



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTITETAPA DE PLANIFICACIÓN
CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico

Autores:

Cristhian Paul Aguaiza Quinapanta

Patricio Alexander Ortiz Atiaja

Tutor:

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

LATACUNGA – ECUADOR

2023



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros **AGUAIZA QUINAPANTA CRISTHIAN PAUL** y **ORTIZ ATIAJA PATRICIO ALEXANDER** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTITAPA DE PLANIFICACIÓN CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR”** siendo el Ingeniero **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO M.Sc.** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Atentamente,

.....
Aguaza Quinapanta Cristhian Paul

CI. 1725576480

.....
Ortiz Atiaja Patricio Alexander

CI. 0504081621



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTITETAPA DE PLANIFICACIÓN CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR”, de los estudiantes **AGUAIZA QUINAPANTA CRISTHIAN PAUL** y **ORTIZ ATIAJA PATRCIO ALEXANDER** de la carrera de **INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto, 2023

Tutor de Titulación

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

C.C. 060357895-6



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la **Universidad Técnica de Cotopaxi**, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, a los postulantes **Aguaiza Quinapanta Cristhian Paul** y **Ortiz Atiaja Patricio Alexander** con el título de Proyecto de titulación “**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTIETAPA DE PLANIFICACIÓN CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto, 2023

Para constancia firman:

Lector 1 (presidente)

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.
CC: 050265642-4

Lector 2

Ing. Juan Pablo Palacios Solorzano MSc.
CC: 130688632-4

Lector 3

Ing. Marco Aníbal León Segovia MSc.
CC: 050230540-2

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis queridos padres María y Segundo y a mis hermanos especialmente a Luis y Diana por su inquebrantable apoyo a lo largo de mi camino académico. Sus palabras de aliento en los momentos de duda y su celebración sincera en cada paso adelante me han impulsado a esforzarme más allá de mis límites. Cada uno de ustedes ha sido mi fuente de inspiración y fortaleza, y no podría haber alcanzado esta meta sin su presencia constante a mi lado.

Además, quiero expresar mi gratitud a nuestro tutor de tesis, el Ing. Wilian Guamán M.Sc. y a los lectores cuya orientación y valiosas contribuciones han sido fundamentales en la mejora de este trabajo. Sus conocimientos, consejos y paciencia han enriquecido enormemente mi comprensión del tema y me han inspirado a alcanzar estándares de excelencia más altos.

AGUAIZA CRISTHIAN

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, a mi protectora Santa Anita y a la Virgen de la Cascada, por siempre cuidarme y guiarme en cada paso que doy. A mis padres, Edison y Jakeline, que, con su amor, comprensión y apoyo incondicional, siempre han estado a mi lado en cada etapa de mi vida. A mi hermana Johana, por sus palabras de aliento para no darme por vencido en los momentos difíciles durante toda mi carrera universitaria.

A toda mi familia, cuyo respaldo y sabios consejos han sido fundamentales en mi camino. De manera especial a mi abuelita Aida y mi tío Ismael, quienes han ocupado un lugar especial en mi vida, siempre presentes a mi lado para brindarme su apoyo incondicional.

Les agradezco de todo corazón a cada uno de ustedes por su apoyo inquebrantable, sus valiosos consejos y su comprensión incondicional. Han contribuido de manera invaluable a mi crecimiento, desarrollo y logros.

Además, deseo expresar mi agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi, que me recibió durante mi formación profesional, mi sincera gratitud a la carrera de Ingeniería Eléctrica y a los docentes que la integran. Especialmente a nuestro tutor Ing. Wilian Guamán M.Sc., por ser un excelente profesional y guiarnos durante el desarrollo del Proyecto de Investigación. Finalmente, a cada uno de los amigos que llegue a conocer a lo largo de mi vida universitaria, logrando que este difícil camino este lleno de momentos muy gratos y memorables en mi vida.

PATRICIO ORTIZ

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a mis amados padres y a mi querida familia cercana, especialmente a Darwin Aguaiza, cuyo amor incondicional, apoyo constante y aliento inquebrantable han sido el motor que me impulsó a alcanzar este logro. Su sacrificio y confianza en mí han sido la luz que iluminó mi camino en los momentos más desafiantes.

A través de sus palabras de aliento y sus gestos de cariño, han sido mi inspiración constante para superar obstáculos y perseguir mis metas. Gracias por estar a mi lado en cada paso de este emocionante viaje.

AGUAIZA CRISTHIAN

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a mis padres, que con su sacrificio y amor lograron que nunca me falte nada. Sin ustedes esta meta no habría sido posible. Gracias por siempre impulsarme a ser mejor cada día y ayudarme a levantarme en cada caída.

A toda mi familia por confiar en mí y siempre estar presentes.

PATRICIO ORTIZ

ÍNDICE GENERAL

1	INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2	INTRODUCCIÓN	2
2.1	EL PROBLEMA.....	2
2.1.1	Situación Problemática.....	2
2.1.2	Formulación del Problema	3
2.2	OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	3
2.3	BENEFICIARIOS	3
2.3.1	Beneficiarios Directos:	3
2.3.2	Beneficiarios Indirectos:.....	3
2.4	JUSTIFICACIÓN	3
2.5	HIPOTESIS	5
2.6	OBJETIVOS	5
2.6.1	Objetivo General	5
2.6.2	Objetivos Específicos	5
2.7	SISTEMA DE TAREAS	5
3	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	7
3.1	ANTECEDENTES	7
3.2	SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR	12
3.2.1	Historia del sector eléctrico de Ecuador.....	12
3.2.2	Transformación y situación actual del Sector Eléctrico	14
3.3	PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	17
3.3.1	Horizonte temporal de la planificación	18
3.3.2	Crecimiento de la demanda	19
3.4	PLANEACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	20
3.5	PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (GEP).....	22
3.5.1	GEP en el mercado eléctrico desregularizado	23

3.5.2	Costo medio de generación	23
3.6	PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (TEP)	24
3.6.1	TEP en el mercado eléctrico desregularizado.....	26
3.6.2	TEP desde la perspectiva del horizonte temporal.....	26
3.6.3	Métodos de solución.....	27
3.7	PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	28
3.7.1	Descripción general de la formulación de TEP y GEP	29
3.8	PLANIFICACIÓN DINÁMICA O MULTITETAPA	29
4	METODOLOGÍA	31
4.1	GESTIÓN DE TAREAS.....	31
4.2	HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES	32
4.2.1	Software AMPL.....	32
4.2.2	DigSILENT PowerFactory	34
4.2.3	Estructura del modelo en el programa computacional	34
4.3	MODELACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN	35
4.3.1	Modelo de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión (GTEP) 36	
4.3.2	Modelo de planificación de la expansión de la generación (GEP).....	40
4.3.3	Modelo de planificación de la expansión de la transmisión (TEP).....	42
4.4	VALIDACIÓN DEL MODELO.....	43
4.4.1	Sistema IEEE 6 barras de Garver	43
4.5	CASO DE ESTUDIO: <i>56-BUS SNI Ecuador System</i>	46
4.5.1	Proyección de la Demanda	48
4.5.2	Representación de la demanda en función de bloques horarios	51
4.5.3	Evaluación económica de proyectos.....	51
4.5.4	Premisas de Generación	52

4.5.5	Premisas de Transmisión.....	56
5	RESULTADOS.....	59
5.1	RESULTADOS DEL SISTEMA IEEE 6 BARRAS DE GARVER	59
5.2	RESULTADOS DEL CASO: <i>56-BUS SNI ECUADOR SYSTEM</i>	62
5.2.1	Resultados de los modelos GEP & TEP para el período 2018-2021	62
5.2.2	Resultados del modelo GTEP para el período 2018-2021	62
5.2.3	Resultados del modelo GTEP para el período 2018-2031	63
5.3	LIMITACIONES	71
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
6.1	CONCLUSIONES	72
6.2	RECOMENDACIONES.....	73
7	REFERENCIAS.....	74
8	ANEXOS.....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Línea histórica del sector eléctrico ecuatoriano [14]	14
Figura 3.2 Resumen de las etapas de planificación del sector eléctrico [17]	17
Figura 3.3 Programación según las ventanas de tiempo [21]	21
Figura 3.4 Procedimiento de planificación dinámica [32].	30
Figura 4.1 Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación y transmisión	35
Figura 4.2 Sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver	44
Figura 4.3 Diagrama unifilar del caso de estudio "56-Bus SNI Ecuador System".	47
Figura 4.4 Evolución de la potencia de demanda 2001-2018 [13].	48
Figura 5.1 Resultados de la validación del modelo en la Red IEEE 6 barras de Garver.....	61
Figura 5.2 Diagrama unifilar del caso de estudio "56-Bus SNI Ecuador System", considerando el ingreso de las unidades de generación y transmisión proyectadas.	63
Figura 5.3 Potencia operativa por tipo de tecnología de generación para cada bloque de carga durante el período de 2018 a 2031	67
Figura 5.4 Distribución de los costos operativos el tipo de tecnología de generación.....	69
Figura 5.5 Curva tendencial de los costos de inversión y operación para el período 2018-2031.	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Conjuntos considerados en el modelo	xiii
Tabla 1.2. Parámetros considerados en el modelo.....	xiii
Tabla 1.3. Variables consideradas en el modelo	xiv
Tabla 3.1 Resumen de artículos científicos revisados	11
Tabla 4.1 Descripción de los principales solvers compatibles con AMPL	34
Tabla 4.2 Estructura del modelo de optimización	38
Tabla 4.3 Estructura del modelo GEP	41
Tabla 4.4 Estructura del modelo TEP.....	43
Tabla 4.5 Datos de las líneas de transmisión para el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver [5]	45
Tabla 4.6 Datos de los generadores para el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver [5]...	45
Tabla 4.7 Datos del factor de carga para el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver [5]...	46
Tabla 4.8 Proyección de los requerimientos de demanda por cada empresa [13].....	49
Tabla 4.9 Cargas singulares proyectadas por la hipótesis N°2 [13].....	50
Tabla 4.10 Datos del factor de carga para la representación de la demanda en función de los bloques horarios [10].....	51
Tabla 4.11 Costo de inversión por tecnología [44].	53
Tabla 4.12 Proyectos considerados en el Plan de Expansión de Generación del PME [13]...	55
Tabla 4.13 Costos unitarios de inversión para la transmisión [47].	56
Tabla 4.14 Líneas candidatas de acuerdo al PME [13] parte A.	57
Tabla 4.15 Líneas candidatas de acuerdo al PME [13] parte B.....	58
Tabla 5.1 Resultados obtenidos Aghaei et al. (2014) para el modelo G&TEP [5]	59
Tabla 5.2 Resultados del modelo propuesto sin factor de disponibilidad, margen de reserva.	60
Tabla 5.3 Resultados del modelo propuesto con factor de disponibilidad, margen de reserva.	60
Tabla 5.4 Costos de los modelos GEP & TEP (MM USD) para el período 2018-2021	62
Tabla 5.5 Costos del modelo integrado GTEP (MM USD) para el período 2018-2021	62
Tabla 5.6 Ingreso de nuevas líneas de transmisión período 2018-2031 parte A.	64
Tabla 5.7 Ingreso de nuevas líneas de transmisión período 2018-2031 parte B	65
Tabla 5.8 Ingreso de nuevas unidades de generación período 2018-2031 parte A.	65
Tabla 5.9 Ingreso de nuevas unidades de generación período 2018-2031 parte B.	66
Tabla 5.10 Costos del modelo integrado GTEP (MM USD) para el período 2018-2031	69

NOMENCLATURA

Tabla 1.1. Conjuntos considerados en el modelo

Índice	Descripción	Conjunto
t	Tiempo	T
b	Bloque horario	B
s	Subestación o barra de conexión	S
i, s	Unidades de generación existentes	GE
i, s	Unidades de generación candidatos	GC
i, s	Unidades de generación totales, $GE \cup GC$	GT
i, s, r	Líneas de transmisión existentes	LE
i, s, r	Líneas de transmisión candidatos	LC
i, s, r	Líneas de transmisión totales, $LE \cup LC$	LT

Tabla 1.2. Parámetros considerados en el modelo

Parámetros	Descripción	Unidad
h_b	Horas de operación en el bloque horario b	h
$P_{t,b,s}^{dem}$	Demanda eléctrica en el año t , en el bloque b y en la barra s	MW
$P_{i,s}^{nom}$	Potencia nominal de la unidad de generación i	MW
$P_{i,s}^{min}$	Potencia mínima de la unidad de generación i	MW
$f_{t,b,i,s}^{dis}$	Factor de disponibilidad efectiva de la unidad de generación i , en el año t y en el bloque b	
$C_{t,i,s}^{ope}$	Costo operativo de la unidad de generación i en el año t	US\$/MWh
$C_{t,i,s}^{fijo}$	Anualidad del costo fijo de la unidad de generación candidata i en el año t	US\$/MW
$P_{i,s,r}^{cap}$	Capacidad de transmisión de la línea i, s, r	MW
$Bs_{i,s,r}$	Susceptancia de la línea existente i, s, r	p.u.
$C_{t,i,s,r}^{fijol}$	Anualidad del costo fijo de la línea candidata i, s, r	US\$/MW
C^{ens}	Costo de energía no servida	US\$/MWh
td	Tasa de descuento	%
res	Margen de reserva de la demanda	%
M	Numero grande para el modelo disyuntivo	
$Sbase$	Potencia base	MW

Tabla 1.3. Variables consideradas en el modelo

Variables	Descripción	Unidad
$X_{t,i,s}$	Variable Binaria, es 1 si la unidad de generación i es construida, en otro caso es 0	
$P_{t,b,i,s}^{ope}$	Potencia de operación de la unidad de generación i , en el año t y en el bloque b	MW
$P_{t,b,s}^{ENS}$	Potencia de energía no suministrada en la barra s , en el año t y en el bloque b	MW
$Y_{t,i,s,r}$	Variable Binaria, es 1 si la línea de transmisión (i, s, r) es construida, en otro caso es 0	
$Fl_{t,b,i,s,r}^{pot}$	Flujo de Potencia de operación de la línea de transmisión (i, s, r) en el año t y en el bloque b	MW
$Th_{t,b,s}$	Angulo de voltaje en el año t , en el bloque b y en la barra s	Rad

RESUMEN

TÍTULO: “IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTITETAPA DE PLANIFICACIÓN CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR”

En el contexto actual de una creciente demanda de energía y la necesidad de una planificación eficiente y sostenible de los sistemas eléctricos, la implementación de un modelo multietapa de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión se presenta como una alternativa estratégica frente a la planificación tradicional por separado, que ha generado costos adicionales y limitaciones ante el crecimiento de la demanda energética. En este trabajo de investigación se implementa un modelo multietapa de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión para el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador (SNI) con la finalidad de evaluar soluciones que minimicen los costos de operación y construcción de nueva infraestructura. Se aplica un modelo de programación lineal entera mixta MILP para analizar la expansión de la generación y transmisión eléctrica en el Ecuador para el período 2018-2031. Para ello, se utiliza como punto de partida, un sistema equivalente reducido del SNI de Ecuador, desarrollado por los autores y denominado *56-Bus SNI Ecuador System*, a niveles de 230 kV y 500 kV. Los resultados obtenidos permiten demostrar que la planificación conjunta puede reducir significativamente los costos de inversión y operación a largo plazo con respecto a la planificación separada. Finalmente, este trabajo representa una importante contribución a la optimización de la planificación de la expansión de la generación y transmisión de Ecuador, ofreciendo una visión más integrada y rentable para el futuro de la infraestructura eléctrica.

Autores:

Cristhian Paul Aguaiza Quinapanta

Patricio Alexander Ortiz Atiaja

Palabras Clave: Planificación Conjunta, Sistema Nacional Interconectado, Modelo, Expansión, Generación, Transmisión.

ABSTRACT

TITLE: "IMPLEMENTATION OF A MULTI-STAGE MODEL FOR JOINT PLANNING OF GENERATION AND TRANSMISSION EXPANSION FOR ECUADOR'S NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM".

In the current context of growing energy demand and the need for efficient and sustainable planning of electricity systems, the implementation of a multi-stage model for joint planning of generation and transmission expansion is presented as a strategic alternative to traditional separate planning, which has generated additional costs and limitations in the face of growing energy demand. In this research work, a multi-stage model of joint planning of generation and transmission expansion for the National Interconnected System of Ecuador (SNI) is implemented in order to evaluate solutions that minimize the costs of operation and construction of new infrastructure. A mixed integer linear programming MILP model is applied to analyze the expansion of electricity generation and transmission in Ecuador for the period 2018-2031. For this purpose, a reduced equivalent system of the SNI of Ecuador, developed by the authors and named 56-Bus SNI Ecuador System, at 230 kV and 500 kV levels, is used as a starting point. The results obtained show that joint planning can significantly reduce investment and operation costs in the long term with respect to separate planning. Finally, this work represents an important contribution to the optimization of generation and transmission expansion planning in Ecuador, offering a more integrated and cost-effective vision for the future of the electrical infrastructure.

Authors:

Cristhian Paul Aguaiza Quinapanta

Patricio Alexander Ortiz Atiaja

Keywords: Joint Planning, National Interconnected System, Model, Expansion, Generation, Transmission.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTITAPA DE PLANIFICACIÓN CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR”** presentado por: **Cristhian Paul Aguaiza Quinapanta y Patricio Alexander Ortiz Atiaja**, egresados de la Carrera de Electricidad perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, agosto del 2023

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
BLANCA GLADYS
SANCHEZ AVILA

Msc. Blanca Gladys Sánchez A.

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC

CI: 2100275375



CENTRO
DE IDIOMAS

1 INFORMACIÓN GENERAL

Título: Implementación de un modelo multietapa de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión para el sistema nacional interconectado de Ecuador.

Fecha de inicio: Abril 2022

Fecha de finalización: Agosto 2023

Lugar de ejecución: No aplica

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Carrera Electricidad

Proyecto Macro Asociado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo:

Grupo de Investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia

Tutor de Titulación: Ing. M.Sc. Wilian Patricio Guamán Cuenca

Estudiantes: Cristhian Paul Aguaiza Quinapanta

Patricio Alexander Ortiz Atiaja

Área de Conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera:

Sublínea 1: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia

Grupos Temáticos:

1. Planificación y operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
2. Sistemas de Transmisión y Distribución de energía

2 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta los fundamentos para implementar un modelo multietapa de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión para el sistema nacional interconectado de Ecuador (SNI), por esta razón, en la sección 2.1 se identifican los problemas que conlleva realizar la planificación de la expansión de la generación (PEG) y la planificación de la expansión de la transmisión (PET) de forma separada. En la siguiente sección 2.2 y 2.3 se plantean el campo de acción y los beneficiarios directos e indirectos de esta investigación. Mientras, que en la sección 2.4 se presenta la justificación sobre la importancia de realizar la GEP y la TEP de manera conjunta. Posteriormente, se expone en la sección 2.5 la hipótesis para determinar la viabilidad del estudio. Finalmente, en las secciones 2.6 y 2.7 se plantean los objetivos y el sistema de tareas que se deben llevar a cabo durante la realización de la investigación.

2.1 EL PROBLEMA

2.1.1 Situación Problemática

El estudio de la demanda eléctrica para el periodo 2019-2027, realizado por el Plan Maestro de Electricidad [1], reveló un rápido crecimiento en los sistemas eléctricos de potencia, con una tasa promedio de crecimiento anual del 3,7% en el sector residencial, 5,74% en el sector comercial y 8,38% en el sector industrial. Este crecimiento ha generado una necesidad de planificación más eficiente para la expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.

Tradicionalmente, la planificación de los sistemas de potencia se ha dividido en dos problemas separados: el planeamiento de la expansión en generación (GEP) y el planeamiento de la expansión en transmisión (TEP). Aunque el GEP representa más del 80% del costo total de la planificación, se resuelve primero y se utiliza como punto de partida para la TEP. La solución resultante conduce a un mayor costo en comparación con abordar ambos problemas simultáneamente mediante una solución integrada. Este problema económico es significativo debido a la gran cantidad de dinero relacionada con la planificación del sistema [1].

En Ecuador, la planificación de la generación y transmisión se realiza en forma separada, lo que ha resultado en soluciones técnicamente viables, pero no económicamente sostenibles, esta situación representa un aumento en los costos de planificación y operación del sistema eléctrico. Por lo tanto, se requiere un modelo de planificación conjunta de la expansión de la generación

y transmisión para lograr una solución óptima y reducir los costos asociados con la planificación del sistema eléctrico.

2.1.2 Formulación del Problema

La planificación de la expansión de generación y transmisión en Ecuador se realiza en forma separada, lo que ha generado soluciones subóptimas que no abordan de manera eficiente los desafíos actuales del abastecimiento eléctrico, incrementando los costos asociados con la planificación del sistema eléctrico.

2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

- **Objeto:**
- El objeto de estudio es la planificación de la expansión de la generación y transmisión del sistema nacional interconectado (SNI) en Ecuador.
- **Campo de Acción:**
- El campo de acción para el proyecto: 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

2.3 BENEFICIARIOS

2.3.1 Beneficiarios Directos:

Los beneficiarios directos son los postulantes.

2.3.2 Beneficiarios Indirectos:

Los beneficiarios indirectos son estudiantes, docentes, profesionales y empresas eléctricas públicas y privadas.

2.4 JUSTIFICACIÓN

El sistema eléctrico de potencia (SEP), enfrenta numerosos desafíos en su generación, transmisión y consumo, lo que requiere un análisis exhaustivo para garantizar su óptimo funcionamiento y capacidad de abastecimiento eficiente y sostenible. La planificación de los sistemas eléctricos es de vital importancia debido al papel fundamental que desempeña la electricidad en la economía mundial. La electricidad no solo es un indicador clave para evaluar la situación económica y el nivel de vida de una población, sino que también posee características únicas que requieren un suministro instantáneo y automático para satisfacer las

demandas de los consumidores. La planificación cuidadosa del sector eléctrico se vuelve crucial, ya que las decisiones tomadas afectan no solo a las compañías eléctricas, sino también a la economía en general, con el potencial de generar riesgos económicos significativos.

En el contexto actual de una creciente demanda de energía y la necesidad de una planificación eficiente y sostenible de los sistemas eléctricos, la implementación de modelos de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión se ha convertido en un desafío prioritario para muchos países. La falta de integración en la planificación ha generado costos adicionales y limitaciones en la capacidad de respuesta ante el crecimiento de la demanda de energía. Por lo tanto, realizar la planificación de manera conjunta es un enfoque orientado a optimizar la eficacia y rendimiento del sistema eléctrico.

La planificación conjunta implica considerar de manera integral tanto la construcción de nuevas plantas generadoras de energía como la expansión de la red de transmisión eléctrica. Ecuador, como país en constante desarrollo, requiere aumentar su capacidad energética para satisfacer sus necesidades. Para lograrlo, se ha adopta un enfoque integrado que busca optimizar los recursos disponibles y minimizar los costos asociados, al tiempo que garantiza un suministro confiable y eficiente de energía eléctrica a nivel nacional.

La planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) enfrenta desafíos debido a su naturaleza dinámica y compleja, en la cual la demanda de energía eléctrica experimenta variaciones significativas a lo largo del tiempo. Esta complejidad requiere tomar en cuenta varios factores que generan incertidumbre en el sistema, lo cual demanda la aplicación de métodos dinámicos o multietapa para establecer un plan de expansión adecuado. La adopción de un modelo multietapa en la planificación de la expansión de generación y transmisión proporciona una solución más completa y eficiente, al considerar simultáneamente diversas etapas de planificación a largo plazo, las incertidumbres y los cambios en las condiciones del sistema eléctrico.

El presente proyecto de investigación realiza la implementación de un modelo multietapa de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador. Mediante este enfoque integral, se busca lograr un abastecimiento eléctrico óptimo, eficiente, económico y sostenible, satisfaciendo las necesidades de los consumidores. Al evaluar varios escenarios e identificar puntos críticos, la implementación de este modelo ayudará a mejorar la toma de decisiones estratégicas informadas en el sector energético del país.

2.5 HIPOTESIS

La planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión permitirá reducir los costos de inversión y operación a largo plazo con respecto a la planificación de manera separada.

2.6 OBJETIVOS

2.6.1 Objetivo General

Implementar el modelo multietapa de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión para el sistema nacional interconectado de Ecuador utilizando el lenguaje matemático AMPL.

2.6.2 Objetivos Específicos

- Investigar el estado del arte acerca de la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión.
- Programar el modelo multietapa para la planificación conjunta de la generación y transmisión mediante el lenguaje matemático AMPL.
- Implementar el modelo multietapa en el sistema nacional interconectado (SNI) de Ecuador para el periodo 2018-2031.

2.7 SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar el estado del arte acerca de la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión.	- Revisión de trabajos relacionados con la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión.	- Listado de modelos GTEP.	- Bibliografía relacionada a la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión - Artículos científicos y Tesis.

<p>Programar el modelo multietapa para la planificación conjunta de la generación y transmisión mediante el lenguaje matemático AMPL.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Identificación de conjuntos, parámetros y variables para el modelo multietapa. - Formulación de la función objetivo y restricciones para el modelo multietapa. - Validación del modelo propuesto utilizando modelos clásicos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo matemático multietapa para la planificación conjunta de la generación y transmisión. - Archivos ejecutables en formatos (.mod y .run). - Caso de estudio IEEE 6 barras de Garver. - Resultados validados por investigaciones previas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software AMPL - Microsoft Excel.
<p>Implementar el modelo multietapa en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador para el período 2018-2031.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Identificación de los escenarios de demanda para el SNI de Ecuador. - Recopilación de información técnica sobre los elementos que conforman el SNI de Ecuador. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tabla de parámetros eléctricos de los sistemas de transmisión y generación. - Caso de Estudio <i>56-Bus SNI Ecuador System</i>. - Archivo en formato .dat - Resultados del caso de estudio <i>56-Bus SNI Ecuador System</i>, para el período 2018-2031. 	<ul style="list-style-type: none"> - Microsoft Excel. - Software AMPL

3 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En este capítulo se abordan los fundamentos relacionados con la planificación de la expansión de la generación y la transmisión (GTEP) de manera conjunta en sistemas eléctricos de potencia. En la Sección 3.1 se examinan las investigaciones previas realizadas sobre este tema, destacando los aspectos más relevantes. A continuación, en la sección 3.2 se presenta un análisis de la historia del sector eléctrico, incluyendo su evolución hasta la situación actual. Posteriormente, en la sección 3.3 se profundiza en la planificación del sector eléctrico, abordando el horizonte temporal de la planificación y el crecimiento de la demanda. En la sección 3.4 se proporciona una descripción general de la planeación de sistemas eléctricos de potencia. En la sección 3.5 se define el plan de expansión de generación (GEP), donde se explora su aplicación en el mercado eléctrico desregularizado y se enfatiza en el costo de generación, compuesto por componentes fijos y variables. A continuación, en la sección 3.6 se detalla el plan de expansión de la transmisión (TEP), además se examina desde una perspectiva en el mercado eléctrico desregularizado, así como su relación con el horizonte temporal y los métodos de solución. La sección 3.7 se enfoca en la importancia de realizar la planificación conjunta de la generación y la transmisión, y presenta una descripción general de la formulación de TEP y GEP. Finalmente, en la sección 3.8 se aborda la relevancia de la aplicación de modelos multietapa en la planificación de sistemas eléctricos.

3.1 ANTECEDENTES

La planificación de un sistema eléctrico de potencia es esencial para asegurar un suministro de energía fiable, asequible y oportuno, lo que es fundamental para el desarrollo económico y social de un país. Este proceso implica la planificación y diseño de los sectores de generación, transmisión y distribución con el fin de lograr un sistema eléctrico de potencia óptimo. En respuesta a esta necesidad, la planificación conjunta de la expansión de la generación (GEP) y la planificación de la transmisión (TEP) se ha convertido en un tema de gran interés en los últimos años. Lo que ha motivado la realización de múltiples investigaciones para realizar GEP Y TEP de manera integrada [2].

En 2011, E. Cedeño y S. Arora [3] realizaron un estudio comparativo entre modelos deterministas y estocásticos en problemas de expansión de transmisión (TEP). Su objetivo fue evaluar el rendimiento de los planes de expansión de transmisión bajo condiciones deterministas, utilizando un escenario de demanda y costo de generación fijos. Los resultados demostraron que, cuando las demandas se desviaban del escenario determinista fijo, el impacto

económico era elevado. Para abordar esta problemática, los autores plantearon formular el problema bajo condiciones de incertidumbre, mediante el uso de un modelo estocástico que minimizara el costo total.

R. Hemmati, R. Hooshmand y A. Khodabakhshian realizaron un estudio en 2013 [4] donde presentan una revisión exhaustiva de los problemas de GEP Y TEP desde diversos aspectos y puntos de vista, como los enfoques, técnicas, restricciones y metas utilizadas. Mediante una comparación de las investigaciones existentes, los autores definen que el problema TEP se centra en los aspectos del mercado, la incertidumbre, la fiabilidad y la congestión, mientras que el GEP considerada confiabilidad y emisiones ambientales. Además, identificaron que la mayoría de las investigaciones sobre la expansión de la generación se realizan mediante modelos uninodales, los cuales carecen de realismo debido a que no consideran el impacto de la ubicación de las unidades de generación. Por lo tanto, concluyeron que para lograr una planificación óptima, es necesario abordar conjuntamente la expansión de la generación y la transmisión de energía eléctrica.

En el año 2014, J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi y M. Akbari [5] desarrollaron un nuevo modelo probabilístico para la planificación de la expansión de la generación y transmisión considerando criterios de confiabilidad. Este enfoque tiene en cuenta interrupciones aleatorias de generadores o líneas, utilizando tasas históricas de interrupciones forzadas (FOR). El modelo resultante considera los costos de instalación y operación, así como el costo de energía esperada no suministrada (EENS). La formulación del modelo se desarrolló como un problema de programación no lineal entera mixta (MINLP).

Por otra parte, W. Gandulfo, E. Gil e I. Aravena en 2014 [6] presentan una formulación de programación estocástica entera mixta (SMIP) para sugerir futuras inversiones de generación considerando la incertidumbre de la demanda. Los autores aplicaron el método al Sistema Interconectado de Chile (SING) con un horizonte de planificación a largo plazo considerando la incertidumbre sobre la posible conexión futura de grandes cargas industriales. Como resultados obtuvieron que mediante el uso del SMIP se puede ahorrar alrededor del 1,1% sobre la inversión total más el costo operativo esperado con respecto a la optimización en un escenario de demanda promedio.

En 2015, A. Seddighi, A. Ahamadi-Javid [7] presentaron un modelo de programación estocástica de múltietapa que aborda la planificación conjunta de la expansión de la transmisión

y la generación de energía sostenible. El modelo incorpora incertidumbre sobre la demanda futura de electricidad, los precios de los combustibles, las emisiones de gases de efecto invernadero, así como las posibles interrupciones a las que está sujeto el sistema eléctrico. Los resultados obtenidos al aplicar el modelo a la red eléctrica del noroeste de Irán mostraron que la inclusión del riesgo de interrupción en la planificación a largo plazo conduce a una disminución significativa en el costo total en comparación con el caso donde se excluyen los impactos de interrupción. Los autores demostraron así la importancia de considerar el riesgo de interrupción en la planificación a largo plazo de la expansión de la transmisión y generación de energía sostenible.

Dada la importancia de la planificación de la expansión de los sistemas de energía, en el año 2015, B. Alizadeh y S. Jadid [8] plantean un nuevo enfoque dinámico sobre el problema de la planificación de la expansión en los sistemas de potencia. Inicialmente, los autores formularon la coordinación entre la expansión del sistema de generación y la expansión del sistema de transmisión como un problema de programación no lineal entera mixta (MINLP). Sin embargo, demostraron que los solucionadores tradicionales de MINLP no pueden resolver eficientemente este modelo MINLP debido a la presencia de términos no lineales. Finalmente, optaron por utilizar un enfoque de descomposición de Benders para transformar la formulación MINLP en un problema maestro de programación lineal entera mixta (MILP) y un subproblema de programación lineal (LP). Este enfoque permitió aumentar la velocidad de los cálculos y eliminar la no linealidad de las restricciones.

En 2016, O. Guerra, D. Tejada, y G. Reklaitis [9] presentaron un marco integral de optimización para el diseño y la planificación de sistemas eléctricos de potencia interconectados que incorpora la planificación conjunta de la expansión de la capacidad de generación y transmisión. El marco propuesto considera las energías renovables, las tecnologías de captura y secuestro de carbono (CCS), la gestión del lado de la demanda (DSM), así como las restricciones de reserva y emisión de CO₂. Para demostrar la adaptabilidad y eficiencia del marco propuesto, los autores llevaron a cabo casos de estudio basados en el sistema eléctrico interconectado colombiano. Los resultados obtenidos fueron que los combustibles tienen un impacto directo en la asignación y la selección de las unidades de generación, que las restricciones de transmisión tienen la capacidad de influir en el plan de ejecución de ingreso de nuevas unidades de generación, que la expansión de la generación puede tener un papel fundamental en establecer cómo se asignan las inversiones en la infraestructura de transmisión y que la reducción de emisiones puede

conducir a diferentes planes de expansión de la transmisión. Concluyeron que la planificación conjunta de la expansión de la generación y la transmisión es necesaria en los sistemas eléctricos interconectados y resaltaron que la aplicación de este marco puede contribuir significativamente a la reducción de emisiones de CO₂ y ser un paso importante hacia la transición a una matriz energética más sostenible.

D. Cervan en 2018 [10] desarrolló un modelo multietapa para la planificación de la expansión de la generación y transmisión a largo plazo. El autor empleó técnicas de programación lineal entera mixta (MILP) para desarrollar el modelo GTEP. Los resultados revelan que no hay diferencias notables en términos de costos entre la planificación basada en un modelo estático frente a un modelo multietapa. No obstante, el autor resalta que la ventaja primordial de aplicar un enfoque multietapa radica en su capacidad para definir una secuencia óptima de incorporación de proyectos de generación y transmisión a lo largo del tiempo.

Por otro lado, D. Saldarriaga, M. López y N. Muñoz en 2018 [1] desarrollaron un modelo de planificación de la expansión de la Generación y Transmisión de manera integrada (GTEP), integrando restricciones de seguridad (criterio N-1). El modelo se plantea utilizando programación lineal entera mixta (MILP). El mayor aporte de los autores se centra en la incorporación de restricciones de seguridad en el GTEP. Los resultados obtenidos indican que la inclusión de generación a pequeña escala en la planificación de redes de transmisión conduce a una disminución en la cantidad de líneas requeridas y en los costos totales asociados para satisfacer la demanda anticipada.

Además, J. Sepúlveda en 2018 [11] desarrolló un modelo para resolver la planificación de la expansión de transmisión y generación en forma conjunta, utilizando factores de sensibilidad y aplicando el método de cancelación de flujos en el problema de transmisión. El modelo incorpora además incertidumbre tanto en la demanda como en la generación, criterio de seguridad (N-1), restricciones de predespacho de forma de realizar una modelación más real del sistema e inclusión de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El autor define que la inclusión de ERNC en la planificación, permiten lograr planificaciones más económicas.

Finalmente, en el año 2023 W. Guamán, N. Pesantez, M. Torres, S. Falcones y J. Urquiza [12] realizaron un estudio comparativo entre dos algoritmos de optimización para la compensación dinámica de potencia reactiva: el modelo de flujo de rama (BFM) y el modelo de inyección de bus (BIM). Los resultados muestran que el algoritmo BFM logra una convergencia más rápida

en términos de tiempo total de resolución en comparación con el algoritmo BIM. Además, se aplica el mismo enfoque a un caso de estudio de interconexión Ecuador-Perú 500 kV, logrando determinar el rango de operación óptimo del SVC a ser instalado en el lado peruano. En general, los resultados obtenidos en este trabajo pueden ser útiles para futuros trabajos en el diseño y operación de sistemas de potencia más grandes y complejos, considerando la instalación de dispositivos FACTS en diferentes barras de la red.

En la Tabla 3.1 se muestra un resumen comparativo de 13 artículos científicos examinados, destacando los criterios que diferencian a los modelos desarrollados en estos estudios. En relación al horizonte de planificación, se identificaron dos tipos de enfoques: modelos estáticos y modelos dinámicos. Los modelos estáticos se centran exclusivamente en el año final de planificación, mientras que los modelos dinámicos o multietapa abordan la planificación a lo largo de un periodo de análisis. De los artículos revisados, el 57% de los artículos utilizaron modelos estáticos, mientras que las investigaciones restantes optaron por la implementación de modelos dinámicos.

Tabla 3.1 Resumen de artículos científicos revisados

	Modelo	Horizonte de planificación	Flujo de potencia	Modelo de referencia	Factor de disponibilidad	Aplicación de un caso Real
Hemmati, Hooshmand, and Khodabakhshian, (2013)	GEP	Estático	No	Si	No	No
Aghaei et al., (2014)	G&TEP	Estático	DC	No	No	No
Tejada D,López L, Jesús M and Rider M (2014)	TEP	Estático	DC	Si	No	No
Alizadeh and Jadid, (2015)	G&TEP	Dinámico	DC	No	No	No
Seddighi and AhmadiJavid, (2015)	G&TEP	Dinámico	DC	No	Si	Si
Guerra et al., (2016)	G&TEP	Dinámico	DC	No	Si	Si
Saldarriaga-Zuluaga, Sergio D. (2018)	G&TEP	Estático	DC	Si	No	No
Sepúlveda, J (2018)	G&TEP	Dinámico	DC	Si	No	Si
Cervan, D (2018)	G&TEP	Dinámico	DC	Si	Si	Si
Naderi E, Pourakbari-Kasmaei M, Lehtonen M (2020)	TEP	Estático	DC	Si	No	No
Yáñez, J (2020)	GEP	Dinámico	DC	Si	No	No
Mendoza, L (2022)	GEP	Dinámico	DC	Si	No	No
Yugcha, W (2022)	TEP	Estático	DC	Si	No	No

3.2 SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR

3.2.1 Historia del sector eléctrico de Ecuador

En Ecuador, el sector de la industria eléctrica tuvo su inicio en la década de los años noventa del siglo XIX, marcado por la implementación de la primera central hidroeléctrica en la localidad de Loja y la creación de la empresa “Luz y Fuerza” en 1897. A partir de entonces, se desarrollaron importantes avances en el sector eléctrico. En 1911, la ciudad de Quito se convirtió en pionera al implementar el alumbrado público, marcando así el inicio de la electrificación en el país. Por otro lado, en Cuenca, en 1914, se instaló una planta de generación con una capacidad inicial de 37,5 kW, que posteriormente se amplió hasta 102 kW en 1922 [13].

En 1926, el Gobierno del Ecuador para suministrar electricidad a Guayaquil suscribió un contrato con la empresa estadounidense Foreign Power Co. por 60 años, marcando así el inicio de importantes proyectos similares en Quito, Riobamba y otras ciudades. Para aproximadamente 1940, se confiere la responsabilidad del servicio eléctrico a las municipalidades, lo que condujo a la instalación masiva de pequeñas centrales hidroeléctricas, alcanzando una capacidad total de 120 MW de estas plantas para el año 1961 [13].

El 23 de mayo de 1961, mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24, se estableció el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), cuya función principal fue integrar el sistema eléctrico del país y elaborar un Plan Nacional de Electrificación en afinidad con el Plan de Desarrollo Económico y Social de Ecuador. El enfoque central del INECEL radicó en la implementación de proyectos hidroeléctricos basados en el potencial hidroenergético del territorio y en la construcción de un Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, lo que tuvo un papel fundamental en el progreso económico y social de la nación. Durante sus 38 años de existencia, el INECEL se encargó de la planificación, construcción, operación, regulación y aprobación de tarifas eléctricas, así como de ser el accionista principal en la mayoría de las empresas eléctricas encargadas de la distribución de electricidad en el país, impulsando expansión de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a nivel nacional [13].

En el año 1996, se promulga la Ley de Regulación del Sector Eléctrico, la cual establece la formación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Esta entidad, constituida como una Corporación Civil de carácter privado y sin fines de lucro, se encarga de la gestión

técnica y económica de la energía en bloque, asegurando un funcionamiento óptimo para beneficiar a los usuarios finales. Aunque la Ley se promulgó en 1996, la reestructuración y organización del sector eléctrico tuvo lugar a principios de 1999. Durante este periodo se formó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como entidad de control y regulación, se establecieron las empresas de generación y transmisión, y se creó el CENACE. Este proceso de reorganización implicó la separación y finalización operativa del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, que concluyó su existencia legal el 31 de marzo de 1999. A partir del 1 de febrero de 1999, el CENACE asumió plenamente su función [14].

En 2007, se promulgó el Mandato Constituyente Núm.15 (MC-15) el cual introdujo nuevos lineamientos para la operación del sector eléctrico. Bajo este mandato el Estado asumió un rol central y determinó que las inversiones en el sector se financiaran a través del presupuesto general del Estado. Además, se estableció la garantía de que la operación y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica se realizaran mediante la recaudación de la tarifa eléctrica. Como resultado directo del MC-15, en 2009 se estableció la Corporación Nacional de Electricidad S.A (CNEL) con el objetivo de administrar las Empresas Eléctricas y de Telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad mantenía una participación preponderante. Esta iniciativa representó un enfoque estratégico para fortalecer la gestión empresarial del sector eléctrico y garantizar un suministro eléctrico eficiente y sostenible [15].

En el año 2010, se emitió el Decreto Núm. 220, el cual estableció la creación de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), una Empresa Pública Estratégica que surge como una medida estratégica para fortalecer la gestión y el control en el sector eléctrico. Su objetivo principal es llevar a cabo diversas actividades relacionadas con la energía eléctrica, incluyendo la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación [15].

En el año 2014, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MEER) anunció modificaciones en el sistema de recaudación y pagos del servicio eléctrico en Ecuador. Anteriormente, este proceso se llevaba a cabo mediante un fideicomiso en colaboración con la banca local, pero en el nuevo esquema se implementó la participación del Banco Central de Ecuador (BCE). Las tarifas eléctricas en el país son validadas de manera anual, considerando los gastos y el ingreso generado por las tarifas, incorporando también la contribución correspondiente a la tarifa dignidad. La supervisión y control de este proceso es realizado por el recién creado Comité Técnico de Supervisión y Control, conformado por representantes del MEER, dos representantes de las Empresas Eléctricas de Distribución (EED), dos

representantes del sector de generación y transmisión, así como un representante del CENACE y del CONELEC [15].

El 16 de enero de 2015, se promulgó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPÉE) mediante la publicación en el Registro Oficial Nro. 418, introduciendo modificaciones sustanciales en el ámbito del sector eléctrico. Esta ley reconoce la energía eléctrica como un servicio público estratégico y promueve su estructuración y fortalecimiento a través de la creación de empresas públicas. Además, busca fomentar la participación del sector privado en el sector eléctrico. En línea con estos cambios, se estableció una nueva estructura institucional, transformando el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) en el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR). De igual manera, se creó la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), y se designó a la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como el Operador Nacional de Electricidad [13].

A continuación, la Figura 3.1 muestra algunos de los eventos significativos en la historia del sector eléctrico.

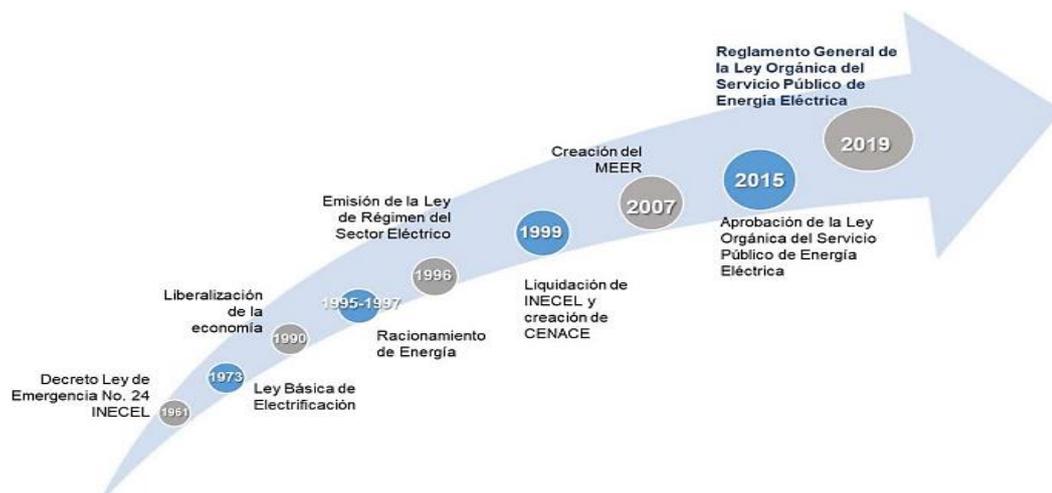


Figura 3.1 Línea histórica del sector eléctrico ecuatoriano [14]

3.2.2 Transformación y situación actual del Sector Eléctrico

En los últimos años, se han llevado a cabo proyectos significativos en el sector eléctrico de Ecuador, con el objetivo de asegurar el suministro de energía eléctrica. Estas iniciativas se enfocan en el desarrollo de recursos energéticos locales y dan prioridad a la utilización de energías renovables, especialmente la hidroeléctrica. El propósito principal de estas acciones es contribuir a la diversificación de la matriz energética y reducir de manera significativa el consumo de combustibles fósiles [13].

En el año 2009, el sector eléctrico ecuatoriano tenía una capacidad de generación efectiva instalada de 4,396 megavatios (MW), correspondiente un 55,7% a generación térmica, un 43,8% a generación hidroeléctrica y un 0,07% a generación basada en fuentes renovables no convencionales. En ese año, se produjo una importante fusión de empresas eléctricas generadoras en Ecuador, dando lugar a la creación de CELEC S.A, que posteriormente se convirtió en CELEC EP. Esta fusión representó un paso significativo para fortalecer el sector eléctrico en el país y mejorar la eficiencia en la generación y transmisión de energía eléctrica. La labor de CELEC EP ha sido fundamental para garantizar un suministro eléctrico confiable y satisfacer la creciente demanda energética en Ecuador [15].

En 2010, el Gobierno de Ecuador implementó un programa de inversiones a gran escala en generación eléctrica, con el objetivo de aumentar la capacidad a través de proyectos hidroeléctricos. Se identificaron ocho proyectos prioritarios para su construcción. Los primeros proyectos emblemáticos de energía hidroeléctrica comenzaron a operar a finales de 2015 [15].

Durante la última década, se ha fortalecido progresivamente el parque generador del país, alcanzando una capacidad instalada de 8.826,89 MW en el año 2018. Esto representa un significativo aumento en comparación con el año 2009, cuando la capacidad instalada era de 4.838,70 MW. En el año 2018, el 59,84% de la capacidad instalada provenía de fuentes renovables, mientras que el 40,16% correspondía a fuentes no renovables. En contraste, en el año 2009, el 44,8% de la capacidad instalada provenía de fuentes renovables, y el 55,2% correspondía a fuentes no renovables. Para garantizar un transporte eficiente de esta energía, se pusieron en funcionamiento 3.546,2 km de líneas de transmisión circuito único y 2.119,42 km de líneas de circuito doble. Adicionalmente, se administraron 5.252,57 km de líneas destinadas subtransmisión. Como resultado, se ha logrado reducir de manera sostenida las pérdidas de energía eléctrica, alcanzando un índice del 11,40% [13].

La generación total de electricidad en Ecuador durante el año 2018, alcanzó los 29.243 GWh. El 21.224,31 GWh correspondieron a energía eléctrica renovable, lo que representó un 72,58% del total en el país, con un 97,43% correspondiente a energía hidráulica, un 1,8% a biomasa, un 0,18% a energía fotovoltaica, un 0,38% a energía eólica y un 0,21% a energía de biogás, mientras que el 8.019,28 GWh fueron generados a partir de fuentes no renovables, con un valor de 27,42% del total.

En el Sistema Nacional Interconectado (SNI), la distribución de la producción de energía fue la siguiente: 21.198,02 GWh (83,54%) de energía renovable y 4.177,89 GWh (16,46%) de energía

no renovable. La facturación de electricidad para los usuarios finales alcanzó un total de 21.051,74 GWh. En el SNI, la contribución de los diferentes tipos de centrales fue la siguiente: hidroeléctricas con 20.661,59 GWh, térmicas con 4.177,90 GWh, fotovoltaicas con 34,77 GWh, biogás con 45,52 GWh y eólicas con 73,70 GWh. [13].

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) de Ecuador cuenta con una infraestructura robusta y diversa. En términos de líneas de transmisión, se disponen de 460,8 km de líneas a circuito simple de 500 kV, 1.496,7 km de líneas a circuito simple de 138 kV y 692,5 km de líneas a doble circuito. Además, se cuenta con 1.588,64 km de líneas a circuito simple de 230 kV y 1.426,8 km de líneas a doble circuito de la misma tensión. La red de transmisión se compone por 4 subestaciones móviles y 50 subestaciones fijas. Estas subestaciones albergan un total de 153 transformadores, con una capacidad máxima de 14.902,63 MVA. Esta infraestructura garantiza una eficiente transmisión de energía eléctrica en todo el país [13].

En la actualidad, la distribución de electricidad en Ecuador se realiza a través de 11 Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED) que se encuentran distribuidas en todo el país, además de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). La CNEL agrupa 10 unidades de negocio dedicadas a la distribución eléctrica y brinda servicio a un total de 1,3 millones de abonados, lo que representa el 36% del mercado de clientes en Ecuador. Además de la CNEL, otras empresas son responsables de brindar el servicio a 1,7 millones de abonados, abarcando el 46% del mercado de clientes en Ecuador. Estas empresas incluyen la Empresa Eléctrica de Quito S.A., la Unidad Eléctrica de Guayaquil, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A., la Empresa Eléctrica Azogues S.A., y la Empresa Eléctrica Riobamba. Todas estas entidades desempeñan un papel fundamental en la distribución de electricidad y en el suministro de energía a millones de usuarios en todo el país [15].

Desde su fundación hasta la actualidad, el sector eléctrico en Ecuador ha experimentado transformaciones, como un cambio de modelo, pasando de una regulación de mercado a la creación de empresas públicas que gestionan la generación hidráulica y térmica instalada, la totalidad del sistema de transmisión de energía y la mayoría de las empresas de distribución. Sin embargo, en comparación con otros países de la región, su progreso tanto en infraestructura física como institucional ha sido parsimonioso debido a momentos de inestabilidad [16].

El desafío constante de la industria eléctrica ecuatoriana es la politización de sus instituciones y empresas, esta situación contribuye al deterioro de su sostenibilidad a largo plazo y la existencia de actos de corrupción vinculados a grandes contratos desfavorables denominadas

obras emblemáticas. Esta politización en la gestión del sector eléctrico representa una carga significativa y amenaza la sostenibilidad y el desarrollo adecuado del mismo, poniendo en peligro la continuidad de las empresas estatales que, de una forma u otra, han sido históricamente responsables de garantizar el acceso al servicio eléctrico para la mayoría de los ciudadanos ecuatorianos [16].

3.3 PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

La planificación energética desempeña un papel crucial en el desarrollo económico y en la gestión eficiente de la energía. Su objetivo principal radica en la formulación de estrategias basadas en consideraciones políticas, ambientales, técnicas y económicas, con el fin de minimizar los costos en un horizonte de tiempo para el crecimiento de la generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico. El proceso de expansión debe estar diseñado para satisfacer la demanda proyectada dentro del período de estudio [17]. La Figura 3.2 muestra el resumen de las etapas de planificación del sector eléctrico.

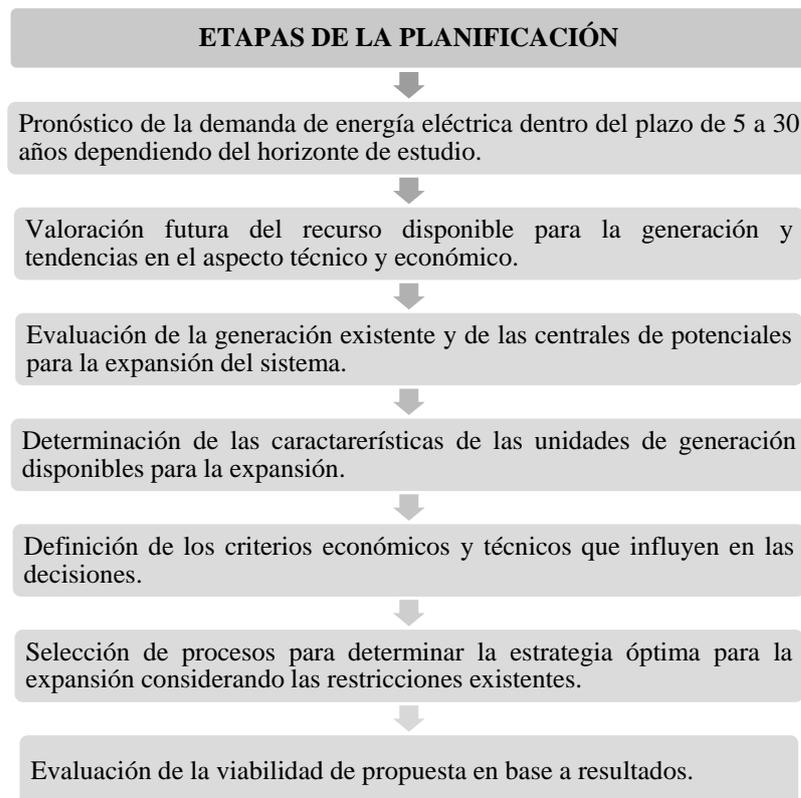


Figura 3.2 Resumen de las etapas de planificación del sector eléctrico [17]

Las etapas mencionadas reflejan la dependencia de aspectos económicos, técnicos, ambientales y políticos en la operación del sector eléctrico. Esto implica la consideración de múltiples

variables en el problema de expansión, por lo que se divide la planificación en ventanas de tiempo [17].

3.3.1 Horizonte temporal de la planificación

Considerar un horizonte temporal en la planificación resulta crucial para la administración eficaz y sustentable de los sistemas eléctricos. Es fundamental que dicho horizonte sea lo suficientemente amplio para considerar los cambios y las incertidumbres que puedan surgir en el futuro. La elección adecuada permitirá una planificación estratégica y una toma de decisiones informadas, considerando aspectos operativos, técnicos, económicos y ambientales a corto, medio y largo plazo.

La planificación se puede segmentar en tres etapas en función del plazo en que se ejecuta [17]:

Corto Plazo: En esta etapa, se tiene la flexibilidad de ajustar los planes de expansión en base a los análisis previos realizados, lo que permite justificar la viabilidad operativa y económica del sector eléctrico actual. Se consideran las regulaciones económicas vigentes del país para determinar si es necesario adelantar o retrasar la construcción de nuevos proyectos. Durante esta etapa, se lleva a cabo la construcción, financiamiento e inspección de los proyectos de expansión, los cuales suelen ser modificados en función de los estudios realizados. Es importante destacar que esta etapa tiene una duración estimada de 1 a 5 años para completar el proyecto [18].

Mediano Plazo: Esta etapa de planificación se enfoca en la generación y transmisión de energía eléctrica se determina qué equipos son necesarios y se integran al sistema para lograr una planificación óptima del sistema eléctrico de potencia. Además, se evalúa la factibilidad de incorporar equipos actos al sistema, teniendo en cuenta las interconexiones regionales planificadas para el mantenimiento y funcionamiento del sistema, además de la financiación de los proyectos eléctricos y la implementación de las tarifas, se toman en cuenta de 5 a 10 años de vida útil del proyecto en esta fase [18].

Largo Plazo: Durante esta etapa de planificación, se obtiene una visión global del sistema eléctrico al enfocarse en las inversiones en generación y transmisión. Se considera fundamental la incorporación de nuevas tecnologías en estas áreas del sistema eléctrico. Esta planificación se realiza con una perspectiva a largo plazo, generalmente de 10 años en adelante [18]. Los objetivos de la planificación a largo plazo son:

- Abastecer la carga de la demanda pronosticada en un horizonte de tiempo largo, esto implica realizar eficientemente la expansión de la generación, transmisión y subtransmisión.
- Examinar los costos que conlleva la expansión en la generación y transmisión en capacidad.
- Tasar el comportamiento sistema con el ingreso de nuevas unidades de generación e infraestructura [17].

3.3.2 Crecimiento de la demanda

Como resultado de la inversión realizada por el Estado se ha podido fortalecer las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, adaptándolas a las condiciones actuales y futuras de oferta y demanda de electricidad. En este escenario, el estudio de la proyección de la demanda eléctrica se convierte en el elemento central para la planificación de todo el sector, ya que implica realizar proyecciones de la demanda futura. Estas proyecciones son necesarias para garantizar que se puedan satisfacer las necesidades futuras mediante la incorporación de nuevas fuentes de generación y la expansión de la infraestructura de transmisión.

Para el caso de estudio de un modelo dinámico, se elige un año de referencia o año inicial como punto de partida. Para llevar a cabo este análisis, se han considerado hipótesis que tienen en cuenta la evolución histórica de la demanda eléctrica a nivel nacional, así como las cargas especiales que se irán incorporando gradualmente en los sistemas, especialmente en los de transmisión y subtransmisión del sistema de potencia [13].

La planificación de generación y transmisión es fundamental para hacer frente al crecimiento de la demanda eléctrica en Ecuador. Según datos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNR, 2021), se espera que la demanda eléctrica en el país siga creciendo en los próximos años. En este sentido, es necesario tener en cuenta la planificación de la capacidad de generación y la infraestructura de transmisión para poder satisfacer las proyecciones de la demanda eléctrica en nuestro país [19].

El análisis de la demanda considera el comportamiento de consumo en intervalos de tiempo, con el objetivo de tomar decisiones que abarcan desde el corto hasta el largo plazo. Estas decisiones incluyen el equilibrio energético, la selección de unidades de generación, la determinación del perfil de carga y los planes de expansión del sistema en las diferentes etapas

de la planificación. En el contexto de este estudio, nos enfocamos específicamente en la expansión de generación y transmisión a largo plazo, que constituye el objetivo principal.

Dado el pronóstico de satisfacer la demanda y considerando la naturaleza volátil tanto de la demanda como del mercado energético, los estudios de proyección se vuelven complejos. Se requiere de métodos estadísticos flexibles que puedan adaptarse a las variaciones dependientes de la energía o potencia. Cumplir con las proyecciones y los porcentajes de variación en relación con la potencia y energía real es crucial para llevar a cabo actividades operativas fundamentales y visualizar un futuro óptimo en la operación de los sistemas de potencia. Esto se logra mediante el uso de restricciones, variables y datos confiables en el análisis [13].

3.4 PLANEACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La planificación para la expansión de los sistemas eléctricos de potencia tiene como enfoque principal satisfacer la demanda en constante crecimiento, lo que conlleva a evaluar la viabilidad de instalar nuevas unidades de generación, la ampliación de capacidad, la expansión de sistemas de transmisión y el uso de sistemas de almacenamiento. Estas decisiones se toman teniendo en cuenta políticas energéticas, costos operativos e inversión, impacto ambiental y la participación de fuentes renovables. La diversidad de fuentes de energía, la mitigación de la contaminación y el crecimiento de la demanda son factores complejos que requieren un análisis riguroso. Se deben considerar variables como la variabilidad de las cargas, la capacidad del sistema de transmisión, los flujos de potencia y la intermitencia de las unidades generadoras. También se deben tener en cuenta la volatilidad de los precios de los combustibles y las características de los participantes en el mercado eléctrico [17].

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas dinámicos, sujetos a una constante evolución, lo que implica que pueden experimentar cambios planificados o imprevistos. Existen cambios anuales, estacionales, diarios, de minuto a minuto y de segundo a segundo en la cantidad de la carga servida por el sistema. Para garantizar una operación estable y confiable, los agentes encargados del control deben contar con estrategias de operación y control adecuadas. La confiabilidad del sistema eléctrico depende de su capacidad para adaptarse a cambios y perturbaciones tanto esperadas como inesperadas, al tiempo que se mantiene la calidad y continuidad del servicio para los usuarios [20]. Debido a su tamaño y la complejidad de sus variables, la planificación y operación del sistema eléctrico se divide en diferentes ventanas de tiempo, que van desde años hasta milisegundos. Cada una de estas ventanas de tiempo implica

simplificaciones, restricciones, información y consideraciones técnicas y económicas específicas [21].

Actualmente, se establece una relación entre el grado de detalle de las simulaciones y el horizonte de tiempo considerado. Para un horizonte de tiempo corto se puede incorporar un alto nivel de detalle. Sin embargo, para planificaciones de un horizonte a largo plazo, es necesario realizar simplificaciones, con el objetivo de evitar una sobrecarga en el procesamiento computacional y asegurar la resolución de problemas de gran escala [21]. En la Figura 3.3 se muestra la programación considerando diferentes ventanas de tiempo.

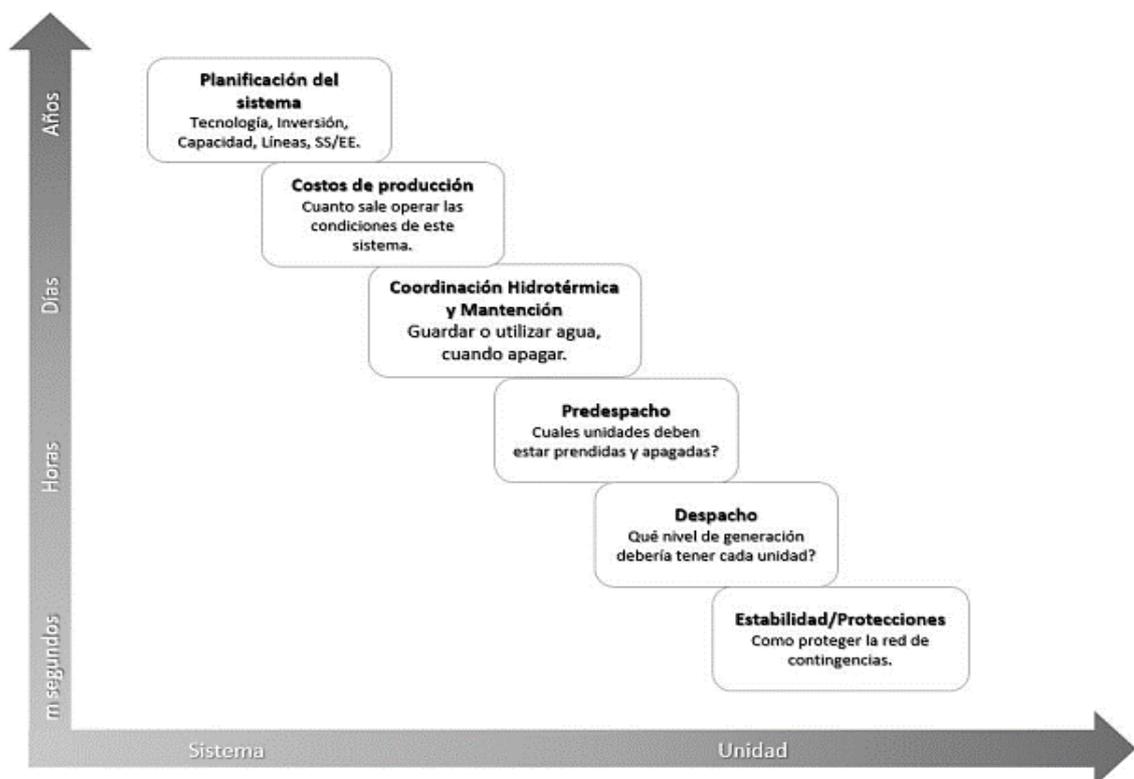


Figura 3.3 Programación según las ventanas de tiempo [21]

Los modelos utilizados en simulaciones de sistemas eléctricos abarcan distintas escalas de tiempo, desde fracciones de segundo hasta años. En períodos de segundos a horas, se busca mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los márgenes adecuados para asegurar una operación segura y confiable. En el rango de minutos a horas, el despacho económico determina los niveles de generación necesarios para satisfacer la demanda con el menor costo posible. Para ventanas de tiempo de horas a semanas, se establece el calendario de encendido y apagado de las unidades generadoras, considerando restricciones operativas y buscando minimizar los costos de operación. En el horizonte de meses a años, se planifica el mantenimiento de las unidades de generación para garantizar su confiabilidad. También se realizan estudios de

coordinación hidro-térmica para optimizar el uso del agua en la operación del sistema. En el periodo anual, se evalúa el costo esperado de operación del sistema en diferentes escenarios de costos de producción. Finalmente, en horizontes mayores, se realiza la planificación de la expansión del sistema, tomando decisiones sobre inversiones en tecnologías, capacidad de generación, nuevas líneas de transmisión y subestaciones, entre otros aspectos [21].

3.5 PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (GEP)

El Plan de Expansión de Generación (GEP) es una herramienta esencial en la planificación energética, ya que se adapta al comportamiento dinámico del sistema eléctrico en Ecuador. Es necesario actualizar el PEG periódicamente para reflejar tanto el crecimiento actual como el crecimiento estimado de la demanda en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y en los sistemas eléctricos aislados. Estos ajustes se ejecutan considerando las políticas y directrices marcadas por las autoridades nacionales y sectoriales, en consonancia con el Plan Nacional de Desarrollo [13].

El problema de la GEP a largo plazo tiene como objetivo determinar la combinación óptima de tecnologías de energía, tamaño, ubicación y momento de construcción de nuevas plantas de generación de energía, minimizando el costo total a lo largo de un horizonte de planificación extenso. Este problema está sujeto a diversas restricciones y presenta una naturaleza compleja. Para su implementación efectiva, es necesario considerar una amplia gama de aspectos, que incluyen aspectos económicos, ambientales, regulatorios, técnicos, operativos y sociales [22].

La GEP ha sido objeto de amplias discusiones tanto en la academia como entre los responsables de la toma de decisiones en el sector energético. Inicialmente, el GEP se enfocaba en satisfacer las exigencias de los sistemas de energía centralizados, en los cuales las compañías eléctricas estatales que operaban de manera vertical tenían el control exclusivo sobre las áreas de generación, transmisión, distribución y venta minorista. Sin embargo, la liberalización de los mercados de electricidad y los avances tecnológicos han generado una transformación acelerada en los sistemas de energía y en los mercados eléctricos. Esta evolución constante ha planteado nuevos desafíos, que se han ido incorporando gradualmente en la problemática del GEP [22].

En las versiones iniciales del GEP, se empleó la programación lineal para satisfacer la demanda y minimizar los costos de operación, no obstante, en versiones más recientes, se ha adoptado la programación entera mixta para representar la decisión de instalar una planta de generación mediante variables binarias. Sin embargo, para una representación realista del problema, es

necesario recurrir a modelos más complejos, generalmente no lineales, que consideren los procesos físicos involucrados en la generación y la transmisión de energía, la capacidad de generación, la confiabilidad del suministro eléctrico, la disponibilidad de recursos, así como aspectos económicos, ambientales y sociales, entre otros [23].

3.5.1 GEP en el mercado eléctrico desregularizado

En un mercado liberalizado, el objetivo del GEP es maximizar los ingresos de las empresas generadoras (GENCO), mientras que en un sistema regulado el objetivo es minimizar los costos. En los sistemas energéticos desregulados, cada GENCO busca maximizar sus propios ingresos al mismo tiempo que cumple con los criterios establecidos por el operador independiente del sistema (ISO), como la confiabilidad, el margen de reserva y la satisfacción de la carga. El problema del mercado eléctrico en el GEP ha sido ampliamente investigado. En el mercado eléctrico, el esquema GEP se presenta principalmente en el mercado pool, donde se divide en dos niveles de programación: maestro y esclavo. En el nivel maestro, se propone una teoría de juegos para evaluar las interacciones entre los GENCO y el ISO, y en el nivel esclavo se obtiene la mejor solución de cada GENCO para la toma de decisiones de inversión. En un estudio, se presenta un modelo para maximizar los ingresos esperados de una empresa generadora. En otros estudios, se utiliza un modelo de Cournot para simular las estrategias de expansión de las empresas generadoras y de transmisión, y se alcanza el equilibrio utilizando el enfoque complementario mixto [4].

3.5.2 Costo medio de generación

De acuerdo con la normativa actual, el componente conocido como Costo Marginal de Generación (CMG) se calcula tomando en cuenta el promedio ponderado de los costos fijos y variables de generación, así como la energía generada de acuerdo a una simulación que optimiza el despacho de las centrales de generación, a lo largo del periodo analizado.

En el proceso de cálculo del CMG, se establece la cifra anual correspondiente a los gastos fijos autorizados por la ARCERNNR (entidad reguladora), así como los costos variables que varían según la tecnología utilizada en cada central, en el caso de las empresas públicas. Para las empresas privadas que tienen contratos regulados con la demanda, se considera la modalidad establecida para las transacciones [24].

El Costo de Generación se compone de dos partes: a) fijo y b) variable, conforme a las categorías de tarifas definidas en la Regulación No. CONELEC 013/08.

3.5.2.1 Componente fijo del costo de generación

Este componente se determina a partir de la recopilación y unificación de los datos proporcionados por los actores participantes cuyos resultados corresponden a los costos fijos anuales relacionados con:

- a. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M), que abarcan actividades como la gestión, operación y mantenimiento de las centrales de generación, así como los mantenimientos mayores y la administración de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP, en aquellas generadoras correspondientes.
- b. Costos relacionados con la Calidad del Servicio y la Responsabilidad Ambiental.
- c. Costos de generación específicos de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, mediante la intervención Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP.
- d. Costos asociados a la confiabilidad y disponibilidad en concordancia con las disposiciones generales de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) [25].

3.5.2.2 Componente variable del costo de generación

De acuerdo a [25] en 2021, en el caso de las unidades de generación térmica, se establece el cálculo del elemento variable teniendo en cuenta la declaración de los costos variables proporcionados por cada generador, tal como se establece en la Regulación Nro. ARCERNNR-004/2020. Por otro lado, para la generación hidroeléctrica, se aplica lo dispuesto en el Anexo B, titulado "Declaración de costos variables de producción" de la Regulación Nro. ARCERNNR-004/2020.

En el caso de la generación privada, se tiene en cuenta la forma de contrato que ha sido definida y divulgada por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Finalmente, en relación a la generación privada bajo contratos regulados de precio único, se aprecia su producción siguiendo el precio establecido en el mencionado contrato. Este precio debe englobar los gastos anticipados para la gestión, operación, mantenimiento y recuperación de la inversión, garantizando una rentabilidad razonable [25].

3.6 PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (TEP)

El sistema de transmisión desempeña un papel crucial en los sistemas de energía eléctrica, especialmente en entornos desregulados, al facilitar la conexión entre las áreas de generación y distribución. El propósito fundamental del problema de planificación de la expansión de la red de transmisión (TEP) consiste en identificar de manera óptima dónde, cuántas y cuándo se

deben construir nuevas líneas, para resolver este problema, se requieren datos como la topología actual de la red, posibles circuitos a considerar, información sobre generación y demanda proyectada para el horizonte de planificación definido, así como restricciones de inversión, entre otros aspectos [26]. teniendo en cuenta diferentes restricciones tecnoeconómicas. Esto permite a los planificadores del sistema de energía identificar las instalaciones óptimas para modernizar en la red de transmisión, mejorando así la transferencia de energía entre las áreas de generación y los puntos de consumo [27].

Un enfoque matemático ideal del TEP debería incorporar las ecuaciones correspondientes al flujo de carga de corriente alterna (CA). No obstante, en la realidad, al enfrentar la resolución del problema de planificación de la red de transmisión a largo plazo, es habitual emplear modelos matemáticos simplificados. Estos modelos tienden a abarcar solamente la componente activa de la operación de un sistema eléctrico de potencia (potencia activa y ángulo de fase), es decir, emplean una versión simplificada del modelo CA. Entre los modelos más tradicionales tenemos:

1. el modelo de transporte
2. el modelo híbrido lineal
3. el modelo de corriente continua
4. el modelo lineal disyuntivo [26].

Tradicionalmente, se han utilizado dos enfoques para abordar la planificación de la transmisión en los sistemas eléctricos de potencia.

El primer enfoque es la planificación estática, que implica considerar un único período de planificación y determinar la cantidad de circuitos que deben agregarse a cada sección del sistema eléctrico. En este método, la inversión se lleva a cabo al comienzo del período de planificación y no se realizan ajustes a lo largo del tiempo.

El segundo enfoque es la planificación multietapa o dinámica, que va más allá al no solo identificar las ubicaciones óptimas y el tipo de inversiones, sino también determinar los momentos más adecuados para llevarlas a cabo. Esto permite optimizar continuamente el crecimiento de la demanda y la generación eléctrica. En este enfoque, el horizonte de planificación se divide en múltiples etapas y se agregan circuitos en cada una de ellas. La inversión se realiza al comienzo de cada etapa. Al considerar múltiples etapas en el proceso de

optimización, el objetivo principal es minimizar el valor presente de la suma de todas las inversiones realizadas a lo largo de los años correspondientes a los períodos simulados [28].

3.6.1 TEP en el mercado eléctrico desregularizado.

En un contexto de desregulación, las líneas de transmisión han captado mayor atención por parte de accionistas, participantes, el operador independiente del sistema (ISO) y los clientes. La planificación tradicional de expansión de la transmisión ya no es viable en un sistema eléctrico reestructurado. Para lograr un esquema óptimo de planificación en este nuevo entorno, se requieren nuevos métodos y herramientas. En los mercados eléctricos regulados, la meta consiste en reducir al mínimo los gastos de inversión en nuevas infraestructuras de transmisión, tomando en cuenta limitaciones operativas como la necesidad de atender la demanda. Sin embargo, en mercados eléctricos desregulados, el principal objetivo de la planificación de expansión de la transmisión es ofrecer un ambiente competitivo e imparcial para todos los participantes, teniendo en cuenta la confiabilidad del sistema eléctrico. El problema de planificación en sistemas tradicionales sigue un orden vertical, pero en mercados eléctricos desregulados, no y se incorporan indicadores de retroalimentación. En entornos desregulados, se ha investigado el problema de planificación de expansión de la transmisión desde diferentes perspectivas, como la consideración de precios nodales, costos de reducción de carga, costos de congestión de transmisión, bienestar social y minimización del riesgo de mercado. Además, se ha abordado el problema de planificación de expansión de la transmisión en un mercado desregulado imperfecto, donde solo el sector generador está desregulado [4].

3.6.2 TEP desde la perspectiva del horizonte temporal

Desde el punto de vista del horizonte temporal, el problema de planificación de expansión de la transmisión (TEP) se divide en planificación estática y dinámica. En la planificación estática, no se considera el horizonte temporal y se determina el plan óptimo para un solo año. En otras palabras, se asume que todas las nuevas líneas deben instalarse en el primer año del horizonte de planificación. Por otro lado, en la planificación dinámica, los años del horizonte se analizan de manera individual y se asignan nuevas líneas para cada año. En este caso, se supone que cada nueva línea debe instalarse en su año correspondiente dentro del horizonte de planificación. Aunque la planificación dinámica parece conducir a una mejor y más económica planificación, es un proceso complejo y que requiere mucho tiempo [29].

3.6.3 Métodos de solución

De acuerdo con el proceso utilizado para obtener el plan de expansión, los modelos de planificación de síntesis pueden clasificarse en dos categorías: heurísticos y de optimización matemática.

3.6.3.1 Modelos de optimización matemática

Se utilizan para encontrar un plan de expansión óptimo mediante un proceso de cálculo que resuelve una formulación matemática del problema. Sin embargo, debido a la complejidad del problema de planificación de la transmisión y la imposibilidad de considerar todos sus aspectos, el plan obtenido se considera óptimo solo bajo grandes simplificaciones. Por lo tanto, antes de que el planificador tome una decisión, es necesario realizar verificaciones técnicas, financieras, ambientales y otros exámenes para asegurarse de la viabilidad y sustentabilidad del plan.

Se han propuesto diversos métodos para encontrar la solución óptima al problema de expansión de la transmisión, principalmente mediante el uso de técnicas clásicas de optimización como la programación lineal, la programación dinámica, la programación no lineal y la programación entera mixta. También se han empleado técnicas de optimización como Benders y descomposición jerárquica, así como la combinación de técnicas de descomposición con otros enfoques, resolviendo el problema a través de un algoritmo de "branch and bound" [29].

3.6.3.2 Modelos heurísticos

Los métodos heurísticos representan la alternativa actual a los modelos matemáticos de optimización. El término "heurística" se utiliza para describir aquellas técnicas que, en lugar de seguir un enfoque clásico de optimización, avanzan paso a paso generando, evaluando y seleccionando opciones de expansión, ya sea con o sin la ayuda del usuario (ya sea de forma interactiva o no). Los modelos heurísticos realizan búsquedas locales basadas en reglas lógicas, empíricas y/o sensibilidades (reglas heurísticas) para generar y clasificar opciones durante el proceso de búsqueda. Este proceso heurístico continúa hasta que el algoritmo de generación del plan ya no puede encontrar una opción mejor según los criterios de evaluación establecidos [29].

3.7 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

El Problema de Expansión de la Generación (GEP) y el Problema de Expansión de la Transmisión (TEP) son dos problemas de optimización no lineal entera mixta (MINLP). El objetivo principal en ambos casos es minimizar los costos asociados con la instalación de nuevas plantas generadoras o líneas de transmisión, así como los costos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico. Estos problemas involucran restricciones fundamentales, como garantizar el suministro eléctrico, respetar las capacidades de generación y transmisión, considerar la disponibilidad de recursos energéticos, entre otras. La interdependencia entre el GEP y el TEP es un aspecto fundamental en la planificación del sistema eléctrico, dado que las decisiones tomadas en uno de estos problemas tienen un impacto directo en el otro, y ambos deben ser considerados de manera conjunta para lograr una planificación efectiva y eficiente del sistema eléctrico [30].

En el GEP, las decisiones se centran en la implementación de nuevas plantas y en el diseño de un sistema de generación que garantice el suministro eléctrico. No obstante, dado que la capacidad de transmisión es limitada y no se puede modificar, existe una tendencia de instalar plantas en regiones con una alta conectividad o capacidad de transmisión. Esto, a su vez, genera que la energía para llegar hasta su destino final tenga que recorrer largas distancias. Por otro lado, en el TEP, las decisiones se centran en la instalación de nuevas líneas de transmisión para garantizar la capacidad requerida para un flujo eléctrico óptimo desde la fuente hasta los puntos de consumo. Dado que la generación y demanda eléctrica son constantes, se tiende a abordar los problemas de congestión de la infraestructura existente sin considerar ampliaciones [30].

Desde una perspectiva para la toma de decisiones, la respuesta al problema de planificación de la expansión de la generación y la transmisión (GTEP) es una solución robusta que considera en su totalidad la red de suministro eléctrico para planificar su expansión. Esta solución integral al GTEP permite reducir las largas distancias de la transmisión al instalar plantas de generación cercanas al lugar de demanda, así como implementar las líneas de transmisión necesarias para facilitar esta conexión [30].

El objetivo principal del GTEP integrado consiste en ubicar de manera simultánea nuevas unidades generadoras, la construcción de nuevas líneas de transmisión, así como determinar la potencia generada y el flujo de energía en la red resultante. Esto se realiza con el propósito de cumplir con los requisitos energéticos a lo largo de un horizonte de planificación multietapa,

minimizando los costos totales asociados con el establecimiento, la transmisión, el impacto ambiental y las restricciones de carga.

3.7.1 Descripción general de la formulación de TEP y GEP

Desde la perspectiva del modelado matemático, tanto el TEP como el GEP se consideran como problemas de programación no lineal entera mixta a gran escala altamente restringidos, que constan principalmente de dos partes: la función objetivo y las restricciones. La flexibilidad del problema varía al considerar diferentes funciones objetivo y restricciones. La función objetivo se centra principalmente en minimizar los costos asociados, como los costos de nuevas tecnologías, líneas de transmisión, confiabilidad del sistema y el mercado eléctrico, entre otros. Por otro lado, las restricciones se dividen en dos categorías: restricciones obligatorias y opcionales. Las restricciones obligatorias, son las restricciones operativas del sistema, como la satisfacción de la demanda, los límites de la potencia de salida del generador y la capacidad de las líneas de transmisión, y deben tenerse en cuenta en la planificación, mientras que las restricciones opcionales, como las relacionadas con el medio ambiente, límites de la inversión, límites de confiabilidad y seguridad solo se emplean para tener mayor flexibilidad y no son de carácter obligatorio en el proceso de modelo [4].

En los sistemas de energía regulados, el objetivo del GEP y/o TEP es minimizar el costo, mientras que, en los sistemas de energía desregulados, el objetivo es maximizar las ganancias para cada participante (empresa de generación o empresa de transmisión). Por lo tanto, los problemas de GEP y TEP en los sistemas de energía regulados se modelan como (1), mientras que se modelan como (2) en los sistemas de energía desregulados [4].

$$\begin{array}{l} \textit{Min Cost} \\ \textit{subject to} \end{array} \quad (1)$$

Restricciones Obligatorias y/o Restricciones Opcionales

$$\begin{array}{l} \textit{Max Profit} \\ \textit{subject to} \end{array} \quad (2)$$

Restricciones Obligatorias y/o Restricciones Opcionales

3.8 PLANIFICACIÓN DINÁMICA O MULTIETAPA

La planificación dinámica o multietapa implica considerar varios períodos de tiempo, planes de generación y escenarios de demanda futura. Esta aproximación permite determinar con mayor

exactitud cuándo y dónde se deben realizar las inversiones necesarias para garantizar una operación eficiente y sin sobrecargas en el sistema eléctrico [31]. A diferencia de la planificación estática, un modelo de planificación dinámica involucra períodos o etapas más pequeñas dentro del horizonte de planificación. Su objetivo es determinar el momento preciso para realizar inversiones y poner en funcionamiento nuevos componentes de transmisión. Desde el punto de vista computacional, esta formulación es más compleja debido a que el número de variables aumenta en función del número de períodos [32].

Una de las ventajas de la planificación dinámica es su capacidad para reducir los costos asociados a la función objetivo, que en este caso son los costos de construcción. Esto se debe a que la planificación dinámica evita realizar inversiones hasta que las condiciones de demanda futura lo requieran en un período de tiempo específico de estudio. Si la configuración actual de la red es capaz de satisfacer la demanda de potencia generada, no se incurre en gastos innecesarios. De esta manera, los recursos financieros pueden ser destinados a otros proyectos que generen ganancias a corto plazo o se pueden invertir para obtener intereses en una institución bancaria [31]. La Figura 3.4 muestra el procedimiento detallado para realizar la planificación dinámica:

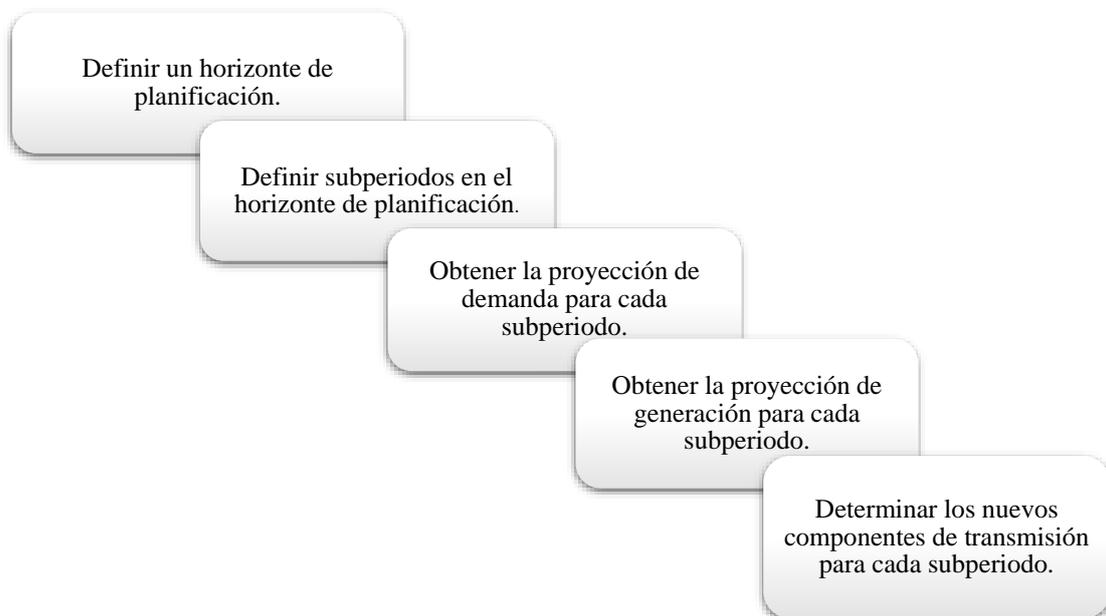


Figura 3.4 Procedimiento de planificación dinámica [32].

4 METODOLOGÍA

Para la elaboración de esta investigación, se utiliza como punto de partida la investigación realizada por D. Cervan [10], que plantea un modelo multietapa para la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión eléctrica considerando un horizonte de planificación a largo plazo. En la sección 4.1 se realiza un resumen de las actividades para cumplir los objetivos planteados. En la sección 4.2 se detalla las herramientas computacionales y la estructura del modelo en el programa computacional. En la Sección 4.3, se aborda el modelamiento matemático de los problemas de optimización, que incluyen los modelos de Planificación de Expansión de Generación (GEP), Planificación de Expansión de Transmisión (TEP) y Planificación de Expansión Conjunta de Generación y Transmisión (GTEP). Además, en la Sección 4.4 se presenta el caso de estudio IEEE de 6 barras de Garver, empleado para validar el modelo. Finalmente, en la Sección 4.5, se desarrolla el diseño del caso de estudio para el Sistema Nacional Interconectado, denominado *56 BUS SNI Ecuador System*, basándose en la investigación previa realizada por D. Reinoso Acosta [33] y en la información proporcionada por el Plan Maestro de Electricidad.

4.1 GESTIÓN DE TAREAS

Con el objetivo de proporcionar una explicación detallada del trabajo desarrollado, se ha dividido en cinco etapas, cada una con sus correspondientes actividades, las cuales se describen a continuación:

- I. Herramientas Computacionales
 - Software AMPL
 - ✓ Lenguaje de modelado AMPL
 - ✓ Solvers AMPL
 - DigSILENT PowerFactory
 - Estructura del modelo en el programa computacional
- II. Modelación de los problemas de optimización
 - Modelo de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión (GTEP)
 - Modelo de planificación de la expansión de la generación (GEP)
 - Modelo de planificación de la expansión de la transmisión (TEP)
- III. Validación del modelo

- Sistema IEEE 6 barras de Garver
- IV. Caso de Estudio: *56-Bus SNI Ecuador System*
- Proyección de la demanda
 - Representación de la demanda en función de bloques horarios
 - Evaluación económica de proyectos
 - Premisas de Generación
 - ✓ Costos Operativos
 - ✓ Costos de inversión
 - ✓ Costo Energía no Suministrada
 - ✓ Reserva de Potencia
 - ✓ Factor de Disponibilidad
 - ✓ Proyectos Considerados
 - Premisas de Transmisión
 - ✓ Costos de Inversión
 - ✓ Factor de Disponibilidad
 - ✓ Líneas Candidatas

4.2 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

El uso de herramientas computacionales fue fundamental para el desarrollo de este proyecto de investigación. En primer lugar, el software AMPL permitió realizar la optimización y modelación de la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión. Por otro lado, se empleó el programa DigSILENT PowerFactory para modelar la red del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y recopilar los datos necesarios para el estudio.

4.2.1 Software AMPL

AMPL (A Mathematical Programming Language) es un lenguaje algebraico diseñado para modelar problemas de optimización lineales y no lineales, en variables continuas o discretas. Una de las ventajas de AMPL es su capacidad de proveer una interfaz sencilla con diferentes solucionadores o solvers, que permite al usuario establecer una interfaz con un solucionador particular, para desarrollar y probar modelos de programación matemática [34].

La gran potencia del lenguaje AMPL está en separar el modelo en sí por un lado y por otro los datos particulares del problema concreto [35]. De esta manera, AMPL facilita la reutilización del modelo en diferentes escenarios y la adaptación eficiente a nuevas instancias de problemas

sin necesidad de modificar la estructura del modelo. En la construcción del modelo los componentes de AMPL son: el archivo modelo (.mod) que contiene la formulación matemática del problema, el archivo de datos (.dat) que contiene los datos específicos del problema, y el archivo de instrucciones (.run) que ejecuta comandos de AMPL, permitiendo la inclusión de archivos .mod y .dat, así como otras opciones de configuración y de solver, etc [36].

4.2.1.1 Lenguaje de modelado AMPL

La implementación práctica de la programación matemática es un proceso complejo hasta obtener la solución óptima. La secuencia completa de eventos involucrados en este proceso se puede describir de la siguiente manera:

- Formular el modelo, el sistema de variables, objetivos y restricciones que representan la forma general del problema a resolver.
- Recopilar los datos que definen el problema específico.
- Generar la función objetivo específica y ecuaciones de restricción a partir del modelo y los datos.
- Resolver el problema indicándole a AMPL el tipo de solucionador que debe utilizar para aplicar el algoritmo que encuentre los valores óptimos de las variables del problema.
- Analizar los resultados.
- Modificar el modelo y los datos según sea necesario, y repetir [37].

4.2.1.2 Solvers AMPL

Un solver es un programa matemático, disponible como una librería o como un programa independiente, que resuelve problemas matemáticos utilizando algoritmos especializados para diferentes tipos de problemas. Después de que el usuario haya descrito el problema en AMPL, se elige el solver a emplear. AMPL convierte la descripción del problema a un formato comprensible por el solucionador y luego recibe la solución entregada por el solver, y la presenta al usuario en formatos simples. AMPL es compatible con una amplia variedad de solvers. La Tabla 4.1 presenta la descripción de los principales solvers compatibles con AMPL, en función del tipo de problema y el solver a utilizar [38].

Tabla 4.1 Descripción de los principales solvers compatibles con AMPL

Tipo de problema	Solvers
Programación lineal	bpmpd, COPT, CPLEX, FICO-Xpress, Gurobi, HIGHS, MOSEK, OCTERACT, OOQP.
Programación lineal entera mixta	Cbc, COPT, CPLEX, feaspump, FICO-Xpress, Gurobi, HIGHS, MINTO, MOSEK, OCTERACT, qsopt_ex, RAPOSa, scip.
Programación no lineal	CONOPT, filter, lpopt, Knitro, LANCELOT, LOQO, MINOS, OCTERACT, SNOPT.
Programación no lineal entera mixta	BARON, Bonmin, Couenne, FilMINT, Knitro, LINDOGlobal, MINLP, OCTERACT, scip.

4.2.2 DigSILENT PowerFactory

DIGSILENT PowerFactory es una herramienta de software avanzada empleada para el diseño y análisis de sistemas eléctricos de potencia de manera computarizada en diferentes entornos, incluyendo el sector comercial, industrial y a gran escala. Este paquete computacional ha sido desarrollado para abordar los desafíos presentes en los sistemas de potencia, y lograr los objetivos fundamentales de planificación y operación [39].

Actualmente, el software DIGSILENT PowerFactory es ampliamente utilizado por importantes entidades del sector eléctrico ecuatoriano, como CENACE y TRANSELECTRIC, ya que les permite realizar diferentes estudios eléctricos con lo cual obtienen la información técnica necesaria para llevar a cabo sus funciones [40].

4.2.3 Estructura del modelo en el programa computacional

La Figura 4.1 presenta el diagrama de flujo que describe el procedimiento de la expansión de la generación y la transmisión en el programa AMPL.

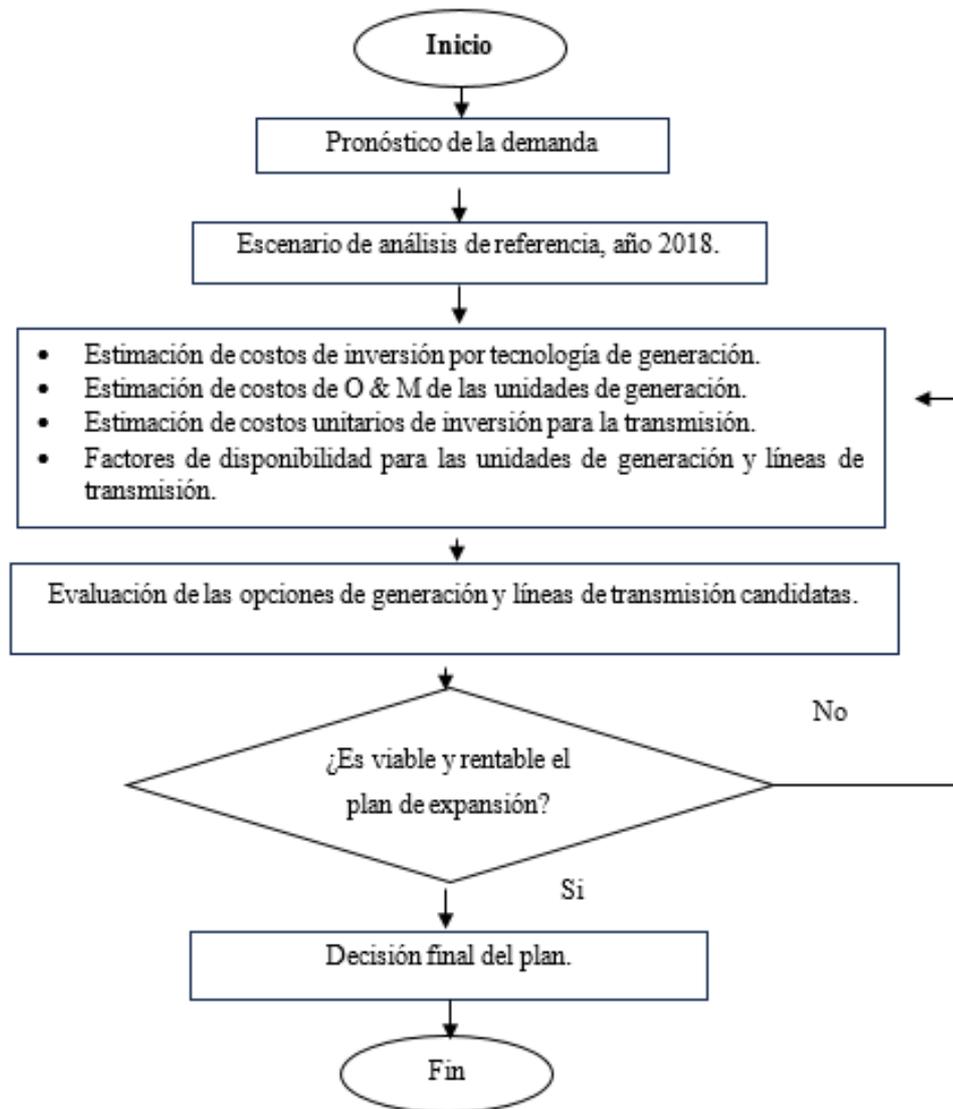


Figura 4.1 Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación y transmisión

4.3 MODELACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN

Los modelos propuestos toman como referencia modelo planteado por [2], el cual emplea técnicas de programación lineal entera mixta (MILP) para abordar la planificación óptima a largo plazo de la expansión de la generación y transmisión eléctrica. Es importante mencionar que el modelo de expansión de la generación (GEP) y el modelo de expansión de la transmisión (TEP), pueden integrarse nuevamente con el modelo de expansión de la generación y transmisión (GTPEP) para abordar de manera conjunta los desafíos de optimización en todo el sistema eléctrico. Sin embargo, desglosar la parte de transmisión y generación puede ser útil para abordar problemas específicos y complejos relacionados con la transmisión de energía eléctrica y permitir un análisis más detallado de esta parte del sistema eléctrico.

4.3.1 Modelo de planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión (GTEP)

El modelo GTEP se enfoca en determinar de manera simultánea la integración de nuevas unidades generación y líneas de transmisión, para satisfacer las necesidades energéticas a lo largo de un horizonte de planificación a largo plazo. La función objetivo es minimizar el valor neto de la suma de los costos fijos y operativos. Por otro lado, las restricciones en el modelo están diseñadas para representar las variables físicas del sistema eléctrico de potencia. A continuación, se presenta la formulación del modelo:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{t \in T} \frac{1}{(1 + td)^{t-1}} * & \left(\sum_{i,s \in GC} C_{t,i,s}^{fijo} * P_{i,s}^{nom} * X_{t,i,s} + \sum_{i,s,r \in LC} C_{t,i,s,r}^{fijo} * Y_{t,i,s,r} * P_{i,s,r}^{cap} \right. \\ & \left. + \sum_{b \in B} h_b * \left(\sum_{i,s \in GT} C_{t,i,s}^{ope} * P_{t,b,i,s}^{ope} + \sum_{s \in S} C^{ens} * P_{t,b,s}^{ENS} \right) \right) \end{aligned} \quad (3)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in GT} P_i^{ope} + \sum_{i,r,s \in LT} Fl_{i,r,s}^{pot} - \sum_{i,s,r \in LT} Fl_{i,s,r}^{pot} = P_{t,b,s}^{dem} - P_{t,b,s}^{ENS} \quad \begin{array}{l} ; \forall t \in T \\ ; \forall b \in B \\ ; \forall s \in S \end{array} \quad (4)$$

$$P_{t,b,i,s}^{ope} \leq f_{t,b,i,s}^{dis} * P_{i,s}^{nom} \quad \begin{array}{l} ; \forall t \in T \\ ; \forall b \in B \\ ; \forall i, s \in GE \end{array} \quad (5)$$

$$P_{t,b,i,s}^{ope} \leq f_{t,b,i,s}^{dis} * P_{i,s}^{nom} * X_{t,i} \quad \begin{array}{l} ; \forall t \in T \\ ; \forall b \in B \\ ; \forall i, s \in GC \end{array} \quad (6)$$

$$P_{i,s}^{min} \leq P_{t,b,i,s}^{ope} \quad \begin{array}{l} ; \forall t \in T \\ ; \forall b \in B \\ ; \forall i, s \in GE \end{array} \quad (7)$$

$$P_{i,s}^{min} * X_{t,i,s} \leq P_{t,b,i,s}^{ope} \quad \begin{array}{l} ; \forall t \in T \\ ; \forall b \in B \\ ; \forall i, s \in GC \end{array} \quad (8)$$

$$-P_{i,s,r}^{cap} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \leq Fl_{i,s,r}^{pot} \leq P_{i,s,r}^{cap} * f_{t,b,i,s,r}^{dis} \quad ; \forall t \in T \quad (9)$$

$$-P_{i,s,r}^{cap} * Y_{t,i,s,r} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \leq Fl_{i,s,r}^{pot} \leq P_{i,s,r}^{cap} * Y_{t,i,s,r} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \quad ; \forall b \in B \quad (10)$$

$$; \forall i, s, r \in L$$

$$; \forall t \in T$$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) = 0 \quad ; \forall b \in B \quad (11)$$

$$; \forall i, s, r \in LE$$

$$; \forall t \in T$$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) \leq M * (1 - Y_{t,i,s,r}) \quad ; \forall b \in B \quad (12)$$

$$; \forall i, s, r \in LC$$

$$; \forall t \in T$$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) \geq -M * (1 - Y_{t,i,s,r}) \quad ; \forall b \in B \quad (13)$$

$$; \forall i, s, r \in LC$$

$$\sum_{i,s \in GTHE} f_{t,b,i,s}^{dis} (P_{i,s}^{nom} - P_{t,b,i,s}^{ope}) + \sum_{i,s \in GTHC} f_{t,b,i,s}^{dis} (P_{i,s}^{nom} * X_{t,i} - P_{t,b,i,s}^{ope}) \quad ; \forall t \in T$$

$$\geq \sum_{s \in S} P_{t,b,s}^{dem} * (res) - P_{t,b,s}^{ENS} \quad ; \forall b \in B \quad (14)$$

$$X_{t,i,s} - X_{(t-1),i,s} \geq 0 \quad ; \forall t \in T$$

$$; \forall i, s \in GC \quad (15)$$

$$Y_{t,i,s,r} - Y_{(t-1),i,s,r} \geq 0 \quad ; \forall t \in T$$

$$; \forall i, s, r \in LC \quad (16)$$

La Tabla 4.2 muestra la estructura del modelo GTEP desarrollada previamente.

Tabla 4.2 Estructura del modelo de optimización

Minimizar: Inversión total de la suma de costos fijos y operativos	(3)
Sujeto a:	
Balance de potencia	(4)
Límite máximo de potencia para generadores existentes	(5)
Límite máximo de potencia para generadores candidatos	(6)
Límite mínimo de potencia para generadores existentes	(7)
Límite mínimo de potencia para generadores candidatos	(8)
Capacidad de potencias para líneas existentes	(9)
Capacidad de potencias para líneas candidatas	(10)
Flujo de potencia para líneas existentes	(11)
Flujo de líneas candidatas cuando no hay ingreso de líneas de transmisión	(12)
Flujo de líneas candidatas cuando hay ingreso de líneas de transmisión	(13)
Capacidad Efectiva	(14)
Permanencia de los generadores candidatos construidos	(15)
Permanencia de líneas de transmisión candidatas construidas	(16)

La función objetivo (3) busca encontrar la combinación óptima de construcción de unidades de generación y líneas de transmisión, para minimizar el valor actual neto de las inversiones en unidades potenciales de generación y transmisión, los costos operativos de generación y la energía no suministrada. Esta función está sujeta a un conjunto restricciones que son representadas por las ecuaciones (4) – (16). Estas restricciones se detallan de la siguiente manera:

- La restricción (4) representa la primera ley de Kirchhoff, en donde para cada barra se tiene un balance de potencia para cada condición operativa. Esta restricción asegura que la cantidad de energía generada sea suficiente para satisfacer la demanda eléctrica de cada bloque horario en cada barra, teniendo en cuenta tanto la generación procedente de las unidades existentes como de las candidatas, así como los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión. También considera la energía no suministrada, que representa la cantidad de energía que no se logra entregar a la demanda debido a diferentes factores como fallas en la red o limitaciones operativas. El cumplimiento de esta restricción es esencial para garantizar un suministro confiable y estable de energía, impidiendo situaciones de déficit o exceso de potencia en las barras del sistema eléctrico. Además, contribuya a la eficiencia y optimización de la operación del sistema,

al asegurar que se utilice la capacidad de generación y transmisión de manera adecuada para satisfacer la demanda de energía en cada momento.

- Las restricciones (5) - (10) representan los límites de operación para las unidades de generación totales y líneas de transmisión totales, son fundamentales para garantizar que operen dentro de sus capacidades máximas y mínimas permitidas. Al cumplir con estas restricciones, se está evitando tanto sobrecargas que podrían generar daños o inestabilidad en el sistema eléctrico, como subutilización de los recursos disponibles. En conjunto, estas restricciones contribuyen a mantener la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.
- Las restricciones (11) – (13) representan la segunda ley de Kirchhoff, la cual relaciona el parámetro eléctrico de cada línea de transmisión y el flujo de potencia tomando en cuenta que emplea un modelo DC. En resumen, estas restricciones aseguran que el flujo de potencia a través de las líneas de transmisión, ya sean existentes o candidatas, cumplan con las condiciones adecuadas para mantener la estabilidad y el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico.
- La restricción (14) representa que la capacidad efectiva de generación, considerando la disponibilidad de cada generador, debe ser mayor que la demanda eléctrica actual y su correspondiente margen de reserva. Al considerar la disponibilidad efectiva de cada generador, se ajusta la capacidad total de generación para garantizar que sea capaz de satisfacer la demanda requerida, junto con un margen adicional de reserva.
- Las restricciones (15) – (16) representan la continuidad de los generadores y las líneas de transmisión candidatas en los años siguientes a su construcción, impidiendo su retiro o desactivación. Esto contribuye a garantizar la capacidad de generación y la infraestructura de transmisión necesaria para el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico.
- Es importante destacar que las ecuaciones (12) y (13) utilizan el método de Big-M para linealizar la restricción original. Este enfoque introduce un factor disyuntivo M que permite agregar o eliminar estas restricciones según el valor de la variable binaria "Y". Mediante la aplicación de este método, se logra una representación matemática más conveniente y manejable de las restricciones, facilitando su incorporación en el modelo y su posterior resolución.

4.3.2 Modelo de planificación de la expansión de la generación (GEP)

El modelo GEP se centra en determinar las cantidades óptimas de generación para cada tecnología y período de tiempo, con el objetivo de minimizar los costos de generación, al mismo tiempo que se garantiza el suministro de energía eléctrica para satisfacer la demanda y se cumplen las restricciones de capacidad y reserva. La función objetivo (17) considera el valor neto de inversión y costos operativos de las unidades de generación. A diferencia del modelo GTEP en este enfoque ya no se consideran los costos de inversión ni las restricciones relacionadas con el ingreso de líneas de transmisión. A continuación, se presenta la formulación del modelo:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{t \in T} \frac{1}{(1 + td)^{t-1}} * (& \sum_{i,s \in GC} C_{t,i,s}^{fijo} * P_{i,s}^{nom} * X_{t,i,s} + \sum_{b \in B} h_b * (\sum_{i,s \in GT} C_{t,i,s}^{ope} * P_{t,b,i,s}^{ope} \\ & + \sum_{s \in S} C^{ens} * P_{t,b,s}^{ENS})) \end{aligned} \quad (17)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in GT} P_i^{ope} + \sum_{i,r,s \in LT} Fl_{i,r,s}^{pot} - \sum_{i,s,r \in LT} Fl_{i,s,r}^{pot} = P_{t,b,s}^{dem} - P_{t,b,s}^{ENS} & ; \forall t \in T \\ & ; \forall b \in B \\ & ; \forall s \in S \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} P_{t,b,i,s}^{ope} \leq f_{t,b,i,s}^{dis} * P_{i,s}^{nom} & ; \forall b \in B \\ & ; \forall i, s \in GE \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} P_{t,b,i,s}^{ope} \leq f_{t,b,i,s}^{dis} * P_{i,s}^{nom} * X_{t,i} & ; \forall t \in T \\ & ; \forall b \in B \\ & ; \forall i, s \in GC \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} P_{i,s}^{min} \leq P_{t,b,i,s}^{ope} & ; \forall t \in T \\ & ; \forall b \in B \\ & ; \forall i, s \in GE \end{aligned} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} P_{i,s}^{min} * X_{t,i,s} \leq P_{t,b,i,s}^{ope} & ; \forall t \in T \\ & ; \forall b \in B \\ & ; \forall i, s \in GC \end{aligned} \quad (22)$$

$$-P_{i,s,r}^{cap} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \leq Fl_{i,s,r}^{pot} \leq P_{i,s,r}^{cap} * f_{t,b,i,s,r}^{dis} \quad ; \forall t \in T \quad (23)$$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) = 0 \quad ; \forall b \in B$$

$$; \forall i, s, r \in L$$

$$; \forall t \in T$$

$$; \forall b \in B \quad (24)$$

$$; \forall i, s, r \in LE$$

$$\sum_{i,s \in GTHE} f_{t,b,i,s}^{dis} (P_{i,s}^{nom} - P_{t,b,i,s}^{ope}) \quad ; \forall t \in T$$

$$+ \sum_{i,s \in GTHC} f_{t,b,i,s}^{dis} (P_{i,s}^{nom} * X_{t,i} - P_{t,b,i,s}^{ope}) \quad ; \forall b \in B \quad (25)$$

$$\geq \sum_{s \in S} P_{t,b,s}^{dem} * (res) - P_{t,b,s}^{ENS}$$

$$X_{t,i,s} - X_{(t-1),i,s} \geq 0 \quad ; \forall t \in T$$

$$; \forall i, s \in GC \quad (26)$$

La Tabla 4.3 muestra la estructura del modelo GEP desarrollado previamente.

Tabla 4.3 Estructura del modelo GEP

Minimizar: Inversión total de la suma de costos fijos y operativos	(17)
Sujeto a:	
Balance de potencia	(18)
Límite máximo de potencia para generadores existentes	(19)
Límite máximo de potencia para generadores candidatos	(20)
Límite mínimo de potencia para generadores existentes	(21)
Límite mínimo de potencia para generadores candidatos	(22)
Capacidad de potencias para líneas existentes	(23)
Flujo de potencia para líneas existentes	(24)
Capacidad Efectiva	(25)
Permanencia de los generadores candidatos construidos	(26)

4.3.3 Modelo de planificación de la expansión de la transmisión (TEP)

El modelo TEP se centra en encontrar la combinación óptima de líneas de transmisión y sus capacidades de transmisión para cada período de tiempo, de manera que se minimice el costo total de inversión de las líneas de transmisión. Esta minimización se realiza teniendo en cuenta los costos fijos de inversión, las capacidades de transmisión y la disponibilidad de las líneas de transmisión en el horizonte de planificación. A diferencia del modelo GTEP, en este enfoque ya no se consideran los costos de inversión ni de operación de las unidades de generación, y tampoco se consideran las restricciones relacionadas con el ingreso de las unidades de generación. A continuación, se presenta la formulación del modelo:

$$\text{Min} \sum_{t \in T} \frac{1}{(1 + td)^{t-1}} * \left(\sum_{i,s,r \in LC} C_{t,i,s,r}^{fijo} * Y_{t,i,s,r} * P_{i,s,r}^{cap} \right) \quad (27)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in GT} P_i^{ope} + \sum_{i,r,s \in LT} Fl_{i,r,s}^{pot} - \sum_{i,s,r \in LT} Fl_{i,s,r}^{pot} = P_{t,b,s}^{dem} \quad (28)$$

; $\forall t \in T$

; $\forall b \in B$

; $\forall s \in S$

; $\forall t \in T$

$$P_{t,b,i,s}^{ope} \leq f_{t,b,i,s}^{dis} * P_{i,s}^{nom} \quad (29)$$

; $\forall b \in B$

; $\forall i, s \in GE$

; $\forall t \in T$

$$P_{i,s}^{min} \leq P_{t,b,i,s}^{ope} \quad (30)$$

; $\forall b \in B$

; $\forall i, s \in GE$

; $\forall t \in T$

$$-P_{i,s,r}^{cap} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \leq Fl_{i,s,r}^{pot} \leq P_{i,s,r}^{cap} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \quad (31)$$

; $\forall b \in B$

; $\forall i, s, r \in LE$

; $\forall t \in T$

$$-P_{i,s,r}^{cap} * Y_{t,i,s,r} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \leq Fl_{i,s,r}^{pot} \leq P_{i,s,r}^{cap} * Y_{t,i,s,r} * f_{t,b,i,s,r}^{disl} \quad (32)$$

; $\forall b \in B$

; $\forall i, s, r \in LC$

; $\forall t \in T$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) = 0 \quad (33)$$

; $\forall b \in B$

; $\forall i, s, r \in LE$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) \leq M * (1 - Y_{t,i,s,r}) \quad ; \forall t \in T \quad (34)$$

$$; \forall b \in B$$

$$; \forall i, s, r \in LC$$

$$Fl_{i,s,r}^{pot} - B_{i,s,r} * (Th_{t,b,s} - Th_{t,b,r}) \geq -M * (1 - Y_{t,i,s,r}) \quad ; \forall t \in T \quad (35)$$

$$; \forall b \in B$$

$$; \forall i, s, r \in LC$$

$$Y_{t,i,s,r} - Y_{(t-1),i,s,r} \geq 0 \quad ; \forall t \in T \quad (36)$$

$$; \forall i, s, r \in LC$$

La Tabla 4.4 muestra la estructura del modelo TEP desarrollada previamente.

Tabla 4.4 Estructura del modelo TEP

Minimizar: Inversión total de la suma de costos fijos de transmisión	(27)
Sujeto a:	
Balance de potencia	(28)
Límite máximo de potencia para generadores existentes	(29)
Límite mínimo de potencia para generadores existentes	(30)
Capacidad de potencias para líneas existentes	(31)
Capacidad de potencias para líneas candidatas	(32)
Flujo de potencia para líneas existentes	(33)
Flujo de líneas candidatas cuando no hay ingreso de líneas de transmisión	(34)
Flujo de líneas candidatas cuando hay ingreso de líneas de transmisión	(35)
Permanencia de líneas de transmisión candidatas construidas	(36)

4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO

Aghaei et al. (2014) [5] empleó sistemas eléctricos de prueba como parte de la evaluación de su modelo propuesto. En este estudio, se utiliza el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver para validar el modelo presentado en la sección 4.3 y se comparan los resultados obtenidos con los del autor mencionado.

4.4.1 Sistema IEEE 6 barras de Garver

El sistema de 6 barras de Garver, fue publicado en 1970 para estudiar la expansión necesaria en la red en respuesta al crecimiento de la demanda, y ha sido ampliamente utilizado en diversos estudios de planificación [32].

La validación del modelo se lleva a cabo utilizando los datos y resultados obtenidos por [5], en el sistema de prueba IEEE de 6 barras de Garver. El diagrama unifilar del sistema de prueba se muestra en la Figura 4.2.

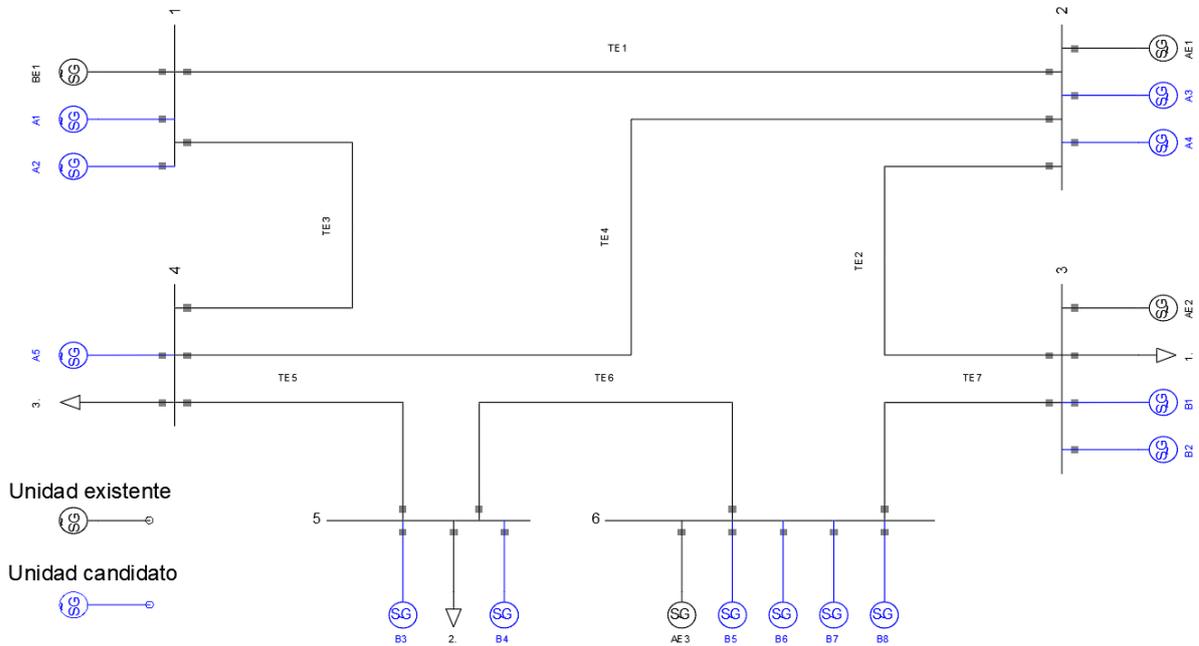


Figura 4.2 Sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver

El sistema está compuesto por 7 líneas de transmisión y 4 unidades de generación existentes, y contempla para la expansión 7 líneas candidatas y 13 generadores candidatos. Los datos correspondientes a las líneas existentes y candidatas se detallan en la Tabla 4.5. , mientras que los datos de los generadores existentes y candidatos en la Tabla 4.6. El horizonte de planificación abarca un solo año, el cual se divide en cinco segmentos con distintos factores de carga. Para cada segmento, se considera la carga máxima anual multiplicada por su respectivo factor de carga como la carga correspondiente a dicho segmento.

Los factores de carga se encuentran detallados en la Tabla 4.7. La participación de las barras 3, 4 y 5 en la carga total es de 40%, 30% y 30%, respectivamente. Además, se asume que el valor de VOLL (Valor de Pérdida de Carga por Apagón) es de \$1000/MWh.

Tabla 4.5 Datos de las líneas de transmisión para el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver [5]

Línea	Desde	Hasta	Capacidad (MW)	Factor de disponibilidad (%)	x (p.u.)	Costo de Inversión (\$/KW/año)
TE1	1	2	10	99,9	0,170	Línea Existente
TE2	2	3	7	99,0	0,037	Línea Existente
TE3	1	4	7	99,0	0,258	Línea Existente
TE4	2	4	7	99,0	0,197	Línea Existente
TE5	4	5	7	99,0	0,037	Línea Existente
TE6	5	6	7	99,0	0,140	Línea Existente
TE7	3	6	7	99,0	0,018	Línea Existente
T1	1	2	10	99,5	0,170	5
T2	2	3	7	99,5	0,037	8
T3	1	4	7	99,5	0,258	12
T4	2	4	7	99,5	0,197	10
T5	4	5	7	99,5	0,037	7
T6	5	6	7	99,5	0,140	5
T7	3	6	7	99,5	0,018	6

Tabla 4.6 Datos de los generadores para el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver [5]

Unidad	Bus	Capacidad (MW)	Factor de disponibilidad (%)	Costo de operación (\$/MWh)	Costo de Inversión (\$/KW/año)
AE1	2	10	97	25	Unidad Existente
AE2	3	5	97	35	Unidad Existente
AE3	6	5	97	37	Unidad Existente
A1	1	10	97	22	100
A2	1	7	97	30	80
A3	2	5	95	35	60
A4	2	3	97	40	30
A5	4	3	95	40	40
BE1	1	10	97	25	Unidad Existente
B1	3	3	98	40	45
B2	3	2	99	55	20
B3	5	5	95	35	70
B4	5	3	97	40	35
B5	6	10	97	22	110
B6	6	8	97	29	85
B7	6	5	95	35	50
B8	6	2	99	55	15

Tabla 4.7 Datos del factor de carga para el sistema de prueba IEEE 6 barras de Garver [5]

Tiempo de duración del segmento (h)	1510	2800	2720	1120	610
Factor de carga	0,5	0,65	0,8	0,9	1

4.5 CASO DE ESTUDIO: 56-BUS SNI Ecuador System

Para desarrollar el caso de estudio del Sistema Nacional de Interconexión (SNI) de Ecuador, se ha empleado como punto de partida el trabajo realizado por [33], el cual incluye una reducción del sistema con el propósito de simplificar y gestionar la cantidad de datos involucrados. Además, en el análisis se ha considerado la información proporcionada en el Plan Maestro de Electricidad (PME) vigente [13], lo que ha permitido obtener el caso de estudio denominado "*56-Bus SNI Ecuador System*". Los detalles específicos de la base de datos, incluyendo información sobre la demanda, barras, líneas y generadores, se encuentran detallados en el Anexo B. De esta forma, el modelo combina la reducción aplicada en el trabajo previo con la incorporación de datos relevantes del PME para un análisis más completo del sistema eléctrico.

El sistema que se está analizando se compone de 56 barras, 45 generadores y 85 líneas de transmisión. Esta estructura se visualiza en la, que presenta el diagrama unifilar correspondiente al sistema. Para realizar la expansión del modelo propuesto, se consideraron como candidatos de expansión las unidades de generación y líneas de transmisión consideradas en el PME.

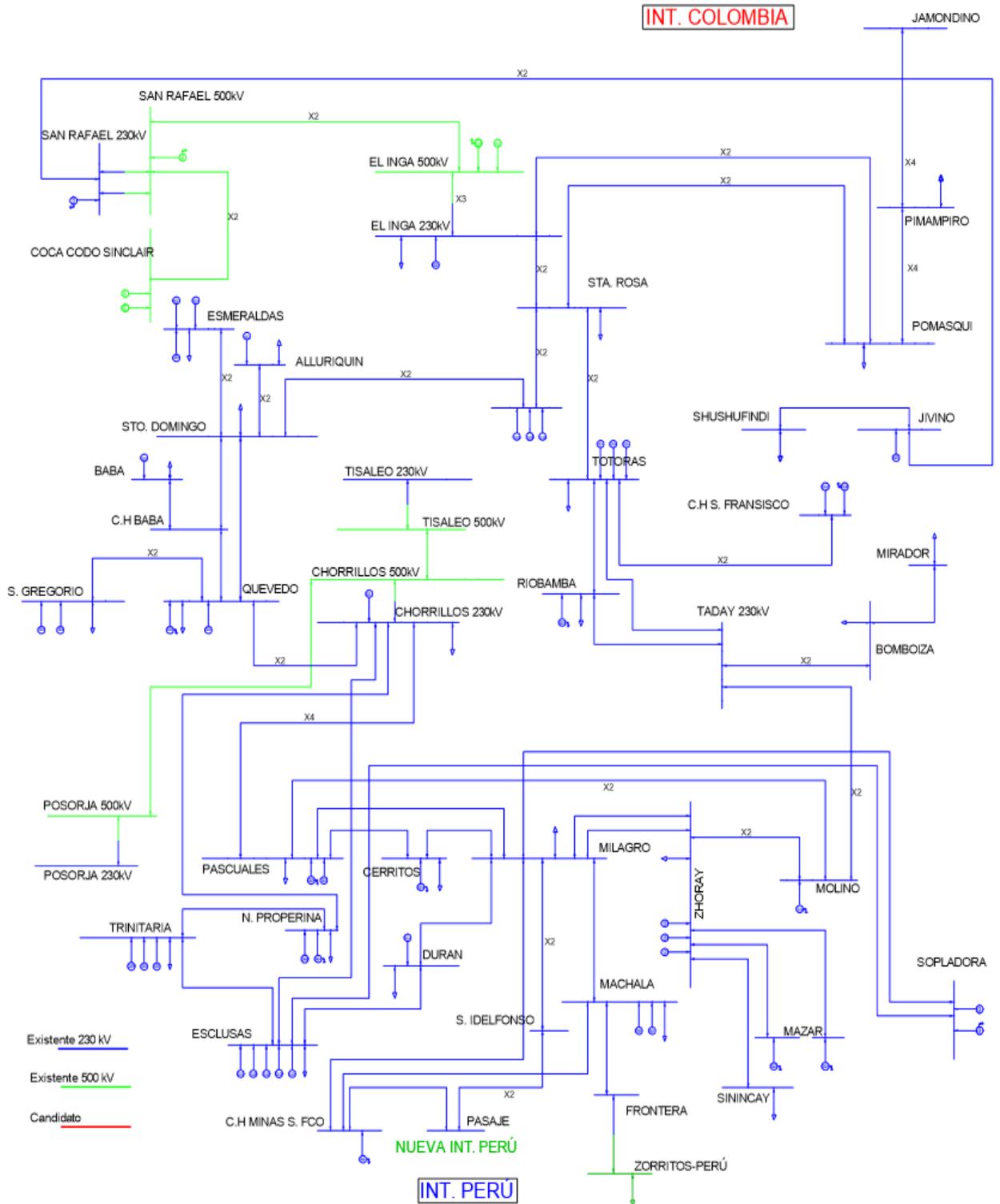


Figura 4.3 Diagrama unifilar del caso de estudio "56-Bus SNI Ecuador System".

4.5.1 Proyección de la Demanda

Según el Plan Maestro de Electricidad [13], en el año 2018, el país tuvo una demanda total de 24.062 GWh de energía eléctrica para el servicio público. La demanda máxima de potencia en bordes de generación alcanzó los 3.933,41 MW, mientras que la demanda mínima fue de 3.578,29 MW.

La Figura 4.4 muestra cómo ha cambiado la demanda de energía en los puntos de generación dentro del Sistema Interconectado Nacional (SNI) durante el período comprendido entre los años 2001 y 2018, con un promedio anual de crecimiento del 3,96%.

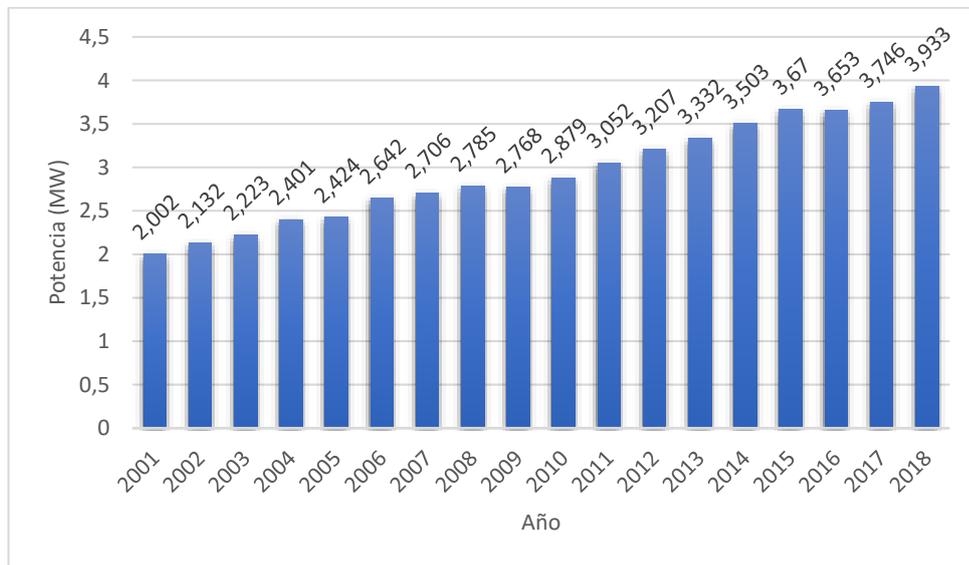


Figura 4.4 Evolución de la potencia de demanda 2001-2018 [13].

Se empleó como referencia la proyección de la demanda realizada por el Plan Maestro de Electricidad (PME) [13]. Esta proyección contempla el aumento gradual de la demanda y abarca cargas provenientes de múltiples áreas, como iniciativas de mejora de la eficiencia energética, transporte, instituciones tanto públicas como privadas, centros de transferencia tecnológica, compañías de alta tecnología y el sector agroindustrial en desarrollo.

Además, se tienen en cuenta los nuevos requerimientos de cargas singulares y la conexión del Sistema Nacional Interconectado con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), que se integrarán a los sistemas de empresas distribuidoras y al Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

La metodología de la proyección de la demanda del PME [13] involucra variables técnicas, económicas, macroeconómicas y demográficas. El estudio analiza el comportamiento dinámico del consumo de energía por parte de los usuarios, identificando las variables que influyen en

dicho comportamiento. Se consideran factores como el Producto Interno Bruto (PIB) como indicador macroeconómico, así como la población y la cantidad de viviendas con acceso al servicio eléctrico como variables demográficas. La evaluación de estas variables permite realizar una proyección más precisa y efectiva. Para determinar la demanda en cada barra, se ha tenido en cuenta la proyección de los requerimientos de potencia en los puntos de generación definidos en el Plan Maestro de Electricidad (PME), para las empresas distribuidoras durante el período 2018-2027. Además, se han considerado las cargas singulares proyectadas en la Hipótesis No.2 del PME, correspondiente a la demanda eléctrica de las industrias.

Al incorporar tanto la potencia de demanda máxima requerida por el sistema como el ingreso de las cargas singulares proyectadas, se ha establecido la proyección de la demanda para cada barra para el período 2018-2027. Este enfoque proporciona una visión integral y precisa de la demanda eléctrica esperada en cada punto de consumo a lo largo del horizonte de planificación. En la Tabla 4.8, se observa la proyección de los requerimientos de cada empresa de distribución y Unidad de Negocio de la CNEL EP con la demanda máxima del SNI para el periodo 2018-2027. Mientras en la Tabla 4.9 se muestra las cargas singulares proyectadas por la hipótesis N°2.

Tabla 4.8 Proyección de los requerimientos de demanda por cada empresa [13].

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	19	21	21	22	23	23	24	25	25	26
CNEL-El Oro	197	205	213	231	248	263	278	292	305	319
CNEL-Esmeraldas	94	98	105	11	116	122	128	133	138	143
CNEL-Guayaquil	916	982	1049	1106	1167	1232	1300	1371	1446	1524
CNEL-Guayas Los Ríos	367	374	394	413	432	452	472	492	512	533
CNEL-Los Ríos	82	83	84	88	91	95	98	102	105	109
CNEL-Manabí	302	315	330	344	360	373	386	398	411	424
CNEL-Milagro	149	158	169	170	181	191	201	210	219	228
CNEL-Sta. Elena	114	131	145	159	171	182	191	200	208	216
CNEL-Sto. Domingo	106	113	120	126	132	138	145	178	211	245
CNEL-Sucumbíos	92	95	98	102	106	109	113	117	122	126
E.E. Ambato	120	132	139	145	152	159	166	173	181	189
E.E. Azogues	13	16	17	18	19	21	22	23	24	25
E.E. Centro Sur	182	187	207	222	233	243	253	264	275	287
E.E. Cotopaxi	95	109	117	124	131	139	147	155	163	172
E.E. Norte	99	120	127	130	137	144	152	160	168	177
E.E. Quito	743	793	858	927	979	1027	1078	1132	1189	1248
E.E. Riobamba	72	106	118	123	128	133	138	142	147	151
E.E. Sur	65	69	72	75	78	81	84	87	90	93
TOTAL	3827	4107	4383	4536	4884	5127	5376	5654	5939	6235

Tabla 4.9 Cargas singulares proyectadas por la hipótesis N°2 [13].

Proyecto	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Electrificación Sector Camaronero	11	28	67	96	124	147	164	175	181	189
Complejo Industrial NOVOPLANT Hyundai-Montecristi	0	0	2	2	3	4	4	5	5	6
Poliducto Pascuales-Cuenca-Cañar	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EMPRESA POLAR (Harina Pescado)	0	2	2	5	5	5	5	5	5	5
Adelca del Litoral	70	80	90	90	90	90	90	90	90	90
Río Blanco	0	0	5	9	9	9	9	9	9	9
San Carlos Panantza	0	0	50	75	100	100	100	100	100	100
EDEC Nuevo Parque Industrial	0	0	2	3	3	4	4	5	5	5
Emurplag Nuevo Camal Municipal	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Loma Larga	0	0	13	13	13	13	13	13	13	13
Estación Bombeo 1 y 2 Trásvase Daule Pedro Carbo SENAGUA	0	0	0	0	21	21	29	29	36	36
Petroamazonas EP	43	43	270	270	270	270	270	270	270	270
DIACELEC	0	0	0	2	5	6	7	7	8	8
Yachay	3	4	6	7	8	9	10	11	13	14
Refinería Esmeraldas	0	0	24	30	30	30	30	45	45	45
Mirador	0	1	30	80	91	101	101	110	110	110
Petroecuador (Papallacta)	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16
Petroecuador (Baeza)	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16
Petroecuador (El Salado)	0	0	0	11	11	11	11	11	11	11
Fruta Del Norte	0	0	12	17	21	24	24	24	24	24
Puerto de Aguas Profundas (DP World)	0	14	14	21	21	21	21	21	21	21
Astillero Posorja	6	9	14	14	18	18	18	18	18	18
TOTAL	133	183	620	780	878	918	945	983	999	1009

La proyección de la demanda para el período comprendido entre 2027 y 2031, se basa en la metodología utilizada por [41], la cual emplea la fórmula del monto (37). Esta fórmula permite realizar proyecciones utilizando datos históricos de la demanda. En este enfoque, la tasa de crecimiento se mantiene constante, lo que implica que la demanda aumentará en igual proporción en los periodos siguientes.

$$C_n = C_o(1 + I)^n \quad (37)$$

Donde:

C_n	Demanda último año
C_o	Demanda primer año
I	Tasa de crecimiento
N	Número de años: $N = n - 1$

Los resultados obtenidos con este método se alinean con lo obtenido en el Plan Maestro de Electricidad (PME). En el Anexo C se presenta proyección de la demanda para el período de análisis de 2018-2031.

4.5.2 Representación de la demanda en función de bloques horarios

La representación de la demanda en bloques horarios permite visualizar la variabilidad de la demanda eléctrica a lo largo del tiempo, dado que la demanda puede variar en función de diversos patrones de consumo en distintos momentos. Al representar la demanda en bloques horarios, se puede analizar el comportamiento del sistema eléctrico en diferentes rangos de demanda. Cada bloque representa un nivel de carga en relación con la capacidad máxima del sistema, lo que permite una mejor comprensión de cómo este se desempeña en diversas situaciones.

Se consideraron 5 bloques de demanda, teniendo en cuenta los factores de carga y el tiempo de duración de cada bloque utilizados por [10]. En la Tabla 4.10 se presentan los datos utilizados para la representación de la demanda en función de los bloques horarios.

Tabla 4.10 Datos del factor de carga para la representación de la demanda en función de los bloques horarios [10].

Tiempo de duración (h)	1510	2800	2720	1120	610
Factor de carga (%)	0,5	0,65	0,8	0,9	1

4.5.3 Evaluación económica de proyectos

El factor de descuento representa la rentabilidad del proyecto al aplicar la tasa de descuento a los flujos de caja futuros, como se muestra en la Ecuación (38). En esencia, la evaluación económica de proyectos es fundamental para tomar decisiones informadas sobre las inversiones y garantizar una utilización efectiva de los recursos [31].

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + td)^t} \quad (38)$$

Donde:

- td Tasa de descuento, refleja el costo de oportunidad de tener dinero disponible en el presente en lugar de en el futuro.
- t Período de tiempo, en el que se espera el flujo de caja.

En Ecuador, se emplea una tasa fija de descuento, generalmente del 12%, que no se basa en una estimación de preferencias individuales o sociales respecto al tiempo. Esta tasa representa una medida administrativa recomendada tanto por organismos internacionales, como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial, así como por instituciones nacionales de planificación [42]. Por lo tanto, se utilizará una tasa de descuento del 12% para el estudio.

4.5.4 Premisas de Generación

4.5.4.1 Costos Operativos

El costo operativo de los generadores hidráulicos se basa en la disposición transitoria sexta del Reglamento General de la Ley Orgánica de Energía (RGLOSPEE), que establece un costo variable de producción de 2 USD/MWh para la generación hidroeléctrica. Este valor se mantendrá vigente hasta que se realicen los estudios necesarios para determinar la metodología de cálculo de los costos variables de producción de las centrales hidroeléctricas [43]. Con esta referencia normativa, se establece el costo operativo para el análisis y planificación de la generación hidráulica.

Los Costos Variables de Producción (CVP) de las centrales o unidades de generación térmica, se componen de los costos de combustibles, el costo de transporte de combustible, los costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos necesarios para la operación, el consumo de agua potable y la energía eléctrica utilizada para servicios auxiliares [43]. El costo operativo de la generación térmica se basa en los Costos Variables de Producción (CVP) de Generadores Térmicos establecidos por el CENACE para el período 2023. Estos costos determinan el valor por megavatio hora (USD/MWh) de la potencia efectiva generada por las unidades térmicas.

4.5.4.2 Costos de inversión

En 2019, la Comisión Nacional de Energía [44], llevó a cabo un estudio para determinar los costos de inversión por fuente de generación, abarcando diversas tecnologías. Este análisis consideró aspectos como el equipamiento principal, obras civiles, montaje, conexión al sistema, obtención, almacenamiento y logística del combustible, así como los costos para cumplir con las normativas ambientales y eléctricas vigentes. El objetivo fue establecer costos unitarios de inversión de referencia para el Sistema Eléctrico Nacional.

Para realizar las expansiones del modelo de optimización y seleccionar la alternativa más económica, es esencial definir los costos por tecnología. Los costos de inversión se establecieron utilizando los precios definidos anualmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en Chile, tomando como referencia los costos reales de proyectos previamente implementados en el país. La Tabla 4.11 presenta los costos de inversión unitarios (USD/kW) por tecnología, donde se identificaron los costos representativos y las partidas típicas de inversión para cada tipo de generación.

Tabla 4.11 Costo de inversión por tecnología [44].

Tecnología	Costo de Inversión (USD/kW)
Térmica diésel	687
Térmica a gas natural (CA)	800
Solar fotovoltaica	970
Térmica a gas natural (CC)	1048
Eólica	1361
Hidráulica de embalse	2180
Térmica a carbón	3000
Térmica a biomasa	3100
Térmica a biogás	3500
Mini-hidráulica	3565
Hidráulica de pasada	4050
Geotérmica	5870

4.5.4.3 Costo Energía no Suministrada

El costo de la energía no suministrada (CENS) en Ecuador es de 0,646 USD/kWh que corresponde al CENS de un consumidor residencial. Este valor consta en la Resolución No. CONELEC 025-11, la cual fue aprobada por el Directorio de CONELEC el 14 de abril de 2011 [45]. Hasta que la ARCERNNR realice una actualización del valor del CENS, se mantendrá en vigencia el valor establecido en dicha Resolución [43].

4.5.4.4 Reserva de Potencia

El Plan Maestro de Electricidad (PME) [13], para determinar el criterio sobre la reserva mínima de potencia y energía ante diferentes escenarios hidrológicos, realizó un diagnóstico de la generación del sector eléctrico, considerando como aspectos fundamentales la seguridad en el abastecimiento de la demanda, el índice general energético, los índices de reserva de potencia y energía, la ejecución de los planes de mantenimiento de generación y el índice de indisponibilidad de generación.

Para el Plan de Expansión de Generación 2018-2027, el PME ha establecido como criterio garantizar una reserva mínima de energía del 10% en caso de que se presente un escenario hidrológico seco (probabilidad de excedencia del 90% en una resolución mensual), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin tener en cuenta las interconexiones internacionales.

Para el estudio se consideró un margen de reserva del 20% adoptando el criterio utilizado para la planificación de la expansión del PME.

4.5.4.5 Factor de Disponibilidad

El factor de disponibilidad de generación se fundamenta en los criterios de seguridad establecidos para evaluar los márgenes de indisponibilidad de la generación hidráulica y térmica en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. El porcentaje de indisponibilidad aceptable para la generación hidráulica es del 3% y para la generación térmica es del 7%. Estos valores representan los estándares de indisponibilidad aceptable en el SNI y son metas internacionales adoptadas por CELEC EP [46].

De acuerdo a la información antes citada, se establece un factor de disponibilidad del 97% para las unidades candidatas de generación hidráulica y del 93% para las unidades térmicas.

Para las unidades de generación existentes el factor de disponibilidad se calcula aplicando la ecuación (39).

$$Fd = \left(1 - \frac{\text{Potencia Nomal} - \text{Potencia Efectiva}}{\text{Potencia Nominal}} \right) * 100 \quad (39)$$

4.5.4.6 Proyectos Considerados

El Plan de Expansión de Generación (PEG) desempeña un papel fundamental en la planificación energética, ya que se ajusta de manera periódica al comportamiento dinámico del sistema eléctrico ecuatoriano. Esto se realiza en concordancia con las políticas y directrices

establecidas por las autoridades nacionales y sectoriales, siguiendo el marco del Plan Nacional de Desarrollo [13].

Para la expansión de la generación se consideran como proyectos candidatos únicamente los proyectos contemplados en el Plan Maestro de Electricidad (PME) vigente [13]. Estos proyectos candidatos abarcan diversas tecnologías de generación, siendo hidroeléctricos el 79,89%, termoeléctricos el 11,84 %, eólicos el 3,23%, solares fotovoltaicos el 4,03% y geotérmicos 1,01%. En total, se consideran 28 proyectos candidatos, que en conjunto poseen una capacidad de generación total de 4956,66 MW. En la Tabla 4.12 se muestran los proyectos consideradores en el Plan de Expansión de Generación del PME.

Tabla 4.12 Proyectos considerados en el Plan de Expansión de Generación del PME [13].

AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN	PROYECTO / CENTRAL	Tipo de central	Potencia Nominal [MW]
2019	Minas - San Francisco	Hidroeléctrico	274,5
2019	Pusuno	Hidroeléctrico	38,25
2019	Río Verde Chico	Hidroeléctrico	10
2020	San José de Minas	ERNC (Hidroeléctrico)	5,95
2021	Chalpi Grande	ERNC (Hidroeléctrico)	7,59
2021	Toachi Pilatón, Central Sarapullo	Hidroeléctrico	49
2021	Toachi Pilatón, Central Alluriquín	Hidroeléctrico	205,4
2021	Minas de Huascachaca	ERNC (Eólico)	50
2022	Sabanilla	ERNC (Hidroeléctrico)	30
2022	El Aromo	ERNC (Fotovoltaico)	200
2022	Mazar-Dudas, Central San Antonio	ERNC (Hidroeléctrico)	7,19
2023	Machala Gas Tercera Unidad	Termoeléctrico	77
2023	Villonaco III	ERNC (Eólico)	110
2023	Maravilla	ERNC (Hidroeléctrico)	9
2024	La Magdalena	ERNC (Hidroeléctrico)	20
2024	Mazar-Dudas, Central Dudas	ERNC (Hidroeléctrico)	7,38
2024	Soldados Yanuncay, Central Soldados	ERNC (Hidroeléctrico)	7,2
2024	Machala Gas Ciclo Combinado	Termoeléctrico	110
2024	Chorrillos	ERNC (Hidroeléctrico)	4
2024	El Salto	ERNC (Hidroeléctrico)	30
2024	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	ERNC (Hidroeléctrico)	14,6
2025	Quijos	Hidroeléctrico	50
2026	Bloque CCGN Etapa I	Termoeléctrico	400
2028	Chachimbiro	ERNC (Geotérmico)	50
2028	Chontal	Hidroeléctrico	194
2029	Paute – Cardenillo	Hidroeléctrico	595,6
2030	Santiago Etapa I	Hidroeléctrico	1200
2031	Santiago Etapa II	Hidroeléctrico	1200

4.5.5 Premisas de Transmisión

4.5.5.1 Costos de Inversión

Los costos de inversión para transmisión se basan en el plan de equipamiento de obras requerido por el Sistema Nacional de Transmisión para el período 2010-2020, elaborado por TRANSELECTRIC [47]. Este plan contempla el equipamiento necesario para asegurar el correcto funcionamiento de la red de transmisión de acuerdo con las regulaciones vigentes. En la Tabla 4.13 se muestran estos costos unitarios de inversión para la transmisión.

Tabla 4.13 Costos unitarios de inversión para la transmisión [47].

Tipo	Tension Nominal (kV)	Unidad	Costo Unitario (MM USD)
LT 500 KV Doble Terna ACAR_4X1100	500	km	0,217
LT 230 KV Doble Terna ACAR_1X1200	230	km	0,192987
LT 230 KV Doble Terna ACSR BLUEJAY_1113	230	km	0,1523
LT 230 KV Doble Terna ACAR_1X750	230	km	0,1492
Transformador 500/230 KV	500/230 kV	MVA	0,012

4.5.5.2 Factor de Disponibilidad

Para el factor de disponibilidad de las líneas de transmisión se toma como referencia el análisis a la administración técnica del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) realizado por [46]. En este análisis se valora el porcentaje global de indisponibilidad de las Líneas de Transmisión de 138 kV y 230 kV en el SNI, utilizando como fuente el documento titulado "Determinación de indicadores operativos para la Corporación Eléctrica del Ecuador".

Los porcentajes de indisponibilidad establecidos por [46], que se deben cumplir para las líneas de transmisión, son del 0,16% para líneas de 230 kV, del 0,14%, para líneas de 138 kV y del 0,15% de manera global para la transmisión. Estos Indicadores Operativos de Transmisión se calculan utilizando la información proporcionada por el CENACE.

Para el estudio se ha considerado un factor de disponibilidad del 99,84% para las líneas de transmisión de 230 kV, y un factor de disponibilidad del 99,85% para las líneas de transmisión de 500 kV.

4.5.5.3 Líneas Candidatas

La planificación de la Expansión de la Transmisión (PET) considera las hipótesis de crecimiento de la demanda y el plan de expansión de la generación, basándose en las políticas y directrices emitidas por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable. Además, contempla los proyectos relacionados con la mejora de la Calidad del Servicio [13].

Para la expansión de la transmisión se consideran como líneas candidatas únicamente las líneas contempladas en el Plan Maestro de Electricidad (PME) vigente [13]. Cada línea candidata está identificada por sus características técnicas y geográficas, incluyendo los nodos de envío y recepción, la longitud de la línea, la capacidad de transmisión estimada, y otros detalles relevantes. En la Tabla 4.14 se presenta el listado de líneas candidatas de acuerdo al PME.

Tabla 4.14 Líneas candidatas de acuerdo al PME [13] parte A.

Línea de Transmisión	Número de Circuitos	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Capacidad (MW)
LT CHORRILLOS-PASAJE C1-C2	2	210,5	500	866
LT CHORRILLOS-TADAY C1-C2	2	160	500	1.732
LT CHORRILLOS-POSORJA C1-C2	2	100,41	500	1.732
LT PASAJE-PIURA C1-C2	2	337,2	500	1.732
LT PIURA-NIÑA	1	87,04	500	1.732
LT ZAMORA-PASAJE C1-C2	2	180	500	1.732
LT ZAMORA-TADAY C1-C2	2	90	500	1.732
LT INGA-TISALEO	1	16,91	500	1.732
LT CHORRILLOS-N. PROSPERINA	1	13,63	230	332
LT FRONTERA-ZORRITOS L-2280	1	55	230	332
LT MIN S. FRANCISCO-PASAJE C1-C2	2	19	230	332
LT PIMAMPIRO-JAMONDINO C3-C4	2	82,3	230	332
LT POMASQUI-PIMAMPIRO C3-C4	2	138,7	230	332
LT S. IDELFONSO-PASAJE	2	23	230	332
LT STA. ROSA-ALLURIQUIN C2	1	78,3	230	342
LT ALLURIQUIN-STO. DOMINGO C2	1	39,15	230	342
LT S. GREGORIO-S. JUAN	1	41	230	325
LT SININCA Y-ZHORAY C2	1	52	230	332
LT S. IDELFONSO-MILAGRO C1-C2	2	112	230	572
LT MILAGRO-MACHALA C2	1	135,2	230	494
LT TISALEO - TOTORAS C1	1	22,644	230	494
LT SOPLADORA - TADAY	1	31,775	230	494
LT ESCLUSAS-DURAN C2	1	37,5	230	494
LT MILAGRO-DURÁN C2	1	36,8	230	494
LT MACHALA-FRONTERA C2 L-2280	1	55	230	332

Tabla 4.15 Líneas candidatas de acuerdo al PME [13] parte B.

Línea de Transmisión	Número de Circuitos	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Capacidad (MW)
ATJ_INGA	3	1	500/230	600
ATJ_CHORRILLOS	2	1	500/230	450
ATI_S. RAFAEL	2	1	500/230	450
T1_POSORJA	2	1	500/230	600
ATH_S. TISALEO	2	1	500/231	450
T_PASAJE	1	1	500/230	800
T1_TADAY	3	1	500/230	600

5 RESULTADOS

En este capítulo se detallan los resultados obtenidos de los casos de estudio presentados en la sección 4. En primer lugar, en la Sección 5.1, se muestran los resultados del sistema IEEE 6 barras de Garver, el cual se empleó para validar el programa. Luego, en la Sección 5.2 se muestran los resultados obtenidos del caso de estudio *56-Bus SNI Ecuador System*. Finalmente, en la sección 5.3 se describen las limitaciones del trabajo.

5.1 RESULTADOS DEL SISTEMA IEEE 6 BARRAS DE GARVER

Se realizó la evaluación para diferentes niveles de demanda máxima anual, de 30 MW hasta 85 MW, con incrementos de 5 MW en cada intervalo. La Tabla 5.1 muestra los resultados obtenidos por Aghaei et al. (2014) para el modelo de generación y transmisión G&TEP.

Tabla 5.1 Resultados obtenidos Aghaei et al. (2014) para el modelo G&TEP [5]

Resultados del modelo G&TEP			
Demanda anual (MW)	Costo total (10⁶ \$)	Número de componentes construidos	Construcción de generadores y líneas de transmisión
30	5,035	0	-
35	6,461	1	B5
40	7,432	2	B5, T6
45	8,755	3	A1, B5, T3
50	10,04	6	A1, B2, B5, B8, T3, T6
55	10,99	7	A1, B4, B5, B8, T2, T3, T6
60	12,29	9	A1, A4, B4, B5, B7, B8, T2, T3, T6
65	13,52	11	A1, A4, A5, B4, B5, B7, B8, T1, T2, T3, T6
70	15,11	12	A1, A5, B1, B2, B4, B5, B6, B7, T3, T4, T6, T7
75	16,52	13	A1, A5, B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, T3, T4, T6, T7
80	17,8	17	A1, A2, A4, A5, B1, B2, B3, B4, B5, B7, B8, T1, T2, T3, T4, T6, T7
85	Inviabile	Inviabile	Inviabile

El modelo propuesto en la sección 4.3 se evaluó en dos escenarios. En el primer escenario, no se consideraron factores de disponibilidad ni margen de reserva, y los resultados se presentan en la Tabla 5.2. En el segundo escenario, se tomaron en cuenta los factores de disponibilidad y el margen de reserva, y los resultados se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.2 Resultados del modelo propuesto sin factor de disponibilidad, margen de reserva.

Demanda anual (MW)	Costo total (10⁶ \$)	Número de componentes construidos	Construcción de generadores y líneas de transmisión
30	5,091	1	T2
35	6,353	3	B4, B8, T2
40	7,472	4	A1, B8, T3, T2
45	8,659	5	B4, B5, B8, T2, T6
50	9,87	6	A1, B5, B8, T2, T3, T6
55	11,043	7	A1, A5, B5, B8, T2, T3, T6
60	12,24	10	A1, A4, B2, B4, B5, B8, T1, T2, T3, T6
65	13,607	10	A1, A5, B2, B3, B4, B5, B8, T2, T3, T6
70	14,928	13	A1, A4, B2, A5, B4, B5, B6, B8, T2, T3, T4, T6, T7
75	16,299	14	A1, A4, B2, A5, B3, B4, B5, B6, B8, T2, T3, T4, T6, T7
80	17,711	15	A1, A3, A4, B2, A5, B3, B4, B5, B6, B8, T2, T3, T4, T6, T7
85	19,899	19	A1, A2, A3, A4, B1, B2, A5, B3, B4, B5, B6, B8, T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7

Tabla 5.3 Resultados del modelo propuesto con factor de disponibilidad, margen de reserva.

Demanda anual (MW)	Costo total (10⁶ \$)	Número de componentes construidos	Construcción de generadores y líneas de transmisión
30	5,285	4	A4, B2, B8, T2
35	6,551	4	A1, B8, T2, T3
40	7,716	6	A1, A4, B4, B8, T2, T3
45	9,008	8	A1, A4, B2, B4, B7, B8, T2, T3
50	10,175	9	A1, A4, B2, B4, B5, B8, T2, T3, T6
55	11,446	11	A1, A4, A5, B1, B2, B4, B5, B8, T2, T3, T6
60	12,794	12	A1, A4, A5, B1, B2, B4, B5, B7, B8, T2, T3, T6
65	14,269	13	A1, A3, A4, A5, B2, B3, B4, B5, B7, B8, T2, T3, T6
70	15,587	14	A1, A4, A5, B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, T2, T3, T6
75	17,106	17	A1, A3, A4, A5, B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, T2, T3, T4, T6, T7
80	18,517	19	A1, A2, A3, A4, A5, B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, T1, T2, T3, T4, T6, T7
85	22,501	19	A1, A2, A3, A4, A5, B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, T1, T2, T3, T4, T6, T7

La Figura 5.1 muestra los resultados obtenidos por Aghaei et al. (2014) en su modelo, así como los resultados del modelo propuesto en los dos escenarios: sin considerar factor de disponibilidad ni margen de reserva, y considerando con factor de disponibilidad y margen de

reserva. La grafica muestra la variación de los resultados a lo largo del tiempo, lo que permite visualizar las tendencias y las diferencias entre los diferentes resultados.

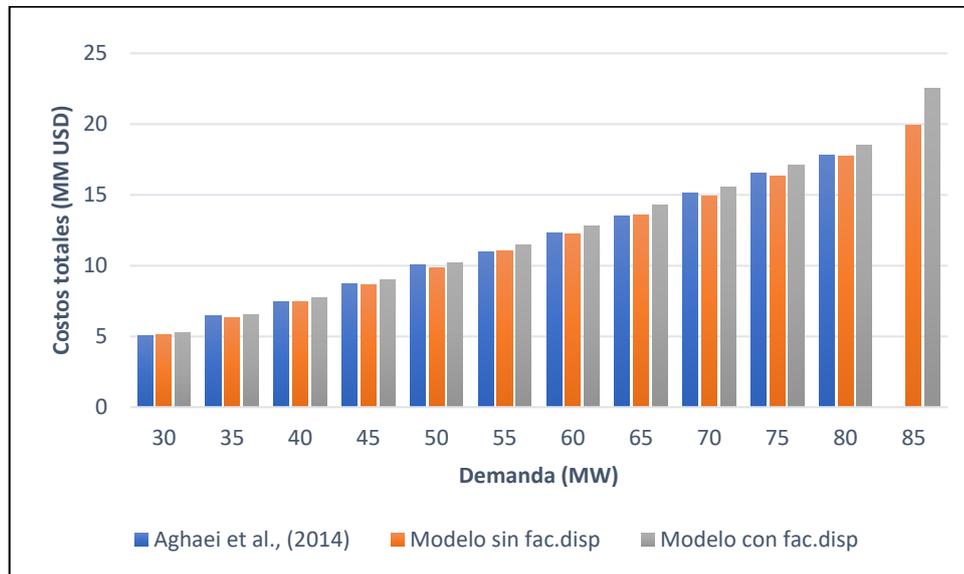


Figura 5.1 Resultados de la validación del modelo en la Red IEEE 6 barras de Garver

Al realizar la comparación de los resultados obtenidos, se llegó a las siguientes conclusiones:

- La variación de entre los costos totales de Aghaei et al., (2014) y el modelo propuesto sin considerar el factor de disponibilidad de unidades de generación y líneas de transmisión es de 0,97%, y con el modelo propuesto considerando el factor de disponibilidad de unidades de generación y líneas de transmisión es de 3,54% ya que las unidades no operan al 100% de su capacidad lo que hace ingresar nuevas unidades y líneas de transmisión elevando el costo total como se observa en la Figura 5.1.
- Cuando la demanda máxima anual es de 85 MW, en el modelo presentado por Aghaei et al., (2014) no se encuentra una solución factible. Sin embargo, en el modelo propuesto en este estudio se introduce la variable de potencia no suministrada, lo que permite satisfacer la demanda de energía no suministrada y lograr una solución óptima al problema. Esto demuestra que la inclusión de esta variable es crucial para garantizar la factibilidad del modelo y obtener resultados óptimos.
- Finalmente, se puede afirmar que el modelo propuesto proporciona resultados similares a los obtenidos por Aghaei et al. (2014), de tal manera queda validado el modelo y demuestra que considerar, factores de disponibilidad, margen de reserva y la demanda de energía no suministrada, proporciona resultados más consistentes.

5.2 RESULTADOS DEL CASO: 56-BUS SNI ECUADOR SYSTEM

5.2.1 Resultados de los modelos GEP & TEP para el período 2018-2021

En la Tabla 5.4, se exhibe cómo se distribuye la inversión necesaria para ejecutar la introducción de la generación, los gastos operativos inherentes a las unidades y la inversión asignada a la mejora de la infraestructura de transmisión. Esto se logra al emplear un enfoque de planificación que utiliza un modelo específico tanto para la generación como para la transmisión. Es importante resaltar que, a lo largo del análisis, los costos operativos equivalen al 68,53% del total, mientras que la inversión en el componente de transmisión se refleja en un 0,87%.

Tabla 5.4 Costos de los modelos GEP & TEP (MM USD) para el período 2018-2021

COSTOS	2018	2019	2020	2021	
Inv. Generación	180	160,714286	143,494898	128,120445	
Costos Operativos	387,661951	352,490494	335,327161	296,550265	
Inv. Transmisión	5,1537	4,60151786	4,10849809	3,66830186	
TOTAL	572,815651	517,806298	482,930557	428,339012	2001,89152

5.2.2 Resultados del modelo GTEP para el período 2018-2021

En la Tabla 5.5 se presenta los resultados de costos aplicando un modelo integrado de planificación de generación y transmisión como es la distribución de la inversión requerida para la implementación de generación, los gastos operativos de las unidades y la inversión destinada a la infraestructura de transmisión. Se destaca que, a lo largo del estudio, no existen inversión de generación ya que abastece la demanda creando una línea de transmisión siendo una opción más viable en temas de costos de inversión.

Tabla 5.5 Costos del modelo integrado GTEP (MM USD) para el período 2018-2021

COSTOS	2018	2019	2020	2021	
Inv. Generación	0	0	0	0	
Costos Operativos	253,940176	229,423984	210,783076	194,588248	
Inv. Transmisión	5,1537	4,60151786	4,10849809	3,66830186	
TOTAL	259,093876	234,025502	214,891574	198,25655	906,267503

Los resultados obtenidos mediante el enfoque integrado muestran un costo inferior en relación a la ejecución de los modelos de planificación de manera separada. Esto se debe a la incorporación de los gastos de inversión en generación en los modelos por separado, lo que conlleva a un incremento notable en la disparidad entre ambos casos.

5.2.3 Resultados del modelo GTEP para el período 2018-2031

La solución obtenida para el SNI de 56 Barras utilizando el modelo multietapa de planificación conjunta de transmisión y generación (GTEP) se presenta en la Figura 5.2. Donde se puede observar el ingreso de nuevas líneas y nuevas unidades de generación en color rojo.

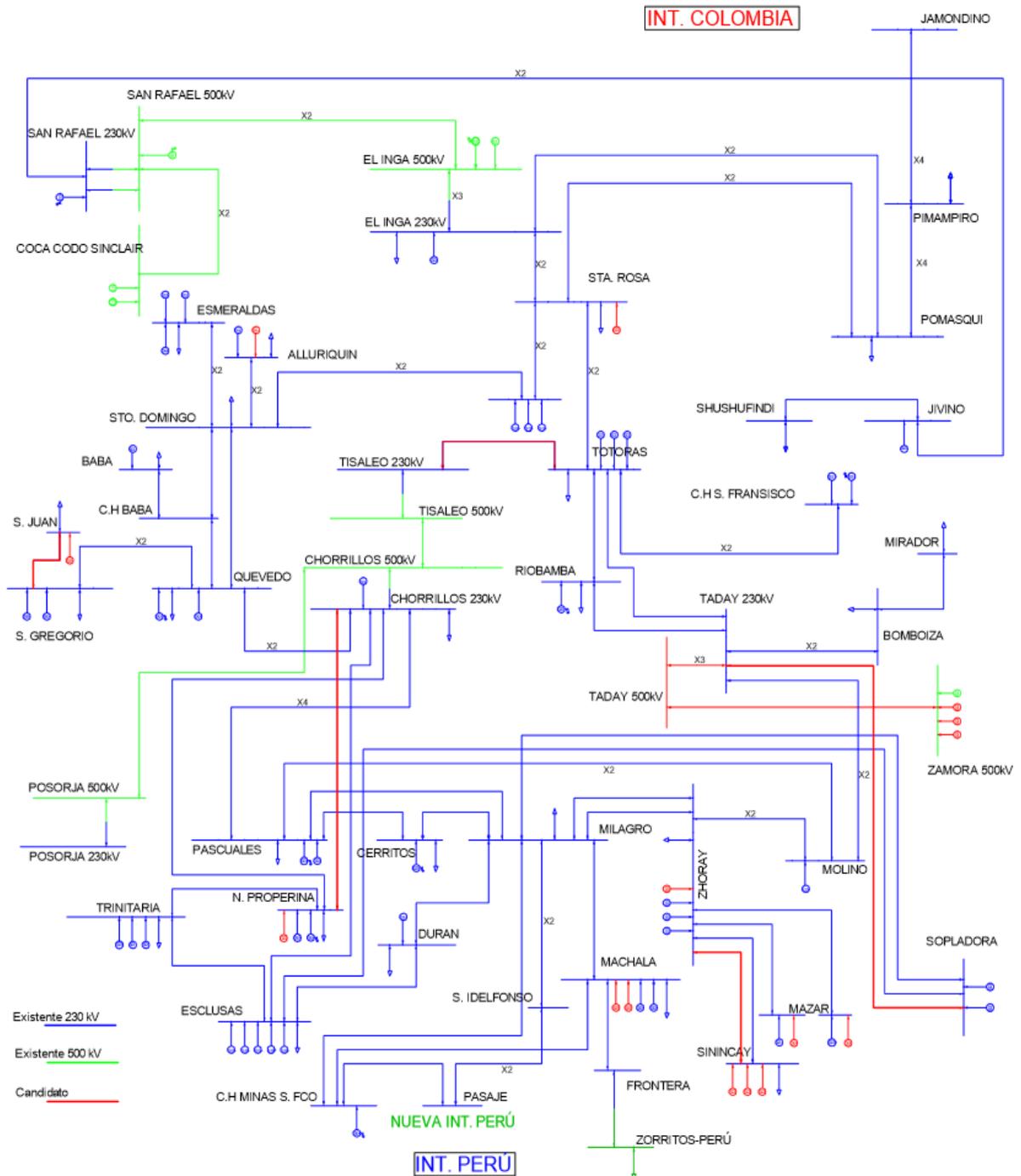


Figura 5.2 Diagrama unifilar del caso de estudio "56-Bus SNI Ecuador System", considerando el ingreso de las unidades de generación y transmisión proyectadas.

La Tabla 5.6 y la Tabla 5.7 presentan la incorporación de nuevas líneas de transmisión durante el período de 2018 a 2031. Se observa que se implementan nuevas líneas de transmisión, como resultado del ingreso de nuevas unidades de generación al sistema para abastecer la demanda proyectada. Además, se lleva a cabo la construcción de segundos circuitos con el objetivo de expandir la capacidad de transmisión en las líneas que están experimentando saturación. Finalmente, se registra el ingreso de transformadores con una relación de transformación de 500/230 kV, destinados a facilitar la transferencia de la capacidad generada a partir de la incorporación de nuevas unidades de generación en el sistema de 500 kV. En total, se añaden 6 líneas de transmisión y 3 transformadores para la expansión del sistema durante el período considerado.

Tabla 5.6 Ingreso de nuevas líneas de transmisión período 2018-2031 parte A.

Líneas	PERÍODO DE TIEMPO														
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Chorrillos-Pasaje L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chorrillos-Pasaje L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chorrillos-Taday L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chorrillos-Taday L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pasaje-Piura C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pasaje-Piura C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Piura-Niña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Zamora-Pasaje L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Zamora-Pasaje L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Zamora-Taday L1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	
Zamora-Taday L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chorrillos-Posorja C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chorrillos-Posorja C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Inga-Tisaleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chorrillos-N.Proserpina	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Frontera-Zorritos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Min S.franc-Pasaje C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Min S.franc-Pasaje C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pimampiro-Jamond C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pimampiro-Jamond C4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pomasqui-Pimampiro C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pomasqui-Pimampiro C4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
S.idelfonso-Pasaje C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
S.idelfonso-Pasaje C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sta. Rosa-Alluriquin C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Alluriquin-Sto. Dom C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
S. Gregorio-S. Juan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Sinincay-Zhoray C2	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
S.Idelfonso-Milagro C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabla 5.7 Ingreso de nuevas líneas de transmisión período 2018-2031 parte B

S.Idelfonso-Milagro C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Milagro-Machala C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tisaleo - Totoras C1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Sopladora - Taday	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Esclusas-Durán C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Milagro-Durán C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Machala-Frontera C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T_Pasaje	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1_taday	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
T2_taday	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
T3_taday	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
T2_posorja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ath_S. Rafael	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ath_Tisaleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

La Tabla 5.8 y la Tabla 5.9 muestran el ingreso de nuevas unidades de generación durante el período de 2018 a 2031. Se observa que hasta el año 2021, la capacidad de generación existente satisface las proyecciones de demanda. A partir de ese punto, la capacidad actual resulta insuficiente y se inicia la incorporación de nuevas unidades de generación. En total, se añaden 15 nuevas unidades de generación para la expansión del sistema durante el período considerado.

Tabla 5.8 Ingreso de nuevas unidades de generación período 2018-2031 parte A.

UNIDADES DE GENERACIÓN	PERÍODO DE TIEMPO													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Minas - San Francisco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pusuno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Río Verde Chico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
San José de Minas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chalpi Grande	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toachi Pilatón, Central Sarapullo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toachi Pilatón, Central Alluriquín	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sabanilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mazar-Dudas, Central San Antonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Machala Gas Tercera Unidad	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Maravilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Magdalena	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Mazar-Dudas, Central Dudas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Soldados Yanuncay, Central Soldados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Machala Gas Ciclo Combinado	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Chorrillos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
El Salto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Quijos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bloque CCGN Etapa I	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Chontal	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.9 Ingreso de nuevas unidades de generación período 2018-2031 parte B.

Paute – Cardenillo	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
Santiago Etapa II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Santiago Etapa I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Miñas de Huascachaca	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
El Aromo	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Villonaco III	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Chachimbiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En la Figura 5.3, se muestra el ingreso de los proyectos de generación correspondientes al Plan Maestro de Electricidad (PME) actualizado, en comparación con los ingresos generados por el modelo implementado para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador. Se puede visualizar que el PME contempla una potencia total de 4 956,66 MW, mientras que el modelo considera una potencia total de 4 192,97 MW para satisfacer la proyección de la demanda con un margen de reserva del 20% hasta el año 2031.

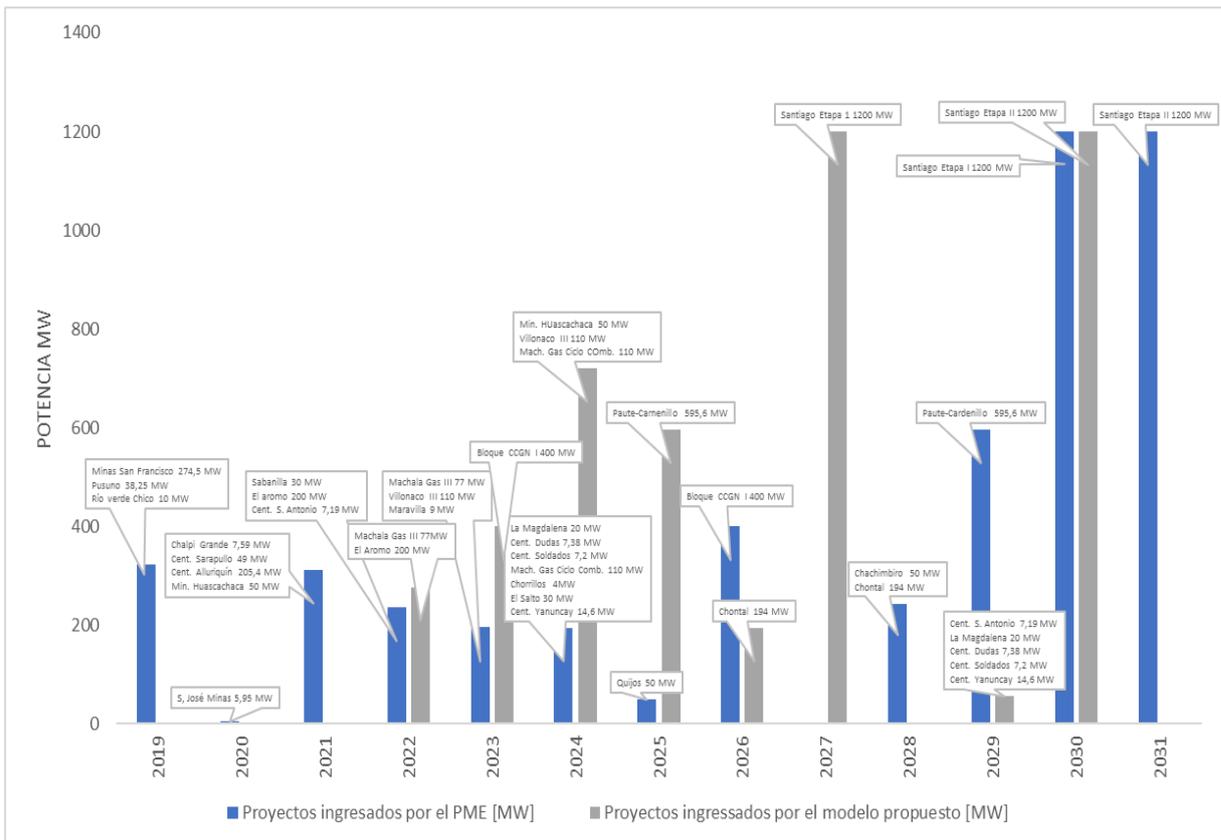


Figura 5.3 Comparación de ingreso de proyectos del PME y modelo propuesto.

La Figura 5.4 muestra la potencia operativa por tipo de tecnología de generación para cada bloque de carga durante el período de 2018 a 2031. Cada bloque representa diferentes niveles de demanda, y se observa cómo se abastece la demanda eléctrica en cada bloque.

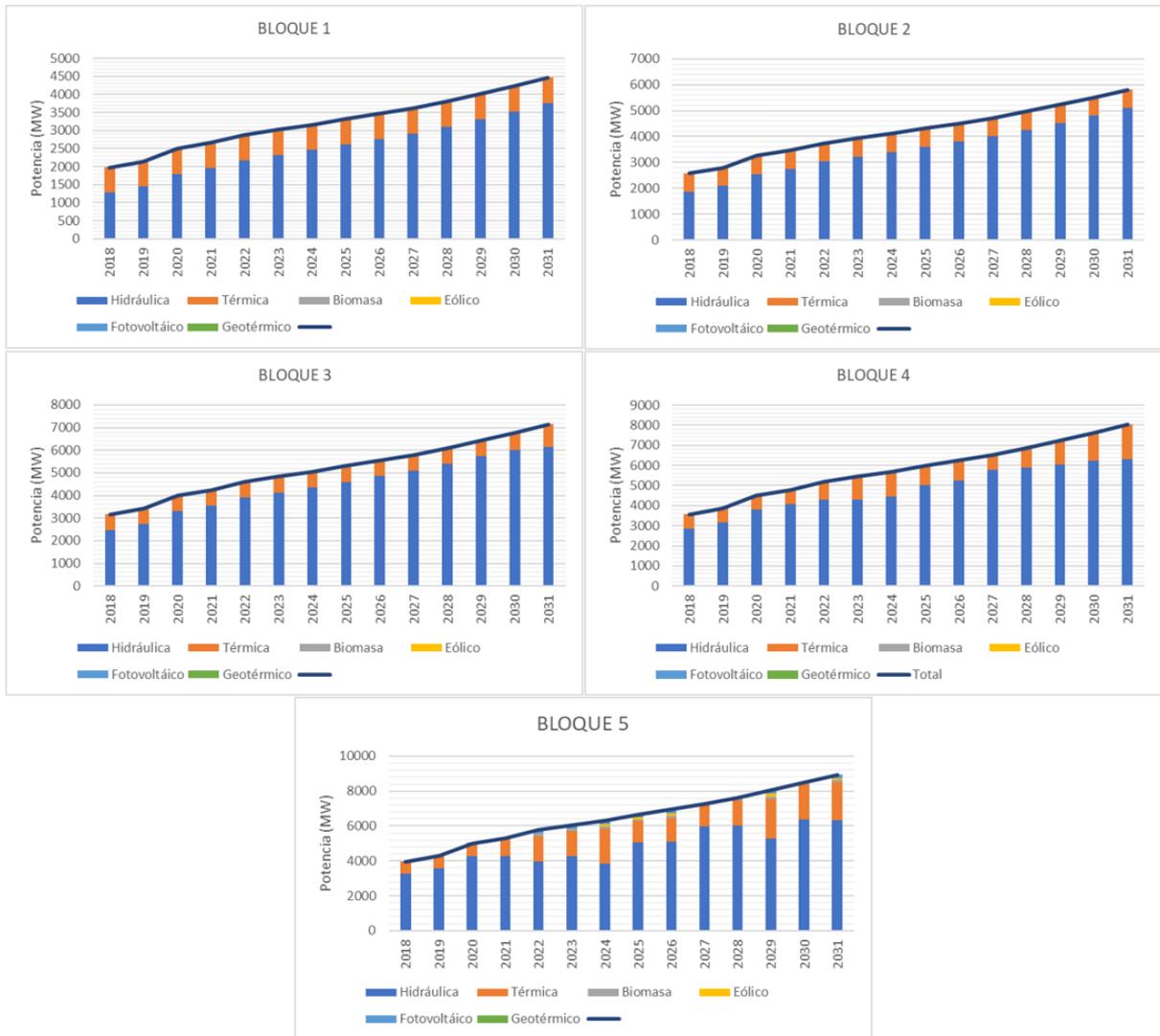


Figura 5.4 Potencia operativa por tipo de tecnología de generación para cada bloque de carga durante el período de 2018 a 2031

- En el Bloque de carga 1 (representando el 50% de la carga total), la potencia operativa total se compone en un 78,26% por generación hidroeléctrica y en un 21,74% por generación térmica.
- En el Bloque de carga 2 (representando el 65% de la demanda total), la potencia operativa total se compone en un 83,28% de generación hidroeléctrica y en un 16,72% de generación térmica.

- Para el Bloque de carga 3 (representando el 80% de la demanda total), la potencia operativa para abastecer la demanda proviene en un 85,91% de generación hidroeléctrica y en un 14,09% de generación térmica.
- En el Bloque de carga 4 (representando el 90% de la demanda total), la potencia operativa total es suministrada en un 82,67% por generación hidroeléctrica, en un 17,29% por generación térmica y en un 0,04% por generación de biomasa.
- Por último, en el Bloque de carga 5 (representando la máxima capacidad del sistema), la potencia operativa para abastecer la demanda proviene en un 74,60% de generación hidroeléctrica, en un 21,88% de generación térmica, en un 1,23% de generación de biomasa, en un 0,79% de generación eólica y en un 1,50% de generación fotovoltaica.

La representación de la potencia operativa por tipo de tecnología en cada bloque de carga muestra una clara predominancia de la generación hidroeléctrica debido a su menor costo de operación en comparación con otras fuentes. A lo largo del período de análisis (2018-2031), la generación hidroeléctrica ha sido la principal fuente para satisfacer la demanda en la mayoría de los bloques de carga. Sin embargo, es importante mencionar que también se han incorporado otras fuentes de generación, como la térmica, biomasa, eólica y fotovoltaica, para complementar la capacidad de abastecimiento del sistema eléctrico.

La Figura 5.5 se puede apreciar la distribución de los costos operativos según la tecnología utilizada. Se destaca que, en términos de costos, la generación térmica ocupa una posición dominante, constituyendo el 81,9% del total debido a su promedio de valor de 64 \$/MWh. En contraste, la generación hidroeléctrica, con un valor de 2 \$/MWh, se destaca como la principal contribuyente a los despachos de potencia. Sin embargo, en lo que respecta a los costos, esta última solo representa el 15,27% del gasto operativo total.

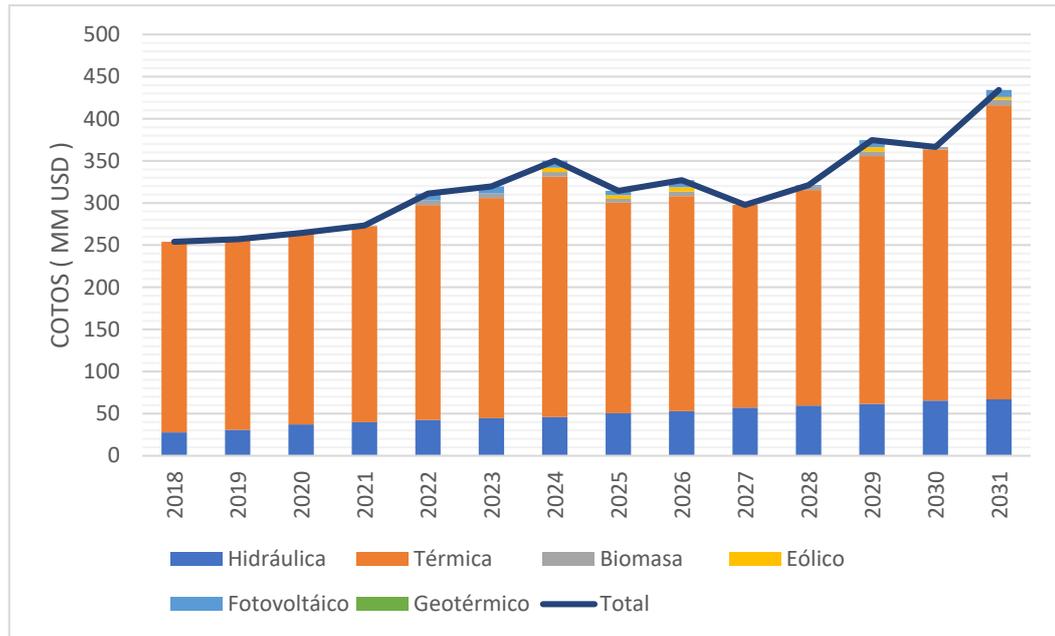


Figura 5.5 Distribución de los costos operativos el tipo de tecnología de generación

En la Tabla 5.10 se detallan los costos operativos, inversión en generación y la inversión de infraestructura de líneas de transmisión para el período completo de análisis mediante la aplicación del enfoque combinado de planificación de expansión de generación y transmisión. En los primeros 4 años de estudio, no se presenta inversión alguna en generación siendo los únicos aportes de costos de operación e inversión de transmisión. El costo total de inversión para el período 2018-2031 se estima en 15.703,52 MM USD que representa los costos netos de inversión y operación.

Tabla 5.10 Costos del modelo integrado GTEP (MM USD) para el período 2018-2031

	Inv. Generación	Costos Operativos	Inv. Transmisión	TOTAL
2018	0	253,9401763	5,1537	259,0938763
2019	0	229,4239842	4,601517857	234,0255021
2020	0	210,783076	4,108498087	214,8915741
2021	0	194,5882483	3,668301863	198,2565502
2022	180,3574886	197,8209543	10,97213891	389,1505818
2023	466,9900325	181,386558	9,796552601	658,1731431
2024	618,6148377	177,4438836	22,41480801	818,4735293
2025	1139,668516	142,2130681	20,01322144	1301,894806
2026	1188,37147	132,1358739	19,63391742	1340,141262
2027	2045,511324	107,3656834	22,72234655	2175,599354
2028	1826,349396	103,4090507	20,28780942	1950,046256
2029	1665,996065	107,7104344	20,25523758	1793,961737
2030	2188,21949	94,08353154	18,08503355	2300,388055
2031	1953,767402	99,50976742	16,14735138	2069,424521
	Total			15703,52075

En la Figura 5.6 se puede apreciar cómo la función que describe la inversión en generación comienza a experimentar un aumento significativo a partir del 4 año, llegando a su punto más alto en 2.300,38 MM USD. Esto cobra mayor relevancia considerando que el valor presente para el año 2030 equivale al 25,7% del valor actual. Paralelamente, se destaca que la función que describe la inversión en transmisión también es de carácter ascendente; no obstante, en comparación con las 2 funciones contiguas, su magnitud es la menor. Su valor medio durante el análisis se sitúa en 14,132 MM USD.

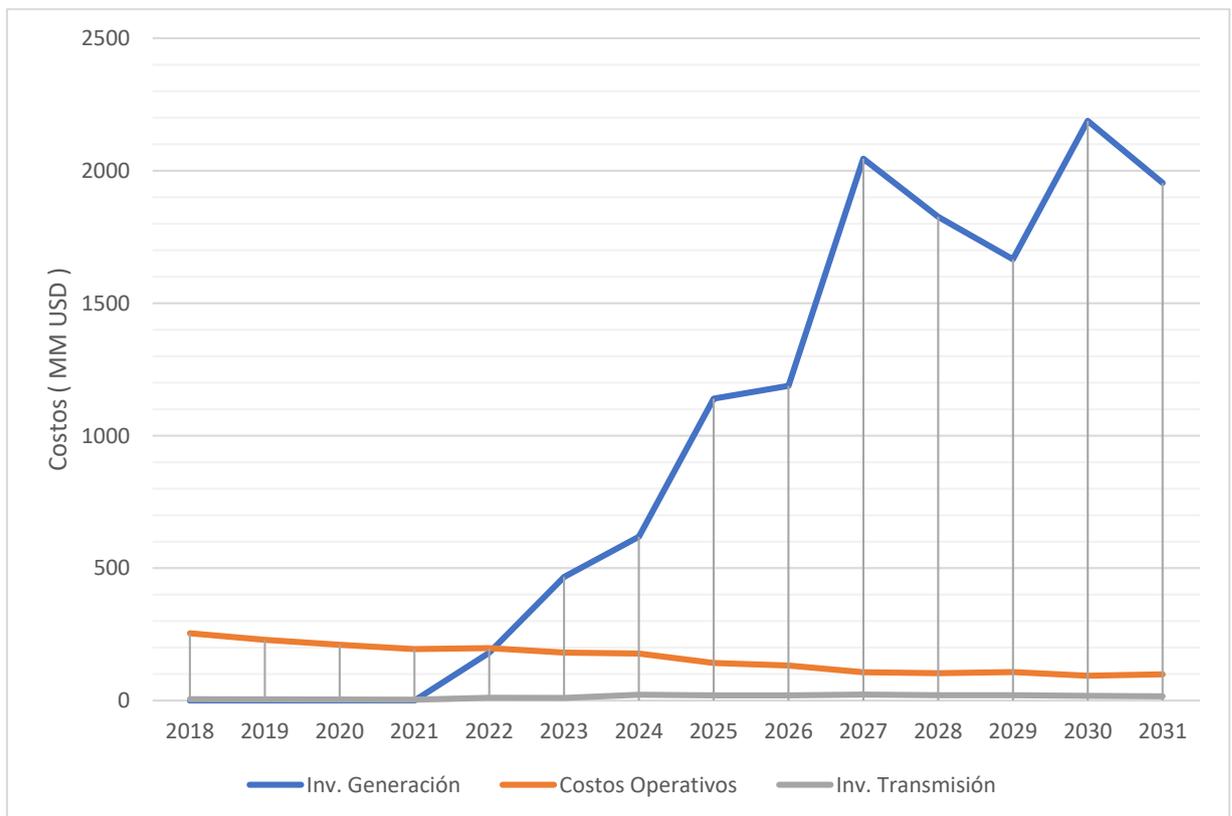


Figura 5.6 Curva tendencial de los costos de inversión y operación para el período 2018-2031.

Se observa un comportamiento creciente en los costos de inversión a medida que se incorporan nuevas unidades de generación y se construyen más líneas de transmisión para satisfacer la demanda eléctrica en crecimiento. Por otro lado, los costos de operación tienden a mantenerse más estables con fluctuaciones menores, ya que se relacionan principalmente con el funcionamiento y mantenimiento de las unidades de generación.

5.3 LIMITACIONES

En este trabajo una de las limitaciones principales es no considerar el costo del margen de reserva de las unidades térmicas e hidráulicas. Si bien se ha tenido en cuenta este margen para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema, no se ha incorporado el costo asociado a dicha reserva, lo que no permite evaluar de manera completa los costos de operación de dichas unidades.

Otra limitación relevante en este trabajo es no considerar el tiempo de construcción para la incorporación de nuevas líneas de transmisión o unidades de generación. Aunque el programa proporciona el año en el que se introducirá una línea o unidad, no aborda el período requerido para su construcción y puesta en funcionamiento. La importancia radica en que los proyectos de infraestructura eléctrica requieren un tiempo considerable para su implementación.

Cuando se aborda la representación del Sistema Nacional de Interconectado (SNI) mediante un sistema equivalente, existe la posibilidad de que se omitan características esenciales de la red, tales como las impedancias y la contribución específica de generadores y consumidores en ubicaciones concretas en el sistema completo. Esta circunstancia podría dar lugar a resultados imprecisos, sobre todo en contextos donde la red enfrenta alta congestión o se trata de sistemas interconectados complejos, como es el caso del SNI. Incluso cuando se aplican modelos determinísticos de naturaleza dinámica puede conducir a una omisión de varios aspectos y fenómenos transitorios que tienen lugar en situaciones reales. Además, dichos modelos podrían no tener la capacidad de abarcar adecuadamente la eficacia de estrategias de control avanzado, como el control de los flujos de energía reactiva y activa en tiempo real.

Los modelos con flujos DC son adecuados para el análisis de estado estable, pero no pueden capturar los fenómenos transitorios y las fluctuaciones rápidas que ocurren en el sistema durante eventos como cortocircuitos o cambios abruptos en la demanda o la generación, también asumen que todas las corrientes son puramente directas, lo que omite la presencia de armónicos y otros efectos no lineales en la red eléctrica.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección se presentan las conclusiones y recomendaciones acerca del proyecto de investigación. La Sección 6.1 describe las conclusiones basándose en los resultados obtenidos tras la implementación de los modelos de optimización en el SNI. Seguidamente, en la Sección 6.2, se ofrecen recomendaciones para aplicar este estudio en investigaciones futuras.

6.1 CONCLUSIONES

Al aplicar los modelos GEP y TEP al SNI, se puede observar en el primer año el ingreso de la unidad de generación El Aromo y la línea de transmisión S. Gregorio–S. Juan, respectivamente, mientras que el modelo GTEP implementa únicamente la línea de transmisión S. Gregorio – S. Juan, reduciendo el costo total de 572,81 MM USD a 259,09 MM USD. Como resultado, la implementación de la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión permite reducir los costos de inversión y operación con respecto a la planificación de manera separada.

La generación hidroeléctrica resalta como la principal fuente de potencia para el suministro energético, con un aporte del 80,77% de la capacidad requerida para atender la demanda proyectada, este predominio se atribuye a su bajo costo operativo de 2 USD/MWh, el cual representa el 15,27% de los costos totales operativos. Por otro lado, la generación térmica aporta el 18,29% de la capacidad, no obstante, su participación es predominante en los costos operativos totales con un 81,9%, debido a que su costo operativo promedio es de 64 USD/MWh. Durante el período de análisis, estos dos tipos de generación sobresalen como las principales fuentes de aporte.

De acuerdo a los resultados de la implementación de generación y transmisión, se puede inferir que la capacidad de generación existente resulta insuficiente para el año 2022. Esto conduce a la implementación de nuevas centrales de generación. Para el año 2027 se evidencia un crecimiento significativo en la proyección de la demanda por lo cual se contempla el ingreso de la Central Santiago Etapa I, con una capacidad de 1200 MW siendo así el proyecto de mayor relevancia. Además, se implementa la línea de transmisión Zamora-Taday de 500 kV y el transformador Taday de 500/230 kV. Ambas infraestructuras tienen como objetivo facilitar la transmisión de potencia desde la Central Santiago. Estas acciones están proyectadas hacia el año 2030, donde se integra el proyecto Santiago Etapa II para abastecer la demanda hasta el año 2031.

El modelo GTEP implementado otorga prioridad a la incorporación de líneas de transmisión y a los costos operativos sobre la inversión de unidades de generación, dado que las inversiones en unidades de generación representan un 84,52% del costo total de la expansión del SNI. Este enfoque permite atender de manera óptima la proyección de demanda hasta 2031, integrando estratégicamente líneas de transmisión y limitando la incorporación a 15 unidades de generación, en comparación con las 28 centrales previstas por el PME, garantizando así una expansión más eficiente y equilibrada del sistema.

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda llevar a cabo la implementación del modelo propuesto contemplando la totalidad de las barras y componentes que conforman el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador (SNI). Esta ampliación del alcance permitirá obtener una perspectiva precisa en lo que concierne a los costos involucrados en la planificación de la expansión de la generación y transmisión.

Para determinar los costos operativos según el tipo de tecnología, se sugiere emplear funciones de costos específicas para cada tecnología en lugar de optar por un costo fijo. De esta manera, evaluar la viabilidad económica y la competitividad de diferentes tecnologías de generación en función de las condiciones del mercado, los precios de los combustibles y otros factores económicos y técnicos.

Para reducir el procesamiento computacional en análisis de expansión de sistemas robustos, se recomienda la incorporación de un modelo de descomposición matemático, considerando que las variables enteras que reflejan la toma de decisiones de implementación sobre los proyectos de generación y transmisión, resultan en un notable aumento en el tiempo de procesamiento.

7 REFERENCIAS

- [1] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama, and N. Muñoz-Galeano, “Integrated transmission and generation expansion planning considering safety constraints,” *Informacion Tecnologica*, vol. 29, no. 3, pp. 167–176, Jun. 2018, doi: 10.4067/S0718-07642018000300167.
- [2] I. Dheybi Cervan, I. Msc Fredy Saravia Poicon, and J. Luyo Kuong, “Modelo multietapa para planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo.,” 2018.
- [3] E. B. Cedeño and S. Arora, “Performance comparison of Transmission Network Expansion Planning under deterministic and uncertain conditions,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, no. 7, pp. 1288–1295, Sep. 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.05.005.
- [4] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0031.
- [5] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M. A. Akbari, “Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1592–1601, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2296352.
- [6] Gandulfo William, Gil Esteban, and Aravena Ignacio, *Generation Capacity Expansion Planning under Demand Uncertainty Using Stochastic Mixed-Integer Programming*. 2014.
- [7] A. H. Seddighi and A. Ahmadi-Javid, “Integrated multiperiod power generation and transmission expansion planning with sustainability aspects in a stochastic environment,” *Energy*, vol. 86, pp. 9–18, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.02.047.
- [8] B. Alizadeh and S. Jadid, “A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 65, pp. 408–418, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.10.007.
- [9] O. J. Guerra, D. A. Tejada, and G. V. Reklaitis, “An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power

- systems,” *Appl Energy*, vol. 170, pp. 1–21, May 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.014.
- [10] Cervan Dheybi, “Modelo multietapa para planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo en el Perú del 2017 al 2040,” 2018.
- [11] Sepúlveda Joaquín, “Planificación de la capacidad de generación y transmisión usando factores de sensibilidad, considerando incertidumbre en las variables de entrada, contingencias y restricciones de flexibilidad,” 2018.
- [12] W. P. Guamán, G. N. Pesántez, M. A. Torres R., S. Falcones, and J. Urquizo, “Optimal dynamic reactive power compensation in power systems: Case study of Ecuador-Perú interconnection,” *Electric Power Systems Research*, vol. 218, May 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109191.
- [13] MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, “Plan Maestro de Electricidad,” 2019.
- [14] CENACE, “Plan Estratégico Institucional,” 2021.
- [15] BID, “Incrementando la eficiencia del sector eléctrico,” 2017.
- [16] Manzano Maria Jose, “Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano y sus desafíos,” 2022.
- [17] Mendoza L, “Modelo multiobjetivo para la expansión dinámica del sistema de generación,” 2022.
- [18] Yugcha W, “Desarrollo de un modelo de optimización para la expansión del sistema de transmisión considerando criterios de confiabilidad.,” 2022.
- [19] Pilar M, “MERNNR-COGEAF-2021-0033-RM,” 2021.
- [20] J. Saintcross *et al.*, “The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability, and operations.,” 2005.
- [21] Yáñez J, “Planificación de la expansión en generación considerando sistemas de almacenamiento en escenarios,” 2020.

- [22] N. E. Koltsaklis and A. S. Dagoumas, “State-of-the-art generation expansion planning: A review,” *Applied Energy*, vol. 230. Elsevier Ltd, pp. 563–589, Nov. 15, 2018. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.087.
- [23] C. Li, A. J. Conejo, P. Liu, B. P. Omell, J. D. Siirola, and I. E. Grossmann, “Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems,” *Eur J Oper Res*, vol. 297, no. 3, pp. 1071–1082, Mar. 2022, doi: 10.1016/J.EJOR.2021.06.024.
- [24] ARCERNNR, “Actualización del análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica aprobado con resolución nro. Arcernnr-033/2020,” 2020.
- [25] Dretse, “Análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica periodo: Enero -Diciembre 2022,” 2021.
- [26] D. Tejada-Arango, J. M. López-Lezama, and M. J. Rider, “Planeamiento de la expansión de la red de transmisión en sistemas eléctricos de potencia considerando reconfiguraciones de red,” *Informacion Tecnologica*, vol. 25, no. 1, pp. 85–96, 2014, doi: 10.4067/S0718-07642014000100010.
- [27] E. Naderi, M. Pourakbari-Kasmaei, and M. Lehtonen, “Transmission expansion planning integrated with wind farms: A review, comparative study, and a novel profound search approach,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105460.
- [28] A. H. Escobar, R. A. Gallego, and R. Romero, “Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 735–744, May 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825920.
- [29] G. Latorre, R. Darío Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, May 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.811168.
- [30] Valdés E, “Metodología multiobjetivo para la planificación sostenible de la expansión de generación y transmisión del sector eléctrico.,” 2019.
- [31] Lata Alex and Quintero Fausto, “Aplicación de métodos deterministas para la planificación de la expansión de la red de transmisión en Ecuador,” 2023.

- [32] P. Antonio and M. Minda, “Elaboración de un modelo de planificación dinámica para la expansión óptima de redes de transmisión de energía eléctrica en sistemas de generación hidrotérmica.,” 2018.
- [33] R. Reinoso, “Desarrollo de casos de estudio en base al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.,” 2022.
- [34] R. J. Meziat, D. A. Patiño, T. J. Solano, and J. Villalobos, “Informe Técnico Sobre la Instalación de AMPL.”
- [35] P. L. Luque, “Lenguaje AMPL,” 2000.
- [36] P. Álvarez and I. Contreras, “Herramientas complementarias para la resolución de problemas de optimización AMPL,” 2009. <https://es.scribd.com/document/40119931/AMPL#> (accessed Jul. 16, 2023).
- [37] R. Fourer, D. M. Gay, and B. W. Kernighan, “AMPL A Modeling Language for Mathematical Programming,” 2003.
- [38] L. Monica, E. Vargas, A. Duque Gomez, J. N. Melchor Gutierrez, A. Hernando, and E. Zuluaga, “Planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica usando AMPL,” *Scientia et Technica Año XVII*, vol. 51, 2012.
- [39] F. González, “Curso Basico de DigSilent PowerFactory,” 2008. https://fglongatt.org/OLD/DIGSILENT_Cur_Basico.html (accessed Jul. 16, 2023).
- [40] J. Nuñez, J. Cepeda, and J. Salazar, “Comparación Técnica entre los Programas de Simulación de Sistemas de Potencia DIGSILENT PowerFactory y PSS/E,” no. 11, pp. 22–30, 2015.
- [41] E. Sicha, “Proyección de la demanda aplicando la fórmula del monto en la empresa innovaciones coronel hasta el año 2020,” 2020.
- [42] J. G. Castillo and D. Zhangallimbay, “La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador,” 2021.
- [43] ARCERNNR, “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-004/20,” 2023. [Online]. Available: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [44] “Informe de costos de tecnologías de generación,” 2020.

- [45] ARCERNNR, “Proyecto de regulación: ‘Garantías para plazos de construcción y de cumplimiento de obligaciones de operación, aplicables a los proyectos de generación promovidos por empresas privadas, de economía popular y solidaria y empresas mixtas’ .,” 2020.
- [46] H. Barriga, “Diagnóstico de la Gestión Técnica del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI,” 2014.
- [47] TRANSELECTRIC, “Plan de expansión de transmisión período 2010-2020,” 2009.

8 ANEXOS

Anexo A. Informe anti plagio proyecto de titulación

Facultad:	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas
Carrera:	Ingeniería en Electricidad
Nombre del docente evaluador que emite el informe:	Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.
Documento evaluado:	IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO MULTITAPAS DE PLANIFICACIÓN CONJUNTA DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR.
Autores del documento:	Cristhian Paul Aguaiza Quinapanta Patricio Alexander Ortiz Atiaja
Programa de similitud utilizado:	Sistema COMPILATIO
Porcentaje de Similitud según el programa utilizado.	6 %
Observaciones: Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios:	
<ul style="list-style-type: none"> El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones. 	-x-
<ul style="list-style-type: none"> El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones. 	---
<ul style="list-style-type: none"> El documento no cumple criterios de originalidad. 	---
Fecha de realización del informe:	16/08/2023
Captura de pantalla del documento analizado:	
 <p>CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister</p> <p>TESIS_AGUAIZA_ORTIZ</p> <p>6% Similitudes</p> <ul style="list-style-type: none"> ↳ Texto entre comillas 1% similitudes entre comillas 2% Idioma no reconocido <p>Nombre del documento: TESIS_AGUAIZA_ORTIZ.docx ID del documento: 6a9c63db71438da3ac2a2b6004a7a672e28d9316 Tamaño del documento original: 1.52 MB</p> <p>Depositante: WILIAN PATRICIO GUAMAN CUENCA Fecha de depósito: 16/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 16/8/2023</p> <p>Número de palabras: 28.960 Número de caracteres: 186.747</p>	
 <hr/> <p>Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca MSc. C.C. 0603578956</p>	



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
moglister

TESIS_AGUAIZA_ORTIZ

6%
Similitudes



3% Texto entre comillas
1% similitudes entre comillas
2% Idioma no reconocido

Nombre del documento: TESIS_AGUAIZA_ORTIZ.docx
ID del documento: 6a9c63db71438da3ac2a2b6004a7a672e28d9316
Tamaño del documento original: 1,52 MB

Depositante: WILIAN PATRICIO GUAMAN CUENCA
Fecha de depósito: 16/8/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 16/8/2023

Número de palabras: 28.960
Número de caracteres: 186.747

Ubicación de las similitudes en el documento:



Fuentes principales detectadas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	repositorio.utc.edu.ec 1 fuente similar	1%		Palabras idénticas: 1% (350 palabras)
2	hdl.handle.net Modelo multietapa para planificar la expansión óptima de la gene... 4 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (352 palabras)
3	www.recursosyenergia.gob.ec 2 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (160 palabras)
4	repositorio.utn.edu.ec Análisis del sector eléctrico ecuatoriano: Estado actual y p... 6 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (88 palabras)
5	www.redalyc.org Planeamiento de la expansión integrada generación-transmisi... 2 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (73 palabras)

Fuentes con similitudes fortuitas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	www.doi.org	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (32 palabras)
2	www.sciencedirect.com State-of-the-art generation expansion planning: A revie... 1 fuente similar	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (32 palabras)
3	repositorio.unal.edu.co	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (37 palabras)
4	repositorio.concytec.gob.pe Modelo multietapa para planificar la expansión ópti... 1 fuente similar	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (35 palabras)
5	www.doi.org	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (32 palabras)

Fuentes mencionadas (sin similitudes detectadas) Estas fuentes han sido citadas en el documento sin encontrar similitudes.

- <https://es.scribd.com/document/40119931/AMPL>
- https://figlongatt.org/OLD/DlgSILENT_Cur_Basico.html

Anexo B

Centrales de generación hidroeléctricas existentes y candidatas.

#	Central	Barra	Empresa	Provincia	TIPO DE EMBALSE	Potencia mínima (MW)	Potencia Nominal (MW)	Costos de operación (USD/MWh)	Costos de inversión (MMUSD)
1	Coca Codo Sinclair	CCS 500	CELEC-Coca Codo Sinclair	Napo	Pasada	0	1.500,00	2,00	Existente
2	Paute	MOLINO 230	CELEC-Hidropaute	Azuay	Embalse	0	1.075,00	2,00	Existente
3	Sopladora	C.H. SOPLADORA 230	CELEC-Hidropaute	Azuay	Pasada	318	487	2,00	Existente
4	Marcel Laniado	QUEVEDO 230	CELEC-Hidronación	Guayas	Embalse	165	213	2,00	Existente
5	San Francisco	C.H. SAN FRANCISCO 230	CELEC-Hidroagoyán	Tungurahua	Pasada	0	230	2,00	Existente
6	Delsitanisagua	ZAMORA 500	CELEC-Gensur	Zamora Chinchipe	Pasada	0	180	2,00	Existente
7	Mazar	ZHORAY 230	CELEC-Hidropaute	Azuay	Embalse	0	170	2,00	Existente
8	Agoyán	MAZAR 1	CELEC-Hidroagoyán	Tungurahua	Pasada	0	160	2,00	Existente
9	Pucará	TOTORAS 230	CELEC-Hidroagoyán	Tungurahua	Embalse	0	73	2,00	Existente
10	Manduriacu	CH. MANDURIACU 230	CELEC-Coca Codo Sinclair	Imbabura	Pasada	20	63,36	2,00	Existente
11	Hidrosanbartolo	C.H. SOPLADORA 230	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	Pasada	21	49,98	2,00	Existente
12	Due	CCS 500	Hidroalto	Sucumbios	Pasada	0	49,71	2,00	Existente
13	Normandía	C.H. SOPLADORA 230	Hidronormandía	Morona Santiago	Pasada	0	49,58	2,00	Existente
14	Baba	BABA 230	CELEC-Hidronación	Los Rios	Pasada	0	42,2	2,00	Existente
15	Cumbayá	INGA 500	E.E. Quito	Pichincha	Pasada	0	40	2,00	Existente
16	Papallacta	TOTORAS 230	Ecoluz	Napo	Pasada	0	6,63	2,00	Existente
17	Abanico	MAZAR 2	Hidroabanico	Morona Santiago	Pasada	0	38,45	2,00	Existente
18	Nayón	INGA 500	E.E. Quito	Pichincha	Pasada	0	29,7	2,00	Existente
19	Topo	TOTORAS 230	Ecuagesa	Tungurahua	Pasada	0	29,2	2,00	Existente
20	Ocaña	ZHORAY 230	Elecaastro	Cañar	Pasada	0	26,1	2,00	Existente
21	Minas - San Francisco	MINAS S. FCO	CELEC EP-Enerjubones	Azuay / El Oro / Loja	Pasada	60	274,5	2,00	1111,725
22	Pusuno	TOTORAS 230	Elitenergy S.A	Napo	Pasada	18,4	38,25	2,00	159,975
23	Río Verde Chico	TOTORAS 230	Hidrosierra S.A.	Tungurahua	Pasada	0	10	2,00	40,5
24	San José de Minas	POMASQUI 230	Hidroeléctrica San José de Minas S.A	Pichincha	Pasada	0	5,95	2,00	24,0975
25	Chalpi Grande	EL INGA 230	EPMAPS EP	Napo	Pasada	0	7,59	2,00	30,7395
26	Central Sarapullo	SANTO DOMINGO 230	CELEC EP-Hidotapi	Pichincha,	Pasada	24	49	2,00	198,45
27	Central Alluriquín	ALLURIQUIN 230	CELEC EP-Hidotapi	Pichincha,	Pasada	102	205,4	2,00	831,87
28	Sabanilla	ZAMORA 500	Hidrelgen S.A	Zamora Chinchipe	Pasada	0	30	2,00	121,5
29	Central San Antonio	MAZAR 1	CELEC EP-Hidrozoques	Cañar	Embalse	0	7,19	2,00	15,6742
30	Maravilla	POMASQUI 230	Hidroquinoccio EP	Pichincha	Pasada	0	9	2,00	36,45
31	La Magdalena	CH. MANDURIACU 230	Hidroquinoccio EP	Imbabura	Embalse	0	20	2,00	43,6
32	Mazar-Dudas, Central Dudas	MAZAR 2	CELEC EP-Hidrozoques	Cañar	Embalse	0	7,38	2,00	16,0884
33	Central Soldados	SININCAY 230	Elecaastro S.A.	Azuay	Embalse	0	7,2	2,00	15,696

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

#	Central	Barra	Empresa	Provincia	TIPO DE EMBALSE	Potencia mínima (MW)	Potencia Nominal (MW)	Costos de operación (USD/MWh)	Costos de inversión (MMUSD)
34	Chorrillos	ZAMORA 500	Hidrozamora	Zamora Chinchipe	Embalse	0	4	2.00	8,72
35	El Salto	CH. MANDURIACU 230	Hidroquinoccio EP	Pichincha	Pasada	0	30	2.00	121,5
36	Central Yanuncay	SININCAY 230	Elecaastro S.A.	Azuay	Embalse	0	14,6	2.00	31,828
37	Quijos	EL INGA 230	CELEC EP-CCS	Napo	Pasada	0	50	2.00	202,5
38	Chontal	SANTA ROSA 230	CELEC EP	Pichincha	Embalse	0	194	2.00	422,92
39	Paute – Cardenillo	ZHORAY 230	Empresa Concesionaria	Morona Santiago	Embalse	0	595,6	2.00	1298,408
40	Santiago Etapa I	ZAMORA 500	Empresa Concesionaria	Morona Santiago	Embalse	0	1200	2.00	2616
41	Santiago Etapa II	ZAMORA 500	Empresa Concesionaria	Morona Santiago	Embalse	0	1200	2.00	2616

Centrales de generación termoeléctricas existentes y candidatas.

#	Central	Barra	Empresa	Provincia	Potencia mínima (MW)	Potencia Nominal (MW)	Costos de operación (USD/MWh)	Costos de inversión (MMUSD)
1	Gonzalo Zevallos (Vapor)	TRINITARIA 230	CELEC-Electroguayas	Guayas	26	146	43,70030622	Existente
2	Trinitaria	TRINITARIA 230	CELEC-Electroguayas	Guayas	65	133	37,20093462	Existente
3	Termogas Machala I	MACHALA 230	CELEC-Termogas Machala	El Oro	30	138,56	42,25312162	Existente
4	Jaramijó	S. GREGORIO 230	CELEC-Termomanabí	Manabi	28,64	140	39,1129225	Existente
5	Esmeraldas I	ESMERALDAS 230	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas	65	132,5	28,65494467	Existente
6	Termoguayas	ESCLUSAS 230	Termoguayas Generation S.A.	Guayas	0	150	37,20093462	Existente
7	Termogas Machala II	MACHALA 230	CELEC-Termogas Machala	El Oro	52	136,8	42,23348772	Existente
8	Victoria II	ESCLUSAS 230	Intervisa Trade	Guayas	0	115	58,59036729	Existente
9	Anfbal Santos (Gas)	ESCLUSAS 230	CNEL-Guayaquil	Guayas	60	113,27	87,95788998	Existente
10	Enrique García	ESCLUSAS 230	CELEC-Electroguayas	Guayas	40	102	72,03064111	Existente
11	Esmeraldas II	ESMERALDAS 230	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas	36	100,2	32,89133699	Existente
12	Quevedo II	QUEVEDO 230	CELEC-Termopichincha	Los Rios	43	95,2	58,1243754	Existente
13	Santa Elena II	PASCUALES 230	CELEC-Electroguayas	Santa Elena	23,12	90,1	63,94617366	Existente
14	Álvaro Tinajero	ESCLUSAS 230	CNEL-Guayaquil	Guayas	45	94,8	81,94862371	Existente
15	Santa Rosa	ALLURIQUIN 230	CELEC-Termopichincha	Pichincha	45	71,1	90,41848897	Existente
16	Guangopolo 2	ALLURIQUIN 230	CELEC-Termopichincha	Pichincha	38,4	52,2	37,93046701	Existente
17	Jivino III	JIVINO	CELEC-Termopichincha	Sucumbios	36	44	35,22342164	Existente
18	Santa Elena III	PASCUALES 230	CELEC-Electroguayas	Santa Elena	25,2	41,7	54,8142783	Existente
19	Miraflores	S. GREGORIO 230	CELEC-Termomanabí	Manabi	17	49,8	69,98547862	Existente
20	Generoca	TRINITARIA 230	Generoca	Guayas	28	38,12	50,1209642	Existente
21	Gualberto Hernández	ALLURIQUIN 230	E.E. Quito	Pichincha	0	34,32	37,7791993	Existente
22	Selva Alegre	C.H. SAN FRANCISCO 230	UNACEM	Imbabura	0	29,28	34,90769519	Existente
23	Machala Gas Tercera Unidad	MACHALA 230	CELEC EP-Termogas Machala	El Oro	0	77	70,6	80,696
24	Machala Gas Ciclo Combinado	MACHALA 230	CELEC EP-Termogas Machala	El Oro	0	110	43,8	115,28
25	Bloque CCGN Etapa I	N. PROSPERINA 230	Empresa Concesionaria	Por Definir	0	400	53,0	419,2

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Centrales de generación de energía renovables existentes y candidatas.

#	Central	Barra	Empresa	Provincia	Tipo de Central	Potencia mínima (MW)	Potencia Nominal (MW)	Costos de operación (USD/MWh)	Costos fijos (MM USD)
1	San Carlos	DURAN 230	San Carlos	Guayas	Biomasa	0	78	66	Existente
2	Ecoelectric	N. PROSPERINA 230	Ecoelectric	Guayas	Biomasa	0	36,5	66	Existente
3	Ecudos A-G	ZHORAY 230	Coazucar	Cañar	Biomasa	0	29,8	66	Existente
4	El Aromo	SAN JUAN 230	Empresas Concesionarias	Manabí	Fotovoltaico	0	200	68	180.00
5	Minas de Huascachaca	SININCA Y 230	Elecaustro S.A.	Loja	Eólico	0	50	53	68.05
6	Villonaco III	ZAMORA 500	Empresas Concesionarias	Loja	Eólico	0	110	53	149.71
7	Chachimbiro	PIMAMPIRO 230	CELEC EP	Imbabura	Geotérmico	0	50	73	293.5

Líneas de transmisión de 500 kV existentes y candidatas.

#	Nombre de L/T	ENVÍO	RECEPCIÓN	DISTANCIA (KM)	Capacidad (MW)	Reactancia (p.u.)
1	LT CCS-S.RAFANEL C1	S. RAFAEL 500	CCS 500	8	1.732	0.00110
2	LT CCS-S.RAFANEL C2	S. RAFAEL 500	CCS 500	8,3	1.732	0.00111
3	LT S.RAFANEL-EL INGA C1	S. RAFAEL 500	INGA 500	123,9	1.732	0.01652
4	LT S.RAFANEL-EL INGA C2	S. RAFAEL 500	INGA 500	123,5	1.732	0.01652
5	LT INGA-TISALEO	INGA 500	TISALEO 500	149,3	1.732	0.02174635
6	LT CHORRILLOS-POSORJA C1	CHORRILLOS 500	POSORJA 500	100,41	1.732	0.00013424
7	LT TISALEO-CHORRILLOS	TISALEO 500	CHORRILLOS 500	197	1.732	0.02869411
8	LT CHORRILLOS-PASAJE L1	CHORRILLOS 500	PASAJE 500	210,5	866	0.0306488
9	LT CHORRILLOS-PASAJE L2	CHORRILLOS 500	PASAJE 500	210,5	866	0.0306488
10	LT CHORRILLOS-TADAY L1	CHORRILLOS 500	TADAY 500	160	1.732	0.02147783
11	LT CHORRILLOS-TADAY L2	CHORRILLOS 500	TADAY 500	160	1.732	0.02147783
12	LT CHORRILLOS-POSORJA C2	CHORRILLOS 500	POSORJA 500	100,41	1.732	0.00013424
13	LT CHORRILLOS-POSORJA C3	CHORRILLOS 500	POSORJA 500	100,41	1.732	0.00013424
14	LT PASAJE-PIURA C1	PASAJE 500	PIURA 500	337,2	1.732	0.04076681
15	LT PASAJE-PIURA C2	PASAJE 500	PIURA 500	337,2	1.732	0.04076681
16	LT PIURA-NIÑA	PIURA 500	LA NIÑA 500	87,04	1.732	0.0001209
17	LT ZAMORA-PASAJE L1	ZAMORA 500	PASAJE 500	180	1.732	0.02416256
18	LT ZAMORA-PASAJE L2	ZAMORA 500	PASAJE 500	180	1.732	0.02416256
19	LT ZAMORA-TADAY L1	ZAMORA 500	TADAY 500	90	1.732	0.01208128
20	LT ZAMORA-TADAY L2	ZAMORA 500	TADAY 500	90	1.732	0.01208128

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Líneas de transmisión de 230 kV existentes y candidatas.

#	Nombre de L/T	ENVÍO	RECEPCIÓN	DISTANCIA (KM)	Capacidad (MW)	Reactancia (p.u.)
1	LT BABA-CONEXION 230	C.H. BABA 230	BABA 230	15	221.666	0.01392
2	LT BABA-QUEVEDO	C.H. BABA 230	QUEVEDO 230	43	331.844	0.04061
3	LT CHORRILLOS-ESCLUSAS	ESCLUSAS 230	CHORRILLOS 230	37,885	297.185	0.03699
4	LT CHORRILLOS-PASCUALES C1	CHORRILLOS 230	PASCUALES 230	4,8	331.844	0.00453
5	LT CHORRILLOS-PASCUALES C2	CHORRILLOS 230	PASCUALES 230	4,8	331.844	0.00453
6	LT CHORRILLOS-PASCUALES C3	CHORRILLOS 230	PASCUALES 230	4,605	331.844	0.00439
7	LT CHORRILLOS-PASCUALES C4	CHORRILLOS 230	PASCUALES 230	4,605	331.844	0.00435
8	LT EL INGA-POMASQUI C1	EL INGA 230	POMASQUI 230	34,8	493.981	0.02616
9	LT EL INGA-POMASQUI C2	EL INGA 230	POMASQUI 230	34,8	493.981	0.02616
10	LT ESCLUSAS-DURAN C1	ESCLUSAS 230	DURAN 230	37,5	493.981	0.00071
11	LT INGA-STA ROSA C1	EL INGA 230	SANTA ROSA 230	29	493.981	0.02180
12	LT INGA-STA ROSA C2	EL INGA 230	SANTA ROSA 230	29	493.981	0.02180
13	LT MACHALA-MINAS SAN FRANCISCO	MACHALA 230	MINAS S. FCO	60,39	331.844	0.04577
14	LT MACHALA-FRONTERA C1 L-2280	MACHALA 230	FRONTERA 230	55	331.844	0.05194
15	LT MACHALA-FRONTERA C2 L-2280	MACHALA 230	FRONTERA 230	55	331.844	0.05194
16	LT MANDURIACU-STO. DOMINGO C1	CH. MANDURIACU 230	SANTO DOMINGO 230	68,6	517.883	0.04829
17	LT MANDURIACU-STO. DOMINGO C2	CH. MANDURIACU 230	SANTO DOMINGO 230	52	493.981	0.04844
18	LT MILAGRO-DOS CERRITOS	DOS CERRITOS 230	MILAGRO 230	42,9	342.600	0.04185
19	LT MILAGRO-DURÁN	DURAN 230	MILAGRO 230	36,8	493.981	0.02599
20	LT MILAGRO-MACHALA C1	MILAGRO 230	MACHALA 230	135,2	493.981	0.09547
21	LT MILAGRO-MINAS S.FCO	MILAGRO 230	MINAS S. FCO	153,3	331.844	0.11138
22	LT MILAGRO-PASCUALES	MILAGRO 230	PASCUALES 230	52,8	342.600	0.05151
23	LT MILAGRO-ZHORAY C1	MILAGRO 230	ZHORAY 230	120,7	342.600	0.11776
24	LT MILAGRO-ZHORAY C2	MILAGRO 230	ZHORAY 230	120,7	342.600	0.11776
25	LT MOLINO-PASCUALES C1	PASCUALES 230	MOLINO 230	188,5	341.803	0.16843
26	LT MOLINO-PASCUALES C2	PASCUALES 230	MOLINO 230	188,5	341.803	0.16843
27	LT MOLINO-TADAY C1	TADAY 230	MOLINO 230	41,4	331.844	0.04039
28	LT MOLINO-TADAY C2	TADAY 230	MOLINO 230	41,4	331.844	0.04039
29	LT MOLINO-ZHORAY C1	ZHORAY 230	MOLINO 230	15	341.803	0.01463
30	LT MOLINO-ZHORAY C2	ZHORAY 230	MOLINO 230	15	341.803	0.01463
31	LT NUEVA PROSPERINA-TRINITARIA	TRINITARIA 230	N. PROSPERINA 230	20,3	342.600	0.01980
32	LT PASCUALES-DOS CERRITOS	PASCUALES 230	DOS CERRITOS 230	9,9	342.600	0.00966
33	LT QUEVEDO-CHORRILLOS C1	QUEVEDO 230	CHORRILLOS 230	143,4	331.844	0.13516
34	LT QUEVEDO-CHORRILLOS C2	QUEVEDO 230	CHORRILLOS 230	143,4	331.844	0.13516
35	LT RIOBAMBA-TADAY_ x Circuito	RIOBAMBA 230	TADAY 230	135,5	331.844	0.13056
36	LT RIOBAMBA-TOTORAS x Circuito	TOTORAS 230	RIOBAMBA 230	42,9	341.803	0.04185
37	LT S.FRANCISCO-TOTORAS C1	TOTORAS 230	C.H. SAN FRANCISCO 230	44,6	282.047	0.04436
38	LT S.FRANCISCO-TOTORAS C2	TOTORAS 230	C.H. SAN FRANCISCO 230	44,6	282.047	0.04436
39	LT SAN RAFAEL-JIVINO C1	SAN RAFAEL 230	JIVINO	82,2	297.185	0.08298
40	LT SAN RAFAEL-JIVINO C2	SAN RAFAEL 230	JIVINO	82,2	297.185	0.08298

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

#	Nombre de L/T	ENVÍO	RECEPCIÓN	DISTANCIA (KM)	Capacidad (MW)	Reactancia (p.u.)
40	LT SAN RAFAEL-JIVINO C2	SAN RAFAEL 230	JIVINO	82,2	297.185	0.08298
41	LT SHUSHUFINDI-JIVINO C1	SHUSHUFINDI 230	JIVINO	28	297.185	0.02826
42	LT SININCAI-ZHORAY C1	ZHORAY 230	SININCAI 230	52	331.844	0.05073
43	LT SOPLADORA-ESCLUSAS	ESCLUSAS 230	C.H. SOPLADORA 230	182,7	493.981	0.12850
44	LT SOPLADORA-MILAGRO	MILAGRO 230	C.H. SOPLADORA 230	181,7	493.981	0.12779
45	LT STA. ROSA-POMASQUI C1	SANTA ROSA 230	POMASQUI 230	45,9	331.844	0.04478
46	LT STA. ROSA-POMASQUI C2	POMASQUI 230	SANTA ROSA 230	45,9	331.844	0.04478
47	LT STA. ROSA-TOTORAS C1	TOTORAS 230	SANTA ROSA 230	110,1	341.803	0.10742
48	LT STA. ROSA-TOTORAS C2	SANTA ROSA 230	TOTORAS 230	110,1	341.803	0.10742
49	LT STO. DOMINGO-BABA	SANTO DOMINGO 230	C.H. BABA 230	62	342.600	0.06049
50	LT STO. DOMINGO-ESMERALDAS C1	SANTO DOMINGO 230	ESMERALDAS 230	156,8	331.844	0.14806
51	LT STO. DOMINGO-ESMERALDAS C2	SANTO DOMINGO 230	ESMERALDAS 230	156,8	331.844	0.14806
52	LT STO. DOMINGO-QUEVEDO C1	SANTO DOMINGO 230	QUEVEDO 230	104,6	342.600	0.10205
53	LT STO. DOMINGO-QUEVEDO C2	SANTO DOMINGO 230	QUEVEDO 230	104,6	342.600	0.10205
54	LT TADAY-BOMBOIZA C1	TADAY 230	BOMBOIZA 230	111,6	331.844	0.10888
55	LT TADAY-BOMBOIZA C2	TADAY 230	BOMBOIZA 230	111,6	331.844	0.10888
56	LT TADAY-TOTORAS x Circuito	TOTORAS 230	TADAY 230	178,4	331.844	0.17241
57	LT TRINITARIA-ESCLUSAS	ESCLUSAS 230	TRINITARIA 230	7,4	493.981	0.00523
58	LT ZHORAY-MAZAR C1	MAZAR 1	ZHORAY 230	2	341.803	0.00195
59	LT ZHORAY-MAZAR C2	MAZAR 2	ZHORAY 230	2	341.803	0.00195
60	LT BOMBOIZA-MIRADOR	BOMBOIZA 230	MIRADOR 230	15	297	0.01514
61	LT PIMAMPIRO-JAMONDINO C1	PIMAMPIRO 230	JAMONDINO	82,3	332	0.08029
62	LT PIMAMPIRO-JAMONDINO C2	PIMAMPIRO 230	JAMONDINO	82,3	332	0.08029
63	LT POMASQUI-PIMAMPIRO C1	POMASQUI 230	PIMAMPIRO 230	138,7	332	0.13531
64	LT POMASQUI-PIMAMPIRO C2	POMASQUI 230	PIMAMPIRO 230	138,7	332	0.12877
65	LT QUEVEDO-S.GREGORIO C1	S. GREGORIO 230	QUEVEDO 230	113,5	332	0.10718
66	LT QUEVEDO-S.GREGORIO C2	S. GREGORIO 230	QUEVEDO 230	113,5	332	0.10718
67	LT STA. ROSA-ALLURIQUIN C1	SANTA ROSA 230	ALLURIQUIN 230	78,3	342	0.03820
68	LT ALLURIQUIN-STO. DOMINGO C1	ALLURIQUIN 230	SANTO DOMINGO 230	39,15	342	0.03820
69	LT FRONTERA-ZORRITOS C1 L-2280	FRONTERA 230	ZORRITOS-PERU	55	332	0.05194
70	LT PASCUALES-POSORJA C1	PASCUALES 230	POSORJA 230	94,6	331.844	0.02180
71	LT PASCUALES-POSORJA C2	PASCUALES 230	POSORJA 230	94,6	331.844	0.02180
72	LT CHORRILLOS-N. PROSPERINA	CHORRILLOS 230	N. PROSPERINA 230	13,63	332	0.01287
73	LT FRONTERA-ZORRITOS C2 L-2280	FRONTERA 230	ZORRITOS-PERU	55	332	0.05194
74	LT MIN S.FRANCISCO-PASAJE C1	MINAS S. FCO	PASAJE 230	19	332	0.02180
75	LT MIN S.FRANCISCO-PASAJE C2	MINAS S. FCO	PASAJE 230	19	332	0.01794
76	LT PIMAMPIRO-JAMONDINO C3	JAMONDINO	PIMAMPIRO 230	82,2	332	0.08019
77	LT PIMAMPIRO-JAMONDINO C4	JAMONDINO	PIMAMPIRO 230	82,2	332	0.08019
78	LT POMASQUI-PIMAMPIRO C3	PIMAMPIRO 230	POMASQUI 230	132	332	0.12877
79	LT POMASQUI-PIMAMPIRO C4	PIMAMPIRO 230	POMASQUI 230	132	332	0.13531
80	LT S.IDELFONSO-PASAJE C1	PASAJE 230	SAN IDELFONSO 230	23	332	0.02172
81	LT S.IDELFONSO-PASAJE C2	PASAJE 230	SAN IDELFONSO 230	23	332	0.02172

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

#	Nombre de L/T	ENVÍO	RECEPCIÓN	DISTANCIA (KM)	Capacidad (MW)	Reactancia (p.u.)
82	LT STA. ROSA-ALLURIQUIN C2	SANTA ROSA 230	ALLURIQUIN 230	78,3	342	0.03820
83	LT ALLURIQUIN-STO. DOMINGO C2	SANTO DOMINGO 230	ALLURIQUIN 230	39,15	342	0.03820
84	LT S. GREGORIO-S. JUAN	S. GREGORIO 230	SAN JUAN 230	41	324,91	0.02172
85	LT SININCAY-ZHORAY C2	ZHORAY 230	SININCAY 230	52	332	0.05073
86	LT S.IDELFONSO-MILAGRO C1	SAN IDELFONSO 230	MILAGRO 230	112	572	0.10576
87	LT S.IDELFONSO-MILAGRO C2	MILAGRO 230	SAN IDELFONSO 230	112	572	0.10576
88	LT MILAGRO-MACHALA C2	MILAGRO 230	MACHALA 230	135,2	494	0.09547
89	LT TISALEO - TOTORAS C1	TISALEO 230	TOTORAS 230	22,644	494	0.0091
90	LT SOPLADORA - TADAY	SOPLADORA 230	TADAY 230	31,775	494	0.0217
91	LT ESCLUSAS-DURAN C2	ESCLUSAS 230	DURAN 230	37,5	494	0.00071
92	LT MILAGRO-DURÁN C2	DURAN 230	MILAGRO 230	36,8	494	0.02599
93	LT MACHALA-FRONTERA C3 L-2280	MACHALA 230	FRONTERA 230	55	331.844	0.05194

Transformadores existentes y candidatos

#	Nombre de L/T	ENVÍO	RECEPCIÓN	TENSION NOMINAL (KV)	Capacidad (MW)	Reactancia (p.u.)
1	ATJ_INGA	INGA 500	EL INGA 230	500/230	600	0,02143325
2	ATJ_CHORRILLOS	CHORRILLOS 500	CHORRILLOS 230	500/230	450	0,02857766
3	ATL_S. RAFAEL	S. RAFAEL 500	SAN RAFAEL 230	500/230	450	0,02857766
4	ATI_INGA	INGA 500	EL INGA 230	500/230	600	0,02143325
5	ATI_CHORRILLOS	CHORRILLOS 500	CHORRILLOS 230	500/230	450	0,02857766
6	ATH_INGA	INGA 500	EL INGA 230	500/230	600	0,02143325
7	T1_POSORJA	POSORJA 500	POSORJA 230	500/230	600	0,02143267
8	ATH_S.TISALEO	TISALEO 500	TISALEO 230	500/231	450	0,02857766
9	T_PASAJE	PASAJE 500	PASAJE 230	500/230	800	0,01606393
10	T1_TADAY	TADAY 500	TADAY 230	500/230	600	0,02143242
11	T2_TADAY	TADAY 500	TADAY 230	500/230	600	0,02143242
12	T3_TADAY	TADAY 500	TADAY 230	500/230	600	0,02143242
13	T2_POSORJA	POSORJA 500	POSORJA 230	500/230	600	0,02143267
14	ATH_S. RAFAEL	POSORJA 500	SAN RAFAEL 230	500/230	450	0,02857766
15	ATH_S.TISALEO	TISALEO 500	TISALEO 230	500/230	450	0,02857766

