

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Evaluación de la planificación ecuatoriana para la expansión del sistema
de transmisión regional interconectado

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Pedro Alejandro Brito Condo

Marianela Cecibel Pineda Granda

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

Una larga etapa llena de emociones llega a su fin y a pesar de la satisfacción que da este momento es inevitable no pensar en todo el esfuerzo puesto, los momentos que se reservaron, las personas que no fueron parte. A mi madre Pilar, incansable acompañante que en las situaciones de poca fe su apoyo incondicional (el que solo una madre puede dar) y su sacrificio, con la bendición de Dios me permiten este momento. Dedico esta obra a su permanente presencia. A mi abuela Piedad, mi hermana Tiffany y a mi padre Pedro por estar.

Pedro Alejandro Brito Condo

Dedico el este logro a mis queridos padres Jhonson y María por su apoyo incondicional y me han demostrado que hay que luchar en la vida para poder cumplir nuestras metas, a mi querido hermano que me ha demostrado lo que es ser fuerte ante la adversidad, a mi querida familia que siempre ha confiado en mí. Al igual que a mis queridos amigos que me han ayudado a convertirme en la persona que soy ahora especialmente a Ana Paula Yagual y Steven Santillan que estuvieron apoyándome en las buenas y en las malas. A Dios por darme las fuerzas que necesitaba para cumplir mis metas.

Marianela Cecibel Pineda Granda

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento especial para cada uno de los profesores y compañeros quienes su presencia aportaron con mi crecimiento académico y personal, en especial al PhD. Miguel Torres quien desde muy temprano vio algo distinto en mí y confió en mis capacidades, más que un profesor fue un mentor y guía a quien estimo. Se agradece a mi compañera de proyecto integrador Marianela Pineda por su paciencia y dedicación, así como al Ing. Iván Endara cuya disciplina inspiró perseverancia de mi parte.

Pedro Alejandro Brito Condo

Agradezco de corazón el apoyo que las personas a mi alrededor me brindaron desde mis padres, hasta mis compañeros de pensionado, sin restar importancia a las personas que hicieron posible llevar a cabo cada proceso que hizo que se alcanzara la meta, gracias al PhD. Miguel Torres por su tutoría y su dedicación con nosotros y a mi estimado compañero de tesis Pedro Brito por su constancia y perseverancia que me hacen pensar que lo van a llevar lejos.

Marianela Cecibel Pineda Granda

Al Ing. William Guamán, PhD. Renán Zambrano e integrantes del laboratorio de computación su aporte al proyecto fue significativo para su ejecución.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde confirme el reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Pedro Alejandro Brito Condo* y *Marianela Cecibel Pineda Granda* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Pedro Alejandro Brito
Condo



Marianela Cecibel Pineda
Granda

EVALUADORES

0925688061
IVAN DAVID
ENDARA VELEZ

Firmado digitalmente
por 0925688061 IVAN
DAVID ENDARA VELEZ
Fecha: 2023.02.13
21:50:28 -05'00'



Firmado electrónicamente por:
MIGUEL ALBERTO
TORRES RODRIGUEZ

MSc. Iván David Endara Vélez

PROFESOR DE LA MATERIA

PhD. Miguel Alberto Torres Rodríguez

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En la planificación energética del Ecuador se emplean recursos que requieren de actualización y ante el avance tecnológico de los métodos de optimización se encuentra en la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional interconectado desde la perspectiva ecuatoriana un elemento de estudio aplicable para el desarrollo de este tipo de procedimientos. Por ello, en el presente proyecto se evalúa mediante un modelo de optimización multietapa basado en programación lineal integral mixta, parámetros y restricciones que no son considerados en las simulaciones tradicionales, en función de minimizar los costos de inversión en implementación. Se contemplan propuestas de interconexión a 500 KV con el sistema eléctrico colombiano y peruano, con su respectivo diseño e implementación óptima, además de considerar la proyección de la generación y demanda de los sistemas involucrados. Los resultados del modelamiento proveen de información estructurada para el rediseño óptimo de la red, así como como la adición de elementos que brindan un adecuado comportamiento de la red equivalente. La evaluación de la solución aporta con alternativas viables que se encuentran en análisis dentro del actual proyecto de interconexión.

Palabras clave: planificación, optimización, interconexión, modelamiento

ABSTRACT

In the energy planning of Ecuador, resources that require updating are used and in view of the technological progress of the optimization methods, the planning of the expansion of the interconnected regional transmission system from the Ecuadorian perspective is an applicable element of study for the development of this type of procedures. Therefore, this project evaluates, by means of a multi-stage optimization model based on mixed linear integral programming, parameters and restrictions that are not considered in the traditional simulations, to minimize the implementation investment costs. Proposals for 500 KV interconnection with the Colombian and Peruvian electrical systems are considered, with their respective design and optimal implementation, in addition to considering the projection of generation and demand of the systems involved. The modeling results provide structured information for the optimal redesign of the network, as well as the addition of elements that provide an adequate behavior of the equivalent network. The evaluation of the solution provides viable alternatives that are under analysis within the current interconnection project.

Key words: planning, optimization, interconnection, modeling.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción	1
1.1 Impactos.....	2
1.1.1 Impacto Económico y Comercial.....	2
1.1.2 Impacto Social	2
1.1.3 Impacto ambiental.....	2
1.1.4 Objetivos de desarrollo sostenible	2
1.1.5 Clientes externos	3
1.2 Objetivo General.....	3
1.2.1 Objetivos Secundarios:	3
1.3 Problemática	4
1.4 Generación.....	5
1.5 Transmisión.....	8
1.6 Puntos de Interconexión.....	9
1.7 Compensación Reactiva.....	11
1.8 Optimización AMPL.....	14
1.9 <i>Ecuación de Balance de Potencia</i>	15
1.10 Diseño de la red	16

1.11 Trayectoria Sostenible.....	18
CAPÍTULO 2.....	22
2. METODOLOGÍA	22
2.1 <i>Modelado del Sistema de Transmisión a 500 KV del sistema ecuatoriano-peruano-colombiano.....</i>	25
2.2 <i>Características de los reactivos en la Red.....</i>	26
2.3 <i>Aumento n cantidad de líneas</i>	27
2.4 <i>Costo de construcción de líneas de Transmisión a 500 KV.....</i>	28
2.5 Ramales de Interconexión	29
2.5.1 Propuesta de conexión con el sistema interconectado colombiano	31
2.6 Diseño de la red Equivalente interconectada a 500KV	32
2.7 <i>Etapas de la Expansión del Sistema de Transmisión.....</i>	33
2.8 Proyecciones.....	34
2.8.1 Proyección de la demanda.....	34
2.8.2 Proyección de la generación.....	35
2.9 <i>Algoritmo de Optimización de Inversión</i>	36
CAPÍTULO 3.....	43
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	43
CAPÍTULO 4.....	46
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	46
BIBLIOGRAFÍA.....	48
APÉNDICES.....	50

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SNI	Sistema Nacional Interconectado
AMPL	A Mathematical Programming Language
ACAR	Aluminum Conductor Alloy Reinforced / Aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
FACTS	Flexible AC Transmission System
BIM	Bus Injection Models
OPF	Optimal Power Flow
UPME	Unidad de Planeación Minero Energético (Colombia)
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (Perú)
AC	Alternate Current / Corriente Alterna
DC	Direct Current / Corriente Directa
PME	Plan Maestro de Electricidad (Ecuador)
PET	Plan Expansión de la transmisión
MILP	Mix integer lineal programming / Programación lineal integral mixta
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano
S/E	Sub Estación Eléctrica

SIMBOLOGÍA

KV Kilo-Voltio

MW Megavatio

KVA Kilo-Voltio Amper

MVA Megavolt Amper/Megavoltio Amper

MVAR Megavolt Amper Reactive /Megavoltio Amperio Reactivo

SVC Static VAR compensator/ compensador estático reactivo

km Kilómetros

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.1 Producción de energía e importaciones SNI (GWh) 2021 Fuente: Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano.....	6
Fig. 2 Proyectos de generación en construcción	7
Fig. 3 Resumen de líneas de transmisión del SNT, Líneas de transmisión	8
Fig. 4 Resumen de líneas de 500 KV, Líneas de transmisión.....	9
Fig. 5 Topología propuesta Mapa de Ruta Colombia - Ecuador 500 KV	10
Fig. 6 Topología propuesta Mapa primera Ruta Ecuador - Perú 500 KV.....	10
Fig. 7 Compensación inductiva en el SNT	12
Fig. 8 Compensación Capacitiva en el SIN.....	12
Fig. 9 Configuraciones típicas del SVC Fuente: FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía.....	14
Fig. 10 Diagrama de balance de potencia activa y reactiva.....	15
Fig. 11 Anteproyecto Interconexión en 500 KV Ecuador – Perú.....	17
Fig. 12 Equivalente Externo, máxima transferencia de potencia Ecuador a Perú de 400 MW	18
Fig. 13 Alternativas Estudiadas Interconexión Ecuador.....	19
Fig. 14 Sistema de transmisión Nacional Actual 2021	20
Fig. 15 Diagrama Unifilar Sistema de Transmisión Visión 2035	20
Fig. 16 Alternativas de conexión Ecuador - Perú.....	31
Fig. 17 Simulación de flujo de potencia en AC.....	45
Fig. 18 Propuestas de conexión y adición de reactivos óptima en la última etapa de Planificación	45
Fig. 19 Plan de Expansión de Transmisión 2018-2027 en millones de dólares.....	50
Fig. 20 Sistemas/Proyectos a Largo Plazo en millones de dólares.....	50
Fig. 21 Evolución de la demanda máxima en Ecuador (MW)	51
Fig. 22 Previsión de la demanda anual de Energía Eléctrica en barras de subestaciones de entrega del SIN.....	52
Fig. 23 Previsión de la demanda	53
Fig. 24 Previsión de la demanda anual de Potencia Eléctrica en Barras de Subestaciones de entrega del SIN.....	54
Fig. 25 Gráfica de la previsión de la demanda de 2018-2027.....	55

Fig. 26 Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SIN.....	56
---	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Base de datos	27
Tabla 2. Inversión del Proyecto de Construcción.....	28
Tabla 3. Tabla características de conexión entre barras	29
Tabla 4. Tabla Alternativas para la interconexión del sistema eléctrico Ecuador-Colombia a 500 kV	30
Tabla 5. Tabla Alternativas para la interconexión Ecuador - Perú en CA 500 KV.....	30
Tabla 6. Tabla de coordenadas geográficas Zona 18 N	31
Tabla 7. Tabla de ramales y características de conductores	31
Tabla 8. Resultados obtenidos de pruebas con GARVER.....	33
Tabla 9. Tabla de proyección del crecimiento de la demanda	35
Tabla 10. Tabla de proyección del crecimiento de la generación	36
Tabla 11. Alternativas óptimas de líneas de conexión	43
Tabla 12. Alternativas óptimas de compensación reactiva	43
Tabla 13. Tramos de conexión y características de conductor por nivel de voltaje.....	51

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

América Latina está integrada por países que buscan llegar al desarrollo siendo un sinónimo de este poseer un eficiente sistema de transmisión energética, por lo que desde el año 2002 se viene desarrollando el plan de Integración Eléctrica Regional que busca el intercambio intracomunitario de electricidad, teniendo como objetivo común la integración económica y el desarrollo de sus países [1]. Ecuador en busca de este objetivo común entre países, a partir del 2003 realiza oficialmente la conexión con el sistema eléctrico colombiano mediante la línea de transmisión a 230 KV entre las subestaciones de Pomasqui-Jamondino que posteriormente en 2008 se ampliaría a un doble circuito con mayor capacidad de transferencia de potencia , asimismo, en 2004 la interconexión regional iría tomando fuerza con la puesta en marcha de la integración de la línea a 230 KV con el sistema eléctrico peruano a través de las subestaciones Machala - Zorritos, con el fin de transmisión emergente y futuras transacciones comerciales de energía. [2]

En la actualidad se busca la constante mejora de estos proyectos que en la mayoría de los casos constan dentro de los planes de expansión con proyecciones a largo plazo, sin embargo, ante la presencia de nuevas tecnologías de procesamiento de datos se requieren desarrollar modelos avanzados que optimicen los recursos que se usarán en las futuras planificaciones.

Por lo que se propone en el presente proyecto, a fin de evaluar las condiciones óptimas del sistema, utilizar herramientas de flujo de potencia en AC que establecen las restricciones iniciales de investigación; entre las que constan los posibles valores de coordinación de generación hacia los enlaces de interconexión más eficientes, la compensación reactiva de cada elemento al control de flujo de potencia en el sistema, repotenciación de las líneas de transmisión candidatas que conforman el diseño óptimo de red y el trayecto sostenible que realizan; todo dentro del marco de una función objetivo focalizada en un plan de inversión general.

1.1 Impactos

1.1.1 Impacto Económico y Comercial

Se pretende a futuro obtener un sistema de transmisión interconectado sustentable, e incluso hacer posible la disminución de la inversión económica a largo plazo en base a la planificación, misma que está conformada por métodos de programación y optimización. El programa desarrollado podría captar el interés de empresas que se encargan de la administración de los sistemas de transmisión e interconexión de diferentes países de la región o de aquellas que busquen brindar sustento a proyectos de investigación para el desarrollo social y económico de los países de América Latina. Además, el proyecto tiene el objeto generar beneficios indirectos para los consumidores finales de energía eléctrica, mismos que habrían de recibir un servicio económico, eficiente y seguro.

1.1.2 Impacto Social

Con este caso de estudio se busca contribuir con el planeamiento a largo plazo de expansión del sistema eléctrico de transmisión entre Colombia-Ecuador-Perú, ya que tal proyecto habría de mejorar la capacidad institucional de los países pertenecientes a la Comunidad Andina de Naciones (CAN) [3], además de fomentar el desarrollo y el crecimiento económico.

1.1.3 Impacto ambiental

La formulación matemática óptima permitirá que el esfuerzo computacional se reduzca y como en consecuencia de ello demanda un menor consumo energético; asimismo, el resultado de los planes de inversión considera condiciones sostenibles al incluir trayectos de las líneas de transmisión que no afecten a zonas protegidas.

1.1.4 Objetivos de desarrollo sostenible

La propuesta de proyecto se alinea con los objetivos 7, 11 y 17 del plan de desarrollo sostenible, de manera que se establece el compromiso a la integración energética de calidad asequible para la población de los países interconectados, además que el aumento de la demanda y los proyectos de expansión por parte de cada nación involucra la

conformación de alianzas regionales para un óptimo desempeño de la transmisión de electricidad y la conformación de regiones sostenibles que permitan ejecutar los planes de inversión del modelo desarrollado [4].

1.1.5 Clientes externos

Se consideran potenciales compradores a las entidades encargadas de la operación y planificación del sistema eléctrico interconectado de cada país, con el fin de incluir a sus modelos el presente proyecto de estudio. Los resultados del plan de inversión pueden formar parte del estudio que realizan organismos financieros estatales para evaluar la viabilidad de proyectos de expansión de energética.

1.2 Objetivo General

Formular un modelo matemático de optimización para la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional interconectado evaluando puntos de interconexión, compensación reactiva y plan de inversión con su respectiva propuesta de diseño.

1.2.1 Objetivos Secundarios:

- Desarrollar un modelo matemático de optimización en AC usando los softwares AMPL y DigSilent - Power Factory para el caso de estudio del sistema de interconexión regional.
- Diseñar un modelo simplificado de la interconexión en 500 KV con las características de barras, generadoras, reactivos y líneas de transmisión con el fin de incorporar los datos generados al modelo de programación.
- Obtener un plan de inversión por medio de restricciones de optimización en un modelo representativo del sistema de transmisión interconectado.
- Comparar los resultados de simulación con la planificación establecida a largo plazo de la expansión en busca de un desarrollo eficiente de la red interregional.

1.3 Problemática

Desde el día de la firma del Acuerdo de Cartagena el plan de interconexión entre los países de la región se ha ido afianzando con el objetivo de establecer un mercado común de electricidad que ofrezca un sistema de transmisión de calidad y que permita realizar transacciones de energía ante eventos emergentes en la red de una manera eficiente. Sin embargo, ante el inminente crecimiento de la matriz energética, los nuevos elementos que componen al sistema de transmisión y la variación de precios por producción de energía, ha llevado a contar con modelos unificados óptimos para el desarrollo de proyectos de interconexión que puedan suplir las condiciones ya mencionadas. Para ello, es necesario contar con la planificación de expansión del sistema de transmisión tomando en consideración las variables y procesos óptimos mediante el uso de herramientas que contemplen restricciones que no son aplicadas en la planificación actual; debido a que en los modelos en actuales se realizan flujos óptimo de potencia en DC bajo parámetros técnicos convencionales, por lo cual, se propone el modelamiento matemático con flujo de potencia en AC capaz de definir características no consideradas como: función objetivo de reducción de costos de inversión, restricciones de operación, puntos de interconexión y trayectoria sostenible a través de procesos de optimización con programación lineal mixta.

1.3.1 Justificación del Problema

En el presente proyecto de investigación se pretende contribuir con el uso de métodos matemáticos en la planificación del desarrollo del sistema eléctrico de transmisión regional, la cual se realiza mediante la propuesta de interconexión de la línea de 500 KV entre Colombia-Ecuador-Perú. Desde la perspectiva de la planificación ecuatoriana se involucra la búsqueda de métodos de optimización en el sistema de transmisión, con el fin de brindar un servicio energético de calidad a los habitantes de las naciones interconectadas con expectativas de desarrollo, crecimiento industrial e inversión. Para ello actualmente se usan gran cantidad de softwares de simulación en la industria que permite al usuario estimar el flujo óptimo de los sistemas de potencias en DC, sin embargo, en este tipo

de simulaciones no se consideran restricciones del sistema de transmisión que mediante modelamiento matemático de variables mixtas en donde se pueden definir nuevas limitantes y funciones que incurran en la disminución de los costos fijos de inversión. A partir de los resultados de simulación se podrán obtener conclusiones con relación a la información oficial, a fin de contrastar posibles casos de estudio que consideren mejoras a la planificación actual contemplada de cada país en cuestión.

Cabe destacar que en la planificación vigente el modelo de operación involucra valores que podrían ser mejorables con relación a su exactitud, y la alternativa que se plantea desde el punto de vista de optimización en AC puede reducir la brecha existente entre las estimaciones realizadas.

Además, con ello se incentiva a la aplicación de métodos no convencionales para proyectos de expansión que permitan introducir las restricciones que los modelos actuales no contemplan y son objeto de estudio para desarrollos innovadores y más eficientes de planificación a largo plazo.

1.4 Generación

La energía eléctrica que se recibe a diario en cada uno de los hogares es creada en centrales capaces de obtener energía eléctrica a partir de energías primarias, están se encuentran clasificadas en dos tipos, renovables y no-renovables [5]. El sistema de generación ecuatoriano cuenta con un mix energético donde la mayor parte de la producción proviene de energías renovables, siendo este el 91.34% de la producción total de energía, el 7.38% de la producción proviene de generadoras térmicas y un 1.27% es resultado de las importaciones con los países vecinos mismas que se piensan afianzar a futuro.

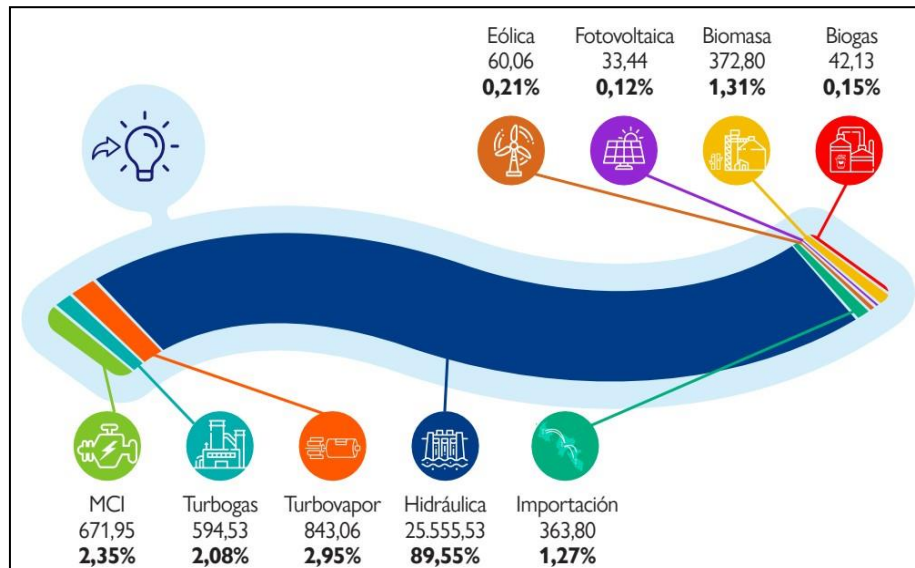


Fig. 1 Producción de energía e importaciones SNI (GWh) 2021
Fuente: Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano

Como estrategia para fomentar el crecimiento de las naciones pertenecientes al CAN se firmó el acuerdo de Cartagena en diciembre de 2002 en el cual se marcó un precedente al plantear el proyecto de interconexión regional de los sistemas eléctricos e intercambio de electricidad entre países ante las necesidades, el inicio de las transacciones de energía eléctrica se dio entre Ecuador y Colombia en el año 2003 y desde entonces se han llevado a cabo proyectos de interconexión con Perú además de la evaluación del potencial de la interconexión y de los beneficios que estos conllevan a las naciones, actualmente Ecuador cuenta con una interconexión de 4 alimentadores de 230 KV [1].

Siguiendo así el plan de la interconexión regional en el mes de noviembre de 2012 se firmó el acuerdo de Cuenca entre Ecuador y Perú con el cual habrían de dar comienzo al desarrollo de la conexión por medio de una línea de 500 KV [6], actualmente se trabaja en la construcción de este proyecto, y Perú no se encuentra interconectado de la misma manera en que Colombia, sino únicamente para intercambios ocasionales de energía.

El proceso de interconexión tiene grandes desafíos, entre ellos se encuentran las regulaciones, el tipo de mercado eléctrico que manejan los países, la complementariedad entre ellos a interconectarse y uno de los detalles más

relevantes implica el análisis de cómo se adapta la generación de dichos países lo que implica evaluar la contribución que tendrían entre si las naciones vecinas para poder prevenir el exceso o la falta de capacidad en la generación [6].

En el plan maestro de electricidad ecuatoriano se contemplan varios proyectos comprometidos con fortalecer la matriz energética y resolver problemas de generación, los presentes en la siguiente tabla se encuentran en construcción:

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogás Machala	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogás Machala	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
Minas de Huascachaca	Elecaastro S.A.	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Chalpi Grande	EPMAFS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Mazar-Dudas: Dudas	CFI FC FP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
Chorrillos	Hidrozamora EP	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
Ulba	Hidroulba S.A.	Privada	Hidroeléctrico	1,02	8,4	Tungurahua	Baños

Fig. 2 Proyectos de generación en construcción

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

1.5 Transmisión

El sistema de transmisión de un país es el encargado de transportar la energía a altos niveles de tensión hacia las subestaciones, el órgano encargado de este proceso en el Ecuador es la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, mientras que el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) es el encargado de la planificación por tanto el encargado del plan de expansión de la generación y transmisión.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), cuenta hasta la actualidad con líneas que operan a niveles de tensión de: 500, 230 y 138 KV.

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

Fig. 3 Resumen de líneas de transmisión del SNT, Líneas de transmisión

Fuente: Plan de expansión de la transmisión

Como parte de la operación del SNT se toma en consideración las líneas de interconexión internacional con Colombia y Perú.

Con el territorio colombiano se comparten dos líneas de transmisión de doble circuito con una longitud de 272.63 km que mantienen la interconexión entre las subestaciones de Pomasqui-Ecuador y Jamondino-Colombia, cuentan con una capacidad de hasta 525 MW. Mientras que con Perú se cuenta con una línea de transmisión de menor longitud y capacidad que la de Colombia, siendo esta de 53.19 km de longitud y 110 MW de potencia, esta línea mantiene la interconexión de las subestaciones Machala-Ecuador y Zorritos-Perú [7].

El plan de expansión de transmisión da información respecto a la longitud y el tipo de conductor que tienen las líneas de transmisión actuales de 500 KV, mismas que son base para la interconexión regional. Para soportar un nivel de tensión tal se hace uso del conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio ACAR 4X1100 y ACAR 3X1100 ya que son conductores que ofrecen una buena resistencia a la tracción y una buena relación entre tensión–peso, por

lo que al momento de diseñar estas líneas es de prima importancia la capacidad de corriente y la resistencia mecánica que ofrece el ACAR.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
San Rafael - Inga C1	500	123,90	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
San Rafael - Inga C2	500	123,50	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C1	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C2	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
El Inga - Tisaleo	500	149,30	1732,1	1	ACAR	3 x 1100
Chorrillos - Tisaleo	500	200,00	1732,1	1	ACAR	3 x 1100

Fig. 4 Resumen de líneas de 500 KV, Líneas de transmisión

Fuente: Plan de expansión de la transmisión

1.6 Puntos de Interconexión

Los puntos de interconexión son los centros a los cuales llega la energía eléctrica que es transportada por medio del sistema de transmisión, en este caso en el intercambio de energía interregional que se produce con Colombia y Perú, países con los cuales se tienen planes de expansión a futuro.

Entre las contemplaciones del plan de expansión a largo plazo, se tienen perspectivas de construcción de obras para mejorar la capacidad y la infraestructura existente en el sistema de transmisión para lo cual se realizaron análisis preliminares de una red a largo plazo que permita llevar a cabo las Importaciones/Exportaciones a Ecuador tanto con Colombia como con Perú, a continuación, se presentan las alternativas apegadas a la interconexión [2].

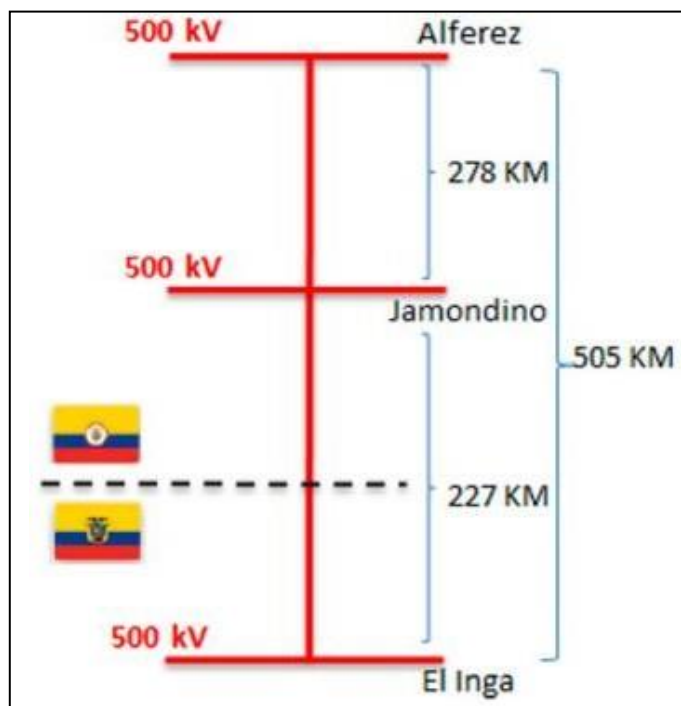


Fig. 5 Topología propuesta Mapa de Ruta Colombia - Ecuador 500 KV

Fuente: Revista CIER Sin fronteras para la energía

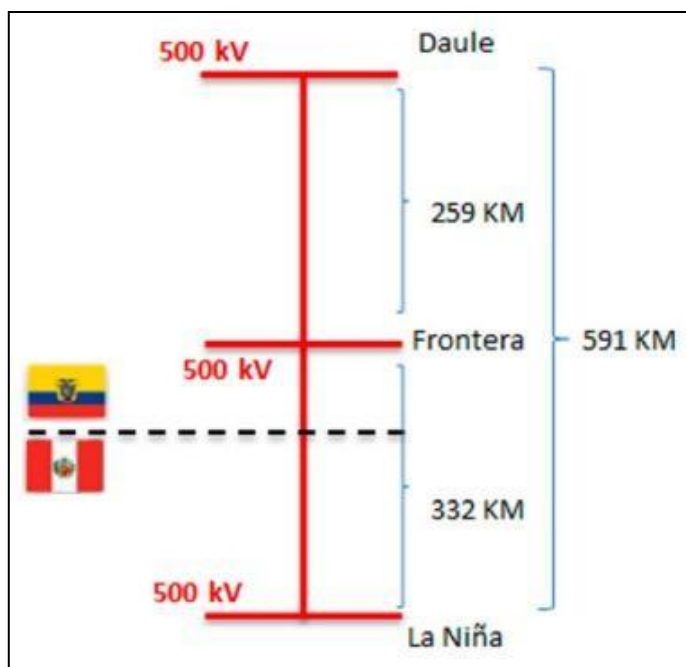


Fig. 6 Topología propuesta Mapa primera Ruta Ecuador - Perú 500 KV

Fuente: Revista CIER Sin fronteras para la energía

Después de los estudios realizados se han creado alternativas para la interconexión de los países en las zonas norte y sur del Ecuador, donde se han definido las barras, longitud de líneas y subestaciones a las cuales ha de llegar la energía para ser distribuida, tanto en Colombia como en Perú se han llevado a cabo planes de expansión que envuelven la interconexión regional.

1.7 Compensación Reactiva

La compensación de potencia reactiva se define como un procedimiento realizado principalmente para la regulación de los voltajes en las barras del sistema de transmisión y así mantener el control y equilibrio en las condiciones de operación de un circuito eléctrico, es por ello por lo que en el Sistema Nacional de Transmisión se dispone de bancos de condensadores de compensación capacitiva y bancos de reactores para la compensación inductiva.

De acuerdo con las regulaciones del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en la No. CONELEC 004/02 se define que “Transacciones de Potencia reactiva en el Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano (MEM)”, caen en la responsabilidad de las plantas generadoras puesto que deben entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva ya sea esta inductiva o capacitiva, sin importar el punto de operación mientras se mantenga dentro de las características técnicas del equipo, de acuerdo con lo solicitado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) [2].

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Reactores (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
El Inga	500	3	10	30
Pomasqui	230	1	25	25
Molino	13,8	2	10	20
Pascuales	13,8	2	10	20
Riobamba	13,8	1	10	10
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Totoras	13,8	1	10	10
Total:		12		135

Fig. 7 Compensación inductiva en el SNT

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

Subestación	Barra de conexión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad (MVAR)
Las Esclusas	230	2	60	120
Las Esclusas	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
San Gregorio	138	1	30	30
Santa Rosa	138	3	27	81
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Loja	69	1	12	12
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Pascuales	69	2	12	24
Portoviejo	69	3	12	36
Posorja	69	2	6	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	6	2	12
Machala	13,8	6	2	12
Milagro	13,8	1	18	18
Policentro	13,8	2	6	12
Tulcán	13,8	1	3	3
Total:		41		618

Fig. 8 Compensación Capacitiva en el SIN

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

Los sistemas de transmisión en alta tensión ante la integración de nuevas energías, crecimiento de la carga y la incorporación de diferentes elementos a la red, está expuesta a perturbaciones que afectan significativamente la calidad y confiabilidad de energía [8], por lo que actualmente se requiere del uso de sistemas de protección avanzados con la finalidad de minorizar los efectos negativos en la red, sin embargo ante esta búsqueda, se ha tomado como prioridad el encontrar elementos que aporten con la optimización de costos y procesos para la consecución de estos objetivos. Cabe destacar que las protecciones convencionales cumplen con su fin, pero para mejora del desarrollo de estos proyectos, se contemplan elementos que aporten al control del flujo de potencia y represente una menor incertidumbre en cuanto a fallas en la red por lo que los dispositivos Flexible AC Transmission System (FACTS) a partir de su capacidad de reacción, fiabilidad de transporte eléctrico han cobrado fuerza, sobre todo en la implementación en proyectos en alta tensión [9].

En el caso de interconexión regional, claramente se presentarán inconvenientes con relación a la regulación de voltaje y transferencia de potencia por lo que es necesario contemplar dentro de la planificación la óptima ubicación de los dispositivos FACTS para una mayor respuesta eficiente [2].

Entre las configuraciones usualmente utilizadas para estos fines se encuentran:

Configuración TSR-TSC

Configuración TCR-TSC

Configuración TCR-MS

- Cada una de estas configuraciones actuarán acorde a los puntos de interconexión del sistema de transmisión ante las caídas de voltaje con una respuesta inmediata, asimismo con el aumento de carga, teniendo un margen de regulación capaz de compensar dentro de los límites de estabilidad [8]

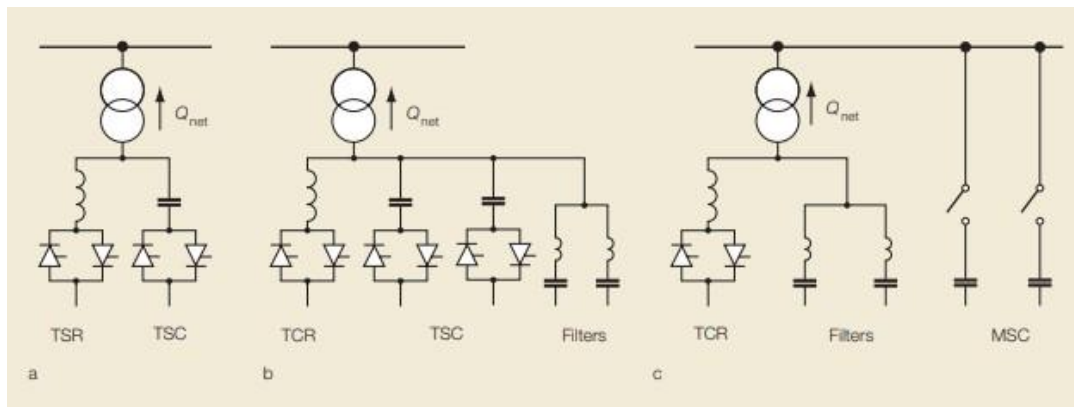


Fig. 9 Configuraciones típicas del SVC

Fuente: FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía

1.8 Optimización AMPL

La programación lineal mixta representa un esquema de desarrollo, en el que se hace uso de variables enteras para la manipulación lógica de condiciones relacionadas a un tema en específico [10].

En este planteamiento para este tipo de problemas, ayuda a encontrar la ubicación idónea de los elementos de protección, así como evaluar todas las restricciones de los puntos anteriores en el que se contemplen la mayor cantidad de resoluciones, con la finalidad de llegar a un modelo idóneo.

Todo ello se ve representado mediante ecuaciones características del sistema de potencia en cuestión, y cada variable entera se acoplará a un parámetro fijo que permita la manipulación estocástica para diferentes fines [11].

En los sistemas de transmisión la minimización de pérdidas y costos en la red son valores que se han puesto en discusión en el desarrollo de las diferentes planificaciones, en el cual se cuentan con distintas proyecciones en base a modelos tradicionales, a pesar de ello no se logra cubrir con las expectativas propuestas, por lo cual ante el avance tecnológico en materia de optimización, la propuesta en AMPL ofrece la inclusión de todas las posibles soluciones y llegar a la unificación de un modelo adecuado para la implementación [12].

1.9 Ecuación de Balance de Potencia

Bus Injection Model (BIM) un modelo comúnmente utilizado para estudiar corrientes convencionales y optimizar corrientes (OPF). Se enfoca completamente en las variables del nodo, es decir, el voltaje, la corriente, la potencia activa y reactiva suministrada a las barras [13].

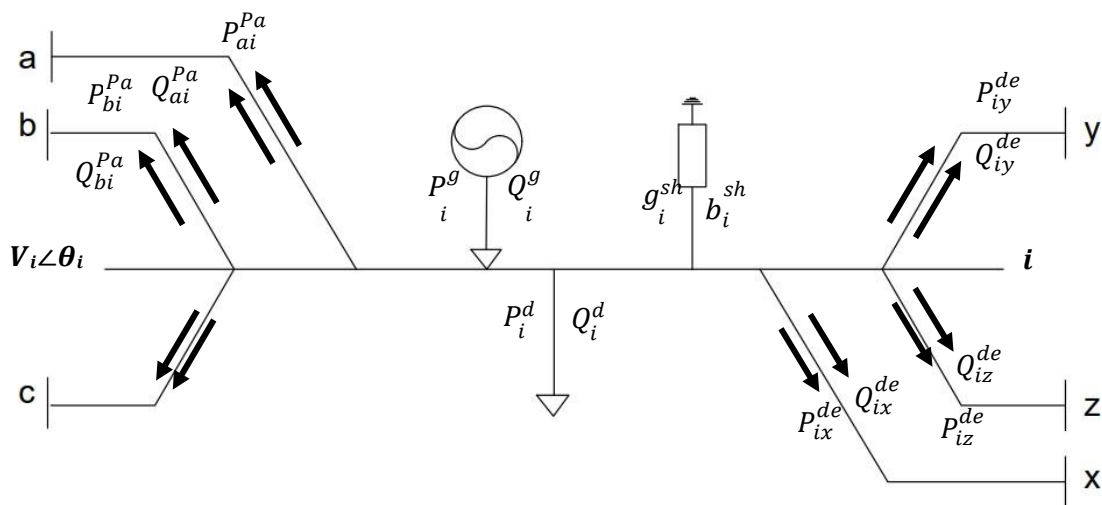


Fig. 10 Diagrama de balance de potencia activa y reactiva

Se deben respetar las leyes de Kirchoff al momento de enunciar el modelo matemático, la cual tiene una íntima relación con las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva.

El diagrama representado en la Fig.10 consta de una barra i que pertenece a un sistema, esta barra cuenta con magnitud y ángulo $V_i \angle \theta_i$, en la cual se encuentra conectado un generador que puede inyectar una potencia activa y reactiva de generación. Así como se cuenta con una generación en las barras también se tiene una carga que puede tener una demanda de componente activa o reactiva, se cuenta también con un elemento de compensación que puede ser un reactor, capacitor o un resistor que al tener una parte real puede estar conectado en paralelo a la barra por la conductancia o en el caso de tener una parte imaginaria habrá de conectarse en paralelo por la susceptancia.

Se cuenta con conexiones aguas arriba del sistema que está dado por las barras a, b y c, así como se cuenta con conexiones aguas abajo siendo estas las barras x, y, z. Desde la barra i hacia las barras a, b y c se entrega potencia activa y reactiva y esto se representa con el índice superior Pa mientras que para las barras aguas abajo se representa con el índice superior De.

Es así como todas las potencias que ingresan a la barra i son iguales a todas las potencias que salen de dicha barra tanto para la parte activa como para la parte reactiva.

De esta manera se deducen las ecuaciones del balance de potencia a partir de la Fig.10 donde se relacionan los elementos de potencia activa y reactiva para mantener el equilibrio del sistema, todo esto se representa por medio de las ecuaciones de balance de potencia [14]:

$$P_i^g + g_i^{sh}V_i^2 = P_i^d + \sum_{ji \in \Omega_l} P_{ji}^{Pa} + \sum_{ij \in \Omega_l} P_{ij}^{De}, \quad \forall i \in \Omega_b$$

$$Q_i^g + b_i^{sh}V_i^2 - Q_i^d - \sum_{ji \in \Omega_l} Q_{ji}^{Pa} - \sum_{ij \in \Omega_l} Q_{ij}^{De} = 0; \quad \forall i \in \Omega_b$$

1.10 Diseño de la red

Actualmente en el diseño del sistema de transmisión regional interconectado dentro de la planificación respectiva de cada país, contempla la conexión futura unificada a través de la línea de 500 KV, por lo que se puede encontrar los diagramas unifilares simplificados con las diferentes propuestas de enlaces.

Para poner en contraste las distintas planificaciones es necesario identificar los actores en representación de cada país, los cuales han sido designados mediante decretos de la Comunidad Andina de Naciones [3] con el fin de tomar la responsabilidad de desarrollar los proyectos de interconexión, siendo así los respectivos representantes: Colombia con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en coordinación con CELEC y CENACE, planificador y operador nacional de electricidad de Ecuador y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES) planificador de Perú.

Con la cooperación conjunta de los entes ya mencionados y a través de diferentes consultorías externas [15] se busca obtener una red equivalente para ese nivel de tensión de los sistemas eléctricos de Ecuador, Colombia y Perú; siendo fundamental para posteriores análisis de optimización de flujo de potencia.

Desde el punto de vista de la planificación ecuatoriana y peruana se ha llegado a la fase de ejecución del proyecto de interconexión que inicialmente comprende la construcción de 635 km de líneas de transmisión hacia el límite fronterizo peruano [16] y que posteriormente permitirá la interconexión en 500 KV, dentro de estas proyecciones realizadas en los informes, en cuanto a diseño de la red, el COES [17] presenta un equivalente de barras y reactores de Ecuador-Colombia acoplado al sistema eléctrico interconectado peruano a través de las subestaciones Chorrillos-Pasaje hacia las subestaciones Piura y la Niña en Perú, que facilitaría el análisis de la trayectoria y optima transferencia de potencia a través de la red.



Fig. 11 Anteproyecto Interconexión en 500 KV Ecuador – Perú

Fuente: Equivalente Externo del Sistema Ecuador - Colombia para la Interconexión Ecuador - Perú 500 KV

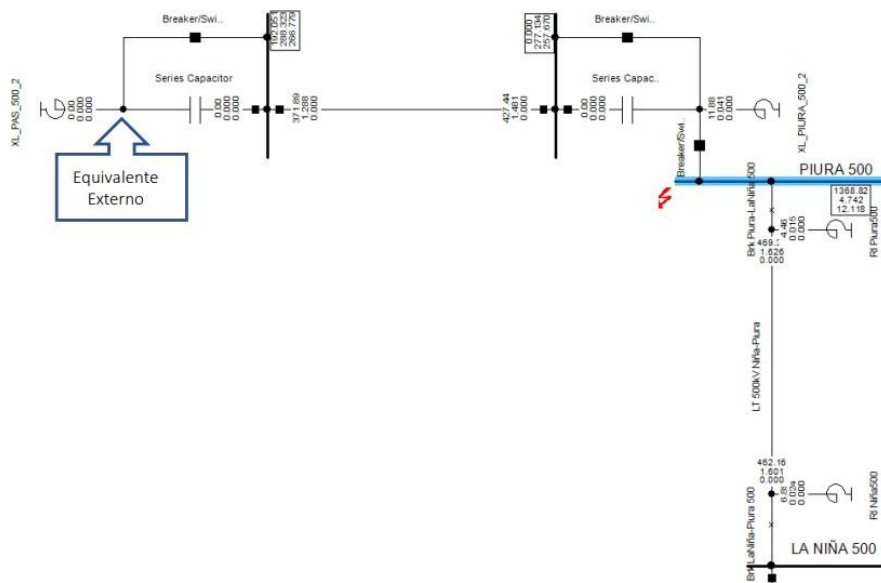


Fig. 12 Equivalente Externo, máxima transferencia de potencia Ecuador a Perú de 400 MW

Fuente: Equivalente Externo del Sistema Ecuador - Colombia para la Interconexión Ecuador - Perú 500 KV

Según la planificación ecuatoriana para la interconexión con Colombia se plantean una serie de alternativas de transmisión a 500 KV ya mencionadas, que se muestra en el diagrama de la Fig.12, sin embargo desde el planteamiento a futuro y las perspectivas de interconexión a 2035 dentro de la planificación colombiana sólo contemplan en adición al sistema actual una única interconexión a 500 KV mediante la subestación Coca Codo Sinclair en Ecuador hacia la Subestación Jamondino en Colombia [2], reflejando así que no hay coordinación entre los países para los proyectos de este tipo a largo plazo. Esto demuestra la necesidad de buscar una alternativa óptima que contemplen todas las soluciones posibles de interconexión, sean o no especificadas dentro de la planificación de los entes estatales.

1.11 Trayectoria Sostenible

En el diseño de red se toma a consideración la trayectoria que tendrá el sistema de transmisión, tanto desde infraestructura, área de construcción y ubicación geográfica que pueda ocasionar algún impacto ecológico dentro de zonas protegidas o en conflicto entre las fronteras de Ecuador-Perú-Colombia por lo

que se recomienda la identificación de estos sectores mediante software de georreferencia con el fin de evitar la ruta de la línea de transmisión en áreas con altitudes mayores a los 2500 msnm, sin intersección de líneas y las características de conservación ya mencionadas, esto se comprueba con la evaluación topográfica presencial sobre los terrenos delimitados [15].

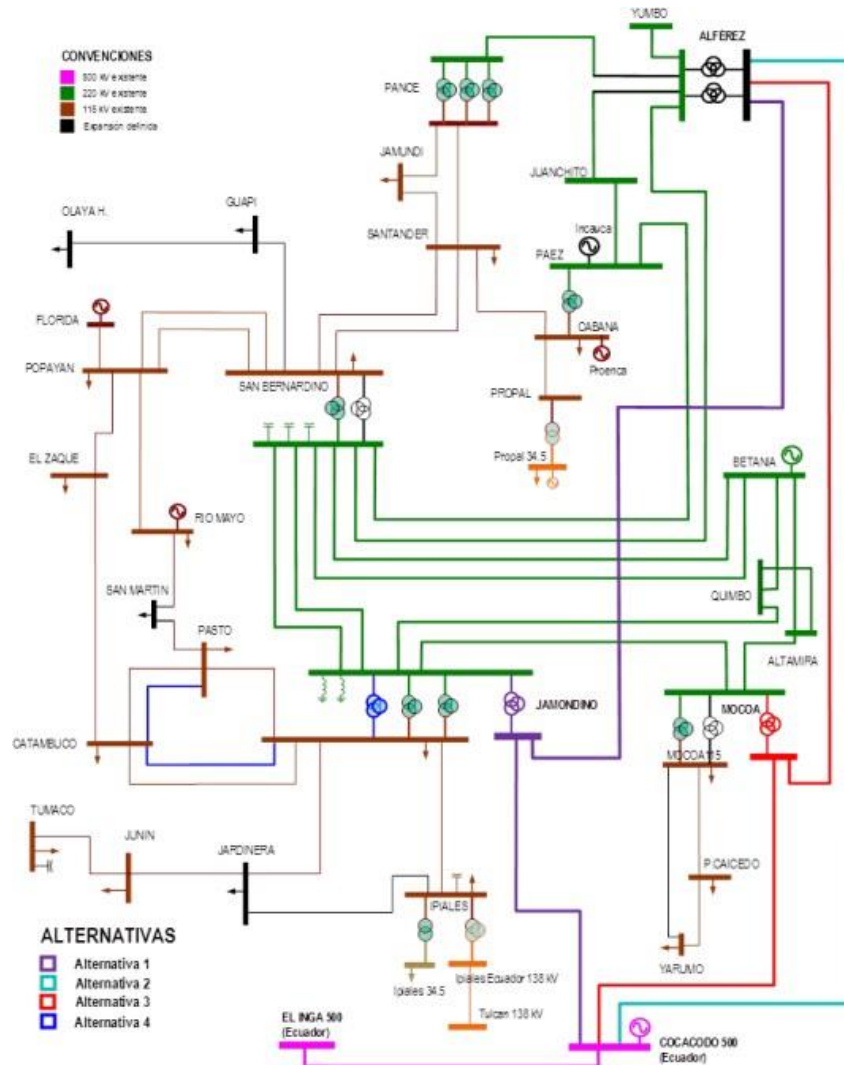


Fig. 13 Alternativas Estudiadas Interconexión Ecuador

Fuente: UPME



Fig. 14 Sistema de transmisión Nacional Actual 2021

Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2020 - 2034

En la presente gráfica se contempla la conexión actual de Colombia con Ecuador a un nivel de transmisión de 230 KV que consta de dos doble-circuitos.

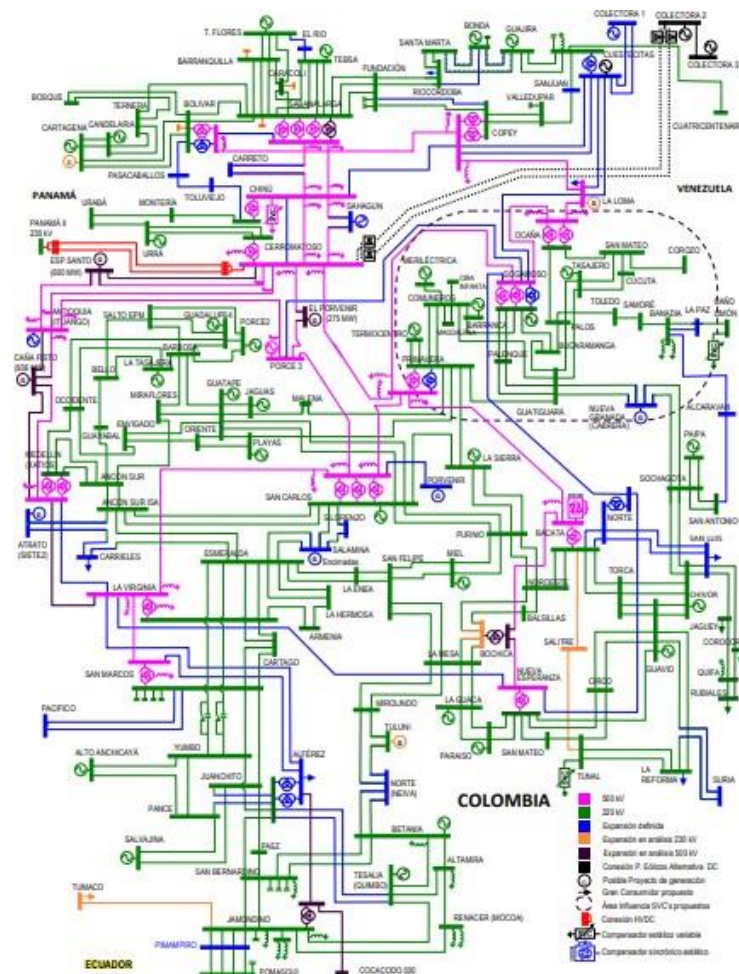


Fig. 15 Diagrama Unifilar Sistema de Transmisión Visión 2035

Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2020 - 2034

El plan de expansión colombiano cuenta con una gran perspectiva de crecimiento de la transmisión en 500 KV para mejorar así la estabilidad de su sistema y potencializar su generación.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

El desarrollo de este capítulo contempla la aplicación de un enfoque mixto tanto cualitativo como cuantitativo en el que se busca la complementariedad de ambos procesos, para el desarrollo del proyecto.

Para la planificación óptima de la expansión del sistema de transmisión a 500 KV de Ecuador con Perú y Colombia que contempla la construcción de nuevas líneas de transmisión y la implementación de reactivos en la red para lo cual se han considerado etapas: Modelado del sistema de transmisión a 500 KV del sistema ecuatoriano en conjunto con la interconexión con Perú y Colombia. Cálculo del flujo de potencia óptimo con DigSilent Power Factory. Planteamiento del Algoritmo de Optimización y Validación del Algoritmo de Optimización con un caso de estudio de 6 Barras Garver y 24 Barras de IEEE [18].

Por lo que en términos de planificación se ha desarrollado un esquema del proceso a realizar para evaluar la operatividad del modelo en base a la expansión del sistema de transmisión interconectado. A continuación, se muestra el diagrama de flujo que lo detalla:



NOMENCLATURAS

Índices

i	Índice de barra de envío
j	Índice de barra de recibo
c	Índice de escenario de contingencia
t	Índice de etapas
y	Índice de líneas candidatas equivalente

Abreviaciones de Conjuntos

Ω_l	Conjunto de barras
Ω_b	Conjunto de ramales
Y	Conjunto de líneas a añadir
T	Conjunto de etapas
CON	Conjunto de contingencias
BC	Conjunto de bancos de capacitores a añadir
l	Conjunto de bloques de linealización

Función

CE_t	Costo de la expansión por etapa
--------	---------------------------------

Constantes

a	Tasa de descuento anual
c_i^{sh}	Costo de añadir una fuente de potencia reactiva a la barra i
B_i^{sh}	Susceptancia paralelo-conectada a la barra i
G_i^{sh}	Admitancia paralelo-conectada a la barra i
L	Número de bloques de la linealización por partes
$c_{ij,y}^l$	Costo de la línea equivalente y en el corredor ij
\bar{n}	Máximo número de líneas candidatas en el corredor ij
$n_{ij,y,c}$	Número de línea equivalente y en el corredor ij y escenario c
$P_{i,t}^d$	Demanda de potencia activa en la barra i , etapa t
$\bar{P}_{i,t}, \underline{P}_{i,t}$	Límites máximos y mínimos de generación de potencia activa, en barra i , etapa t
$\bar{Q}_{i,t}, \underline{Q}_{i,t}$	Límites máximos y mínimos de generación de potencia reactiva, en barra i , etapa t

2.1 Modelado del Sistema de Transmisión a 500 KV del sistema ecuatoriano-peruano-colombiano

El modelado del sistema eléctrico de Ecuador a 500 KV y la interconexión Ecuador-Perú y Ecuador-Colombia se ha tomado como referencia los datos de las planificaciones realizadas en el PME en el cual se considera la generación proporcionada por Coca Codo Sinclair, y las futuras construcciones de transmisión de energía eléctrica de Taday-Chorrillos, Pasaje-Santiago y Taday-Santiago y las nuevas infraestructuras de generación de centrales hidroeléctricas de Santiago I y Santiago II. Se ha considerado en el modelado la creciente industria de siderurgia en Posorja. Asimismo, en Perú se tiene previsto según el PME la instalación en transmisión proyectada que contemplan la interconexión Pasaje-Frontera, Piura-Frontera y La Niña-Piura con sus respectivas ampliaciones en cada subestación a 500 KV. De parte de Colombia con la premisa presentada en el capítulo anterior se contempla una sola conexión a 500KV en su planificación proyectada al 2035, siendo Coca Codo-Jamondino la propuesta adjunta a un estudio de factibilidad, a pesar de ello en la planificación ecuatoriana se estudia inicialmente tres alternativas de conexión: Jamondino - Coca Codo, Alférez -Coca Codo y Mocoa - Coca Codo en análisis [2].

Si bien no se obtiene información de la carga reflejada en cada barra de interconexión tanto de Colombia como de Perú, se realiza un análisis de la cargabilidad de los transformadores adaptados en cada subestación, así como datos actuales de escenarios de intercambio de energía.

Siendo así que para las subestaciones de Jamondino – Alférez - Mocoa en 500 KV constan de un transformador reductor de 450 MVA hacia sus respectivas subestaciones de 230 KV lo cual permite deducir la potencia requerida en esos nodos [2].

En el caso de las conexiones con la S/E Piura y S/E La niña para determinar la demanda se usa un escenario de transferencia de potencia desde Perú hacia Ecuador siendo aproximadamente 500 MW de potencia requerida, que es usado como dato de entrada dentro del conjunto de barras representativas del sistema.

2.2 Características de los reactivos en la Red

La compensación de reactivos en la red es uno de los objetivos principales a alcanzar, para lo cual se ha determinado un precio específico de los dispositivos a instalar para hacer el cálculo de la inversión basados en los datos enfocados en la compensación reactiva de [19] donde se define que el precio de agregar cada unidad de reactivos es de 0.0872 M\$, valor que se ha definido en el código implementado en AMPL.

En base a [20] se puede determinar el valor anual del costo de inversión de un módulo de 20 MVAR SVC con el cual se pueda mantener el equilibrio del sistema de voltaje y mantener el nivel del factor de potencia de 0.95, el valor del módulo se calcula considerando una vida útil de 20 años de dicho equipo considerando la siguiente ecuación:

$$A = \frac{V \times i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times 1.03$$

V: Costo de inversión unitario de un módulo SVC de 30 MVAR (USD/MVAR)

i: Tasa de actualización

n: Número de años de vida útil del módulo

A: Valor anual del costo de inversión

Para el caso de estudio en extra alta transmisión se consideró mantener un nivel de compensación reactiva de 20 MVAR como valor base para los compensadores que de acuerdo al código deben ser aplicados al representar la opción óptima para el funcionamiento del sistema interconectado, este valor es tomado de [15] donde se amplía a detalle la elección de estos reactivos para la interconexión con el sistema eléctrico peruano por lo que basado en este estudio se aplica el mismo valor para la relación con el sistema colombiano.

Con relación a esta información se ha desarrollado la base datos con las barras representativas, así como sus respectivas conexiones.

Tabla 1. Base de datos

Fuente: MENRR, COES y UPME

#	Nombre	Nivel de Tensión [KV]	Tipo de Bus	P_0^g [MW]	Q_0^g [MVAr]	P_i^d [MW]	Q_i^d [MVAr]	B_i^{sh} [p.u.]	Q_{min}^{Facts} [MVAr]	Q_{max}^{Facts} [MVAr]
1	B_Cardenillo	230	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	B_Cardenillo	13.8	PV	500.00	-22.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	B_CCS_Sinclair	500	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	B_CCS_Sinclair	13.8	SLACK	1151.80	95.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	B_Chorrillos	500	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.30	0.00	0.00
6	B_Chorrillos	230	PV	0.00	0.00	159.10	46.10	-0.60	-30.00	120.00
7	B_El_Inga	230	PQ	0.00	0.00	829.80	29.20	0.00	0.00	0.00
8	B_El_Inga	500	PQ	0.00	0.00	59.07	17.22	-1.24	0.00	0.00
9	B_Pasaje	500	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.54	0.00	0.00
10	B_Piura	500	PQ	0.00	0.00	500.00	242.20	-0.60	-90.00	250.00
11	B_Posorja	13.8	PV	500.00	221.00	1259.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	B_Posorja	230	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.58	0.00	0.00
13	B_Santiago	500	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.25	0.00	0.00
14	B_Santiago	13.8	PV	1662.70	-244.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	B_San_Rafael	230	PQ	0.00	0.00	103.80	119.70	0.00	0.00	0.00
16	B_San_Rafael	500	PQ	0.00	0.00	59.10	17.20	-0.62	0.00	0.00
17	B_Taday	230	PQ	0.00	0.00	733.30	182.60	0.00	0.00	0.00
18	B_Taday	500	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.25	0.00	0.00
19	B_Tisaleo	230	PQ	0.00	0.00	56.90	81.40	0.00	0.00	0.00
20	B_Tisaleo	500	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.65	0.00	0.00
21	B_Jamondino	500	PQ	0.00	0.00	237.00	95.00	-0.60	0.00	0.00
22	B_Alferez	500	PQ	0.00	0.00	237.00	95.00	-0.60	0.00	0.00
23	B_Mocoa	500	PQ	0.00	0.00	237.00	95.00	-0.60	0.00	0.00

Con la finalidad de analizar la red equivalente desde la perspectiva del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, se parte de la premisa en la que se considera a la central de generación más grande y de mayor incidencia en la producción de energía como barra slack; de esta manera se analizaría la interconexión con Colombia y Perú en un escenario en el que estas redes se comporten como un sistema de carga, permitiendo así a Ecuador evaluar su posición de transferencia de potencia ante una demanda establecida.

2.3 Aumento n cantidad de líneas

Del sistema equivalente en 500 KV planificado se contempla la posibilidad de que el modelo optimice de acuerdo con la cantidad de líneas que se vayan añadiendo, es decir, que considera las conexiones existentes hasta un límite de

n-líneas que se vayan asignando por ramal. Cabe destacar que esta propuesta se incluye dentro de las alternativas de interconexión [14].

2.4 Costo de construcción de líneas de Transmisión a 500 KV

En el proceso de investigación en base a la consultoría Interconexión en 500 KV Ecuador-Perú donde se detallan las longitudes de las líneas construidas a niveles de extra alta transmisión en Ecuador y los precios que a estas se les asignaba acorde a los kilómetros de dichos tramos, de donde se tomó el precio referencial para relacionarlo con el costo de construcción de las líneas del presente proyecto [21].

Para este caso en particular según información del ministerio de recursos y Energía [22] se tiene un estimado de inversión para los proyectos de transmisión en 500 KV de 677 millones de dólares para 900 km de líneas, acorde a ello se puede estimar un costo de implementación de líneas de transmisión por cada Km siendo así 0.752 millones de dólares correspondiente a la construcción

Tabla 2. Inversión del Proyecto de Construcción

Fuente: Servicios de consultoría para la fiscalización de los diseños, suministro y construcción de sistemas de transmisión extra alta tensión a 500 KV y obras asociadas a 230 KV

ETAPA	DETALLE	OBJETIVO	TOTAL (US\$)	INGRESO OPERACIÓN
FASE I	a. Incorporación Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair	Evacuación	175,208.728	Junio-2015
	L/T's El Inga – San Rafael, 1ra, línea de 500 KV, simple circuito.	de la energía	41,061.609	
	L/T's San Rafael - Coca Codo Sinclair 1ra, línea de 500 KV, simple circuito.	de la central	2,409.603	
	S/E El Inga (Quito), 500/230 KV, 1800 MVA	hidroeléctrica	79,789.971	
	S/E San Rafael (Coca Codo Sinclair), 500/230 KV, 450 MVA	Coca Codo Sinclair	51,947.545	

2.5 Ramales de Interconexión

Las características mencionadas conformarán la base de datos de conexiones del sistema equivalente, misma que será ingresada como parte del conjunto de análisis dentro del modelado de optimización.

Tabla 3. Tabla de características de conexión entre barras

Fuente: MERNNR, UPME y COES

i	j	S_{max} [MVA]	r [pu]	j [pu]	B_{shl} [pu]	Costo [\$MDD]	Distancia [Km]	n_0	n_{max}
1	18	445	0.00408	0.03705	0.03605	30.8	40.950	2	0
1	2	804	0.00032	0.01626	0.0000	0.752	1.000	1	0
3	4	1750	0.0008	0.00800	0.0000	0.752	1.000	1	0
3	17	2512	0.00005	0.00107	0.05278	6.2416	8.300	2	0
5	6	450	0.00000	0.02600	0.0000	0.752	1.000	3	0
5	11	500	0.00918	0.08336	0.08124	67.68	90.260	1	2
5	9	1984	0.00179	0.02704	1.36028	0.752	0.752	1	2
5	21	1887	0.00161	0.02886	1.14785	150.4	200.00	1	2
5	19	2512	0.00110	0.02332	1.14475	135.36	180.32	2	0
7	8	600	0.00000	0.01948	0.0000	0.752	1.000	3	0
8	17	1733	0.00074	0.01671	0.75483	93.1728	123.90	2	0
8	21	1733	0.00118	0.02184	0.83921	112.273	149.30	1	2
9	10	2070	0.00270	0.05484	1.70131	253.65	337.30	1	2
9	13	2512	0.00110	0.02332	1.14475	0.752	1.000	2	0
11	12	600	0.0000	0.01950	0.0000	0.752	1.000	2	0
13	19	2512	0.00055	0.0166	0.57237	67.68	90.270	2	0
13	14	3000	0.00001	0.00432	0.00000	0.752	1.000	1	0
16	17	450	0.0000	0.02597	0.00000	0.752	1.000	2	0
18	19	600	0.0000	0.01948	0.00000	0.752	1.000	3	0
20	21	450	0.0000	0.02597	0.00000	0.752	1.000	1	0

- Alternativas de Interconexión Ecuador - Colombia

Tabla 4. Tabla Alternativas para la interconexión del sistema eléctrico Ecuador-Colombia a 500 kV

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

Alternativa 1	Nuevo circuito Alférez-Jamondino-Coca Codo Sinclair 500 KV + Nueva SE Jamondino 500 KV + TRF 500/230-450 MVA.
Alternativa 2	Nueva línea Alférez-Coca Codo Sinclair 500 KV.
Alternativa 3	Nueva línea Alférez – Mocoa - Codo Sinclair 500 KV + Nueva SE Mocoa 500 KV + TRF 500/230 KV – 450 MVA.
Alternativa 4	Repotenciación del STR (Segundo circuito Pasto – Catambuco 115 KV y Catacumbo – Jamondino 115 KV y Tercer transformador 230/1150 KV – 1520 MVA en Jamondino).

- Alternativas de Interconexión Ecuador - Perú

Tabla 5. Tabla Alternativas para la interconexión Ecuador - Perú en CA 500 KV

Alternativa 1	Ampliación de las barras de 500 KV en la futura SE Daule-Ecuador, para la conexión de 2 salidas de línea de 500 KV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 KV.
Alternativa 2	Construcción de la nueva SE Frontera-Ecuador, consiste en una doble barra de 500 KV para 4 campos de salida de líneas de 500 KV, y en dos campos de salida de línea de 500 KV.
Alternativa 3	Ampliación de las barras de 500 KV en la futura SE La Niña-Perú, para conectar 2 salidas de líneas de 500 KV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 KV.
Alternativa 4	Construcción de una línea de 500 KV CA, simple circuito, de unos 591 km, entre las subestaciones Daule, Frontera y La Niña.

2.5.1

Propuesta de conexión con el sistema interconectado colombiano

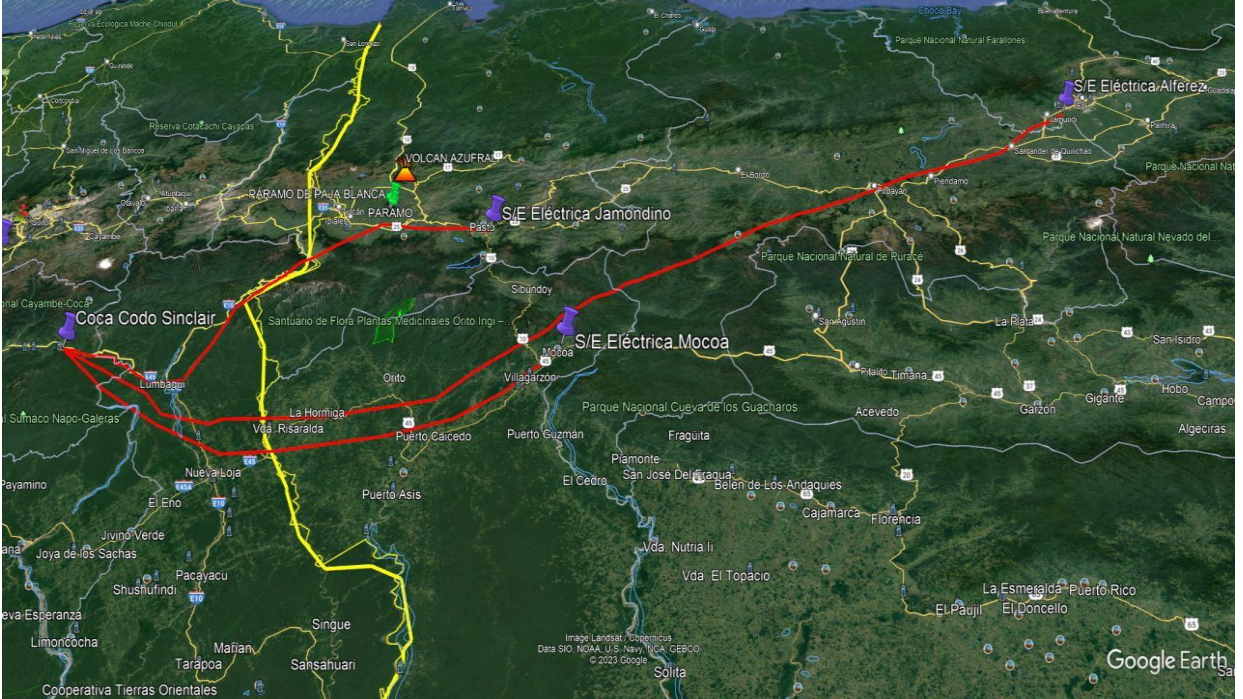


Fig. 16 Alternativas de conexión Ecuador - Perú

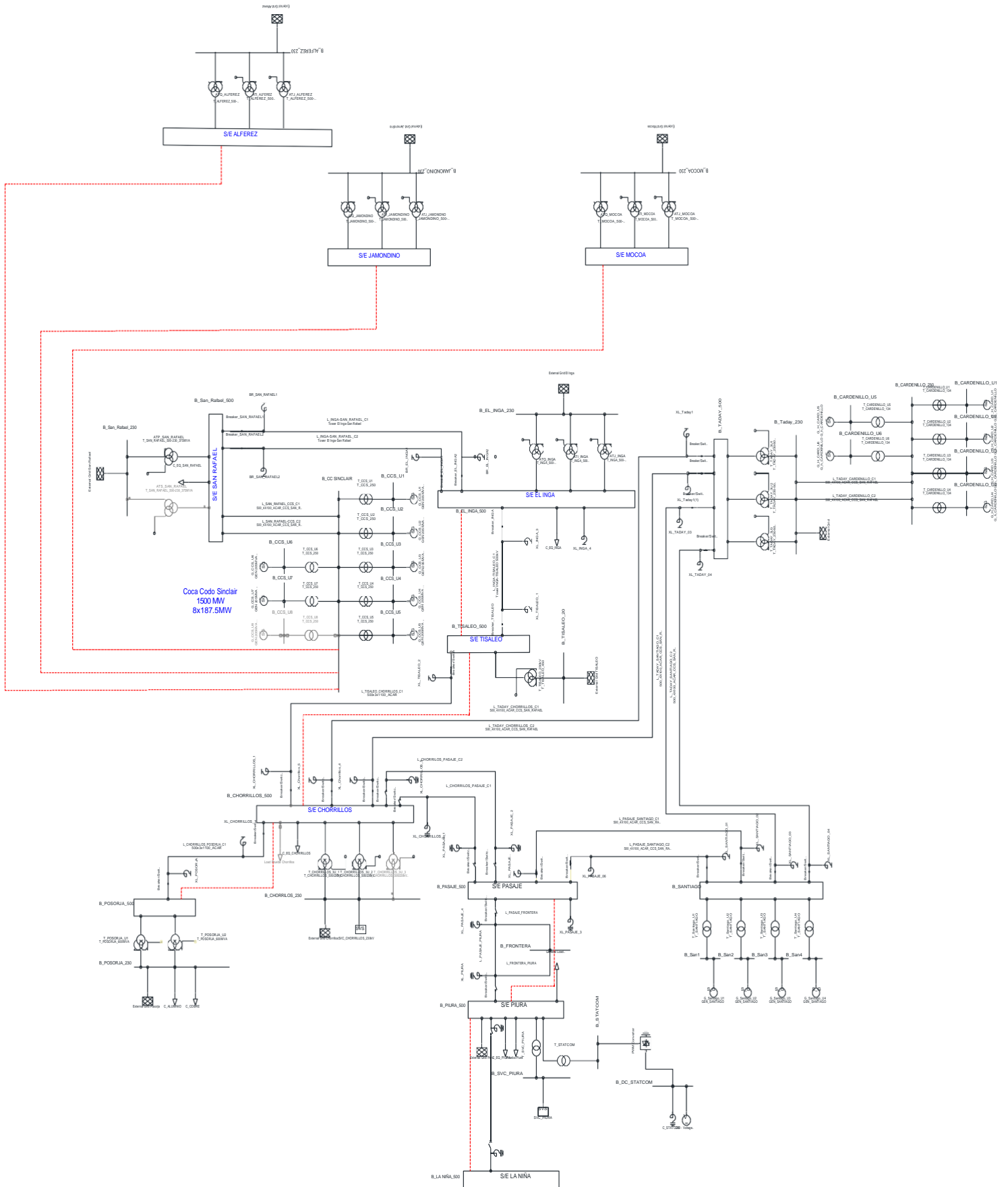
Tabla 6. Tabla de coordenadas geográficas Zona 18 N

Coordenadas Geográficas Zona 18N		
Subestaciones	Norte	Este
Mocoa	128976.00 m N	315238.00 m E
Jamondino	134710.00 m N	249309.00 m E
Alferez	367978.00 m N	331931.00 m E

Tabla 7. Tabla de ramales y características de conductores

i	j	S_{max} [MVA]	r [pu]	j [pu]	B_{shl} [pu]	Costo [\$MDD]	Distancia [Km]	n_0	n_{max}
3	22	2512	1.88975	39.9615	0.00063	150.40	200.00	0	2
3	23	2512	2.07412	43.8601	0.00157	336.14	447.00	0	2
3	24	2512	2.13173	45.0785	0.00071	160.93	214.00	0	2

2.6 Diseño de la red Equivalente interconectada a 500KV



2.7 Etapas de la Expansión del Sistema de Transmisión

Para el sistema se han considerado 3 etapas, siendo la etapa inicial remontada al año 2027 en el cual ya se considera la construcción de líneas de 500 KV y la conexión entre generadoras que se están desarrollando actualmente, la segunda etapa comprende 5 años en el futuro y la tercera y última etapa se enfoca en un crecimiento en 10 años.

En el modelo de Garver se hicieron las pruebas correspondientes a la variación de los intervalos de tiempo, donde se comprobó que al aumentar la cantidad de años se produce una disminución en la inversión en el proyecto. Recordando así que la función objetivo tiene como denominador a α que simboliza la tasa de descuento anual, por lo que mientras más años pasan este valor va aumentando al ser una relación inversamente proporcional.

Por lo mismo el costo total de la inversión va a ser mayor si se acorta el tiempo base en las etapas. Es por ello por lo que se ubica una cantidad definida de 5 años siendo un valor neutral para el tiempo de desarrollo y construcción de obras en el sector eléctrico.

Tabla 8. Resultados obtenidos de pruebas con GARVER

INTERVALO DE AÑOS	INVERSIÓN TOTAL (MUS\$)
2	134.039
3	123.921
4	115.311
5	107.969
7	96.3269
10	84.3403

2.8 Proyecciones

Al ser el modelamiento multietapa es necesario considerar las diferentes proyecciones de demanda y generación, activa – reactiva para el estudio de la inversión a largo plazo, por lo que se parte de la hipótesis del comportamiento tendencial del consumo de energía y de históricos de datos para obtener una tasa de crecimiento aproximada.

2.8.1 Proyección de la demanda

Matemáticamente está basado en el método econométrico lineal logarítmico en el que se involucran variables exógenas que mejoran la precisión de los resultados tal como lo es el Producto Interno Bruto (PIB) y datos demográficos, cabe destacar que se parte de la proposición de proyección tendencial de la demanda base que se va ajustando al aporte de variación que pueda tener el modelo de regresión aplicado en la planificación. [2]

$$\ln Y_t = \ln a + \beta_1 \ln X_{1t} + \beta_2 \ln X_{2t} + \varepsilon_t$$

Y_t: variable a detallar

X_t: variables explicativas

ε_t: Error aleatorio

a: Elasticidad de Y_t con respecto a X_t

β: coeficientes de regresión

Luego de considerada la formulación econométrica y según el PME, se denota que la variación en la tasa de crecimiento es aproximada de +/- 1%

Del modelo tendencial se obtienen los siguientes porcentajes con una proyección al año 2027, sumado el análisis de sensibilidad otorgado por el modelo econométrico, da como resultado un estimado de la tasa de incremento de la demanda

Con relación a la proyección de la demanda en las barras Colombia según el UPME su comportamiento tendencial se aproxima al 5% anual a partir

del año 2027 [23] de igual forma establece requerimientos de potencia reactiva de manera diferencial para las barras selectas. Mientras que en la demanda en las barras de Perú según el COES se estipula un incremento anual de 4.5% [24]

Tabla 9. Tabla de proyección del crecimiento de la demanda

No.	Nombre		Año 5	Año 10	Año 15
6	Chorrillos/230	Pot. Activa	159,10	193,39	246,82
		Pot.Reactiva	46,10	56,03	71,52
7	El Inga/230	Pot. Activa	829,80	1008,63	1287,29
		Pot.Reactiva	29,20	35,49	45,30
8	El Inga/500	Pot. Activa	59,07	71,80	91,64
		Pot.Reactiva	17,22	20,93	26,71
10	Piura /500	Pot. Activa	600,00	729,30375	930,80
		Pot.Reactiva	290,60	353,23	450,82
11	Posorja/500	Pot. Activa	1259,00	1530,32	1953,12
		Pot.Reactiva			
16	San Rafael/230	Pot. Activa	103,80	126,17	161,03
		Pot.Reactiva	119,70	145,50	185,69
17	San Rafael/500	Pot. Activa	59,10	71,84	91,68
		Pot.Reactiva	17,20	20,91	26,68
18	Taday/230	Pot. Activa	733,30	891,33	1137,59
		Pot.Reactiva	182,60	221,95	283,27
20	Tisaleo/230	Pot. Activa	56,90	69,16	88,27
		Pot. Reactiva	81,40	98,94	126,28
22	Jamondino/500	Pot.Activa	237,00	288,07	367,67
		Pot.Reactiva	95,00	155,00	166,00
23	Alferez/500	Pot. Activa	237,00	288,07	367,67
		Pot.Reactiva	95,00	155,00	166,00
24	Mocoa/500	Pot.Activa	237,00	288,07	367,67
		Pot.Reactiva	95,00	155,00	166,00

2.8.2 Proyección de la generación

En este caso se parte de la hipótesis del crecimiento tendencial de la demanda y a medida que van ingresando los proyectos de generación en Ecuador desde el año 2027 según el PME [2] se obtiene los valores proyectados de generación para las distintas etapas.

Tabla 10. Tabla de proyección del crecimiento de la generación

Barra	Nombre		Año 5	Año 10	Año 15
2	Cardenillo/13,8	P.Activa	500	607,753125	775,664108
		P.Reactiva	360	437,58225	558,478158
4	CC Sinclair/13,8	P.Activa	1151,8	1400,0201	1786,81984
		P.Reactiva	674	819,251213	1045,59522
11	Posorja/500	P.Activa	500	607,753125	775,664108
		P.Reactiva	350	425,427188	542,964876
14	Santiago/13.8	P.Activa	1662,7	2021,02224	2579,39342
		P.reactiva	800	972,405	1241,06257

2.9 Algoritmo de Optimización de Inversión

El presente modelo busca reducir el costo de inversión en cuanto a la planificación de la expansión de la transmisión en el caso del proyecto en extra alta transmisión 500 KV en Ecuador contemplando la interconexión con el sistema Peruano y Colombiano donde estos son tomados como cargas para el sistema ecuatoriano, el modelo cuenta con un sistema multietapa por lo que este sistema es definido para el conjunto T donde es recorrido en función del índice t en las ecuaciones que están relacionadas con este subíndice, haciendo uso de las variables binarias $w_{ij,y,t}$ y $h_{ij,r,t}$. se busca tomar la decisión óptima al momento de invertir en la construcción de una nueva línea de transmisión y la determinación de la cantidad de fuentes de potencia reactiva respectivamente a través del siguiente modelo matemático:

$$\min (Investment = \sum_{t \in T} \frac{1}{(1 + \alpha)^{\gamma_t}} CE_t) \quad (1)$$

La función objetivo de mínima inversión (1) representa el costo total de añadir nuevas líneas como nuevos reactivos a la red en cada etapa t que simboliza la cantidad de años para los cuales se hace la proyección de la expansión, α simboliza la tasa de descuento anual junto con el γ_t^i límite analizado de periodo de tiempo [25].

El valor que se le da a la tasa de descuento del sistema se encuentra definido por la regulación No. CONELEC – 003/11 [26] donde se define que tasa de descuento se calcula en función de la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital – CPPC a partir de la siguiente ecuación:

$$CPPC = CAPM\% \frac{\text{Capital_Inversionistas}}{\text{Total_Inversión}} + i\%(1 - T) \frac{\text{Capital_Financiero}}{\text{Total_Inversión}}$$

Donde:

$i\%$: Tasa de interés del capital financiero

$(1 - T)$: Efecto de corrección de la tasa nominal, efecto fiscal

$$CAPM\% = \%_{LR} + \beta(\%_I - \%_{LR}) + PRM$$

$\%_{LR}$: Tasa libre de riesgo

β : Riesgo sistemático o no diversificable

$\%_I$: Rentabilidad esperada de la industria

PRM : Prima por riesgo asociado al mercado interno

Para el cual se obtiene un valor estándar del 20% como la tasa de descuento para el presente proyecto, en base a [26] se evalúa la conveniencia de aplicar o no cierto proyecto de transmisión esto se refleja en la reducción de pagos de energía al incorporar un proyecto de transmisión además de producir un aumento de la confiabilidad del sistema a una esperanza de 30 años.

$$CE_t = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} c_{ij,y}^l \cdot w_{ij,y,t} + \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{r \in R} c_i^{sh} \cdot h_{i,r,t} \quad (2)$$

$$\forall_t t \in T | t = 1$$

Restricción (2) está relacionada con el comportamiento del costo de la expansión para la primera etapa.

$$CE_t = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} c_{ij,y}^l \cdot (w_{ij,y,t} - w_{ij,y,t-1}) + \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{r \in R} c_i^{sh} \cdot (h_{i,r,t} - h_{i,r,t-1}) \quad (3)$$

$$\forall_t t \in T | t > 1$$

Restricción (3) está relacionada con el comportamiento del costo de la expansión para las siguientes etapas.

$$P_{i,t,c}^g + \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} P_{ji,y,t,c} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} (P_{ji,y,t,c} + r_{ij,y,c} I_{ij,y,t,c}^{qdr}) - G_{i,t,c}^{sh} V_{i,t,c}^{qdr} = P_{i,t}^d \quad (4)$$

$$\forall_i i \in \Omega_b, \forall_t t \in T, \forall_c c \in C$$

$$Q_{i,t,c}^g + \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} (Q_{ji,y,t,c} + Q_{i,ji,y,t,c}^{shl}) + B_i^{sh} V_i^{qdr} + \sum_{i,r,t,c} Q_{i,r,t,c}^{shc} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} (Q_{ji,y,t,c} - Q_{i,ji,y,t,c}^{shl} + x_{ij,y,c}^{r \in R} I_{ij,y,t,c}^{qdr}) - G_{i,t,c}^{sh} V_i^{qdr} = Q_{i,t}^d \quad (5)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall t \in T, \forall c \in C$$

Las restricciones (4) y (5) representan a las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva para cada una de las barras y en cada etapa.

$$V_{i,t,c}^{qdr} - V_{j,t,c}^{qdr} - f_{ij,t,c}^v = \sum_{y \in Y} [2(r_{ij,y,c} P_{ij,y,t,c} + x_{ij,y,c} Q_{ij,y,t,c}) + z_{ij,y,c}^2 I_{ij,y,t,c}^{qdr}] \quad (6)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$V_{nom}^2 \left(\theta_{i,t,c} - \theta_{j,t,c} \right) - f_{ij,t,c}^\theta = \sum_{y \in Y} (x_{ij,y,c} P_{ij,y,t,c} - r_{ij,y,c} Q_{ij,y,t,c}) \quad (7)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T, \forall c \in C$$

Las restricciones (6) y (7) representar la magnitud de voltaje y el ángulo de diferencia para cada línea ij en cada etapa.

$$|f_{ij,t,c}^v| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2) \sum_{y \in Y | n_{ij,y,c}} \quad (8)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$|f_{ij,t,c}^\theta| \leq 2\bar{\theta}\bar{V}^2 \sum_{y \in Y | n_{ij,y,c}=0} \quad (9)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T, \forall c \in C$$

Las restricciones (8) y (9) muestran el comportamiento de las variables auxiliares $f_{ij,t,c}^v$ y $f_{ij,t,c}^\theta$ las mismas son usadas para obtener las magnitudes de voltaje y de ángulo de diferencia en cada línea ij para cada etapa. Cuando ambas variables son iguales a cero significa que hay al menos una línea en el corredor; en el proyecto se ha considerado un solo escenario en el cual no se presentan perturbaciones en la operación.

$$V_{nom}^2 I_{ij,y,t,c}^{qdr} = \sum_{l=1}^L m_{ij,y,l,c}^S \Delta_{ij,y,l,t,c}^P + \sum_{l=1}^L m_{ij,y,l,c}^S \mathcal{Q}_{ij,y,l,t,c} \quad (10)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

La restricción (10) es linealización de la relación no lineal entre potencia activa y reactiva, magnitud de voltaje y amperaje en el circuito equivalente de línea y en el corredor ij para cada etapa.

$$P_{ij,y,t,c}^+ - P_{ij,y,t,c}^- = P_{ij,y,t,c} \quad (11)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$P_{ij,y,t,c}^+ + P_{ij,y,t,c}^- = \sum_{l=1}^L \Delta P_{ij,y,l,t,c} \quad (12)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$Q_{ij,y,t,c}^+ - Q_{ij,y,t,c}^- = Q_{ij,y,t,c} \quad (13)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$Q_{ij,y,t,c}^+ + Q_{ij,y,t,c}^- = \sum_{l=1}^L \Delta Q_{ij,y,l,t,c} \quad (14)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y,l,t,c} \leq \bar{\Delta}_{ij,y,c} \quad (15)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, l = 1 \dots L, \forall t \in T, \forall c \in C$$

La restricción (15) establece que $\bar{\Delta}_{ij,y,c} = (\bar{V}_{ij,y,c})/L$ y $m^S_{ij,y,l,c} = (2L - 1)\bar{\Delta}_{ij,y,c}$

donde L es el número de total de pasos de linealización.

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y,l,t,c} \leq \bar{\Delta}_{ij,y,c} \quad (16)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, l = 1 \dots L, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$P_{ij,y,t,c}^+, P_{ij,y,t,c}^-, Q_{ij,y,t,c}^+, Q_{ij,y,t,c}^- \geq 0 \quad (17)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

Las restricciones entre la (11-14) - (16-17) se encuentran relacionadas a las variables internas auxiliares entre la representación lineal del cálculo no lineal de la magnitud del flujo de corriente.

$$-\bar{V}^2(1 - w_{ij,y,t})b_{ij,y,c}^{shl} \leq Q_{u,ij,y,t,c}^{shl} - V^{qdr}_{u,t,c} b_{u,t,c}^{shl} \leq \bar{V}^2(1 - w_{ij,y,t})b_{ij,y,c}^{shl} \quad (18)$$

$$\forall u \in \Omega_b, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C | u = i \text{ o } u = j$$

$$w_{ij,y,t} \bar{V}^2 b_{ij,y,c}^{shl} \leq Q_{u,ij,y,t,c}^{shl} \leq w_{ij,y,t} \bar{V}^2 b_{ij,y,c}^{shl} \quad (19)$$

$$\forall u \in \Omega_b, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C | u = i \text{ o } u = j$$

En las restricciones (18) y (19) el efecto de agregar nuevas líneas al sistema existente que describe a los elementos en paralelo a las nuevas líneas.

$$\sum_{y \in Y} w_{ij,y,t} = 1 \quad (20)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T$$

$$\sum_{y \in Y} y \cdot w_{ij,y,t} \leq \bar{n}_{ij} \quad (21)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T$$

La restricción (20) establece que solo una configuración de las líneas y debe ser seleccionada en cada etapa t , mientras que la restricción (21) muestra la cantidad máxima de líneas que se pueden añadir en cada corredor ij .

$$\sum_{y \in Y} y \cdot w_{ij,y,t-1} \leq \sum_{y \in Y} y \cdot w_{ij,y,t} \quad (22)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T$$

La ecuación (22) establece que en cada etapa t debe haber al menos la misma cantidad de líneas que en la etapa anterior representada como $t - 1$.

$$-\bar{V}^2(1 - h_{i,r,t})B^{shc} \leq Q_{i,r,t,c}^{shc} - V^{qdr}_{i,t,c} B^{shc} \leq -\underline{V}^2(1 - h_{i,r,t})B^{shc} \quad (23)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall r \in R, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$h_{i,r,t}\underline{V}^2 B^{shc} \leq Q_{i,r,t,c}^{shc} \leq h_{i,r,t}\bar{V}^2 B^{shc} \quad (24)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall r \in R, \forall t \in T, \forall c \in C$$

De igual manera en las restricciones (23) y (24) se muestra el efecto de agregar nuevas fuentes de potencia reactiva en la red existente.

$$\sum_{r \in R} h_{i,r,t} \leq \bar{\eta}_i \quad (25)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall t \in T$$

$$h_{i,r,t} \leq h_{i,r-1,t} \quad (26)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall r \in R, \forall t \in T | r > 1$$

La restricción (25) establece el número máximo de suministros de potencia reactiva que se pueden agregar a la barra i , mientras que en la restricción (26) establece un orden de precedencia específico para incluir las fuentes.

$$h_{i,r,t-1} \leq h_{i,r,t} \quad (27)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall r \in R, \forall t \in T | r > 1$$

La ecuación (27) establece que si una fuente fue añadida en la etapa t esta no puede ser eliminada en la siguiente etapa $t + 1$.

$$0 \leq I_{ij,y,t,c}^{qdr} \leq w_{ij,y,t} I_{ij,y,c}^2 \quad (28)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,t,c}^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad (29)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$P_{ij,y,t,c}^2 + Q_{ij,y,t,c}^2 \leq w_{ij,y,t} \cdot S_{ij,y,c}^2 \quad (30)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T, \forall c \in C$$

En las restricciones de la (28)-(30) se establece la magnitud del flujo de corriente en corredor ij , la magnitud de voltaje mínima y máxima en cada barra i y el flujo de potencia aparente en el corredor ij .

$$\underline{P}_{i,t}^g \leq P_{i,t,c}^g \leq \bar{P}_{i,t}^g \quad (31)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall t \in T, \forall c \in C$$

$$\underline{Q}_{i,t}^g \leq Q_{i,t,c}^g \leq \bar{Q}_{i,t}^g \quad (32)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall t \in T, \forall c \in C$$

Las restricciones (31) y (32) muestran los límites de potencia activa y reactiva de los generadores en cada etapa.

$$-\bar{\theta} \leq \theta_{i,t,c} \leq \bar{\theta} \quad (33)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall t \in T, \forall c \in C$$

La restricción (33) establece el ángulo máximo de variación de voltaje en cada barra i para cada etapa.

$$\theta_{i,t,c} = 0 \quad (34)$$

$$\forall i \in \Omega_b | i = slack, \forall t \in T, \forall c \in C$$

La configuración de la restricción (34) requiere que el ángulo de fase de la barra de referencia sea de cero en cada una de las etapas.

$$w_{ij,y,t} \in \{0,1\} \quad (35)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T$$

$$h_{ij,r,t} \in \{0,1\} \quad (36)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall r \in R, \forall t \in T$$

Finalmente, el comportamiento de las variables binarias de $w_{ij,y,t}$ y $h_{ij,r,t}$ es expresado en las restricciones (35) y (36) mismas que ayudarán en la determinación de la construcción de nuevas líneas de transmisión y el añadir nuevas fuentes de potencia reactiva a la red existente [25].

El modelo empleado involucra el uso de variables binarias debido a la cantidad de opciones y restricciones que envuelve la planificación de la expansión de la transmisión (PET). Al ser un sistema que involucra cierto número de barras, se usa el modelo de programación lineal mixta (MILP) en el cual se considera ubicar las opciones de líneas en la PET para reducir el esfuerzo computacional que esto conlleva.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se introducen los resultados obtenidos al hacer la evaluación de las opciones de conexión entre subestaciones en el software AMPL, en la Tabla 11. se presentan los resultados de expansión de las nuevas líneas de transmisión donde se deben instalar dos líneas de transmisión entre S/E Coca Codo Sinclair y Mocoa para el tercer periodo t, una línea para la conexión entre las subestaciones Alférez y Coca Codo Sinclair en el segundo periodo, dos líneas de transmisión se deben de instalarse entre las subestaciones San Rafael y El Inga, mientras que por ultimo habría de añadir una línea de transmisión entre las subestaciones Piura y Pasaje.

Mientras que en la Tabla 12. se establecen las opciones óptimas de conexión de reactores de compensación en paralelo para las barras del sistema, donde se establece que debe hacerse la instalación de estos dispositivos, en la barra de Pasaje es necesaria la instalación de 2 compensadores en el primer periodo, en la barra de San Rafael se debe hacer la instalación de una unidad en el segundo periodo, en la barra de Tisaleo se deben instalar 2 unidades en el primer periodo, mientras que en la barra de Piura es necesaria la instalación de una única unidad en el segundo periodo.

Tabla 11. Alternativas óptimas de líneas de conexión

Ramal (i-j)	Cantidad	Periodo (1-2-3)
3-24 (CCS-500 – Mocoa-500)	2	3
23-3 (Alférez-500 – CCS-500)	1	2
17-8 (San_Rafael500-El_Inga500)	2	3
10-9 (Piura500 – Pasaje500)	1	1

El valor de la inversión en nuevas líneas considerando el modelo multietapa es de 371.21 unidades monetarias.

Tabla 12. Alternativas óptimas de compensación reactiva

Barra (i)	Cantidad	Periodo (1-2-3)
9 (Pasaje500)	2	1
16 (SanRafael230)	1	2
20 (Tisaleo230)	2	1
10 (Piura500)	1	2

El valor de la inversión en compensación en paralelo considerando el modelo multietapa es de 0.15 unidades monetarias.

En base a las hipótesis planteadas respecto al crecimiento de la demanda, aumento de la potencia activa y reactiva, además de las consideraciones enfocadas en los precios de los reactivos y de construcción de líneas en la red en extra alta transmisión, se obtuvieron los datos de las tablas anteriores con la aplicación del algoritmo con sistema multietapa donde se obtuvieron las opciones óptimas de construcción de nuevas líneas de transmisión y de instalación de reactivos para cada periodo que comprende cinco años en el futuro como es mencionado en el documento.

Haciendo las pruebas de flujo de potencia en el sistema inicial se ha obtenido un funcionamiento normal, sin embargo, a razón del crecimiento de la demanda y así mismo de la generación el sistema empieza a fallar ya que no se ejecuta el flujo de potencia del sistema y porque no cumple con los principios de la Ley de Kirchoff donde la generación debe ser igual a la demanda para poder compensar esta última.

Con lo que, al hacer la adición de las mejores alternativas de construcción de líneas y la compensación de reactivos en la red, se mantiene el principio de Kirchoff donde se obtiene el precio óptimo garantizando el funcionamiento de la red en cada uno de los periodos contemplados.

Al haber hecho las pruebas de funcionamiento del sistema con las alternativas óptimas de conexión y compensación, se logra cumplir con algunas de las opciones propuestas en el PME, donde se priorizan las conexiones con el sistema colombiano donde se logra un funcionamiento equilibrado al hacer la conexión de doble circuito de 500 KV con Mocoa, una sola línea de conexión con Alférez, la conexión de doble terna con San Rafael y El Inga. Por último, la conexión con el sistema peruano de la línea de Pasaje a Piura siendo todo este proceso de construcción llevado a cabo en un periodo total de 15 años donde se logra mantener un sistema estable y confiable.

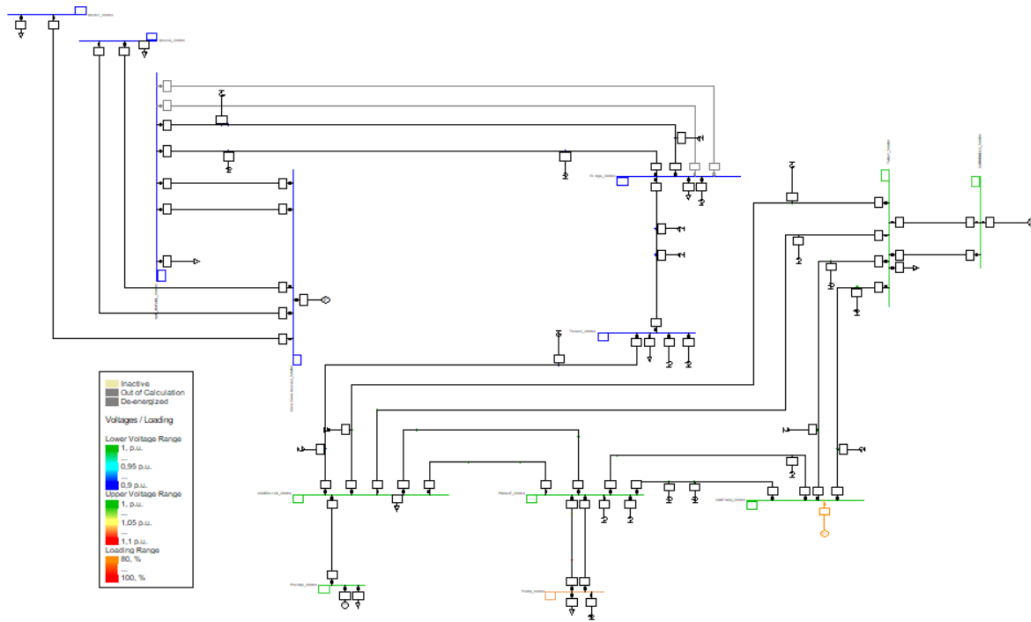


Fig. 17 Simulación de flujo de potencia en AC

En la presente gráfica se corre el flujo de potencia en el sistema en que son ya consideradas las alternativas óptimas de conexión y de instalación de reactivos, donde se cumple satisfactoriamente el funcionamiento de la red interconectada.

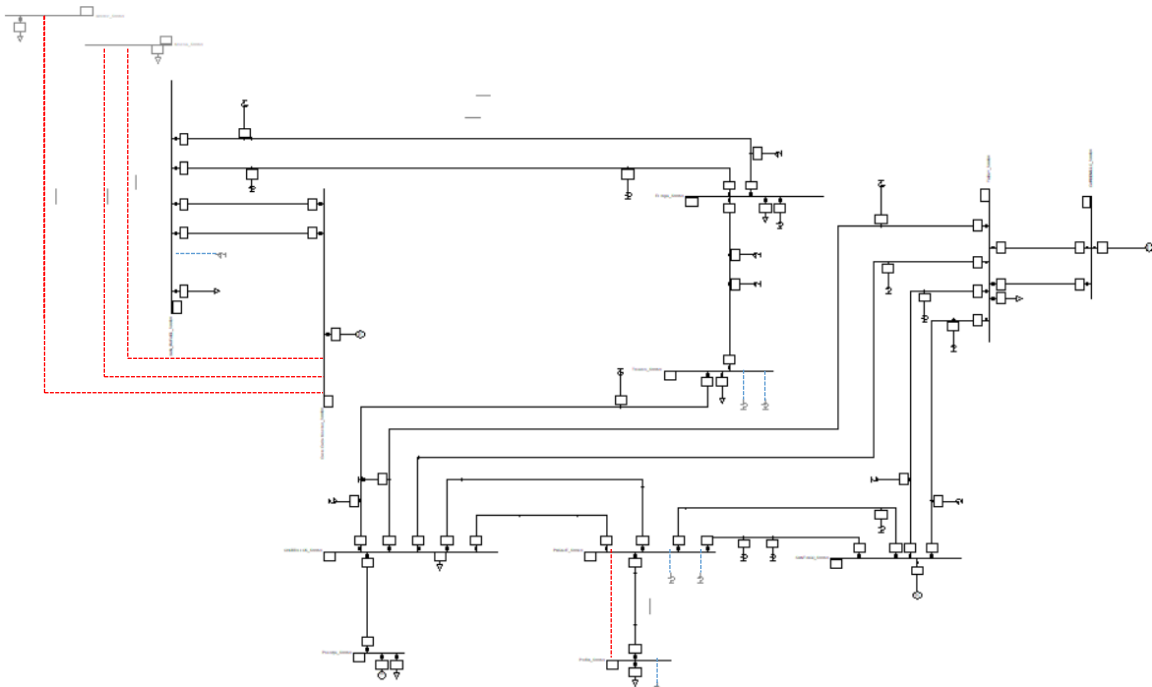


Fig. 18 Propuestas de conexión y adición de reactivos óptima en la última etapa de Planificación

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Con el planeamiento de las diferentes etapas de proyección, se presentaron las propuestas óptimas de conexión con Colombia y Perú, algunas de ellas basadas en los planes de interconexión del PME, COES y UPME. Desde el punto de vista económico se completó el objetivo de el plan de inversión en base a la selección de los puntos óptimos basados en el sistema multietapa t, donde por medio de la programación en el software AMPL se obtuvieron los resultados óptimos para el sistema de transmisión.

La técnica de programación en AMPL permite que se agregue una gran cantidad de restricciones que hace que el sistema se asemeje lo más posible a un sistema eléctrico de transmisión real.

Como base del plan de interconexión se desarrolló el esquema simplificado en Power Factory para el nivel de transmisión a 500 KV donde se demostró la mejora del sistema interconectado al realizar las modificaciones sugeridas por AMPL. Es por ello que a partir de la implementación de investigaciones como la presente se pueda llegar finalmente a la unión de las naciones andinas con la finalidad de que un día se pueda llevar a cabo el proceso de integración eléctrica regional que lleve a nuestra nación y a los países vecinos a contar con un sistema eléctrico estable que permita el desarrollo de la matriz industrial e investigación científica.

Finalmente podemos concluir en que el presente proyecto ha permitido comprobar que se pueden obtener las alternativas óptimas para la construcción de un sistema eléctrico de potencia donde su función objetivo se caracteriza por buscar el menor precio posible con las restricciones que adaptan a un modelo real de transmisión.

Recomendaciones

El estudio no contempla un análisis de estabilidad para lo cual se limita a un flujo de potencia óptimo dentro de los parámetros definidos inicialmente. Dentro de la complejidad del estudio se pueden modificar las restricciones para que se consideren variables dinámicas que permitan establecer un rango de solución aún óptimo. Se considera a la solución dentro del rango de soluciones locales, sin embargo, para soluciones globales se requieren más detalles de la red y complementos adicionales que mejoren la precisión de resultados.

La flexibilidad del modelo permite involucrar más variables de decisión tanto técnicas como económicas por lo que se recomienda tratar cada elemento a añadir dentro de las características de linealización que el modelo y el solucionador lo requiera.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. P. Alzamora, «Iniciativas Actuales de Integración Energética: Sistema de Intercoenxión Eléctrica Andina-Sinea,» *Revista CIER*, vol. 74, nº 20, p. 58, 2017.
- [2] Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables , «Plan maestro de electricidad,» *Plan maestro de electricidad*, vol. 1, nº 310, p. 390, 2018.
- [3] C. A. d. Naciones, «Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad,» de *Decisión 536*, Lima-Perú, 2002.
- [4] Naciones Unidas , «Objetivos de desarrollo Sostenible,» Naciones Unidas, 25 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: 5 Febrero 2023].
- [5] endesa, «endesa,» endesa, 29 julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/centrales-electricas/como-se-genera-electricidad>. [Último acceso: 2 noviembre 2022].
- [6] F. Jara, «scielo,» Universidad Nacional de Ingeniería , 5 Marzo 2020. [En línea]. Available: http://www.scielo.org.pe/scielo.php?pid=S2309-04132021000200073&script=sci_arttext. [Último acceso: 2 noviembre 2022].
- [7] CENACE, «Plan de Expansión de la Transmisión,» *Plan Maestro de Electricidad* , vol. 1, nº 7, p. 39, 2021.
- [8] J. C. M. Phd., «Consideracion Generales en la Operación de las Líneas Aéreas de transmisión,» Universidad de los Andes , Bogotá .
- [9] J. P. R. Barrera, «Modelamiento y simulacion de dispositivos facts para estudios electricos de estado estable,» Trabajo de fin de máster , Medellín , 2008.
- [10] IBM, «IBM,» ILOG CPLEX Optimization Studio, 5 Marzo 2012. [En línea]. Available: <https://www.ibm.com/docs/es/icos/12.9.0?topic=programming-what-is-mixed-integer-linear>. [Último acceso: 5 Febrero 2023].
- [11] G. C. O. M. P. S. G. L. Bahiense, «Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, nº 3, pp. 560-565, 2001.
- [12] L. D. F. S. D. s. R. Romero, «A search Space Reduction Strategy and Mathematical Model for Multistage Transmission Expansion Planning with N-1 security Constraints,» de *Simposio Brasileiro de Sistemas Eléctricos (SBSE)*, Niteroi, 2018.
- [13] G. P. M. T. S. F. J. U. W.PGuamán, «Optimal dynamic reactive power compensation planning in power systems,» Guayaquil, 2021.
- [14] M. A. Torres, «A Novel Strategy for the electric power transmission network expansion planning using a mixed integer linear AC Model, Ph.D. dissertation,» vol. 1, 2019.
- [15] S. d. c. p. e. d. d. Anteporyecto, *Interconexión en 500 KV Ecuador-Perú*, Perú, 2014.
- [16] M. d. E. y. Minas, *635 kilómetros de líneas de transmisión permitirán la interconexión eléctrica Ecuador – Perú*, p. 1, 13 Abril 2022.
- [17] COES, «Equivalente Externo del Sistema Ecuador-Colombia para la Interconexión Ecuador-Perú 500 KV,» Lima, 2021.
- [18] C. Ordoudis, P. Pinson, J. M. Morales González y M. Zugno, « DTU library,» 2016. [En línea]. Available: orbit.dtu.dk. [Último acceso: 30 Enero 2023].
- [19] D. T.-A. S. D. A. B. S. Wogrin, «sciencedirect,» 15 diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261920313842#:~:text=A>

- n%20illustrative%20case%20study%20underlines,to%20reach%20established%20policy%20goals.. [Último acceso: 15 diciembre 2022].
- [20] Osinergmin, «cdn,» septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/860638/Osinergmin-0482-2017-GRT-IT.pdf.pdf>. [Último acceso: 15 enero 2023].
- [21] S. d. C. p. l. f. d. l. diseños, «Suministro y construcción de sistemas de transmisión extra alta tensión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV,» Quito, 2014.
- [22] CELEC, «CELEC,» 10 febrero 2017. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/18-institucional/contenido-documentos/269-nueva-autopista>. [Último acceso: noviembre 2022].
- [23] U. d. P. M. E. UPME, «Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión,» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2020-2034.
- [24] C. Dirección de planificación de transmisión, «Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN,» INFORME COES/DP-01-2021, Lima, 2021.
- [25] C. C. M. J. R. M. TORRES, «A Search Space Reduction Strategy within the MILP Branch Flow Model for Concurrent AC Multistage Transmission Expansion and Reactive Power Planning,» *North American Power Symposium*, 2018.
- [26] CONELEC, «Regulación No. CONELEC 003/11,» 6 febrero 2009. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-003-11-Plazos1.pdf>. [Último acceso: 10 enero 2023].

APÉNDICES

Descripción	En Ejecución (MUSD)	Con Financiamiento (MUSD)	Gestión de Financiamiento (MUSD)	Total (MUSD)
Corto Plazo	216,85	351,51	413,26	981,62
Fiscales	2,89	-	-	2,89
EXIM BANK	57,96	-	-	57,96
Tarifa	4,42	16,78	-	21,20
BID FASE II	82,70	-	-	82,70
BID FASE III	68,88	6,31	-	75,18
BID FASE V	-	167,79	-	167,79
BID FASE VI	-	72,84	-	72,84
CAF	-	87,80	-	87,80
En Gestión	-	-	413,26	413,26
Largo Plazo	-	-	811,47	811,47
En Gestión	-	-	811,47	811,47
TOTAL	216,85	351,51	1.224,74	1.793,09

Fig. 19 Plan de Expansión de Transmisión 2018-2027 en millones de dólares

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto (1)	Total (MUSD)
Zona Sur-occidental	1er sem 2024	Gestión de Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
	1er sem 2025		Subestación Orquídeas, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
Zona Sur-oriental			Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Taday 230 kV	22,99
	2do sem 2025		Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, segundo circuito	7,54
Zona Nacional	1er sem 2023		Sistema de Transmisión Ecuador - Perú 500 kV	256,13
	2do sem 2026		Sistema de Transmisión Santiago 500kV (2400MW)	516,25
Total				811,47

Fig. 20 Sistemas/Proyectos a Largo Plazo en millones de dólares

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

Tabla 13. Tramos de conexión y características de conductor por nivel de voltaje

Barras y nivel de tensión	Longitud	Conductor de Fase		Amperaje del conductor [A]
		Tipo	Calibre	
Cardenillo 230 - Taday 230	40,95	ACAR	2x1100	1061
Cardenillo 230 - Cardenillo 13,8	1	ACSR	636	818
CCS 500 - CCS 13,8	1	ACSR	636	818
CCS 500 - San Rafael 500	8,3	ACAR	2x1100	1061
Chorrillos 500 - Chorrillos 230	1	ACSR	3x1113	1114
Chorrillos 500 - Posorja 500	90,26	ACAR	1100	1061
Chorrillos 500 - Pasaje 500	0,752	ACAR	1100	1061
Chorrillos 500 - Tisaleo 500	200	ACAR	1100	1061
Chorrillos 500 - Taday 500	180,32	ACAR	2x1100	1061
El Inga 230 - El Inga 500	1	ACAR	3x1100	1061
El Inga 500 - San Rafael 500	123,9	ACAR	2x1100	1061
El Inga 500 - Tisaleo 500	149,3	ACAR	1100	1061
Pasaje 500 - Piura 500	337,3	ACAR	1100	1061
Pasaje 500 - Santiago 500	180	ACAR	2x1100	1061
Posorja 500 - Posorja 230	1	ACAR	2x1100	1061
Santiago 500 - Taday 500	90,27	ACAR	2x1100	1061
Santiago 500 - Santiago 13,8	1	ACSR	636	818
San Rafael 230 - San Rafael 500	1	ACAR	2x1100	1061
Taday 230 - Taday 500	1	ACAR	3x1100	1061
Tisaleo 230 - Tisaleo 500	1	ACAR	1100	1061
CCS 500 - Jamondino 500	164	ACAR	1100	1061
CCS 500 - Alferez 500	409,77	ACAR	1100	1061
Cardenillo 13,8 - Mocoa 500	183,67	ACAR	1100	1061

Año	Potencia Máx (GW)	Δ%
2011	3052,3	--
2012	3206,73	5,1%
2013	3332,49	3,9%
2014	3502,64	5,1%
2015	3669,58	4,8%
2016	3669,58	0,0%
2017	3745,77	2,1%
2018	3905,45	4,3%
2019	3953,33	1,2%
2020	4089,12	3,4%
2021	4207,83	2,9%
	Promedio	3,3%

Fig. 21 Evolución de la demanda máxima en Ecuador (MW)

Fuente: Análisis de Costos

ANEXO 3.8								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.463				6,0
2002				10.899				4,2
2003				11.506				5,6
2004				12.306				7,0
2005				13.057				6,1
2006				13.791				5,6
2007				14.428				4,6
2008				15.260				5,8
2009				15.979				4,7
2010				16.824				5,3
2011				17.883				6,3
2012				18.721				4,7
2013				19.538				4,4
2014				20.928				7,1
2015				21.995				5,1
2016				21.555				-2,0
2017				22.452				4,2
2018				23.241				3,5
2019	24.680	25.395	26.007		6,2	9,3	11,9	
2020	26.119	27.244	28.248		5,8	7,3	8,6	
2021	27.444	29.020	30.472		5,1	6,5	7,9	
2022	28.617	30.712	32.682		4,3	5,8	7,3	
2023	29.717	32.380	34.940		3,8	5,4	6,9	
2024	30.791	34.076	37.304		3,6	5,2	6,8	
2025	32.031	35.997	39.981		4,0	5,6	7,2	
2026	33.296	37.971	42.804		4,0	5,5	7,1	
2027	34.580	40.028	45.819		3,9	5,4	7,0	
Crec. 2018-2027	4,51%	6,23%	7,83%					

Fig. 22 Previsión de la demanda anual de Energía Eléctrica en barras de subestaciones de entrega del SIN

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

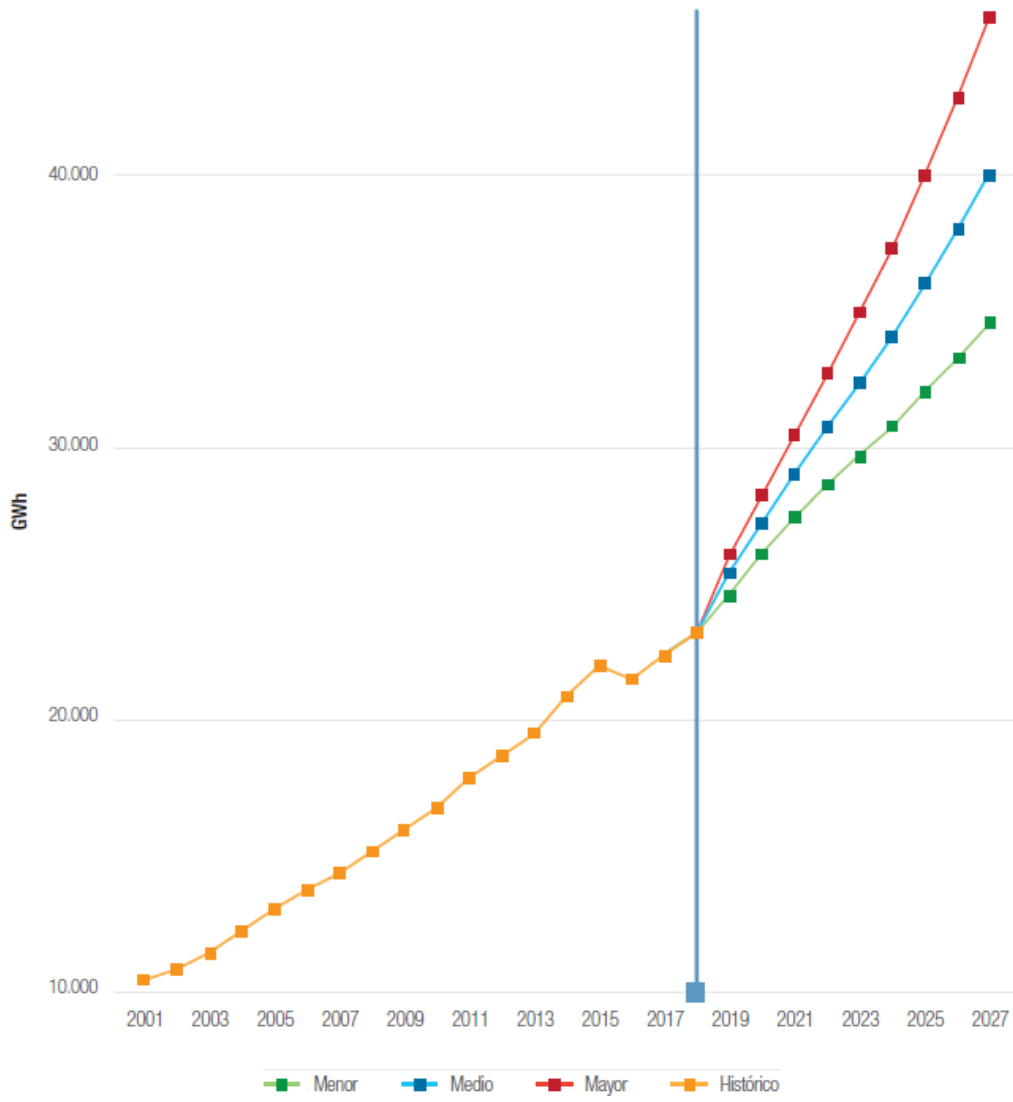


Fig. 23 Previsión de la demanda

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

ANEXO 3.9								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013				3.240				1,4
2014				3.484				7,5
2015				3.646				4,7
2016				3.532				-3,1
2017				3.635				2,9
2018				3.827				5,3
2019	3.938	4.045	4.134		2,9	5,7	8,0	
2020	4.164	4.333	4.479		5,7	7,1	8,4	
2021	4.358	4.595	4.806		4,7	6,0	7,3	
2022	4.528	4.842	5.128		3,9	5,4	6,7	
2023	4.688	5.087	5.458		3,5	5,0	6,4	
2024	4.843	5.335	5.802		3,3	4,9	6,3	
2025	5.021	5.614	6.190		3,7	5,2	6,7	
2026	5.203	5.899	6.596		3,6	5,1	6,6	
2027	5.387	6.196	7.030		3,5	5,0	6,6	
Crec. 2018-2027	3,87%	5,50%	6,99%					

Fig. 24 Previsión de la demanda anual de Potencia Eléctrica en Barras de Subestaciones de entrega del SIN

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

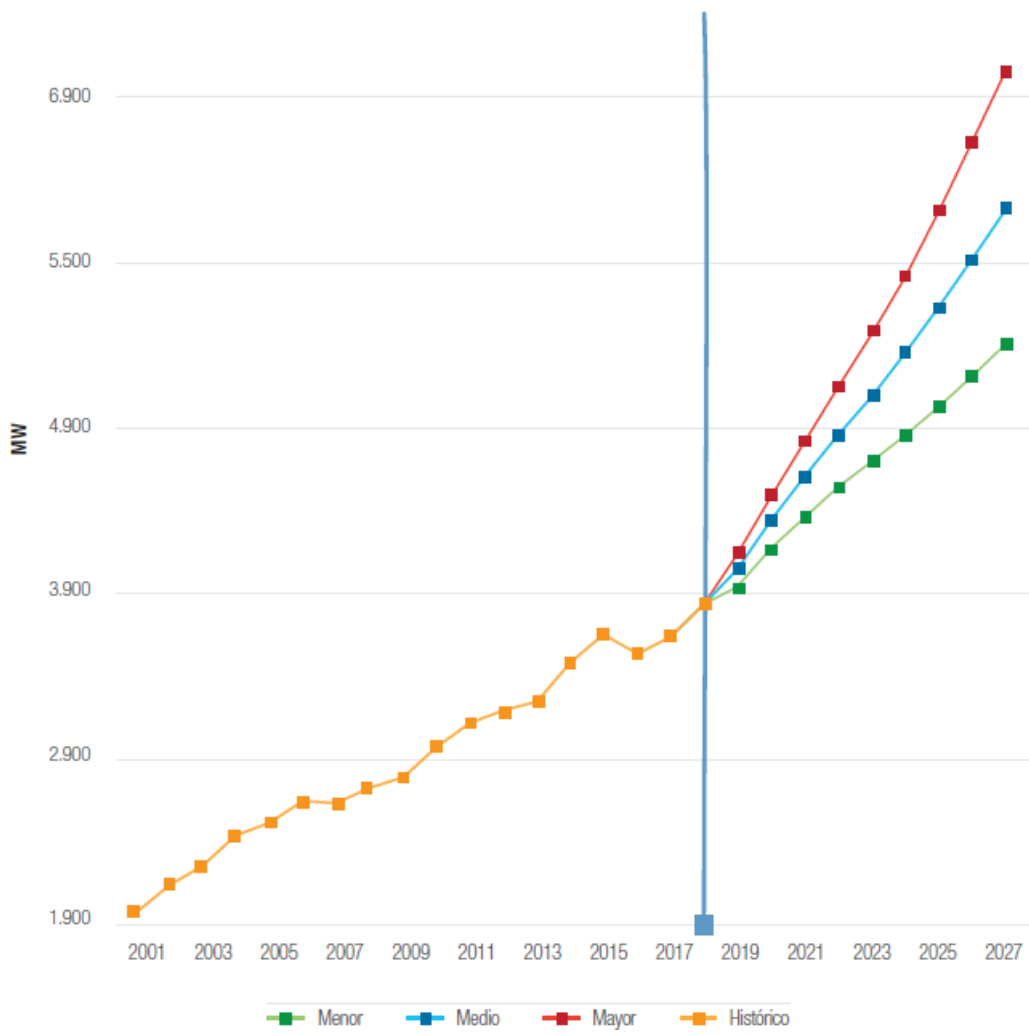


Fig. 25 Gráfica de la previsión de la demanda de 2018-2027

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

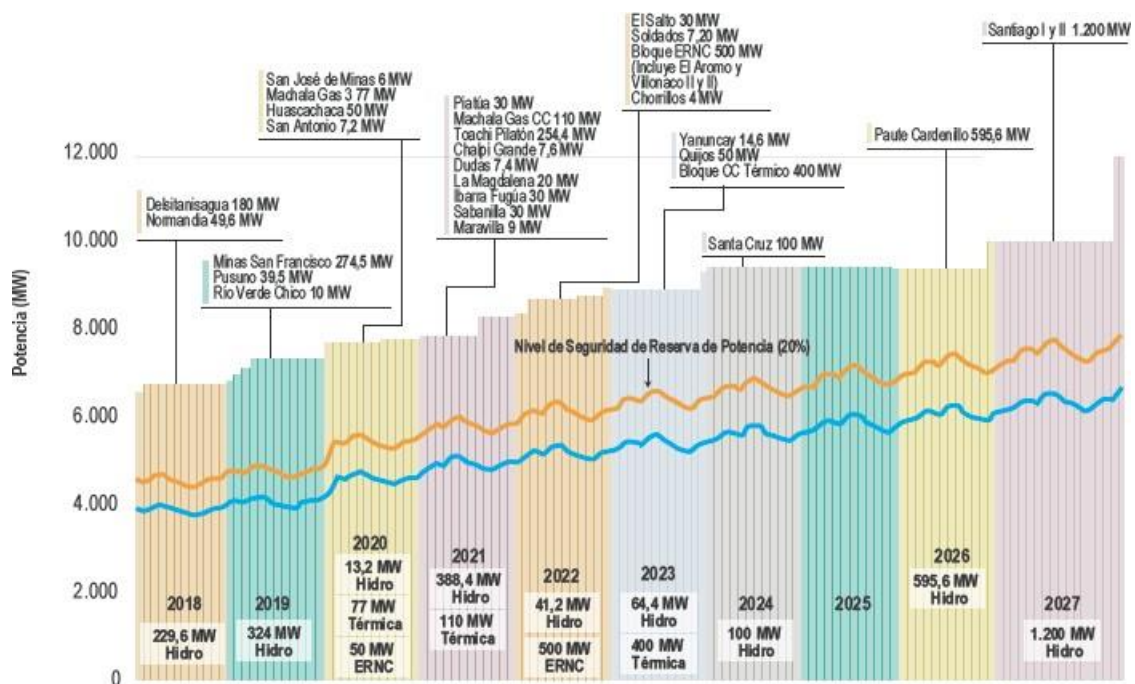


Fig. 26 Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SIN

Fuente: Plan Maestro de Electricidad