ENS = LS * D$$

Nota. En la tabla se puede observar cómo se desarrolló la planeación de la expansión de líneas de transmisión con análisis de confiabilidad y restricciones de seguridad N-1.

En el algoritmo desarrollado en el paso 2 y 3 se especifica el cálculo del flujo óptimo de potencia en DC y AC respectivamente, para lo cual se debe partir del paso 1 en donde se ingresan los datos de entrada del sistema tanto en generación, demanda y en las líneas de transmisión, a partir de los datos ingresados se reemplaza en la formulación matemática del OPF y se obtiene los flujos óptimos de potencia en el sistema. En el paso 4 y 5 se realiza la

planeación de expansión de la transmisión TEP basado en el cálculo del OPF-DC con restricciones de seguridad tanto en potencia como ángulo, y finalmente en el paso 6 se realiza el análisis de confiabilidad del sistema a partir del deslastre de carga y la máxima duración de indisponibilidad.

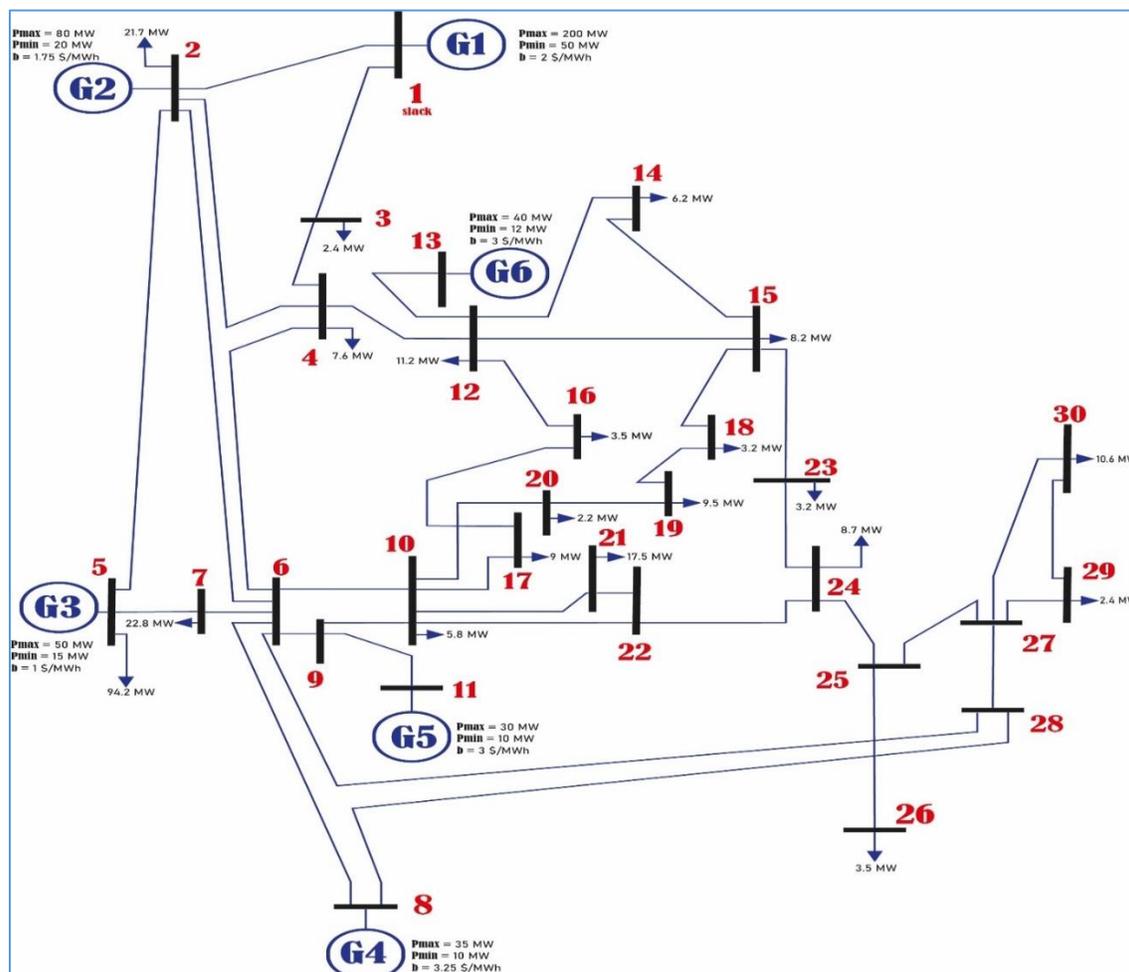
Capítulo IV

Análisis de resultados de la metodología planteada

Caso de estudio

Figura 13

Sistema de 30 barras (caso de prueba IEEE)



Nota. En el diagrama se puede observar el diagrama de 30 barras con sus respectivos datos, tanto en generación, demanda y costos operativos.

Este caso de estudio representa una parte del sistema de energía eléctrica estadounidense el cual se encuentra en el medio oeste de Estados Unidos, cuenta con 30 barras y 6 generadores.

Tabla 7*Datos de los generadores*

Generador	Barra	Costos de generación			Potencia activa		Potencia reactiva	
		a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)	Pg^{min} (MW)	Pg^{max} (MW)	Qg^{min} (MVAR)	Qg^{max} (MVAR)
g1	1	0.00375	2	0	50	200	-	-
g2	2	0.0175	1.75	0	20	80	-20	100
g3	5	0.0625	1	0	15	50	-15	80
g4	8	0.00834	3.25	0	10	35	-15	60
g5	11	0.025	3	0	10	30	-10	50
g6	13	0.025	3	0	12	40	-15	60

Nota. En la tabla se puede observar los datos para cada generador. Tomado de (Ali, 2015)

Tabla 8*Datos de potencia demandada*

Barra	Demanda		Barra	Demanda	
	Pd (MW)	Qd (MVAR)		Pd (MW)	Qd (MVAR)
1	0	0	16	3.5	1.8
2	21.7	12.7	17	9	5.8
3	2.4	1.2	18	3.2	0.9
4	7.6	1.6	19	9.5	3.4
5	94.2	19	20	2.2	0.7
6	0	0	21	17.5	11.2
7	22.8	10.9	22	0	0
8	30	30	23	3.2	1.6
9	0	0	24	8.7	6.7
10	5.8	2	25	0	0
11	0	0	26	3.5	2.3
12	11.2	7.5	27	0	0
13	0	0	28	0	0
14	6.2	1.6	29	2.4	0.9
15	8.2	2.5	30	10.6	1.9

Nota. En la tabla se puede observar los datos de potencia demandada en el sistema. Tomado de (Ali, 2015)

Tabla 9

Datos de las líneas

De la barra	A la barra	Datos de la línea					
		R (Ω)	X (Ω)	b (U)	SIL (MW)	Cij (\$/h)	n_{ij}^0
1	2	0.0192	0.0575	0.0264	130.00	24,73	1
1	3	0.0452	0.1852	0.0204	130.00	35,08	1
2	4	0.057	0.1737	0.0184	65.00	58,21	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0042	130.00	79,91	1
2	5	0.0472	0.0198	0.0209	130.00	82,37	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0187	65.00	19,20	1
4	6	0.0119	0.0414	0.0045	90.00	54,14	1
5	7	0.046	0.116	0.0102	70.00	7,08	1
6	7	0.0267	0.082	0.0085	130.00	14,86	1
6	8	0.012	0.042	0.0045	32.00	11,94	1
6	9	0	0.208	0	65.00	35,03	1
6	10	0	0.556	0	32.00	2,39	1
9	11	0	0.208	0	65.00	9,55	1
9	10	0	0.11	0	65.00	105,90	1
4	12	0	0.256	0	65.00	63,26	1
12	13	0	0.14	0	65.00	1,73	1
12	14	0.1231	0.2559	0	32.00	3,45	1
12	15	0.0662	0.1304	0	32.00	11,15	1
12	16	0.0945	0.1987	0	32.00	20,44	1
14	15	0.221	0.1987	0	16.00	14,24	1
16	17	0.0824	0.1932	0	16.00	16,72	1
15	18	0.107	0.2185	0	16.00	9,20	1
18	19	0.0639	0.1292	0	16.00	26,89	1
19	20	0.034	0.068	0	32.00	21,23	1
10	20	0.0936	0.209	0	32.00	13,45	1
10	17	0.0324	0.0845	0	32.00	19,11	1
10	21	0.0348	0.0749	0	32.00	18,31	1
10	22	0.0727	0.1499	0	32.00	22,29	1
21	22	0.0116	0.0236	0	32.00	18,98	1
15	23	0.1	0.202	0	16.00	11,50	1
22	24	0.115	0.179	0	16.00	4,60	1
23	24	0.132	0.27	0	16.00	7,43	1
24	25	0.1885	0.3292	0	16.00	24,06	1
25	26	0.2544	0.38	0	16.00	23,36	1
25	27	0.1093	0.2087	0	16.00	9,55	1
28	27	0	0.369	0	65.00	25,48	1
27	29	0.2198	0.4153	0	16.00	18,31	1
27	30	0.3202	0.6027	0	16.00	10,35	1

De la barra	A la barra	Datos de la línea					
		R (Ω)	X (Ω)	b (U)	SIL (MW)	Cij (\$/h)	n_{ij}^0
29	30	0.2399	0.4533	0	16.00	24,73	1
8	28	0.636	0.2	0.0214	32.00	6,19	1
6	28	0.0169	0.0599	0.0065	32.00	24,06	1

Nota. En la tabla se puede observar los datos de cada una de las líneas del sistema de 30 barras. Tomado de (Ali, 2015)

Análisis de resultados del flujo óptimo de potencia DC en el sistema propuesto.

Tabla 10

Resultado de la función objetivo del OPF-DC del caso de 30 barras

Dato	Valor
Función objetivo	531.3 \$/h

Nota. En esta table se indica el valor obtenido de la función objetivo del OPF.

Tabla 11

Resultados del OPF-DC del caso de 30 barras

Barra(i)	Generación Pg (MW)	Ángulo de voltaje δ_i (rad)	Demanda Pd (MW)	λ_i (\$/MWh)
1	121.4	0	0	2
2	80	-0.046	21.7	2
3	-	-0.078	2.4	2
4	-	-0.093	7.6	2
5	50	-0.061	94.2	2
6	-	-0.105	-	2
7	-	-0.098	22.8	2
8	10	-0.114	30	2
9	-	-0.148	-	2
10	-	-0.182	5.8	2
11	10	-0.127	-	2
12	-	-0.169	11.2	2
13	12	-0.153	-	2
14	-	-0.189	6.2	2
15	-	-0.191	8.2	2
16	-	-0.182	3.5	2

Barra(i)	Generación Pg (MW)	Ángulo de voltaje δ_i (rad)	Demanda Pd (MW)	λ_i (\$/MWh)
17	-	-0.187	9	2
18	-	-0.203	3.2	2
19	-	-0.206	9.5	2
20	-	-0.201	2.2	2
21	-	-0.194	17.5	2
22	-	-0.193	-	2
23	-	-0.200	3.2	2
24	-	-0.203	8.7	2
25	-	-0.196	-	2
26	-	-0.209	3.5	2
27	-	-0.185	-	2
28	-	-0.116	-	2
29	-	-0.210	2.4	2
30	-	-0.226	10.6	2

Nota. En la tabla se observan los valores obtenidos en generación, ángulos de voltaje, demanda y precio local marginal al realizar el OPF-DC en el sistema.

Este modelo de flujo óptimo de potencia en DC considera en su formulación matemática solo la potencia activa del sistema propuesto debido a que se linealizan las ecuaciones lo que significa que se omite la parte reactiva del sistema, aquí se asume siempre que el voltaje que se tendrá en todas las barras es de 1pu.

El valor que se muestra en la Tabla 10 nos indica que los costos totales de operación en el sistema serán de 531.3 \$/h, y en la Tabla 11 la variable λ_i representa el valor del precio local marginal que en este estudio para todas las barras será de 2 \$/h, esto significa que, si el valor de la demanda en cualquier barra aumenta en 1 MW, el costo operativo aumentará en 2 \$/h.

Como nos muestra en la Tabla 11 se observan los valores de potencia demandada (Pd) los mismos que nos da el caso de estudio, la unidad generadora de la barra 5 y 2 está generando potencia en su límite máximo debido a que los costos de operación de estos generadores son los más baratos con un costo de operación igual a 1\$/MWh y 1.75 \$/MWh respectivamente, la demanda adicional debe ser suplida por las unidades generadoras de las

barras 1, 8, 11 y 13, de igual manera se puede ver como las unidades generadoras de las barras 8, 11 y 13 están generando potencia en su límite mínimo esto es debido a que los costos de operación de estos generadores son los más caros con costos de operación igual a 3.25\$/MWh, 3\$/MWh y 3\$/MWh respectivamente, la unidad generadora 1 suministra la demanda restante ya que su costo de operación es menor al de los generadores que deben funcionar a su límite mínimo siendo su valor de 2\$/MWh. La solución detallada del flujo óptimo de potencia del sistema de 30 barras se lo muestra en la Tabla 11.

La Tabla12 nos muestra el flujo de potencia entre las líneas que confirman el sistema el cual también a continuación se lo puede observar en el gráfico.

Tabla 12

Flujo de potencia entre las líneas del caso de 30 barras

De la barra	A la barra	Pij (MW)	De la barra	A la barra	Pij (MW)
1	2	79,26	12	14	7,52
1	3	42,14	12	15	16,76
2	4	27,37	12	16	6,29
2	5	76,24	13	12	12
2	6	33,95	14	15	1,32
3	4	39,74	15	18	5,55
4	6	29,74	15	23	4,33
4	12	29,77	16	17	2,79
5	7	32,04	18	19	2,35
6	8	20,9	20	19	7,15
6	9	20,6	22	21	1,96
6	10	13,76	22	24	5,5
6	28	17,67	23	24	1,13
7	6	9,24	25	24	2,07
8	28	0,9	25	26	3,5
9	10	30,6	27	25	5,57
10	17	6,21	27	29	6,06
10	20	9,35	27	30	6,94
10	21	15,54	28	27	18,57
10	22	7,46	29	30	3,66
11	9	10			

Análisis de resultados del flujo óptimo de potencia AC en el sistema propuesto.

Tabla 13

Resultado de la función objetivo del OPF-AC del caso de 30 barras

Dato	Valor
Función objetivo	801.42 \$/h

Nota. En esta table se indica el valor obtenido de la función objetivo del OPF-AC.

Tabla 14

Resultados del OPF-AC del caso de 30 barras.

Barra	Voltaje		Generación		Demanda		λ (\$/MVAh)	
	V(pu)	δ_i (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAr)	Pd (MW)	Qd (MVAr)	P	Q
1	1.100	0	176.87	0.00	-	-	3.327	0.013
2	1.082	-3.444	48.79	20.47	21.70	12.70	3.458	-
3	1.068	-5.301	-	-	2.40	1.20	3.526	0.012
4	1.063	-6.406	-	-	7.60	1.60	3.567	0.012
5	1.054	-9.755	21.46	30.50	94.20	19.00	3.682	-
6	1.060	-7.444	-	-	-	-	3.601	0.011
7	1.050	-8.830	-	-	22.80	10.90	3.659	0.021
8	1.066	-7.760	21.49	51.07	30.00	30.00	3.608	-
9	1.059	-9.472	-	-	-	-	3.603	0.013
10	1.037	-11.249	-	-	5.80	2.00	3.605	0.022
11	1.100	-8.226	12.06	21.68	-	-	3.603	-
12	1.056	-10.671	-	-	11.20	7.50	3.562	-
13	1.084	-9.830	12.00	22.17	-	-	3.562	-
14	1.040	-11.561	-	-	6.20	1.60	3.621	0.020
15	1.034	-11.599	-	-	8.20	2.50	3.641	0.035
16	1.041	-11.192	-	-	3.50	1.80	3.601	0.021
17	1.033	-11.434	-	-	9.00	5.80	3.617	0.030
18	1.023	-12.185	-	-	3.20	0.90	3.679	0.049
19	1.020	-12.343	-	-	9.50	3.40	3.687	0.052
20	1.023	-12.121	-	-	2.20	0.70	3.669	0.045
21	1.026	-11.690	-	-	17.50	11.20	3.640	0.044
22	1.026	-11.679	-	-	-	-	3.639	0.044
23	1.021	-11.932	-	-	3.20	1.60	3.675	0.060
24	1.013	-12.039	-	-	8.70	6.70	3.690	0.077

25	1.017	-11.960	-	-	-	-	3.670	0.063
26	1.000	-12.385	-	-	3.50	2.30	3.736	0.108
27	1.028	-11.640	-	-	-	-	3.630	0.035
28	1.056	-7.890	-	-	-	-	3.621	0.017
29	1.009	-12.868	-	-	2.40	0.90	3.729	0.063
30	0.997	-13.728	-	-	10.60	1.90	3.798	0.074

Nota. En la tabla se observan los valores obtenidos en generación, valores y ángulos de voltaje, demanda y precio local marginal al realizar el OPF-AC en el sistema.

El valor que se muestra en la Tabla 13 nos indica que los costos totales de operación en el sistema serán de 801.42 \$/h, y en la Tabla 14 nos indica que el valor de λ hace referencia al precio local marginal el cual varía desde el valor 3.327 hasta 3.798 \$/h, esto significa que, si el valor de la demanda en alguna barra del sistema aumenta en 1 MW, el costo operativo aumentará en función del precio local marginal encontrado a la barra en donde aumente la demanda.

Podemos apreciar que estos costos de λ varían y no se tiene un valor constante como se lo observo en el caso del OPF-DC y esto se debe a que en el estudio en DC las pérdidas que tiene el sistema no existen es decir que son 0, mientras tanto en el OPF-AC ya se consideran pérdidas en las líneas lo que significa que se debe aumentar la generación en el sistema con el objetivo de tener voltajes adecuados conforme a las tolerancias que se tienen, por lo que en el estudio ya se consideran reactivos en el sistema, los mismos que tendrán un costo significando que el valor incrementará en comparación a los costos que se tuvieron en el OPF-DC.

Como nos muestra en la Tabla 14 se observa que los valores obtenidos de voltaje en las barras tanto en magnitud como en ángulo cumplen con las tolerancias indicadas anteriormente, en la que se tiene el valor de voltaje en el rango de 0.997 a 1.1 pu y en el caso del ángulo va desde -13.728 a 0 grados. También se muestra que los valores de potencia demandada (Pd) son los mismos que nos da el caso de estudio, la unidad generadora de la

barra 11 y 13 está generando potencia casi a su valores mínimos debido a que los costos de operación de estos generadores son altos con un costo de operación igual a 3\$/MWh, las otras unidades generadoras de las barras 1, 2, 5 y 8 están generando en distintos valores ya que deben entregar la potencia activa y reactiva demandada en el sistema además de compensar las pérdidas que se tienen en las líneas, debido a estas pérdidas las unidades generadoras generan más de lo demandado, las potencias de estos generadores varían buscando siempre minimizar los costos de generación del sistema eléctrico.

Al realizar el flujo óptimo de potencia en AC se puede apreciar que el modelo matemático que se implica para su resolución toma datos de potencia activa y de potencia reactiva para que mediante esto se pueda encontrar la solución óptima en todas las barras del sistema propuesto, en este OPF-AC ya se toman en consideración los voltajes en las barras del sistema los que estarán dados de acuerdo con las tolerancias que puede tener, en este caso fueron desde 0.9 a 1.1 pu. De esta forma se obtuvo el flujo óptimo de potencia del sistema tomando en consideración los datos previamente mencionados y los cuales se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15

Flujo de potencia entre las líneas del caso de 30 barras

De la barra	A la barra	De la barra		A la barra		Perdidas ($I^2 \cdot Z$)	
		P_{ij} (MW)	Q_{ij} (MVar)	P_{ij} (MW)	Q_{ij} (MVar)	P_{ij} (MW)	Q_{ij} (MVar)
1	2	118.21	-4.72	-115.90	8.09	2.311	6.93
1	3	58.66	4.72	-57.23	-1.61	1.437	5.46
2	4	35.25	-0.30	-34.62	-0.19	0.637	1.81
3	4	54.83	0.41	-54.56	0.64	0.264	1.05
2	5	63.34	1.36	-61.63	3.22	1.716	6.86
2	6	44.39	-1.38	-43.38	2.11	1.010	3.03
4	6	49.50	-6.07	-49.28	6.95	0.220	0.88
5	7	-11.12	8.49	11.21	-9.38	0.092	0.22
6	7	34.33	1.25	-34.01	-1.52	0.315	0.84
6	8	11.15	-17.68	-11.11	17.84	0.039	0.16

De la barra	A la barra	De la barra		A la barra		Perdidas ($I^2 \cdot Z$)	
		P_{ij} (MW)	Q_{ij} (MVAr)	P_{ij} (MW)	Q_{ij} (MVAr)	P_{ij} (MW)	Q_{ij} (MVAr)
6	9	18.92	1.10	-18.92	-0.43	-0.000	0.67
6	10	13.04	4.76	-13.04	-3.80	0.000	0.96
9	11	-12.06	-20.62	12.06	21.68	0.000	1.07
9	10	30.98	21.04	-30.98	-19.67	0.000	1.38
4	12	32.08	4.02	-32.08	-1.61	0.000	2.41
12	13	-12.00	-21.41	12.00	22.17	0.000	0.76
12	14	7.90	2.91	-7.82	-2.74	0.076	0.17
12	15	17.93	8.03	-17.68	-7.58	0.242	0.45
12	16	7.06	4.59	-7.01	-4.46	0.057	0.13
14	15	1.62	1.14	-1.61	-1.14	0.008	0.01
16	17	3.51	2.66	-3.49	-2.63	0.014	0.03
15	18	6.01	2.17	-5.96	-2.09	0.042	0.08
18	19	2.76	1.19	-2.76	-1.18	0.005	0.01
19	20	-6.74	-2.22	6.76	2.26	0.015	0.03
10	20	9.03	3.13	-8.96	-2.96	0.076	0.18
10	17	5.52	3.20	-5.51	-3.17	0.011	0.03
10	21	16.23	10.61	-16.13	-10.36	0.105	0.24
10	22	7.43	4.52	-7.39	-4.42	0.049	0.11
21	22	-1.37	-0.84	1.38	0.84	0.000	0.00
15	23	5.09	4.04	-5.05	-3.96	0.040	0.08
22	24	6.01	3.58	-5.95	-3.50	0.056	0.08
23	24	1.85	2.36	-1.84	-2.34	0.011	0.02
24	25	-0.91	-0.82	0.91	0.83	0.003	0.00
25	26	3.54	2.37	-3.50	-2.30	0.044	0.07
25	27	-4.45	-3.19	4.48	3.26	0.032	0.06
28	27	17.76	7.94	-17.76	-6.58	0.000	1.36
27	29	6.17	1.67	-6.08	-1.51	0.085	0.16
27	30	7.11	1.66	-6.95	-1.35	0.161	0.30
29	30	3.68	0.61	-3.65	-0.55	0.033	0.06
8	28	2.59	3.23	-2.58	-5.44	0.014	0.05
6	28	15.23	1.51	-15.18	-2.50	0.042	0.13

Nota. Esta tabla muestra los flujos de potencia en AC a través de las líneas que integran el sistema de 30 barras.

En los resultados del flujo óptimo de potencia en AC se puede observar que, de todas las líneas presentes en el sistema, las que mayor potencia transmiten son la 1-2 y 2-5 con potencias de 118.21 y 63.34 MW respectivamente.

Análisis de confiabilidad en el sistema propuesto

En el sistema propuesto se realizará el análisis de confiabilidad por pérdida de carga ya que con este análisis podemos verificar la calidad que brinda el sistema eléctrico a las personas, esto se debe cumplir bajo normas establecidas de calidad, como resultado del OPF realizado previamente no se obtuvo pérdidas de carga, por lo que al realizar el análisis a partir del criterio de energía no suministrada (ENS) y al no existir un deslastre de carga significa que el valor ENS será de 0 debido a que no existe potencia no suministrada en el sistema.

Análisis de la planeación de la expansión de líneas de transmisión con restricciones de seguridad N-1.

En el sistema propuesto se tiene un flujo óptimo de potencia, por tal razón y al conocer que el modelo TEP es aplicable únicamente en sistemas que requieren un incremento de nuevas líneas, es decir que no tiene un flujo óptimo de potencia. Por tal motivo en el presente proyecto se optó por considerar un incremento de carga puntal, haciendo factible la aplicación del método TEP.

Para realizar el incremento de carga puntal se toma en consideración la barra que está más alejada de la generación para observar su comportamiento una vez realizado el incremento, es por esta razón que se optó en incrementar una carga de 30MW en la barra 26.

Una vez realizada la simulación en el software GAMS, bajo el incremento de carga puntal se obtiene como resultado la necesidad de aumentar dos líneas de transmisión para que el sistema tenga un flujo óptimo de potencia y lograr suministrar las cargas.

Como resultado de la solución TEP óptima obtenida mediante la simulación en el software GAMS para un período de planificación de 2 años se tiene que los costos totales del sistema serian de \$62.91 millones de dólares.

Las soluciones óptimas se muestran en la tabla 16 donde nos indica que la línea uno a reforzarse con una línea adicional tiene que ubicarse entre las barras 6-10, línea por la que se transmitirá una potencia de 10.34 MW, la línea dos a reforzarse con una línea adicional estará ubicada entre las barras 25-26, línea por la que se transmitirá una potencia de 16 MW.

Al realizar el aumento de carga puntual en el sistema se obtuvo un deslastre de carga siendo 1.5 MW el valor de potencia no suministrada en la barra 26.

Como se nos muestra en la Tabla 16 se puede apreciar que unidad generadora 2 y 3 está generando potencia en su límite máximo debido a que los costos de operación de estos generadores son los más baratos con un costo de operación igual a 1\$/MWh y 1.75 \$/MWh respectivamente, la demanda adicional es suplida por las unidades generadoras restantes es decir los generadores 1, 4, 5 y 6, siempre teniendo en cuenta que se busca minimizar los costos totales en el sistema.

Tabla 16

Potencia de los generadores.

Generador	Pg (MW)
g1	116,97
g2	80
g3	50
g4	10
g5	14,93
g6	40

Nota. En la tabla se visualizan las potencias que tendrán cada uno de los generadores.

Tabla 17

Deslastre de carga en el sistema.

Barra	Deslastre LS (MW)
26	1.5

Nota. Esta tabla muestra el deslastre que tiene el sistema y la barra en la que se encuentra.

Tabla 18

Ángulos de voltaje en las barras del sistema.

Barra	$\delta_i(\text{rad})$
1	0
2	-0.0443
3	-0.0738
4	-0.0880
5	-0.0594
6	-0.1043
7	-0.0967
8	-0.1139
9	-0.1311
10	-0.1618
11	-0.1001
12	-0.1281
13	-0.0721
14	-0.1528
15	-0.1596
16	-0.1494
17	-0.1633
18	-0.1757
19	-0.1811
20	-0.1775
21	-0.1781
22	-0.1791
23	-0.1838
24	-0.2076
25	-0.2603
26	-0.3211
27	-0.2269
28	-0.1199
29	-0.2521
30	-0.2687

Nota. En la tabla indica todos los valores de ángulo delta que se encuentran en el sistema.

En la Tabla 18 se pueden observar los valores obtenidos de ángulos de voltaje en las barras los cuales cumplen con las tolerancias indicadas anteriormente, en la que se tiene el valor de ángulo de voltaje en el rango que va desde -0.2687 a 0 radianes, lo que es equivalente en grados de -15.39 a 0. De igual manera se puede apreciar que la barra 26 y 30 son aquellas que tienen los ángulos más críticos siendo estos valores de -18,39 y -15,39 grados respectivamente.

Tabla 19

Datos de potencia entre las líneas.

De la barra	A la barra	K	Pij (MW)	De la barra	A la barra	K	Pij (MW)
1	2	k1	77,12	14	12	k1	-9,63
1	2	k2		14	12	k2	
1	3	k1	39,85	14	15	k1	3,43
1	3	k2		14	15	k2	
2	1	k1	-77,12	15	12	k1	-24,14
2	1	k2		15	12	k2	
2	4	k1	25,14	15	14	k1	-3,43
2	4	k2		15	14	k2	
2	5	k1	76,29	15	18	k1	7,38
2	5	k2		15	18	k2	
2	6	k1	34	15	23	k1	12
2	6	k2		15	23	k2	
3	1	k1	-39,85	16	12	k1	-10,7
3	1	k2		16	12	k2	
3	4	k1	37,45	16	17	k1	7,2
3	4	k2		16	17	k2	
4	2	k1	-25,14	17	10	k1	-1,8
4	2	k2		17	10	k2	
4	3	k1	-37,45	17	16	k1	-7,2
4	3	k2		17	16	k2	
4	6	k1	39,32	18	15	k1	-7,38
4	6	k2		18	15	k2	
4	12	k1	15,67	18	19	k1	4,18

De la barra	A la barra	K	Pij (MW)	De la barra	A la barra	K	Pij (MW)
4	12	k2		18	19	k2	
5	2	k1	-76,29	19	18	k1	-4,18
5	2	k2		19	18	k2	
5	7	k1	32,09	19	20	k1	-5,32
5	7	k2		19	20	k2	
6	2	k1	-34	20	10	k1	-7,52
6	2	k2		20	10	k2	
6	4	k1	-39,32	20	19	k1	5,32
6	4	k2		20	19	k2	
6	7	k1	-9,29	21	10	k1	-21,82
6	7	k2		21	10	k2	
6	8	k1	22,97	21	22	k1	4,32
6	8	k2		21	22	k2	
6	9	k1	12,92	22	10	k1	-11,58
6	9	k2		22	10	k2	
6	10	k1	10,34	22	21	k1	-4,32
6	10	k2	10,34	22	21	k2	
6	28	k1	26,03	22	24	k1	15,9
6	28	k2		22	24	k2	
7	5	k1	-32,09	23	15	k1	-12
7	5	k2		23	15	k2	
7	6	k1	9,29	23	24	k1	8,8
7	6	k2		23	24	k2	
8	6	k1	-22,97	24	22	k1	-15,9
8	6	k2		24	22	k2	
8	28	k1	2,97	24	23	k1	-8,8
8	28	k2		24	23	k2	
9	6	k1	-12,92	24	25	k1	16
9	6	k2		24	25	k2	
9	10	k1	27,84	25	24	k1	-16
9	10	k2		25	24	k2	
9	11	k1	-14,93	25	26	k1	16
9	11	k2		25	26	k2	16
10	6	k1	-10,34	25	27	k1	-16
10	6	k2	-10,34	25	27	k2	
10	9	k1	-27,84	26	25	k1	-16
10	9	k2		26	25	k2	-16
10	17	k1	1,8	27	25	k1	16
10	17	k2		27	25	k2	

De la barra	A la barra	K	Pij (MW)	De la barra	A la barra	K	Pij (MW)
10	20	k1	7,52	27	28	k1	-29
10	20	k2		27	28	k2	
10	21	k1	21,82	27	29	k1	6,06
10	21	k2		27	29	k2	
10	22	k1	11,58	27	30	k1	6,94
10	22	k2		27	30	k2	
11	9	k1	14,93	28	6	k1	-26,03
11	9	k2		28	6	k2	
121	4	k1	-15,67	28	8	k1	-2,97
12	4	k2		28	8	k2	
12	13	k1	-40	28	27	k1	29
12	13	k2		28	27	k2	
12	14	k1	9,63	29	27	k1	-6,06
12	14	k2		29	27	k2	
12	15	k1	24,14	29	30	k1	3,66
12	15	k2		29	30	k2	
12	16	k1	10,7	30	27	k1	-6,94
12	16	k2		30	27	k2	
13	12	k1	40	30	29	k1	-3,66
13	12	k2		30	29	k2	

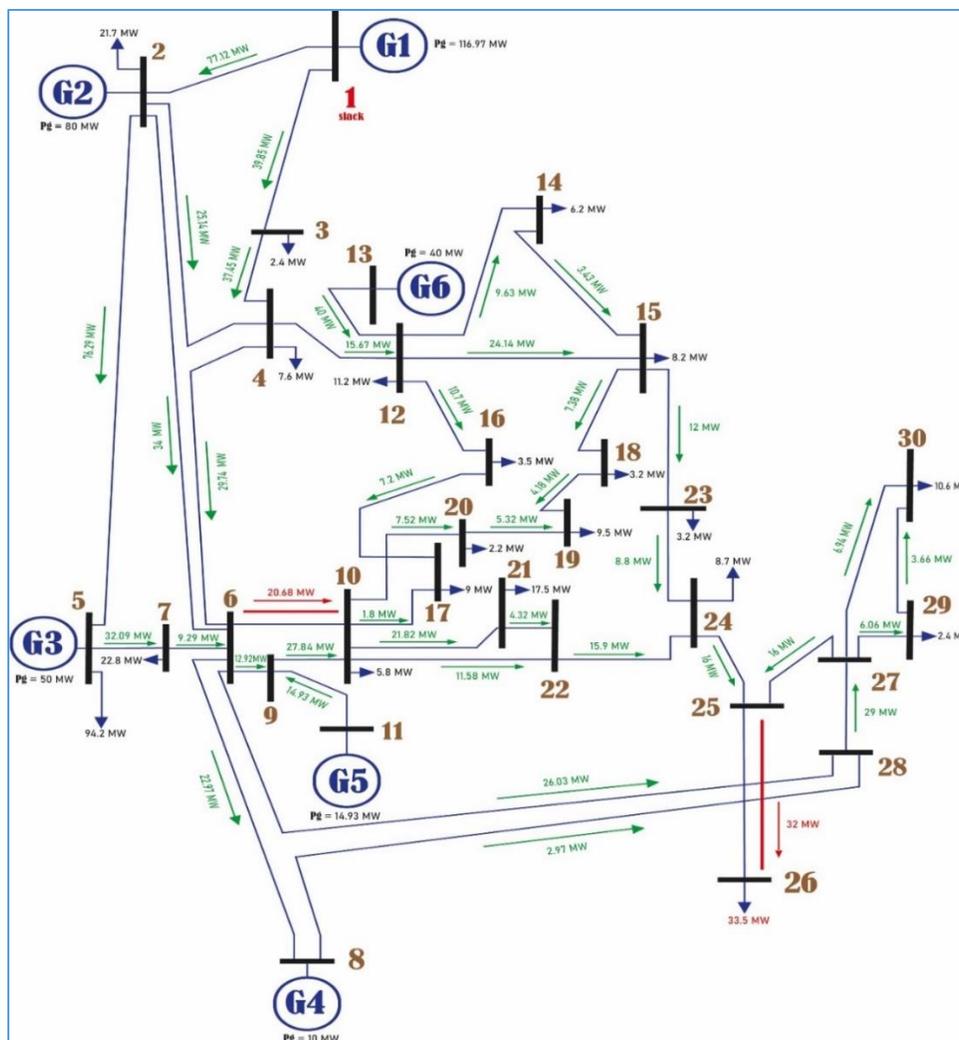
Nota. Esta tabla muestra los flujos entre las líneas, los valores de Alpha y las líneas nuevas que se han creado de acuerdo con la planeación del sistema.

En los resultados de potencia entre las líneas con la creación de nuevas líneas se puede observar que, de todas las líneas presentes en el sistema, las que mayor potencia transmiten son la 1-2 y 2-5 con potencias de 77,12 y 76,29 MW respectivamente.

A continuación, se puede observar en la figura 15, el diagrama realizado en el que se puede observar que líneas hay que crear para cumplir con los resultados de planeación de la expansión de líneas de transmisión con restricciones de seguridad N-1.

Figura 15

Diagrama del TEP con restricciones de seguridad N-1 en el sistema de 30 barras.



Nota. En la imagen se puede identificar las líneas que hay que implementar en el sistema al implementar la contingencia de aumento de carga en el sistema.

Análisis del flujo óptimo de potencia en AC del sistema obtenido luego de la expansión.

Tabla 20

Resultado de la función objetivo del OPF-AC del caso de 30 barras luego de la expansión

Dato	Valor
Función objetivo	921.48 \$/h

Nota. En esta tabla se indica el valor obtenido de la función objetivo del OPF-AC luego de la expansión del sistema.

Tabla 21

Resultados del OPF-AC del caso de 30 barras luego de la expansión.

Barra	Voltaje		Generación		Demanda		λ (\$/MVAh)	
	V (pu)	δ_i (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAh)	Pd (MW)	Qd (MVAh)	P	Q
1	1.100	0	161.87	0.00	-	-	3,528	0.022
2	1.081	-3.141	47.86	20.47	21.70	12.70	3,659	-
3	1.077	-4.819	-	-	2.40	1.20	3,727	0.023
4	1.073	-5.809	-	-	7.60	1.60	3,768	0.034
5	1.095	-9.757	29.41	30.50	94.20	19.00	3,883	-
6	1.073	-6.912	-	-	-	-	3,802	0.031
7	1.074	-8.493	-	-	22.80	10.90	3,86	0.042
8	1.081	-7.342	18.41	51.07	30.00	30.00	3,809	-
9	1.065	-7.675	-	-	-	-	3,804	0.036
10	1.045	-9.786	-	-	5.80	2.00	3,806	0.042
11	1.100	-4.593	30.00	21.68	-	-	3,804	-
12	1.070	-8.225	-	-	11.20	7.50	3,763	-
13	1.100	-5.629	38.06	22.17	-	-	3,763	-
14	1.052	-9.329	-	-	6.20	1.60	3,822	0.032
15	1.044	-9.566	-	-	8.20	2.50	3,842	0.042
16	1.052	-9.151	-	-	3.50	1.80	3,802	0.036
17	1.042	-9.795	-	-	9.00	5.80	3,818	0.043
18	1.032	-10.340	-	-	3.20	0.90	3,88	0.061
19	1.028	-10.614	-	-	9.50	3.40	3,888	0.072
20	1.031	-10.458	-	-	2.20	0.70	3,87	0.056
21	1.031	-10.424	-	-	17.50	11.20	3,841	0.062
22	1.031	-10.472	-	-	-	-	3,84	0.065
23	1.024	-10.601	-	-	3.20	1.60	3,876	0.070
24	1.007	-11.696	-	-	8.70	6.70	3,891	0.085
25	0.986	-14.526	-	-	-	-	3,871	0.076
26	0.900	-20.423	-	-	33.5	2.30	3,937	0.122
27	1.017	-13.331	-	-	-	-	3,831	0.043
28	1.066	-7.549	-	-	-	-	3,822	0.032
29	0.997	-14.588	-	-	2.40	0.90	3,93	0.072
30	0.985	-15.470	-	-	10.60	1.90	3,999	0.096

Nota. En la tabla se detallan los valores obtenidos en generación, valores y ángulos de voltaje, demanda y precio local marginal al realizar el OPF-AC en el sistema luego de la expansión.

El valor que se muestra en la Tabla 20 nos indica que los costos totales de operación en el sistema serán de 921.48 \$/h, y en la Tabla 21 nos indica que el valor del λ hace referencia al precio local marginal el cual tiene valores que varían debido a que ya se consideran pérdidas en las líneas que están indicadas en la Tabla 22.

Como nos muestra en la Tabla 21 se observa que los valores obtenidos de voltaje en las barras tanto en magnitud como en ángulo cumplen con las tolerancias especificadas, en donde se obtuvo un rango de valor de voltaje de 0.985 a 1.1 pu, mientras que el ángulo va desde -15,47 a 0 grados. Por otro lado, se puede observar que los valores de potencia demandada (Pd) después de la expansión se consideró el incremento de la carga en la barra 26, lo que significa que la demanda se incrementó en relación al caso de estudio. Las unidades generadoras de las barras están generando en distintos valores por lo que deben entregar la potencia activa y reactiva demandada en el sistema, de igual forma se observa que existen pérdidas en las líneas por lo que las unidades generadoras generan más de lo demandado. Por último, se tiene que las potencias de los generadores varían para buscar minimizar los costos de generación del sistema eléctrico.

Tabla 22

Flujo de potencia entre las líneas del caso de 30 barras luego de la expansión.

De la barra	A la barra	De la barra		A la barra		Perdidas ($I^2 \cdot Z$)	
		Pij (MW)	Qij (MVar)	Pij (MW)	Qij (MVar)	Pij (MW)	Qij (MVar)
1	2	109.06	-0.47	-107.09	2.80	1.966	5.90
1	3	52.82	0.47	-51.66	1.54	1.154	4.38
2	4	30.00	-6.20	-29.52	5.23	0.475	1.35
3	4	49.26	-2.74	-49.05	3.58	0.210	0.84
2	5	63.31	-20.80	-61.43	25.95	1.880	7.52
2	6	39.95	-8.50	-39.10	8.72	0.847	2.54
4	6	52.36	-12.35	-52.11	13.36	0.251	1.00
5	7	-11.37	24.00	11.67	-24.45	0.306	0.73
6	7	34.83	-13.74	-34.47	13.55	0.361	0.96
6	8	15.82	-23.92	-15.75	24.20	0.071	0.29

De la barra	A la barra	De la barra		A la barra		Perdidas ($I^2 \cdot Z$)	
		Pij (MW)	Qij (MVar)	Pij (MW)	Qij (MVar)	Pij (MW)	Qij (MVar)
6	9	7.26	4.18	-7.26	-4.05	0.000	0.13
6	10	10.04	5.79	-10.04	-5.14	0.000	0.65
9	11	-30.00	-16.78	30.00	18.97	0.000	2.19
9	10	37.26	20.84	-37.26	-19.07	0.000	1.77
4	12	18.62	1.94	-18.62	-1.15	0.000	0.79
12	13	-38.06	-22.26	38.06	24.64	0.000	2.38
12	14	9.63	2.79	-9.53	-2.57	0.106	0.23
12	15	24.67	8.50	-24.25	-7.73	0.417	0.77
12	16	11.18	4.62	-11.06	-4.36	0.115	0.26
14	15	3.33	0.97	-3.30	-0.94	0.024	0.02
16	17	7.56	2.56	-7.51	-2.45	0.046	0.11
15	18	7.56	1.90	-7.50	-1.78	0.061	0.12
18	19	4.30	0.88	-4.29	-0.85	0.011	0.02
19	20	-5.21	-2.55	5.22	2.57	0.010	0.02
10	20	7.47	3.40	-7.42	-3.27	0.056	0.13
10	17	1.49	3.36	-1.49	-3.35	0.004	0.01
10	21	21.79	10.86	-21.62	-10.48	0.163	0.38
10	22	10.74	4.60	-10.66	-4.41	0.088	0.19
21	22	4.12	-0.72	-4.12	0.73	0.002	0.00
15	23	11.80	4.27	-11.65	-3.98	0.145	0.29
22	24	14.78	3.68	-14.52	-3.29	0.262	0.39
23	24	8.45	2.38	-8.36	-2.19	0.096	0.20
24	25	14.17	-1.19	-13.79	1.84	0.379	0.66
25	26	27.52	5.38	-25.50	-2.30	2.023	3.08
25	27	-13.73	-7.22	14.00	7.74	0.272	0.52
28	27	27.29	14.44	-27.29	-11.08	0.000	3.36
27	29	6.17	1.68	-6.08	-1.51	0.087	0.17
27	30	7.12	1.66	-6.95	-1.35	0.165	0.31
29	30	3.68	0.61	-3.65	-0.55	0.034	0.06
8	28	4.16	5.80	-4.13	-7.99	0.034	0.11
6	28	23.26	5.61	-23.16	-6.45	0.101	0.30

Nota. Esta tabla muestra los flujos de potencia en AC a través de las líneas que integran el sistema de 30 barras luego de la expansión.

En los resultados del flujo óptimo de potencia en AC se puede observar que, de todas las líneas presentes en el sistema, las que mayor potencia transmiten son la 1-2 y 2-5 con potencias de 109.06 y 63.31 MW respectivamente.

Al comparar los resultados obtenidos en el OPF-AC antes de la planeación sin realizar el incremento de carga y luego de la expansión con el incremento de carga y la creación de nuevas líneas los valores que se obtuvieron tanto en voltaje y ángulo en las barras variaron entre cada caso, sin embargo, se mantuvieron dentro del rango admitido en el sistema que van de 0.9 a 1.1 pu en magnitud de voltaje y de $-\frac{\pi}{3}$ a $\frac{\pi}{3}$ en ángulo. En cambio, las potencias entre las líneas luego de la expansión se incrementaron ligeramente debido al incremento de carga puntual de 30MW que se realizó en la barra 26.

Análisis de confiabilidad en el sistema propuesto después de la expansión de líneas de transmisión.

En este análisis se calcula el índice de confiabilidad a partir de la pérdida de energía esperada o no suministrada (ENS) que tendrá el caso de estudio, para lo que se tomó como referencia los valores máximos de los índices de indisponibilidad anual de la resolución CREG 097 de 2008, teniendo los siguientes valores.

Por lo que optamos por asumir que se dé un evento al año (NOE=1), con un período de indisponibilidad de 38 h (DE), las mismas que se relacionan con la longitud de las líneas.

Tabla 23

MHAI líneas a 135 kV

Líneas	MHAI (Horas)	Número de eventos
Líneas a 135 kV	38	1

Nota. En la tabla se indican los valores de indisponibilidad y número de eventos a utilizar para la confiabilidad. (Ministerio de Energía, 2008).

A lo largo del desarrollo del proyecto investigativo se estudió el incremento de carga puntual, es por tal razón que en la tabla se presenta el deslastre de carga encontrado con la metodología propuesta, presentándose en la barra 26 una Energía no suministrada de 1.5 MW.

Tabla 24

Deslastre de carga.

Barra	Pd [MW]	LS [MW]	Demanda atendida [MW]
1	0	0	0
2	21,7	0	21,7
3	2,4	0	2,4
4	7,6	0	7,6
5	94,2	0	94,2
6	0	0	0
7	22,8	0	22,8
8	30	0	30
9	0	0	0
10	5,8	0	5,8
11	0	0	0
12	11,2	0	11,2
13	0	0	0
14	6,2	0	6,2
15	8,2	0	8,2
16	3,5	0	3,5
17	9	0	9
18	3,2	0	3,2
19	9,5	0	9,5
20	2,2	0	2,2
21	17,5	0	17,5
22	0	0	0
23	3,2	0	3,2
24	8,7	0	8,7
25	0	0	0
26	33,5	1,5	32
27	0	0	0
28	0	0	0
29	2,4	0	2,4
30	10,6	0	10,6
Total	313,4	1,5	311,9

Nota. En la tabla podemos ver cuanto deslastre de carga existe en el sistema y en qué punto.

A continuación, se calcula el índice mencionado de la contingencia, al multiplicar la duración del evento por el deslastre de carga. La duración del evento viene calculada como (Ver ecuación 22).

Por último, se calcula la energía no suministrada (ENS) para el caso del proyecto la misma que se plasma los resultados en la siguiente tabla:

Tabla 25

Pérdida de Energía Esperada (ENS)

Barra	LS [MW]	D [h/año]	ENS [MWh/año]
1	0	12,80	0
2	0	12,80	0
3	0	12,80	0
4	0	12,80	0
5	0	12,80	0
6	0	12,80	0
7	0	12,80	0
8	0	12,80	0
9	0	12,80	0
10	0	12,80	0
11	0	12,80	0
12	0	12,80	0
13	0	12,80	0
14	0	12,80	0
15	0	12,80	0
16	0	12,80	0
17	0	12,80	0
18	0	12,80	0
19	0	12,80	0
20	0	12,80	0
21	0	12,80	0
22	0	12,80	0
23	0	12,80	0
24	0	12,80	0
25	0	12,80	0
26	1,5	12,80	19,20

Barra	LS [MW]	D [h/año]	ENS [MWh/año]
27	0	12,80	0
28	0	12,80	0
29	0	12,80	0
30	0	12,80	0
TOTAL, ENS [MWh/año]			19,20

Nota. En la tabla se observa como calcular el índice (ENS) en el sistema.

Al analizar los datos obtenidos se puede determinar que el punto exacto donde se produce la energía no suministrada es en la barra 26, la misma que involucra las líneas 25-26 que son encargadas de transportar la energía. Después de realizar la confiabilidad se observa que se tendrá un total de energía no suministrada correspondiente a 19,20 MWh/año, esto nos indica que esa energía no podrá ser suministrada a los usuarios si se tiene un evento al año el cual corresponde a un periodo de indisponibilidad máxima de 38h en el sistema, sabiendo que las horas de demanda máxima en el medio oeste de Estados Unidos es de $2951.025 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$.

Capítulo V

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Se realizó la investigación de todos los métodos que son aplicables a la planeación de la expansión de líneas de transmisión (TEP) con lo que se optó por utilizar un modelo idóneo que cumplía con nuestros requerimientos a corto plazo, siendo este un modelo matemático que corresponde a la planeación de la expansión de transmisión por medio de la creación de nuevas líneas a través de flujos óptimos de potencia.

Según los datos obtenidos al realizar la planeación a corto plazo del sistema eléctrico centrándose en transmisión en el caso de estudio de la IEEE de 30 barras, se pudo apreciar con el análisis de confiabilidad mediante el índice de energía no suministrada (ENS), que el sistema inicial es confiable, arrojándonos un deslastre de carga equivalente a 0, pero al realizar la planeación y al ser necesario un incremento de carga puntual como contingencia N-1 la confiabilidad del sistema disminuyó en 19.20 MWh, lo que significa que será necesario aplicar mejoras en la topología de la red, sin embargo esto no hace referencia a que el método propuesto no mejora al sistema, debido a que un parámetro en la programación es el número de líneas que se podrá crear y en este caso se optó por dos (k2) lo que genero un deslastre de carga al tener esta limitación de creación solo de dos líneas.

Se analizó el modelo aplicado para planeación de la expansión de líneas de transmisión (TEP) para una restricción N-1 por medio de la verificación de la seguridad en función del ángulo de voltaje en las barras, específicamente el rango de $\frac{\pi}{3}$ a $\frac{\pi}{3}$.

Recomendaciones

Se recomienda analizar el criterio determinístico para calcular la confiabilidad del sistema propuesto, debido a que existen criterios determinísticos que valoran la confiabilidad del sistema a partir de reglas operativas que se obtuvo en el proyecto y criterios probabilísticos que valoran la confiabilidad del sistema a partir de índices.

Debido a que este tipo de estudios implica formulaciones matemáticas complejas al igual que varias variables y ecuaciones, se recomienda utilizar softwares capaces de realizar cálculos avanzados dándonos soluciones óptimas al menor tiempo posible adquiriendo licencias estudiantiles.

Es importante considerar que al realizar el flujo óptimo de potencia (OPF) en AC se obtendrán valores más apegados a la realidad, ya que en DC se linealizan las ecuaciones omitiendo datos de potencia reactiva al igual que datos de costos de operación.

Para el análisis de la planeación en el software GAMS es necesario contar con una computadora con características avanzadas debido a que implica un sin número de iteraciones para encontrar soluciones óptimas en el menor tiempo posible.

Bibliografía

- Alves, D. (2019). *Método de descomposición de Benders. Rendimiento del algoritmo y aplicaciones*. http://eio.usc.es/pub/mte/descargas/ProyectosFinMaster/Proyecto_1677.pdf
- Antonio, P., & Minda, M. (2018). *Elaboración de un modelo de planificación dinámica para la expansión óptima de redes de transmisión de energía eléctrica en sistemas de generación hidrotérmica*.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19779/1/CD-9188.pdf>
- Arguello, G. (2007). *Análisis y control de sistemas eléctricos de potencia*.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10008>
- Birf. (2023). *Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita) - United States*.
https://datos.bancomundial.org/indicador/eg.use.elec.kh.pc?end=2014&locations=US&most_recent_year_desc=false&start=1960&view=map
https://datos.bancomundial.org/indicador/eg.use.elec.kh.pc?end=2014&locations=US&most_recent_year_desc=false&start=1960&view=map
- CELEC. (2017). *Empresa pública estratégica corporación eléctrica del ecuador CELEC EP*.
[https://www.celec.gob.ec/images/lotaip/2017/Comun/k\)PlanEst2017_2021.pdf](https://www.celec.gob.ec/images/lotaip/2017/Comun/k)PlanEst2017_2021.pdf)
- CONELEC. (2015). *Plan de Expansión de Transmisión*.
- CONELEC. (2021). *Plan Maestro de Electrificación -2012-2021*.
- Corrales, L. (2016). *Metodología para la evaluación de la confiabilidad en redes*. Universidad Pontífice Bolivariana.
- Cortez, J. (2018). *Universidad de cuenca* [Universidad de Cuenca].
<https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/31425/1/TrabajodeTitulacion.pdf>
- Dialyanas, E. (2014). *Reliability modeling and evaluation of hvdc power transmission systems*. 1–7. <https://doi.org/10.1109/61.296269>

- Escudero Delgado, P., & Carrión Galarza, D. (2018). Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC. *INGE CUC*, 14(2), 116–125.
<https://doi.org/10.17981/ingecuc.14.2.2018.11>
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013). *Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia*.
https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/331/Repor_Octubre_2013_%20Garcia_et_al.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- González, M. (2019). *Resolución de problemas cuadráticos, separables y fraccionales basada en el modelo de Gomory*. <https://core.ac.uk/download/pdf/290002312.pdf>
- Hemmati, R., Hooshmand, R. A., & Khodabakhshian, A. (2013). State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 312–319. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.015>
- Hernández, B. (2022). A Comparative Study of Bee and Ant Algorithms on the Sphere Problem. *Revista Politécnica*, 50(2), 55–62. <https://doi.org/10.33333/rp.vol50n2.06>
- IEEE Std 1159. (1995). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality*.
- Lema, R. (2010). *Caos, complejidad, creatividad: Diseñando fractales en “geronimo an american legend.”* 1–31. www.razonypalabra.org.mx
- Luna, C., & Carangui, M. (2021). *Planeamiento Dinámico de la Expansión de los SEP usando algoritmos matemáticos*. 1–16.
<https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/35926/1/Trabajo%20de%20Titulaci%C3%B3n.pdf>
- Machado, D. (2021). *Modelo de optimización AC - programación no lineal entera mixta - para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica*. Escuela Politécnica Nacional.

- Martínez, J., López, R., Gras, A., & Torregrosa, G. (2002). *La diferencial no es un incremento infinitesimal. Evolución del concepto de diferencial y su clarificación en la enseñanza de la física.*
- Medina, A., & Nogueira, D. (2014). *Planeación agregada: objetivos, procedimientos y métodos.*
<https://www.researchgate.net/publication/338004454>
- Ministerio de Energía. (1995). *Cr025-95.*
- Noriega, R. (2022). *CD 12078.* 1–56.
- Nuques, B. (2019). *Expansión del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano usando algoritmos evolutivos.* 1–11.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9969/1/EXPANSI%3FN%20DEL%20SISTEMA%20NACIONAL%20DE%20TRANSMISI%3FN%20ECUATORIANO%20USANDO%20ALGORITMOS%20EVOLUTIVOS.pdf>
- Pareja, P. (2019). *Ética aplicada en la expansión de sistemas de redes de transmisión de energía eléctrica en Ecuador.* 1–9.
<https://www.eumed.net/rev/caribe/2019/11/etica-sistemas-redes.html>
- Paul, J., & Quintero, V. (2008). *GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Democratización de la energía eléctrica.* 105–112.
- Peñaherrera, A. (2015). *Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos [Universidad de Cuenca].* <https://core.ac.uk/reader/38669410>
- Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A., & Haffner, S. (2002). *Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning.*
<https://doi.org/https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20020026>
- Sanguano, N. (2021). *Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común en líneas.*
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19728/1/UPS%20-%20TTS232.pdf>

- Shuai, Z., Shen, C., Liu, X., Li, Z., & John Shen, Z. (2019). Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(4), 4648–4661. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2866122>
- Sonawane, B. U., & Ahuja, B. (2009). Modelling for availability of a reliability-based system using Monte Carlo simulation and Markov chain analysis. In *IE(I) Journal-PR*. <https://www.researchgate.net/publication/283478315>
- Soroudi, A. (2017). Power system optimization modeling in GAMS. In *Power System Optimization Modeling in GAMS*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-62350-4>
- Sunyer Torrents, Albert., Fonollosa Guardiet, J. Baptista., Fernández Alarcón, V., Sallán Leyes, J. M., & Iniciativa Digital Politécnica. (2016). *Programación lineal : métodos cuantitativos para la toma de decisiones*. Iniciativa Digital Politécnica.
- Vélez, M., & Montoya, J. (2007). Metaheurísticos: Una alternativa para la solución de problemas combinatorios en administración de operaciones. *Revista EIA*, 8, 1–17.
- Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia universidad tecnológica de Pereira Colombia 2011*.

Anexos