



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE ECUADOR Y PERÚ MEDIANTE UNA LINEA
DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 500 [KV]”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

CALDERÓN TORRES KEVIN BRIAN

GARCÉS MURILLO JONATHAN HENRY

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2019

AGRADECIMIENTOS

Nuestro más sincero agradecimiento a la ESPOL, por acogernos en nuestra etapa de estudiantes y a todos los colaboradores que formaron parte de este proceso de forma directa o indirecta, que gracias a ustedes hemos hecho posible este trabajo, en especial al PH.D. Cristóbal Mera, que fue nuestro docente y aportó con su conocimiento y experiencia a nuestro aprendizaje en la carrera y al MSc. Iván Endara, por su paciencia, tiempo y ayuda brindada para el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

A mis padres Henry Garcés y Gladys Murillo, que me han acompañado en esta travesía motivándome en momentos difíciles, ayudándome a continuar en la carrera. Todas sus enseñanzas, cariño y apoyo incondicional al estudio hicieron posible que logara culminar este proyecto y cumplir otros sueños.

A mi hermano Bryan Garcés, por sus consejos que fueron esenciales en el avance de mi vida universitaria y mi hermana Vanessa Garcés por tener fe, reflejándose en abrazos y afectos que me ayudaban en momentos complicados.

A mis amigos Walter Mariscal, Tom Jiménez, Kevin Calderón, Nathalie Ramírez, Dietmar Sánchez, Francisco Torres y compañeros de la carrera que en el transcurso del camino se convirtieron en mis amigos, hicieron que el camino sea más ameno ante proyectos y exámenes.

Jonathan

A mis padres, Plutarco y Mary, que me han inculcado valores y principios, me dan su amor incondicional y me han acompañado en todas las etapas de mi vida apoyándome a cumplir sueños y metas.

A mis hermanos, Miguel y Karen, por la confianza y la fe en mis capacidades.

A mi novia, María Fernanda, que me ha motivado en mis últimos años universitarios a no rendirme ante las dificultades.

A mis amigos, Liz, Rosita, Soledad, Steven, Jonathan y Andrés, con quienes compartí las últimas materias de la carrera con días, tardes y noches haciendo deberes y proyectos, también vivimos momentos de risas, diversión y deporte.

Kevin

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y 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"

Kevin Brian Calderón
Torres

Jonathan Henry Garcés
Murillo

RESUMEN

Ecuador es un país con abundantes recursos energéticos disponibles y en sus planes de expansión eléctrica se describen especialmente proyectos de generación y transmisión que fomentan la exportación de energía eléctrica a países vecinos.

En el presente trabajo se muestra el diseño de una línea de transmisión a un nivel de tensión de 500 [KV] que interconecta los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú.

Se plantearon tres posibles interconexiones: Interconexión Chorrillos – Piura (AC/DC), Interconexión Pasaje – Piura y la Interconexión Zamora – Piura, tomando en cuenta los planes de expansión eléctrica al año 2020 y 2024 de ambos países y con la ayuda de un software especializado se realizó la reducción del sistema eléctrico de Perú en la Subestación Piura para poder interconectarla con el sistema eléctrico de Ecuador. De estas interconexiones se analizaron las curvas de potencia reactiva versus voltaje para el dimensionamiento de la compensación de reactivos en la línea de transmisión y en las barras, se identificó los efectos en el sistema eléctrico ecuatoriano ante posibles contingencias, y mediante el análisis de las curvas de potencia activa versus voltaje se determina la máxima carga que Ecuador puede suplir a Perú sin perder estabilidad de voltaje.

Como conclusión se determinó que la interconexión entre Pasaje y Piura es la mejor opción desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje, ya que permite mayor aumento de carga en el sistema eléctrico de Perú sin que los niveles de tensión en la barra de interconexión excedan la tolerancia de $\pm 5\%$.

palabras clave: KV, AC, DC, voltaje, tensión, línea de transmisión, subestación, potencia activa, potencia reactiva, estabilidad de voltaje, barras, HVDC

ABSTRACT

Ecuador is a country with energy resources available and in the electric expansion plans, generation and transmission projects that encourage the export of energy to bordering countries. In this paper we show the design of a transmission line at voltage level of 500 [KV] that interconnects the electrical systems of Ecuador and Peru.

Three possible interconnections were proposed: Chorrillos - Piura Interconnection (AC / DC), Pas aje - Piura Interconnection and Zamora - Piura Interconnection, where it is included electric expansion plans for 2020 and 2024 of both countries. Using a specialized software, the reduction of the electrical system of Peru in the Piura Substation was carried out to interconnect it with the electrical system of Ecuador. From these interconnections the reactive power versus voltage curves were analysed for the dimensioning of the reactive compensation in the transmission line and on the busbars. The effects on the Ecuadorian electrical system were identified with possible contingencies and based on the analysis of the curves of active power versus voltage the maximum load that Ecuador can supply Peru without losing voltage stability is determined.

In conclusion, it was determined that the interconnection between Passage and Piura is the best option from the point of view of voltage stability since it allows a greater increase in the load in the electrical system of Peru without the voltage levels in the interconnection bar exceeding tolerance of + -5%.

Keywords: KV, AC, DC, voltage, transmission line, substation, active power, reactive power, voltage stability, busbars, HVDC

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	3
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XI
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Marco Teórico.....	4
1.3.1 Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador.	4
1.3.2 Interconexión de dos sistemas eléctricos de potencia.	5
1.3.3 Transferencia de potencia en una línea de transmisión.	6
1.3.4 Estabilidad de los Sistemas de Potencia.....	13
1.3.5 Sistema de transmisión HVDC.....	22
CAPÍTULO 2.....	30
2. Metodología	30
2.1 Adaptación de los modelos del SNI y SEIN.....	31
2.1.1 Escenario año 2020.	31

2.1.2	Escenario año 2024.	32
2.1.3	Red equivalente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú.	33
2.2	Interconexión	39
2.2.1	Caso de estudio de Interconexión Chorrillos – Piura (2020)	41
2.2.2	Caso de estudio de Interconexión Chorrillos – Piura (2020) [HVDC]	42
2.2.3	Caso de estudio de Interconexión Chorrillos – Piura (2024)	43
2.2.4	Caso de estudio de Interconexión Pasaje – Piura (2024)	44
2.2.5	Caso de estudio de Interconexión Zamora – Piura (2024)	45
2.3	Curvas QV	46
2.4	Contingencias	47
2.5	Curvas PV	48
CAPÍTULO 3		49
3.	ANÁLISIS DE Resultados	49
3.1	Caso de estudio interconexión Chorrillos – Piura	49
	Año 202049	
3.1.1	Dimensionamiento de compensación en la línea.	49
3.1.2	Dimensionamiento de compensación en la barra.	52
3.1.3	Balance del sistema.	53
3.1.4	Contingencias en el SNI.	54
3.1.5	Resultados del flujo de potencia.	55
3.1.6	Máxima transferencia de potencia en la línea.	56
3.1.7	Dimensionamiento de compensación en la línea.	57
3.1.8	Dimensionamiento de compensación en la barra.	59
3.1.9	Balance del sistema.	60
3.1.10	Contingencias en el SIN.	61

3.1.11	Resultados del flujo de potencia.	62
3.1.12	Máxima transferencia de potencia en la línea.	63
3.2	Caso de estudio interconexión Pasaje – Piura	64
3.2.1	Dimensionamiento de compensación en la línea.	64
3.2.2	Dimensionamiento de compensación en la barra.	66
3.2.3	Balance del sistema.	68
3.2.4	Contingencias en el SIN.....	68
3.2.5	Resultados del flujo de potencia.	69
3.2.6	Máxima transferencia de potencia en la línea.	70
3.3	Caso de estudio interconexión Zamora – Piura	71
3.3.1	Dimensionamiento de compensación en la línea.	71
3.3.2	Dimensionamiento de compensación en la barra.	73
3.3.3	Balance del sistema.	75
3.3.4	Contingencias en el SIN.....	75
3.3.5	Resultados del flujo de potencia.	77
3.3.6	Máxima transferencia de potencia en la línea.	78
Conclusiones Y RECOMENDACIONES		79
Conclusiones		79
Recomendaciones		80
BIBLIOGRAFÍA.....		81

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
S/E	Subestación
HVDC	High Voltage Direct Current
HVAC	High Voltage Alternating Current
PV	Potencia activa versus Voltaje
QV	Potencia reactiva versus Voltaje

SIMBOLOGÍA

V	Voltios
KV	Kilovoltios
A	Amperios
KA	Kiloamperios
MW	Megavatios
MVAR	Mega voltamperios reactivos
MVA	Mega Voltamperios
Ohm	Ohmios
Hz	Hertz
m	metros
Km	Kilómetros
°	Grados

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Sistema Nacional de Transmisión, implementación de línea de 500 [KV]. [2]	5
.....	
<i>Figura 1.2. (a) Diagrama de un circuito por fase para una línea corta</i>	7
<i>Figura 1.3. Diagrama de círculos para la potencia emisora y receptora a través de una línea de transmisión. [3]</i>	11
<i>Figura 1.4. Mapa de la clasificación de la estabilidad.</i>	14
<i>Figura 1.5. Esquema de generador, línea y carga. [1]</i>	15
<i>Figura 1.6. Voltaje, corriente y potencia en función de la carga. [1]</i>	17
<i>Figura 1.7. Curvas de Potencia vs Voltaje a diferentes factores de potencia. [1]</i>	18
<i>Figura 1.8. Curvas de Potencia reactiva vs Voltaje con diferentes relaciones de PRPmax [1]</i>	21
Figura 1.9. Sistema de transmisión DC fundamental [5].....	22
Figura 1.10. Punto de operación de la línea de transmisión en potencia nominal [5]	23
<i>Figura 1.11. Punto de operación cuando la línea suministra 20% de potencia nominal. [5]</i>	24
<i>Figura 1.12. Cambio del punto de operación cuando E1 se reduce drásticamente [5]</i>	25
.....	
<i>Figura 1.13. Corriente de cortocircuito en el momento de falla de un sistema HVDC. [5]</i>	26
.....	
<i>Figura 1.14 Línea bipolar que transmite potencia de la red 1 a la red 2. [5]</i>	26
<i>Figura 1.15. Conexión de dos sistemas de potencia. [6]</i>	27
<i>Figura 1.16. Capacidad de transporte MW vs Longitud de la línea de transmisión para AC y DC. [7]</i>	28
<i>Figura 1.17. Distribución de costo en función a la distancia. [8]</i>	29
<i>Figura 2.1. Casos de estudio.</i>	30
<i>Figura 2.2. Metodología para el análisis de casos de estudio.</i>	33
<i>Figura 2.3. Definición de límites en la barra PIURA500.</i>	34
<i>Figura 2.4. Ventana de configuración de los límites en la barra PIURA 500.</i>	35
<i>Figura 2.5. Ventana de configuración “Network Reduction”.</i>	35
<i>Figura 2.6. Red equivalente de PERU.</i>	36

<i>Figura 2.7. Recorrido aproximado entre la subestación Chorrillo (Ecuador) y Piura (Perú).</i>	40
<i>Figura 2.8. Recorrido aproximado entre la subestación Pasaje (Ecuador) y Piura (Perú).</i>	41
<i>Figura 2.9. Recorrido aproximado entre la subestación Zamora (Ecuador) y Piura (Perú).</i>	41
<i>Figura 2.10. Línea de interconexión Chorrillos – Piura año 2020.</i>	42
<i>Figura 2.11. Línea de interconexión Chorrillos – Piura [HVDC]</i>	43
<i>Figura 2.12. Línea de interconexión Chorrillos 500 [KV] – Piura 500 [KV] año 2024.</i> 44	
<i>Figura 2.13. Línea de interconexión Pasaje 500 [KV] – Piura 500 [KV] año 2024.</i>	45
<i>Figura 2.14. Línea de interconexión Zamora 500 [KV] y Piura 500 [KV]</i>	46
<i>Figura 2.15. Reactores utilizados para la compensación de la línea.</i>	47
<i>Figura 2.16. Ventana de configuración de casos de contingencia.</i>	48
<i>Figura 3.1. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Piura]</i>	50
<i>Figura 3.2. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Chorrillos]</i>	51
<i>Figura 3.3. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Chorrillos]</i>	52
<i>Figura 3.4. Curva QV Barra Chorrillos 500 [caso Chorrillos -Piura (2020)].</i>	53
<i>Figura 3.5. Flujo de potencia en interconexión Chorrillos – Piura.</i>	55
<i>Figura 3.6. Curva PV de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Piura]</i>	56
<i>Figura 3.7 Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2024) [lado de Piura]</i>	57
<i>Figura 3.8. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2024) [lado de Chorrillos]</i>	58
<i>Figura 3.9 Curva QV para compensación de la Barra Piura 500 [KV] año 2024.</i>	59
<i>Figura 3.10. Curva QV para compensación de la Barra Chorrillos 500 [KV] año 2024.</i>	60
<i>Figura 3.11 Flujo de potencia en interconexión Chorrillos- Piura 500 [KV]</i>	62
<i>Figura 3.12 Curva PV de línea Pasaje - Piura [lado de Piura]</i>	63
<i>Figura 3.13 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV].</i>	64

Figura 3.14 Gráfica QV de la Barra Pasaje 500 [KV]	65
Figura 3.15 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV].....	66
Figura 3.16 Curva QV de la Barra Pasaje 500 [KV]	67
Figura 3.17 Flujo de potencia en interconexión Pasaje – Piura	69
Figura 3.18. Curva PV de línea Pasaje - Piura [lado de Piura]	70
Figura 3.19 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV].....	71
Figura 3.20 Curva QV de la Barra Zamora	72
Figura 3.21 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV].....	73
Figura 3.22 Curva QV de la Barra Zamora 500 [KV].....	74
Figura 3.23 Flujo de potencia en interconexión Zamora – Piura.....	77
Figura 3.24 <i>Curva PV de línea Zamora - Piura [lado de Piura]</i>	78

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1 Valores de la impedancia común</i>	36
<i>Tabla 2.2 Valores de la fuente equivalente en la barra Piura 500 [KV]</i>	37
<i>Tabla 2.3 Valores de la fuente equivalente de la barra Carmi 220 [KV]</i>	37
<i>Tabla 2.4 Valores de la impedancia común</i>	38
<i>Tabla 2.5 Valores de la fuente equivalente en la Barra Piura 500 [KV]</i>	38
<i>Tabla 2.6 Valores de la fuente equivalente en la Barra Carmi 220 [KV]</i>	39
<i>Tabla 3.1. Compensadores reactivos en la línea de transmisión</i>	51
<i>Tabla 3.2. Compensadores en barra, caso de estudio Chorrillos – Piura (2020)</i>	53
<i>Tabla 3.3. Balance del sistema SIN, caso Chorrillos – Piura</i>	54
<i>Tabla 3.4. Contingencias, caso de estudio Chorrillos – Piura (2020)</i>	55
<i>Tabla 3.5. Parámetros de la línea de transmisión Caso Chorrillos – Piura (2020)</i>	56
<i>Tabla 3.6. Compensadores en barra, caso de estudio Chorrillos- Piura (2024)</i>	58
<i>Tabla 3.7 Compensadores en barra, caso de estudio Chorrillos – Piura (2024)</i>	60
<i>Tabla 3.8. Balance del sistema SIN, caso Chorrillos – Piura</i>	60
<i>Tabla 3.9. Contingencias, caso de estudio Chorrillos – Piura (2020)</i>	61
<i>Tabla 3.10 Parámetros de la línea de transmisión Caso Pasaje – Piura</i>	62
<i>Tabla 3.11 Compensadores en la línea Pasaje – Piura 500 [KV]</i>	65
<i>Tabla 3.12 Compensadores para las barras de Piura 500 [KV] y Pasaje [KV]</i>	67
<i>Tabla 3.13 Balance del SIN, caso Pasaje 500 [KV] y Piura 500 [KV]</i>	68
<i>Tabla 3.14 Contingencias en el SNI (Caso Pasaje-Piura)</i>	69
<i>Tabla 3.15 Parámetros de la línea de transmisión Caso Pasaje – Piura</i>	70
<i>Tabla 3.16 Compensadores en la línea Zamora – Piura 500 [KV]</i>	72
<i>Tabla 3.17 Compensadores para las barras de Piura 500 [KV] y Pasaje [KV]</i>	74
<i>Tabla 3.18 Balance del SIN, caso Zamora 500 [KV] y Piura 500 [KV]</i>	75
<i>Tabla 3.19 Contingencias en el SNI (Caso Zamora-Piura)</i>	76
<i>Tabla 3.20 Parámetros de la línea de transmisión Caso Pasaje – Piura</i>	77

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Ecuador es un país en vías de desarrollo, cada día crece la población y las industrias en el país, así también, la demanda de energía eléctrica va aumentando constantemente, es por esto que cada vez más se desarrollan nuevos proyectos de centrales de generación eléctrica que nos ha permitido no solo satisfacer la demanda, sino que, además ser un país capaz de exportar energía eléctrica a los países vecinos, como, Colombia y Perú; Así también se han adoptado nuevas tecnologías, como la línea de transmisión a 500 [KV].

En los sistemas eléctricos de varios países de Sudamericanos cuentan con líneas de transmisión con un nivel de tensión de 500 [KV] y existen proyectos que plantean la interconexión de toda Sudamérica a nivel de 500 [KV] para formar una gran red eléctrica estable y confiable, por lo que en el presente trabajo se plantea el diseño de una línea de transmisión a nivel de 500 [KV] que permita interconectar los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú a ese nivel de tensión, se tomó en cuenta los planes de expansión eléctrica de ambos países al año 2020 y 2024, ya que para estos años se prevén cambios importantes de los sistemas eléctricos.

Para esto se consideraron tres escenarios de posibles interconexiones: Interconexión Chorrillos – Piura (AC/DC), Interconexión Pasaje – Piura y la Interconexión Zamora – Piura.

Para el diseño de una línea de transmisión se necesitan varios estudios, uno de ellos es el estudio de la estabilidad de voltaje que es en el cual se basa este proyecto, mediante la interpretación de las curvas de potencia reactiva versus voltaje y la potencia activa versus voltaje, se determinó la compensación reactiva de la interconexión y la máxima transferencia de potencia lo cual se detalla más adelante en los siguientes capítulos.

1.1 Descripción del problema

El proyecto SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) es un proyecto que plantea la interconexión de varios países sudamericanos a nivel de 500 [KV], entre ellos se encuentran Ecuador y Perú, los cuales ya han empezado por implementar en sus redes líneas de transmisión a 500 [KV]. En Ecuador hasta el 2019 estas líneas de transmisión pasan por las subestaciones San Rafael, El Inga, Tisaleo y Chorrillos. Para el año 2020 se espera en Perú contar con la subestación Piura a nivel de 500 [KV], mientras que el en año 2024 Ecuador planea expandir su red de 500 [KV] desde la Subestación Chorrillos hasta la subestación Pasaje y desde la subestación Pasaje hasta la subestación Zamora y en el norte de Perú se planea implementar varios proyectos mineros que demandarían 400 [MW] aproximadamente.

Se plantea realizar la interconexión mediante una línea de transmisión a 500[KV] analizando varias opciones y evaluarlas desde el punto de estabilidad de voltaje y potencia transferida

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Diseñar una línea de transmisión de interconexión de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú para el análisis de estabilidad de voltaje de las principales barras del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Simular la interconexión de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú mediante una línea de transmisión a nivel de 500 [KV] utilizando un software especializado, estimando la cantidad energía que Ecuador puede exportar a Perú sin que presente disturbios que afecten al Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador.
- Realizar la simulación de contingencias en la línea de transmisión para la determinación de criterios de desconexión de áreas.

- Comparar alternativas (HVDC Y HVAC) que se pueden utilizar en la interconexión de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú para un análisis técnico.

1.3 Marco Teórico

1.3.1 Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador.

Actualmente la central con mayor capacidad de generación en el Ecuador es Coca Codo Sinclair mientras que las principales cargas se encuentran en Guayaquil y Quito, siendo estas las de mayor demanda. Para poder transmitir toda esa potencia, desde las centrales de generación hasta los puntos de carga, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador cuenta con un adecuado sistema de transmisión conformado principalmente por un anillo a nivel de 230 [KV] con líneas a doble circuito que pasan por las siguientes subestaciones:

- S/E Santo Domingo
- S/E Santa Rosa
- S/E Totoras
- S/E Riobamba
- S/E Taday
- S/E Molino
- S/E Zhoray
- S/E Milagro
- S/E Dos cerritos
- S/E Pascuales
- S/E Chorrillos
- S/E Quevedo
- S/E Baba

Adicionalmente la interconexión en la frontera norte con Colombia (Tramo Pomasqui - Jamondino, 230 [KV]) y en la frontera sur con Perú (Tramo Machala - Zorritos, 230 [KV]). [1]

Con la construcción de nuevas obras en el país, principalmente centrales generadoras de gran capacidad, como Coca Codo Sinclair y Sopladora, se realizó el proyecto de la línea de 500 [KV] para poder evacuar toda esa energía, cuenta con cuatro principales subestaciones ubicadas a lo largo del país, ubicadas de norte a sur son: San Rafael, El Inga, Tisaleo y Chorrillos. [2]

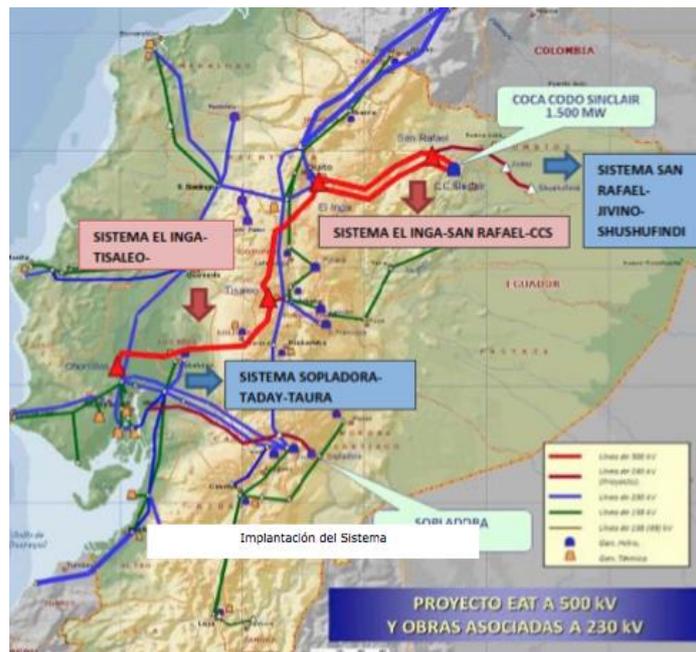


Figura 1.1 Sistema Nacional de Transmisión, implementación de línea de 500 [KV]. [2]

1.3.2 Interconexión de dos sistemas eléctricos de potencia.

Cuando dos sistemas eléctricos de potencia aislados se interconectan, poseen la capacidad de ayudarse mutuamente en caso de existir alguna contingencia, teniendo como resultado que uno de los sistemas compensará la carga adicional debido al déficit de generación en el otro sistema; sin embargo, la interconexión presenta límites de operación por estabilidad.

Las caídas de voltaje en las barras pueden relacionarse con la pérdida de sincronismo de generadores. Cuando existe un desfase en el sincronismo de dos grupos grandes de generadores que, supere a los 180 grados, se produce bajo voltaje en los puntos intermedios de la interconexión, en consecuencia, las protecciones respectivas actuarían separando estos dos grandes grupos de generadores en islas totalmente independientes, y los voltajes deberán recuperar los niveles normales de operación dependiendo de las condiciones iniciales y de las condiciones de cada sistema después de la separación. Como resultado los voltajes en los puntos de separación tienden a oscilar entre valores altos y bajos debido al deslizamiento producido por los grupos de generadores. [1]

Por otra parte, cuando se produce un cambio brusco en la carga, dicha acción se refleja en el cambio de velocidad en los generadores. Si gran cantidad de carga disminuye rápidamente en cierta zona, los generadores de esa zona tienden a acelerarse; mientras que, si existe un aumento brusco de carga o pérdida de generación, los generadores que quedan del sistema tienden a frenar o desacelerar y en caso de existir grandes grupos de generación interconectados, ante un disturbio de este tipo podrían empezar a oscilar en sus velocidades.

Si el sistema es estable las oscilaciones son amortiguadas, pero si el sistema es inestable las oscilaciones llegarán al punto de activar las protecciones de los generadores, desconectando del sistema uno o más grupos de generación, llevándolo hasta un posible black-out.

1.3.3 Transferencia de potencia en una línea de transmisión.

La función principal de una línea de transmisión es transferir potencia desde la barra de generación hasta la barra de carga para su consumo. Debido a que la longitud de la línea puede variar dependiendo de, que tan cerca se encuentra la estación de generación con respecto a la carga, se ha aproximado a varios modelos de líneas de transmisión en función a su distancia, clasificándose como: corta, media y larga. Cada una de ellas

tendrán valores de impedancias diferentes que influyen en la transferencia de potencia.

Para el análisis de la potencia transferida en una línea de transmisión corta, como se muestra en la Figura 1.2. (a), la línea es representada con una impedancia serie Z , donde R es la resistencia en ohmios y L la inductancia de la línea en henrios.

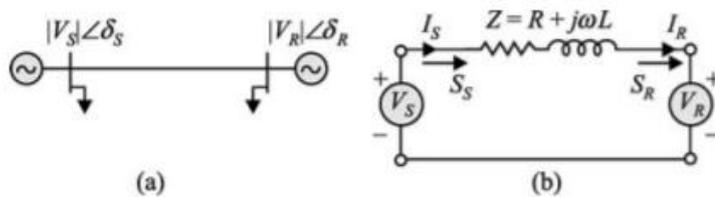


Figura 1.2. (a) Diagrama de un circuito por fase para una línea corta

(b) Circuito equivalente para una línea corta. [3]

Los voltajes de salida y de llegada están representadas como V_S y V_R respectivamente. Los mismo que pueden ser expresando de la siguiente manera:

$$V_S = |V_S| \angle \delta_S = |V_S| e^{j\delta_S} \quad (1.1)$$

$$V_R = |V_R| \angle \delta_R = |V_R| e^{j\delta_R} \quad (1.2)$$

En forma polar la impedancia de la línea de transmisión es representada como:

$$Z = |Z| \angle \theta = |Z| e^{j\theta} \quad (1.3)$$

Donde θ es el ángulo de impedancia y puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{\omega L}{R} \right) \quad (1.4)$$

Para realizar el análisis de la transferencia de potencia los voltajes V_S y V_R se asumirán que se mantienen constantes y además serán representados

como fuentes de voltaje, tal como, se muestra en la Figura 1.2. (b). La potencia aparente de la barra de generación, en forma compleja, puede escribirse como:

$$\begin{aligned}
 S_s &= S_s I_s^* = |V_s| \angle \delta_s \left(\frac{|V_s| \angle \delta_s - |V_R| \angle \delta_R}{|Z| \angle \theta} \right)^* \\
 &= |V_s| \angle \delta_s \left(\frac{|V_s| \angle -\delta_s - |V_R| \angle -\delta_R}{|Z| \angle -\theta} \right) \\
 &= \frac{|V_s|^2}{|Z| \angle -\theta} - \frac{|V_s| |V_R| \angle (\delta_s - \delta_R)}{|Z| \angle -\theta}
 \end{aligned} \tag{1.5}$$

Sustituyendo $\delta_s - \delta_R = \delta$ de la ecuación (1.5) y aplicando propiedades de los números complejos, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 S_s &= \frac{|V_s|^2}{|Z|} e^{j\theta} - \frac{|V_s| |V_R|}{|Z|} e^{j\theta} e^{j\delta_s} \\
 &= \frac{|V_s|^2}{|Z|} (\cos \theta + j \sin \theta) - \frac{|V_s| |V_R|}{|Z|} \{ \cos(\theta + \delta) + j \sin(\theta + \delta) \}
 \end{aligned} \tag{1.6}$$

Se separa la parte real y la imaginaria de la ecuación (1.6)

$$P_s = \frac{|V_s|^2}{|Z|} \cos \theta - \frac{|V_s| |V_R|}{|Z|} \cos(\theta + \delta) \tag{1.7}$$

$$Q_s = \frac{|V_s|^2}{|Z|} \sin \theta - \frac{|V_s| |V_R|}{|Z|} \sin(\theta + \delta) \tag{1.8}$$

Donde P_s y Q_s son la potencia activa y reactiva de salida respectivamente, que fluye desde la barra de generación hasta la barra de carga.

De forma similar, análogo a la expresión de la ecuación (1.6), se realiza un análisis para la potencia activa y reactiva de llegada, concluyendo:

$$S_R = -\frac{|V_R|^2}{|Z|} e^{j\theta} + \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} e^{j\theta} e^{-j\delta_s} \quad (1.9)$$

$$P_R = -\frac{|V_R|^2}{|Z|} \cos \theta + \frac{|V_R||V_S|}{|Z|} \cos(\theta - \delta) \quad (1.10)$$

$$Q_R = -\frac{|V_R|^2}{|Z|} \sin \theta + \frac{|V_R||V_S|}{|Z|} \sin(\theta + \delta) \quad (1.11)$$

En una línea de transmisión el valor de la resistencia es menor que la reactancia, siendo entonces, predominantemente reactiva y por tanto $\theta \approx 90^\circ$. Entonces, la potencia reactiva y activa tanto de salida como de llegada dependerán de las magnitudes de $|V_R|$, $|V_S|$ y con sus respectivos ángulos δ .

Para una línea sin pérdidas, tal que $R = 0$ entonces $Z = \omega L$, y $\theta = \frac{\pi}{2}$ las ecuaciones (1. 7),(1. 8),(1. 10) y (1. 11) obtienen las siguientes expresiones:

$$P_s = P_R = \frac{|V_R||V_S|}{X} \sin \delta \quad (1.12)$$

$$Q_s = \frac{|V_S|^2}{X} - \frac{|V_S||V_R|}{X} \cos \delta \quad (1.13)$$

$$Q_R = -\frac{|V_R|^2}{X} - \frac{|V_S||V_R|}{X} \cos \delta \quad (1.14)$$

De la ecuación (1. 12) se puede observar que la máxima potencia transferida P_{max} , a través de la línea, se expresa como:

$$P_{max} = \frac{|V_R||V_S|}{X} \quad (1.15)$$

Entonces

$$\begin{aligned} P_s = P_R &= P_{max} \sin \delta \\ &= P_{max} \sin(\delta_s - \delta_R) \end{aligned} \quad (1.16)$$

Concluyendo que, sí el ángulo de la barra de salida es mayor que la de llegada, la potencia transferida tendrá valores positivos; lo que indica que la dirección del flujo de potencia va desde la barra de salida a la de llegada. Al contrario, sí el ángulo de la barra de salida es menor que la barra de entrada, entonces la potencia transferida tendrá valores negativos; lo que indica que la potencia fluye de la barra de llegada a la barra de salida.

Representación de círculos de la potencia de salida y llegada.

La variación del ángulo δ de la potencia transferida, se puede trazar en un plano complejo, proporcionando información útil para una rápida evaluación del rendimiento de una línea.

En la operación de un sistema de potencia en estado estable, las magnitudes de voltaje $|V_S|$ y $|V_R|$ se mantienen con valores fijos, por lo que se puede asumir constantes. Sin embargo, el ángulo δ sufre cambios considerables a medida que la potencia de transferencia varía. Entonces, ya que los parámetros de la línea $|Z|$ y θ son fijas y las magnitudes de voltaje en el extremo emisor y receptor son controlados y asumidos como constantes, las ecuaciones (1. 5) y (1. 9) se puede expresar en forma compleja en función del ángulo δ .

$$S_S = C_S - Be^{j\delta} \quad (1. 17)$$

$$S_R = C_R + Be^{-j\delta} \quad (1. 18)$$

Donde:

$$C_S = \frac{|V_S|^2}{|Z|} e^{j\theta} \quad (1. 19)$$

$$C_R = -\frac{|V_R|^2}{Z} e^{j\theta} \quad (1. 20)$$

$$B = \frac{|V_S||V_S|}{|Z|} e^{j\theta} \quad (1. 21)$$

En el plano complejo, la potencia real es representada en el eje real mientras que la potencia reactiva está en el eje imaginario. La Figura 1.3. muestra la variación de la potencia activa y reactiva con respecto al ángulo δ . Los círculos en el plano complejo denominados como S_S y S_R , tienen un radio que está determinado por B . El círculo S_S es llamado "Círculo de potencia emisor", cuyo centro está dado por C_S ; de manera similar, el "Círculo de potencia receptora" es descrito por S_R cuyo centro es C_R .

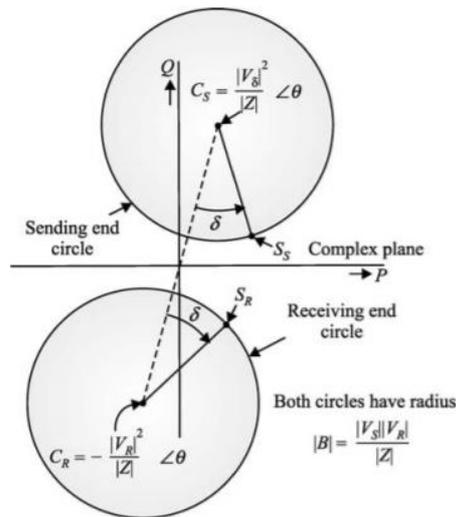


Figura 1.3. Diagrama de círculos para la potencia emisora y receptora a través de una línea de transmisión. [3]

De la Figura 1.3. se puede realizar las siguientes observaciones:

- Si los voltajes V_R y V_S no son iguales, entonces los círculos no se interceptan.
- No se ha considerado pérdidas, por lo que la potencia de inicio es igual a la de final.
- La potencia real máxima que puede transmitir la línea es limitada por el ángulo $(\theta + \delta) = 180$.
- La potencia real no puede ser transmitida más allá del límite máximo de la línea de transmisión, por lo que $\delta > (180^\circ - \theta)$, ya que el sincronismo entre los generadores en los dos extremos de la línea de transmisión se pierde y la transferencia efectiva de potencia real desde el extremo de envío hasta el extremo receptor se interrumpe.

- El límite máximo de transmisión de potencia se puede aumentar disminuyendo la reactancia inductiva X de la línea.
- El flujo de potencia real es controlado manipulando el ángulo δ , y el flujo de potencia reactiva es controlado ajustando las magnitudes de los voltajes V_R y V_S .

Si bien es cierto, lo antes descrito es en base a un modelo “ π - equivalente” de una línea de transmisión corta, por lo que se tiende a pensar que no es válido para líneas de transmisión media y larga, ya que los valores de los parámetros son diferentes. Sin embargo, para fines prácticos se considera que la potencia consumida por la capacitancia de línea a tierra, debido a la distancia, es relativamente baja; y el centro de los círculos de potencia tanto de receptor como emisor, comparado con el modelo de línea corta, son muy cercanos. Concluyendo que, el diagrama de círculos de potencias para un modelo de línea corta también es aplicable para las líneas de transmisión media y larga [3].

Obtener una representación gráfica de la potencia transferida de un punto a otro a través de una línea de transmisión, como la Figura 1.3., es mucho más práctico para observar el comportamiento de potencia activa y reactiva en función del ángulo δ considerando las limitaciones propias de la línea y del sistema.

1.3.4 Estabilidad de los Sistemas de Potencia.

“La estabilidad de un sistema de potencia es la habilidad del sistema eléctrico de potencia, para dadas las condiciones iniciales de operación, de recuperar el estado de operación de equilibrio, después de ser sujeto a un disturbio físico.” [4]

En los sistemas de potencia es muy importante realizar estudios sobre la estabilidad de voltaje, ya que esto es altamente necesario para la operación, seguridad y control del sistema. La operación normal de un sistema de potencia se basa en satisfacer la demanda en todo momento, y se debe considerar que estos sistemas, como cualquier otro, son vulnerables ante cualquier falla, como por ejemplo: la desconexión de generación, o líneas de transmisión, repentino ingreso o pérdida de carga, lo que provoca cambios en la topología de la red, fluctuaciones en los voltajes de las barras y pérdida de sincronismo en generadores. [1]

Los sistemas de potencia tienen pequeñas perturbaciones todo el tiempo debido a la conexión y desconexión de cargas o de áreas que ocurren en la operación normal del mismo. Las máquinas síncronas frente a estas pequeñas perturbaciones, sin cambios significativos en potencia, deberán ser capaces de volver al estado original de sincronismo de frecuencia (60 Hz), por lo que el gobernador de cada generador se encargará de corregir esas variaciones de velocidad.

Los fenómenos transitorios son oscilatorios por naturaleza y se ven reflejados en variaciones de los flujos de potencia sobre las líneas de transmisión. Para la correcta operación de los sistemas de potencia estas oscilaciones deberán ser amortiguadas por los elementos de control automáticos para que el sistema sea estable. Sin embargo, es prácticamente imposible crear un sistema estable ante todas las contingencias, por esta razón en la mayoría de los casos solo se consideran las contingencias en las que solo un componente falla (N-1) y en zonas sensibles a fallas hasta dos componentes (N-2).

Clasificación de estabilidad.

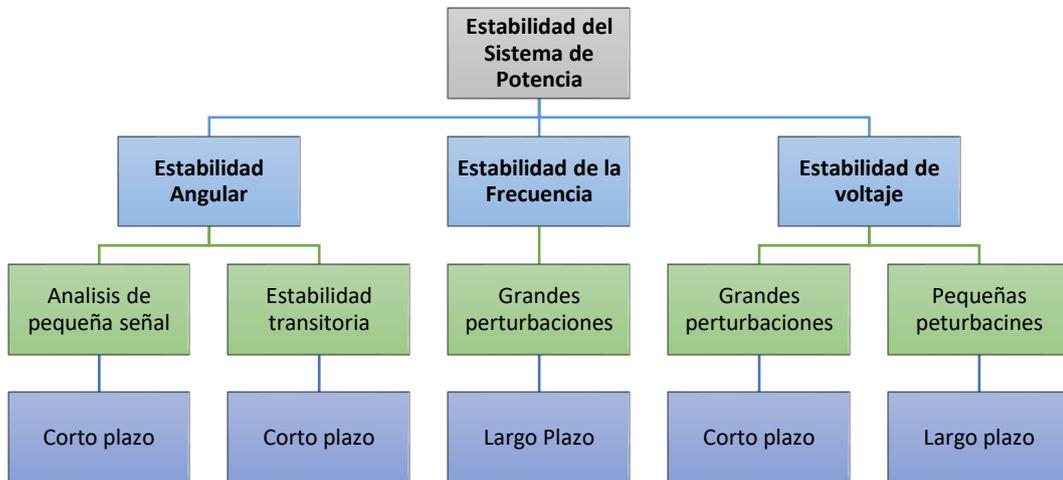


Figura 1.4. Mapa de la clasificación de la estabilidad.

Para solucionar el problema de estabilidad es necesario identificar todas las variables que afectan al sistema y clasificarlo según su tipo, como la naturaleza física del fenómeno, la gravedad del disturbio, el método para el cálculo y la aproximación. La estabilidad de un sistema de potencia se la puede analizar desde la estabilidad de ángulo, la estabilidad de la frecuencia o la estabilidad de voltaje. Para el presente caso de estudio solo se enfocará en este último.

Estabilidad y colapso de voltaje.

La estabilidad de voltaje basa su estudio en el balance de potencia reactiva, la cual es utilizada para mantener el voltaje en todas las barras del sistema de potencia ante cualquier disturbio.

La estabilidad de voltaje de un sistema siempre dependerá del comportamiento de la carga, por lo tanto, el incremento en la potencia consumida por la carga deberá ser amortiguada por los reguladores de voltaje del sistema o los taps de los transformadores; caso contrario, cuando el sistema intenta suplir esa carga tiende a incrementar el consumo de la potencia reactiva a través de las líneas de transmisión, implicando bajos niveles de voltaje en las barras y cambiando totalmente las condiciones iniciales del sistema, por lo cual se deben tener en cuenta la coordinación de protecciones y controles, swicheos y compensación de reactivo. El sistema será inestable en caso de que, al incrementar la potencia reactiva en la barra, su voltaje disminuya; a pesar de que se puede corregir la caída de tensión directamente en la barra, este fenómeno de inestabilidad puede afectar a todo el sistema llevándolo al colapso de voltaje.

Para el estudio de estabilidad de voltaje, en estado estable, se analizan las relaciones P-V y Q-V, de tal forma que, si se incrementa la potencia reactiva en una barra, pueda definirse el comportamiento del perfil de voltaje.

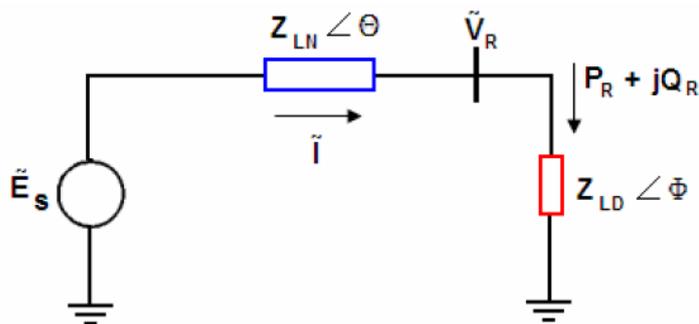


Figura 1.5. Esquema de generador, línea y carga. [1]

Para el estudio de la inestabilidad de un sistema se puede representar en su forma más simple, como una red radial, como se puede observar en la Figura 1.5..

La corriente está dada por:

$$\vec{I} = \frac{\vec{E}_s}{\vec{Z}_{LN} + \vec{Z}_{LD}} \quad (1.22)$$

La impedancia de la línea es:

$$\vec{Z}_{LN} = Z_{LN} \angle \theta \quad (1.23)$$

La impedancia de la carga es:

$$\vec{Z}_{LD} = Z_{LD} \angle \phi \quad (1.24)$$

La magnitud de la corriente se expresa:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{(Z_{LN} \cos \theta + Z_{LD} \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \sin \theta + Z_{LD} \sin \phi)^2}} \quad (1.25)$$

De forma simplificada:

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_s}{Z_{LN}} \quad (1.26)$$

Donde,

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cos(\theta - \phi) \quad (1.27)$$

La magnitud del voltaje terminal es:

$$V_R = Z_{LD} I \quad (1.28)$$

Reemplazando la magnitud de la corriente:

$$V_R = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} E_s \quad (1.29)$$

La potencia consumida por la carga es:

$$P_R = V_R I \cos \phi \quad (1.30)$$

Reemplazando la magnitud del voltaje terminal y la magnitud de la corriente:

$$P_R = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E_s}{Z_{LN}} \right)^2 \cos \phi \quad (1.31)$$

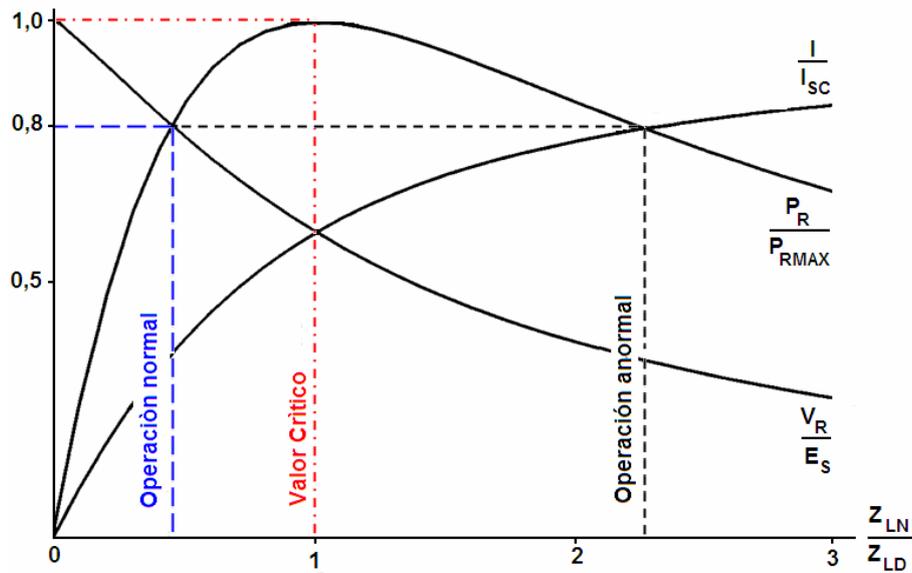


Figura 1.6. Voltaje, corriente y potencia en función de la carga. [1]

La Figura 1.6. muestra el comportamiento del voltaje, corriente y potencia en función de la carga de un sistema básico de forma radial. La demanda de la carga se incrementa por el decremento de Z_{LD} , por lo tanto, aumenta la corriente mientras disminuye el voltaje. Al principio la potencia P_R crece rápidamente, para luego llegar a un valor máximo de potencia activa que

puede ser transmitido por la línea, el cual se produce cuando el voltaje en la línea es V_r , es decir, $\frac{Z_{LN}}{Z_{LD}} = 1$, para finalmente decrecer.

La Figura 1.7. muestra las curvas características de voltaje versus potencia activa para diferentes factores de potencia, donde el punto crítico de cada curva está delineado por la línea roja punteada. Todos los puntos sobre la línea roja se consideran de operación normal y los puntos de la parte inferior bajo la línea roja se consideran en operación inestable del sistema.

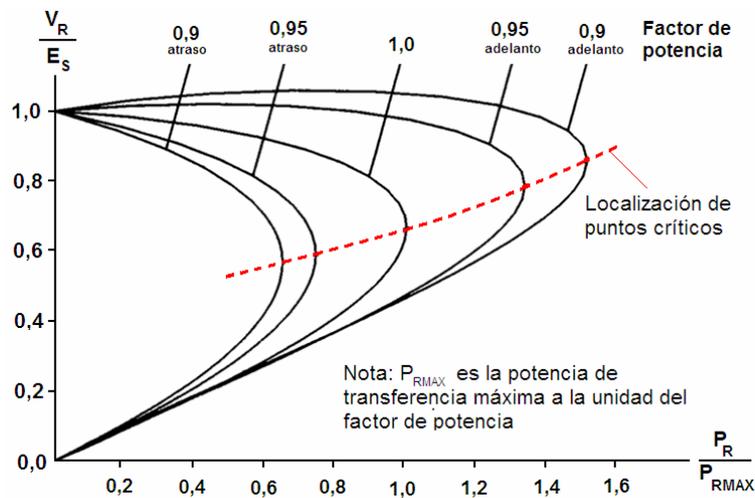


Figura 1.7. Curvas de Potencia vs Voltaje a diferentes factores de potencia. [1]

Se asume el voltaje en la carga $V_R = |V_R| \angle 0^\circ$, y esta carga forma la corriente I_R a un ángulo de factor de potencia en atraso φ , $I_R = |I_R| \angle -\varphi = |I_R| e^{-j\varphi}$. [3]

La potencia compleja en la carga se expresa como:

$$S_R = P_R + jQ_R = V_R I_R^* = |V_R| |I_R| e^{j\varphi} = |V_R| |I_R| (\cos \varphi + j \sin \varphi)$$

$$|V_R||I_R| \cos \varphi \left(1 + j \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi}\right) = P_R(1 + j \tan \varphi) \quad (1.32)$$

Donde P_R y Q_R son la potencia activa y reactiva de la carga.

$$P_R = \frac{|E_S||V_R|}{X} \sin \delta \quad (1.33)$$

$$Q_R = P_R(1 + j \tan \varphi) = -\frac{|V_R|^2}{X} + \frac{|V_R||E_S|}{X} \cos \delta \quad (1.34)$$

$$\left(P_R \tan \varphi + \frac{|V_R|^2}{X}\right) = \frac{|V_R||E_S|}{X} \cos \delta \quad (1.35)$$

$$\left(P_R \tan \varphi + \frac{|V_R|^2}{X}\right)^2 = \left(\frac{|V_R||E_S|}{X}\right)^2 \cos^2 \delta = \left(\frac{|V_R||E_S|}{X}\right)^2 (1 - \sin^2 \delta) \quad (1.36)$$

Sustituyendo $\sin^2 \delta$ de la ecuación (1.33)

$$\left(P_R \tan \varphi + \frac{|V_R|^2}{X}\right)^2 = \left(\frac{|V_R||E_S|}{X}\right)^2 - P_R^2 \quad (1.37)$$

La expresión final en función de V_R

$$|V_R|^2 = \frac{|V_R|^2}{2} - P_R \tan \varphi \pm \sqrt{\frac{|E_S|^4}{4} - P_R X (P_R X + |E_S|^2 \tan \varphi)} \quad (1.38)$$

Para obtener valores generalizados aplicables a todos los valores de X

$$v = \frac{|V_R|}{|E_S|} \quad (1.39)$$

$$p = \frac{P_R * X}{|E_S|^2} \quad (1.40)$$

$$q = \frac{Q_R * X}{|E_S|^2} \quad (1.41)$$

Sustituyendo y haciendo referencia a las ecuaciones (1.33) y (1.34)

$$p = v \sin \delta \quad (1.42)$$

$$q = -v^2 + v \cos \delta \quad (1.43)$$

El voltaje se puede expresar como:

$$v^2 = \frac{-(2q - 1) \pm \sqrt{1 - 4q - 4p^2}}{2} \quad (1.44)$$

Las curvas de la Figura 1.8. representan la relación entre el voltaje y la potencia reactiva en los extremos de la carga para un valor de potencia activa fijo. El criterio de estabilidad analiza las derivadas de la función $Q(v)$, si la derivada $\frac{dQ(v)}{dv}$ es positiva el sistema es estable y si la derivada es negativa el sistema es inestable, el punto donde su derivada es cero será el punto crítico del sistema que está representada por los puntos que atraviesa la línea roja punteada.

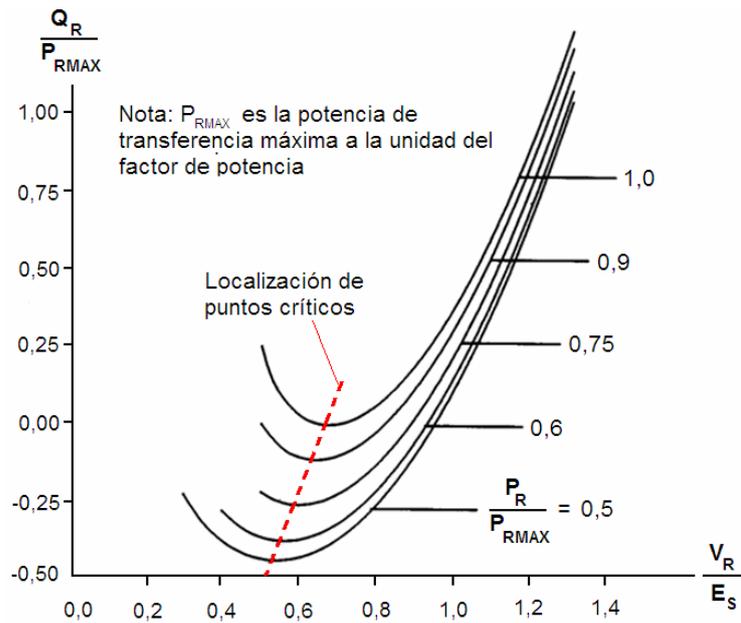


Figura 1.8. Curvas de Potencia reactiva vs Voltaje con diferentes relaciones de $\frac{P_R}{P_{max}}$ [1]

El caso mostrado sirve para el análisis de estabilidad de una red radial, el cual es el modelo más básico y sirve para la comprensión y clasificación de este tipo de fenómenos. Una de las situaciones más comunes que llevan a la inestabilidad es cuando la demanda de potencia reactiva se incrementa más de lo que el sistema puede ofrecer y para sistemas de potencia reales y más complejos comprenden muchas más variables para el análisis, como la capacidad de las líneas de transmisión, curvas de capacidad de generadores, compensadores reactivos y coordinación de protecciones.

La inestabilidad de un sistema también puede reflejarse en los extremos de líneas HVDC, esto ocurre debido a los convertidores (AC/DC o DC/AC) ya que constan con elementos de la electrónica de potencia, como tiristores o IGBT's que además de producir armónicos en la red contribuyen con potencia reactiva a la red, por esa razón normalmente se utilizan compensadores reactivos en las subestaciones de los extremos de las líneas HVDC.

1.3.5 Sistema de transmisión HVDC.

Un Sistema de Transmisión de Alto Voltaje en Corriente Directa (DC) o High Voltage Direct Current, de sus siglas en inglés, consta fundamentalmente de una línea de transmisión que, en cuyos extremos se conecta a una estación de conversión, sea esta de rectificación o inversión, logrando así unir dos sistemas que operan con voltaje alterno (AC). La estación de rectificación se encarga de transformar la señal de voltaje alterno (AC) a continuo (DC); mientras que la estación de inversión, al contrario, recibe como entrada voltaje continuo transformándolo en voltaje alterno. En la Figura 1.9. se observa un sistema HVDC con las estaciones mencionadas.

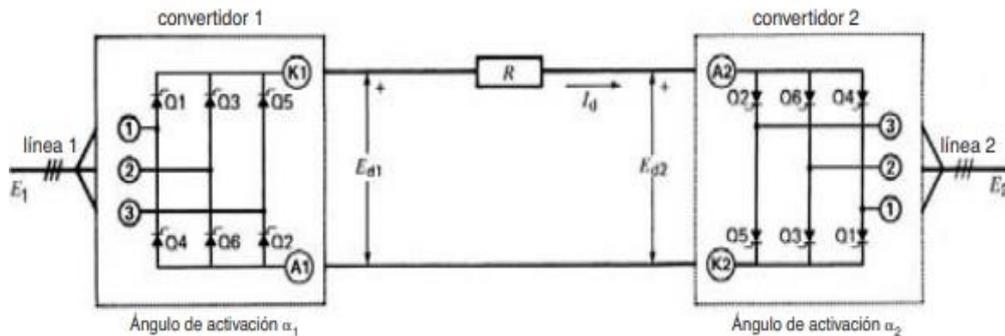


Figura 1.9. Sistema de transmisión DC fundamental [5]

El control del flujo potencia es fundamental, ya que se necesitará que aumente, disminuya o que se invierta su dirección para poder suplir la carga existente en el sistema.

Una modificación específica en los valores de los ángulos de activación α_1 y α_2 , hace posible la inversión del flujo de potencia en la línea de transmisión en un sistema HVDC. Supongamos que la potencia fluye de Línea 1 a Línea 2, como se muestra en la Figura 1.9., en este caso el convertidor 1 funciona como un rectificador, mientras que el convertidor 2 como inversor. En consecuencia, ante una variación específica en los ángulos de activación α_1 y α_2 los convertidores 1 y 2 cambian su forma de operar, por lo que, el convertidor 1 opera como un inversor mientras que el convertidor 2 como un rectificador. Además de que se invierte la polaridad

en los conductores. Por lo tanto, es necesario que los convertidores sean versátiles en sus funciones para lograr realizar una inversión en el flujo de potencia.

Los voltajes, tanto al inicio como al final de la línea de transmisión, representados en la Figura 1.9. como E_{d1} y E_{d2} respectivamente, deberán ser de igual valor. Aunque puede variar por la caída de voltaje producido por las pérdidas propias de la línea. Además, se debe considerar la eficiencia de los convertidores, que también se verían representados como una caída de voltaje dependiendo el tipo de convertidor.

En condiciones de operación estable el voltaje y la corriente limitante I_2 del inversor es ligeramente menor que el nivel de voltaje del rectificador. Por lo que, el voltaje y la corriente real a la que funciona la línea de transmisión es determinada por la intersección de las dos curvas características del rectificador e inversor, donde la intersección de ambas curvas determina el punto de operación de la línea de transmisión, como se podrá observar en la Figura 1.10..

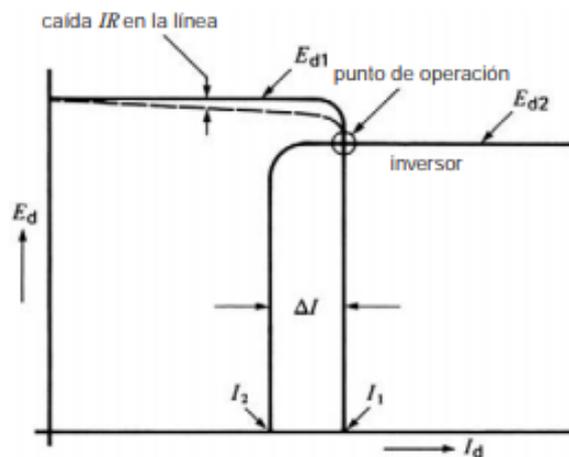


Figura 1.10. Punto de operación de la línea de transmisión en potencia nominal [5]

Para efectos de fluctuaciones de voltaje y teniendo como referencia la Figura 1.9. y la Figura 1.10.; si por la línea de transmisión circula una corriente a plena carga I_1 y el voltaje alterno de la línea E_1 incrementa repentinamente, entonces E_{d1} también aumenta en la misma proporción, sin influir en I_1 o E_{d2} , por lo que el flujo de potencia que pasa por la línea

HVDC no se altera. Por otro lado, sí el voltaje de la línea E_2 decrece, entonces, E_{d2} disminuirá proporcionalmente y la corriente en de la línea HVDC no se altera; sin embargo, como E_{d2} es menor, la potencia que fluye en la línea HVDC también se reducirá. Cabe mencionar, que el cambio porcentual de voltaje E_2 no excede al cambio porcentual de la potencia DC por lo que la potencia en la línea HVDC no se verá tan afectada, este comportamiento se ilustra en la Figura 1.11..

Para el control de potencia en la línea de transmisión de un sistema HVDC, si se realizan modificaciones en el flujo de potencia en la línea DC entonces las curvas características E-I del rectificador e inversor varían simultáneamente.

Los valores de voltaje E_{d1} y E_{d2} se mantendrán constantes pero los valores de corriente I_1 e I_2 varían manteniendo constante el margen de corriente ΔI como se puede apreciar en la Figura 1.11..

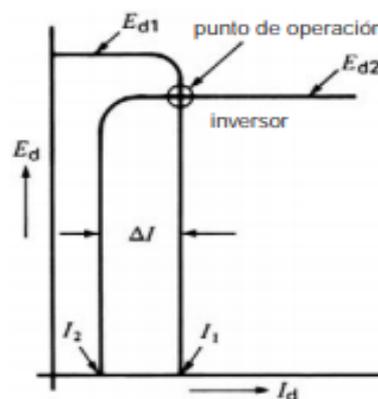


Figura 1.11. Punto de operación cuando la línea suministra 20% de potencia nominal.

[5]

Ahora la nueva característica de la curva E-I del rectificador e inversor, presenta una corriente en la línea de transmisión I_d menor, comparada con la Figura 1.10.. Por observación, un desplazamiento de la curva E-I del rectificador e inversor ya sea de izquierda a derecha o viceversa implica un cambio de valores en la potencia DC dentro de un amplio rango. Sin embargo, el voltaje de la línea E_{d2} se mantiene constante y es delimitado

por el inversor; mientras que la corriente de la línea de transmisión DC será delimitada por el rectificador.

En caso de incrementar el voltaje AC en la línea 1 E_1 repentinamente, entonces, E_{d1} reduce drásticamente produciendo un nuevo punto de operación para el sistema HVDC que se muestra en Figura 1.12.

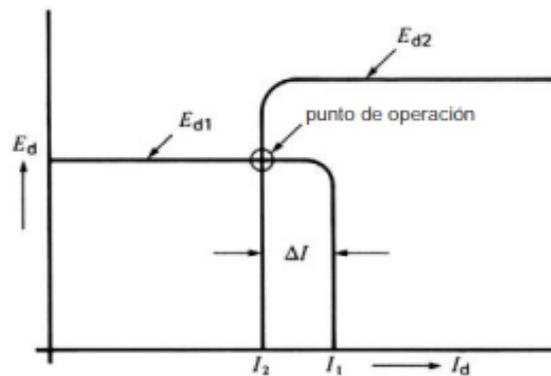


Figura 1.12. Cambio del punto de operación cuando E_1 se reduce drásticamente [5]

En las peores condiciones donde se presente una falla de cortocircuito en la línea HVDC, el rectificador suministrará una corriente máxima de falla I_1 , mientras que, el inversor recibirá una corriente máxima de falla I_2 como se puede observar en la Figura 1.13.. Por lo tanto, la corriente de falla está representada mediante la siguiente ecuación:

$$I_F = (I_1 - I_2) \quad (1.45)$$

Como la corriente de falla solo representa el 10% de la corriente nominal de la línea DC, entonces, las corrientes de falla son mucho más pequeño que en el caso de las corrientes de falla en un sistema de corriente alterna.

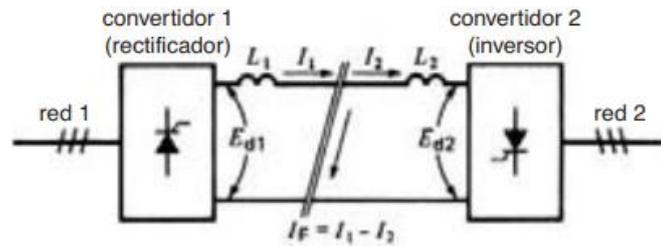


Figura 1.13. Corriente de cortocircuito en el momento de falla de un sistema HVDC. [5]

Existe varios tipos de configuraciones para de las líneas de transmisión en HVDC, las más común es la bipolar debido a su confiabilidad. Este modelo, posee una línea positiva y otra negativa, además de su retorno a tierra común como se muestra en la Figura 1.14. Los convertidores 1 y 3 funcionan como rectificadores mientras que los convertidores 2 y 4 harán de inversores.

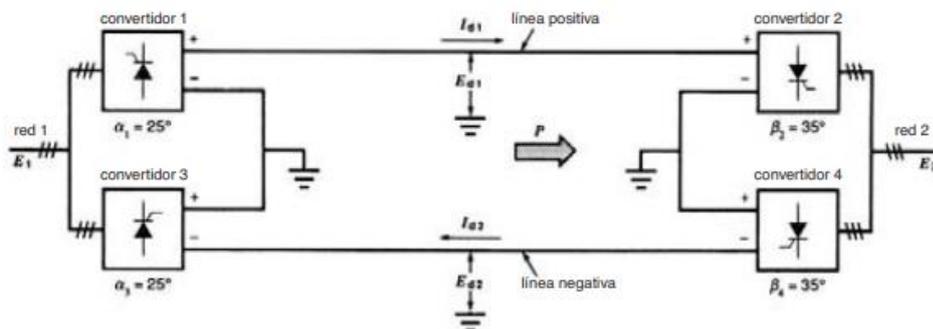


Figura 1.14 Línea bipolar que transmite potencia de la red 1 a la red 2. [5]

Este tipo de configuración posee tres ventajas:

- La corriente de tierra es muy pequeña por lo que los problemas por corrosión de tuberías, estructuras y relacionado serán mínimas.
- Dos líneas pueden ser soportadas por la misma torre de transmisión por lo que se puede duplicar la potencia con un mínimo incremento a la inversión capital.
- Sí una de las dos líneas se le interrumpe el flujo de potencia, la otra línea puede seguir operativa al 50% suministrando potencia de un sistema a otro.

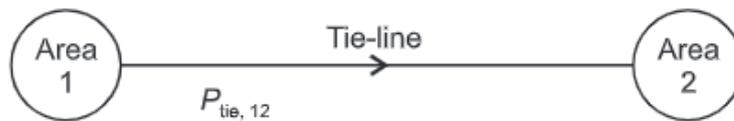


Figura 1.15. Conexión de dos sistemas de potencia. [6]

Cuando dos sistemas de potencia se conectan mediante una línea de transmisión en AC como se muestra en la Figura 1.15., ambos sistemas deben tener sus sistemas de control automático coordinados entre sí teniendo presente que existe una limitante para el flujo de potencia en la línea que los une y además la frecuencia de ambos sistemas debe ser iguales.

A pesar de tener un sistema de control automático coordinado para el sistema interconectado, el ingreso de la línea que conectan dos sistemas puede provocar oscilaciones de larga duración y esto es visto como una perturbación en cada sistema. Además, si uno de los dos sistemas presenta algún disturbio, este comportamiento puede ser transferido por la línea de transmisión al sistema que no presenta ningún tipo de anomalía, provocando una inestabilidad en dicho sistema expandiendo el evento y convertirlo en muy grave.

Uno de los beneficios de tener una línea de transmisión HVDC, al contar de dispositivos de estado sólido, es que su control de potencia es de respuesta rápida; por lo tanto, en condiciones de perturbaciones que se presenten, la amplitud de potencia en DC logra ser modificada para que las oscilaciones producidas puedan ser contrarrestadas y amortiguadas.

Las líneas de transmisión HVDC son económicamente competitivas con respecto a las HVAC, cuando la longitud de la línea de transmisión es de grandes distancias como se puede observar en la Figura 1.16..

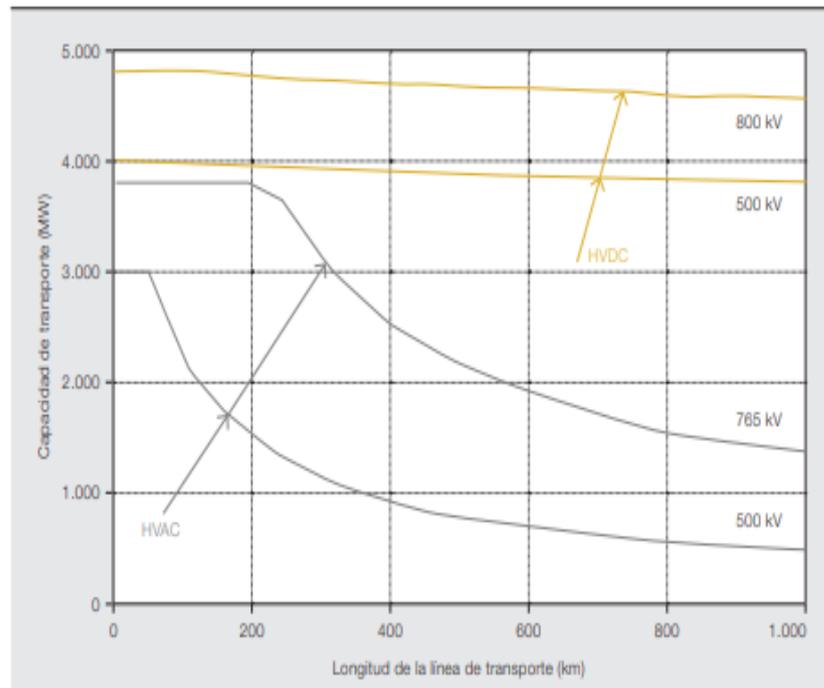


Figura 1.16. Capacidad de transporte MW vs Longitud de la línea de transmisión para AC y DC. [7]

En el caso del sistema HVDC la capacidad de transporte de potencia es mayor con respecto al sistema HVAC, el cual tiende a un decaimiento con un comportamiento similar al exponencial. Mientras que para el sistema HVDC la caída de capacidad es lenta a medida que la distancia aumenta.

Para realizar el análisis de costo total de un sistema de transmisión es necesario conocer los costos directos de la instalación, líneas y convertidores/ transformadores, y los costos indirectos como las pérdidas capitalizadas y costos de operación y mantenimiento (COyM).

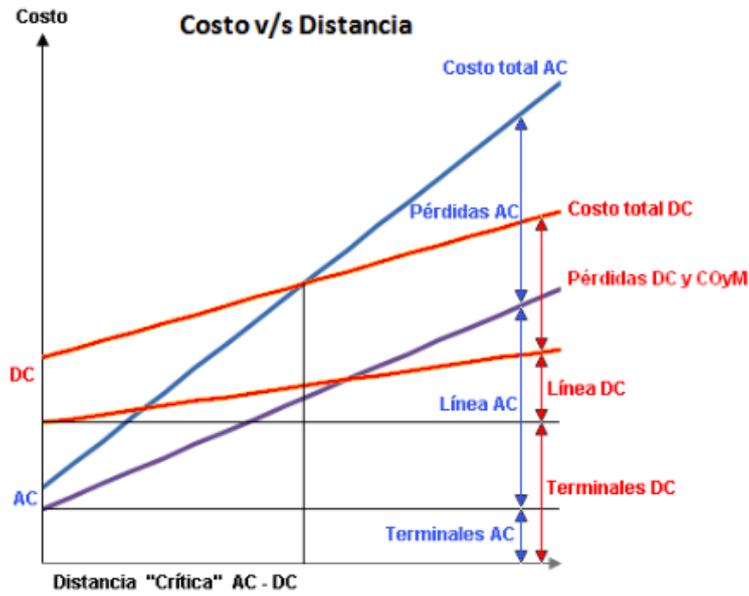


Figura 1.17. Distribución de costo en función a la distancia. [8]

La Figura 1.17. muestra las distribuciones de los costos en función de la distancia para los sistemas tanto HVDC como HVAC, el punto de intersección entre las curvas de "Costo total AC" y "Costo total DC" indica que tiene el mismo costo instalar ambos sistemas en una distancia. Bajo una distancia crítica, distancia menor, lo más conveniente es la construcción de un sistema HVAC. Mientras que para distancias más grandes la construcción de un sistema HVDC es más rentable. Cabe mencionar que, el costo inicial del sistema HVDC es más elevado con respecto al sistema HVAC.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Para este trabajo se consideró el modelo de los Sistemas Eléctricos Interconectados de Ecuador y Perú, con ayuda de un software especializado para análisis de sistema de potencia se realizaron simulaciones para determinar la estabilidad y flujo de potencia en la interconexión de estos.

Cabe mencionar que los modelos de simulación, utilizados para este proyecto, fueron elaborados por el CENACE y el COES para el caso de Ecuador y Perú respectivamente además se utilizaron los modelos de expansión, el cual indica las futuras modificaciones al sistema tanto en demanda, generación y transmisión, de ambos sistemas.

Para simplificar el sistema eléctrico peruano SEIN, se realizaron dos reducciones del sistema para cada caso de estudio propuesto para posteriormente conectar ese sistema equivalente al SNI. Los criterios utilizados para la transferencia de potencia en este proyecto se basan en las curvas PV y QV de las barras donde se realizarán la interconexión.

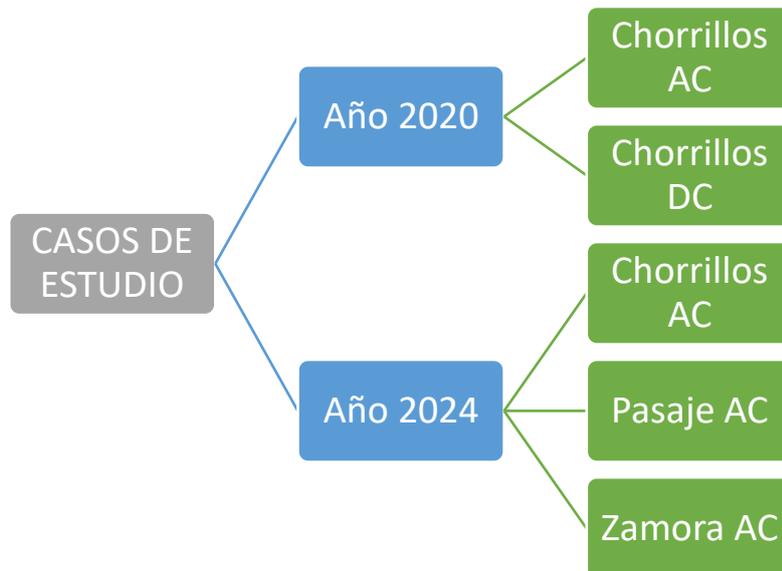


Figura 2.1. Casos de estudio.

2.1 Adaptación de los modelos del SNI y SEIN.

Los recursos obtenidos para la realización de este proyecto tienen como referencia simulaciones del SEIN y SNI propuestos en el año 2011 y 2015 respectivamente. Dado que se realizó la interconexión de los sistemas a 500 [KV], se utilizó el “Plan de expansión” de los respectivos modelos de simulación; con el objetivo de incluir el ingreso de líneas, unidades de generación, barras y cargas especiales planificadas en los sistemas para años futuros, obteniendo de esta forma una aproximación más real.

Para el proyecto se ha seleccionado el “Plan de expansión” de ambos países en los años 2020 y 2024. Esto es a razón de la presencia de las barras de interés, como Pasaje a 500 [KV] y Zamora a 500 [KV], que en el 2024 se espera que estén en funcionamiento.

2.1.1 Escenario año 2020.

El modelo del SNI utilizado para el proyecto, en el año 2020, se presenta el ingreso de proyectos de generación en el “Plan de expansión”, siendo en su gran mayoría proyectos de mediana capacidad [9].

En este escenario se planteó que la interconexión se realice entre las siguientes barras:

- Barra Chorrillos 500 [KV] – Barra Piura 500 [KV]

Para ello, se seleccionó casos de demanda máxima en cada país que coinciden en periodos de tiempo. En Ecuador el caso de estudio con la demanda máxima en periodo de estiaje, identificado en la simulación como “B_S_MAX”, con el propósito de posicionarse en un escenario crítico para el SNI y evaluar el comportamiento de la red ante la interconexión.

Para el modelo del SEIN se utilizó el “Plan de Expansión” del año 2020 seleccionando la demanda máxima en periodo de estiaje, especificado en la simulación “Es20max”, el cual incluía como cargas de mayor relevancia a proyectos mineros destacándose como los más relevantes Galeno (Luminia) y Michiquillay [10]. Además, se estima que para el año 2020 la

demanda en los proyectos para la región del norte del Perú sea 404 [MW] [10].

2.1.2 Escenario año 2024.

En el año 2024, según los planes de expansión de Ecuador se prevé que esté en funcionamiento las barras de Pasaje a 500 [KV] y Zamora a 500 [KV], además de otros proyectos de generación que ingresarían en el año 2023, entre ellos Cardenillo y Santiago fase I, aportando con 595.6 [MW] y 12000 [MW] respectivamente.

Debido a la disponibilidad de las barras para el año 2024, se planteó tres posibles conexiones entre Ecuador y Perú:

- Barra Chorrillos 500 [KV] – Barra Piura 500 [KV].
- Barra Pasaje 500 [KV] – Barra Piura 500 [KV].
- Barra Zamora 500 [KV] – Barra Piura 500 [KV].

Para todas estas posibles conexiones se seleccionó en Ecuador la demanda máxima en periodo de estiaje, reconocido en la simulación como “C_S_MAX”, con el objetivo de evaluar el comportamiento de la interconexión ante ese escenario crítico para el SNI. Mientras que, para el modelo del SEIN, se utilizó el escenario de demanda máxima en periodo de estiaje reconocido en la simulación como “Es20max”. Recalcando que la demanda en Perú para el año 2024 se refleja mayormente en proyectos mineros con 526 [MW], valor estimado de demanda solo en el Área Norte del país [10]. Estos casos de demanda máxima coinciden con en periodos de tiempo.

Con estas premisas se establecieron escenarios para interconectar ambos países, además de definir los años propuestos para la conexión entre ambos países según el “Plan de expansión” del SNI. Además, se elaboró un diagrama, el cual indica los procedimientos que se realizaron para lograr la interconexión entre Ecuador y Perú, y posteriormente ver la factibilidad de cada escenario, mostrado en la Figura 2.2..

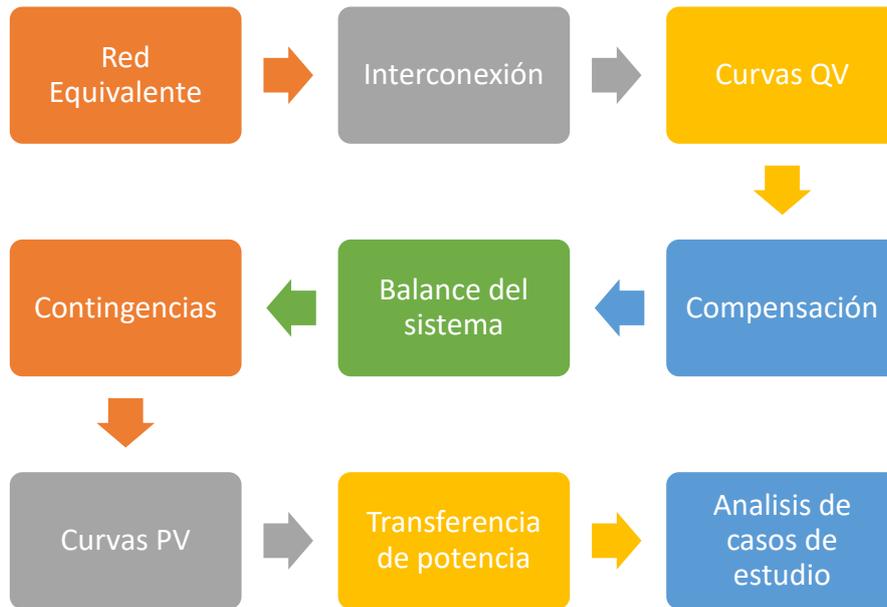


Figura 2.2. Metodología para el análisis de casos de estudio.

Como se puede observar, se inició realizando una red equivalente para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN), para posteriormente ubicarlo en la simulación del SNI e interconectar ambos sistemas. Una vez realizadas ya las interconexiones en los años planteados, se procedió a obtener las curvas QV para la compensación del ingreso de la línea de interconexión para después balancear el sistema de ser necesario; dando paso a la simulación de las contingencias. Por último, se obtiene las curvas PV en las barras de interés, obteniendo la potencia máxima de transferencia con referencia a la estabilidad de voltaje y así se obtuvieron varios resultados, que mediante un análisis y comparación, son seleccionados los más convenientes. Todos estos procedimientos están detallados en las siguientes secciones.

2.1.3 Red equivalente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú.

Para realizar una red equivalente del SEIN se utilizó el mismo principio de las reducciones de Thévenin específicamente para las barras a las cuales se va a interconectar.

La reducción de Thévenin establece que un sistema eléctrico puede ser reemplazado por un generador en serie con una impedancia. Sin embargo, la red resultante del sistema no se quedó representado estrictamente con un generador en serie con una impedancia, ya que se utilizó una herramienta propia del software especializado denominada “Network Reduction” o reducción de red, que representa el equivalente del sistema como una “External Ward” y una impedancia común con respecto a una Barra Slack. La barra de análisis para el sistema eléctrico de Perú (SEIN) es la Barra (PIURA 500).

Para aplicar “Network Reduction” se tuvo que seleccionar la barra de interés (Figura 2.3.) y definir los límites de área que se desea reducir (Figura 2.4.); siendo esta la barra PIURA 500, los límites son todas las líneas que están conectadas a dicha barra.

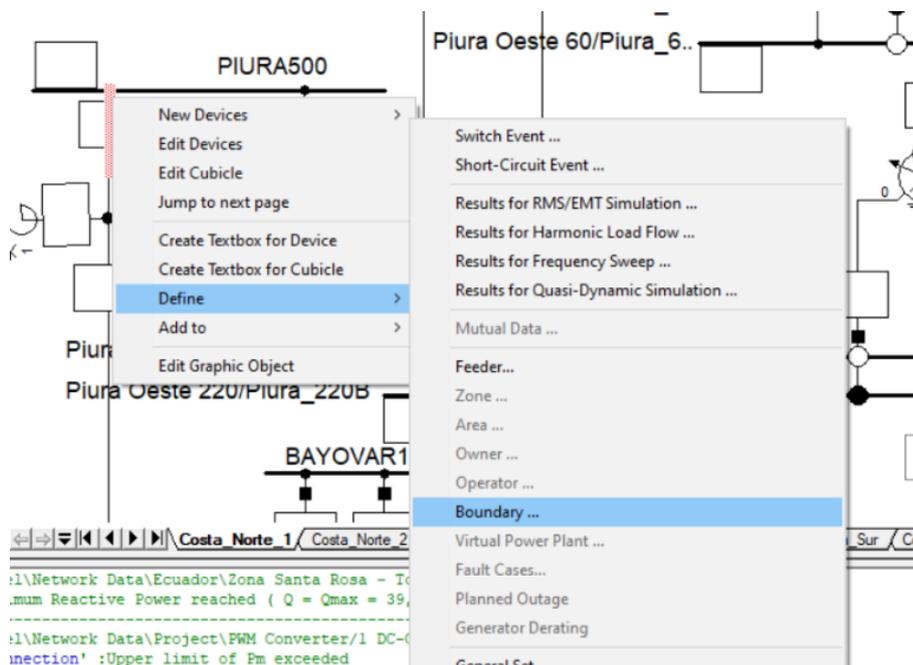


Figura 2.3. Definición de límites en la barra PIURA500.

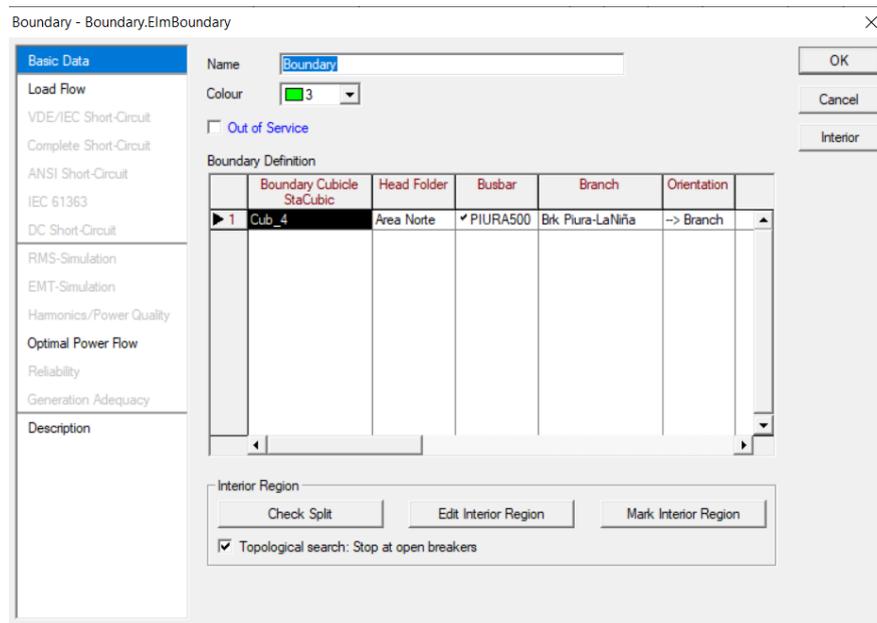


Figura 2.4. Ventana de configuración de los límites en la barra PIURA 500.

Una vez agregados todos los límites, se ejecuta la herramienta “Network Reduction” (Figura 2.5.), resultando en una red equivalente de Perú en la que constan 2 barras, una de ellas es la barra Slack del sistema (CARMÍ 220) y la otra la barra en la que se hizo la reducción (PIURA 500), conectados por una impedancia común, y dos fuentes de voltaje AC, conectadas una en cada barra (Figura 2.6.).

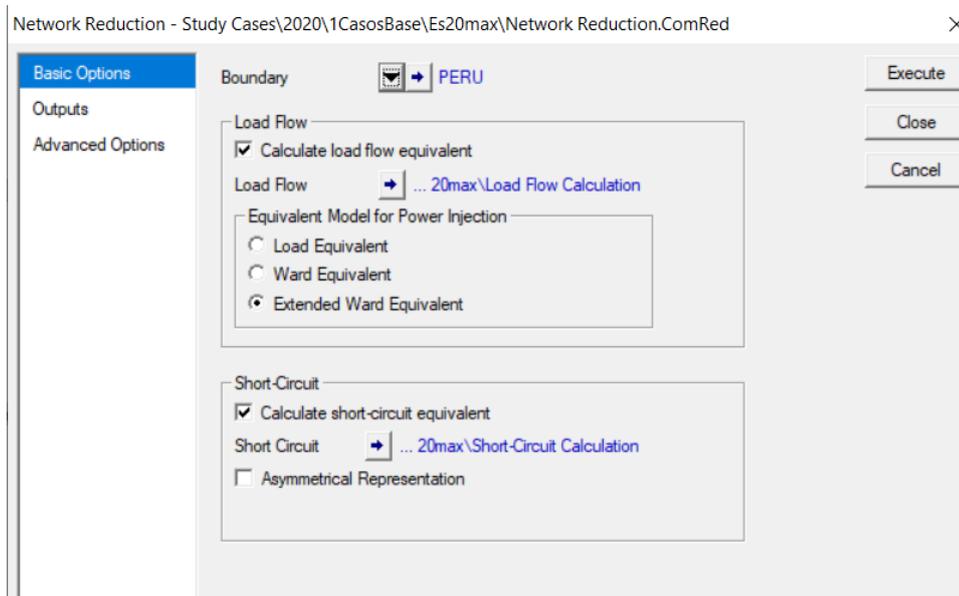


Figura 2.5. Ventana de configuración “Network Reduction”.

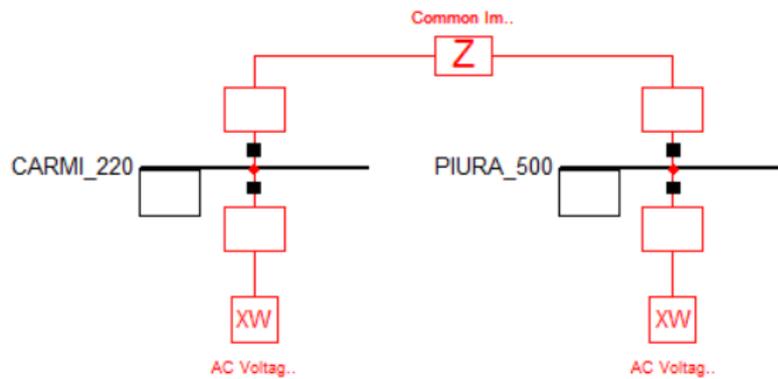


Figura 2.6. Red equivalente de PERU.

Finalmente, utilizando la herramienta “Network Reduction”, se obtuvieron los parámetros de la red equivalente, los cuales se presentan en las siguientes tablas:

- Equivalente del SEIN año 2020

Impedancia común		
Load Flow		
Secuencia positiva	Secuencia positiva i-j	Secuencia positiva j-i
Real [p.u]	-0.0411606	0.05015421
Imaginaria [p.u]	0.1008323	0.08100696
Complete Short Circuit		
Secuencia positiva Subtransiente	Secuencia positiva i-j	Secuencia positiva j-i
Real [p.u]	-0.1015601	-0.1015601
Imaginaria [p.u]	0.7000438	0.7000438
Secuencia positiva	Secuencia	Secuencia positiva
Real [p.u]	-0.111858	-0.111858
Imaginaria [p.u]	0.5498733	0.5498733

Tabla 2.1 Valores de la impedancia común

Fuente equivalente Piura			
Load Flow			
Generated power	Potencia Activa	-114.71687	[MW]
	Potencia Reactiva	-112.08639	[Mvar]
Load Z	Potencia Activa	424.576575	[MW]
Extended Ward	Voltaje	1.016851	[p.u]
	Reactancia	177.30668	[Ohm]
Complete Short--Circuit			
Subtransciente	Resistencia	55.9589751	[Ohm]
	Reactancia	148.417354	[Ohm]
Transciente	Resistencia	65.8508262	[Ohm]
	Reactancia	153.173318	[Ohm]
Impedancias relacionadas con la frecuencia			
	R1	X1	
f/fn=0.40	15.65521	70.02619	[Ohm]
f/fn=0.272	15.38242	47.7586	[Ohm]
f/fn=0.150	14.79134	27.21303	[Ohm]
f/fn=0.092	14.24679	17.15844	[Ohm]
f/fn=0.055	13.7833	10.58321	[Ohm]

Tabla 2.2 Valores de la fuente equivalente en la barra Piura 500 [KV]

Fuente equivalente Carmi			
Load Flow			
Generated power	Potencia Activa	581.9546	[MW]
	Potencia Reactiva	-146.288	[Mvar]
Load Z	Potencia Activa	0	[MW]
Extended Ward	Voltaje	1.081818	[p.u]
	Reactancia	0	[Ohm]
Complete Short--Circuit			
Subtransciente	Resistencia	0.765	[Ohm]
	Reactancia	6.357012	[Ohm]
Transciente	Resistencia	6.357012	[Ohm]
	Reactancia	7.727286	[Ohm]
Impedancias relacionadas con la frecuencia			
	R1	X1	
f/fn=0.40	0.3621704	2.765899	[Ohm]
f/fn=0.272	0.355614	1.888899	[Ohm]
f/fn=0.150	0.3349363	1.089898	[Ohm]
f/fn=0.092	0.3048907	0.707161	[Ohm]
f/fn=0.055	0.2674598	0.455304	[Ohm]

Tabla 2.3 Valores de la fuente equivalente de la barra Carmi 220 [KV]

- Equivalente del SEIN año 2024

Impedancia común		
Load Flow		
Secuencia positiva	Secuencia positiva i-j	Secuencia positiva j-i
Real [p.u]	-0.0387685	0.04727942
Imaginaria [p.u]	0.0907601	0.07310951
Complete Short Circuit		
Secuencia positiva Subtransciente	Secuencia positiva i-j	Secuencia positiva j-i
Real [p.u]	-0.1277495	-0.1277495
Imaginaria [p.u]	0.6850888	0.6850888
Secuencia positiva	Secuencia	Secuencia positiva
Real [p.u]	-0.1290999	-0.1290999
Imaginaria [p.u]	0.5321149	0.5321149

Tabla 2.4 Valores de la impedancia común

Fuente equivalente Piura			
Load Flow			
Generated power	Potencia Activa	-152.63781	[MW]
	Potencia Reactiva	-124.14282	[Mvar]
Load Z	Potencia Activa	482.747282	[MW]
Extended Ward	Voltaje	1.002538	[p.u]
	Reactancia	228.498296	[Ohm]
Complete Short-Circuit			
Subtransciente	Resistencia	50.7993427	[Ohm]
	Reactancia	133.420984	[Ohm]
Transciente	Resistencia	59.13815	[Ohm]
	Reactancia	137.131443	[Ohm]
Impedancias relacionadas con la frecuencia			
	R1	X1	
f/fn=0.40	13.51147	61.88058	[Ohm]
f/fn=0.272	13.30093	42.14413	[Ohm]
f/fn=0.150	12.84752	23.92977	[Ohm]
f/fn=0.092	12.43122	15.02951	[Ohm]
f/fn=0.055	12.07383	9.225242	[Ohm]

Tabla 2.5 Valores de la fuente equivalente en la Barra Piura 500 [KV]

Fuente equivalente Carmi			
Load Flow			
Generated power	Potencia Activa	676.7405	[MW]
	Potencia Reactiva	-160.3326	[Mvar]
Load Z	Potencia Activa	0	[MW]
Extended Ward	Voltaje	1.07	[p.u]
	Reactancia	0	[Ohm]
Complete Short--Circuit			
Subtransciente	Resistencia	0.776736	[Ohm]
	Reactancia	6.283396	[Ohm]
Transciente	Resistencia	1.159739	[Ohm]
	Reactancia	7.598931	[Ohm]
Impedancias relacionadas con la frecuencia			
	R1	X1	
f/fn=0.40	0.363622	2.756784	[Ohm]
f/fn=0.272	0.356776	1.883268	[Ohm]
f/fn=0.150	0.335473	1.087533	[Ohm]
f/fn=0.092	0.304761	0.706252	[Ohm]
f/fn=0.055	0.266727	0.455007	[Ohm]

Tabla 2.6 Valores de la fuente equivalente en la Barra Carmi 220 [KV]

2.2 Interconexión

Posterior a la obtención de las redes equivalentes del SEIN, se simuló la interconexión con el modelo del SNI en los años correspondientes. Para ello, se utilizó una línea de transmisión a 500 [KV], cuyos parámetros se obtuvieron de la biblioteca del modelo del SNI y se seleccionó la líneas de transmisión que conecta Barra Tisaleo 500 [KV] hasta la Barra Chorrillos 500 [KV]. Además, se modificó la longitud de la línea, teniendo en cuenta una distancia aproximada entre las subestaciones de Ecuador (Chorrillos, Pasaje y Zamora) y la subestación en Perú (Piura) mediante la aplicación de “Google Maps”, obteniendo un circuito doble para la línea de interconexión entre Ecuador y Perú.

- Para la línea de transmisión entre la Barra Chorrillos 500 [KV] y Barra Piura 500 [KV] se considera 505 [Km] de distancia.

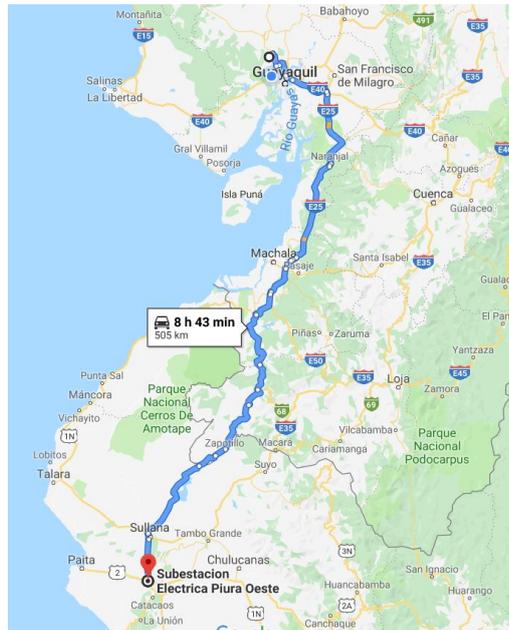


Figura 2.7. Recorrido aproximado entre la subestación Chorrillo (Ecuador) y Piura (Perú).

- Para la línea de transmisión entre la Barra Pasaje 500 [KV] y Barra Piura 500 [KV] se considera 309 [Km] de distancia.

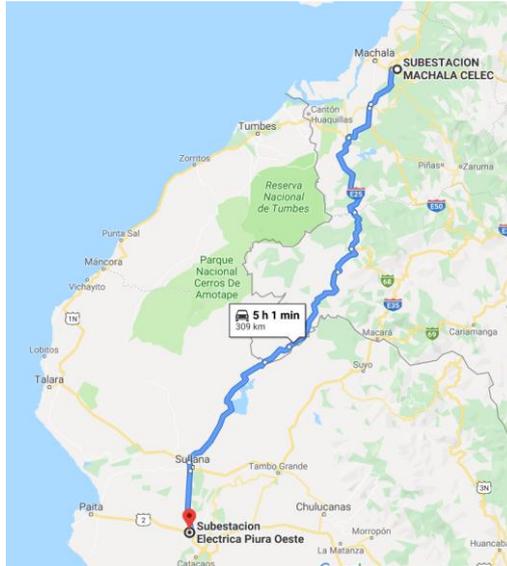


Figura 2.8. Recorrido aproximado entre la subestación Pasaje (Ecuador) y Piura (Perú).

- Para la línea de transmisión entre la Barra Zamora 500 [KV] y Barra Piura 500 [KV] se considera 467 [Km] de distancia.

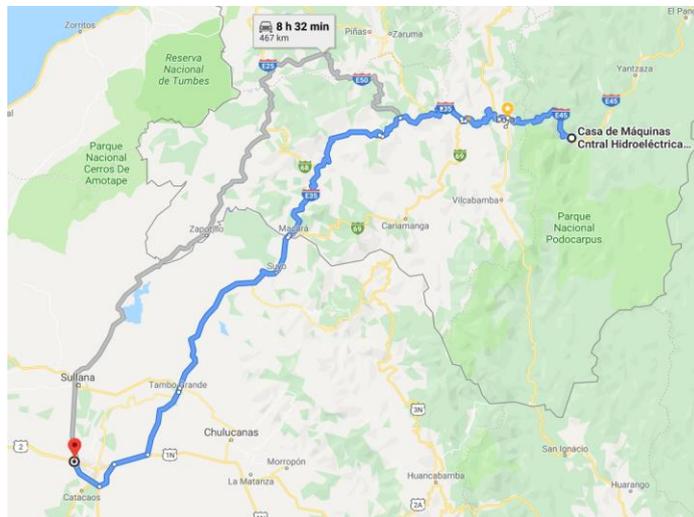


Figura 2.9. Recorrido aproximado entre la subestación Zamora (Ecuador) y Piura (Perú).

2.2.1 Caso de estudio de Interconexión Chorrillos – Piura (2020)

En el año 2020 se realizó la interconexión entre la Barra Chorrillos 500 [KV] – Barra Piura 500 [KV]. Se decidió por esta opción ya que la barra Chorrillos es la barra de 500 [KV] que en el 2019 se encuentra operativa y sigue

siendo la más cercana con la frontera peruana en el año 2020. Además, cuenta con compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) que regulan el voltaje de la barra, también posee conexión a una barra a nivel de 230 [KV] en la que alimenta a varias subestaciones del Guayas. Mientras que en el lado de Perú a pesar de que la barra de La “Niña” a nivel de 500 [KV], es la que en el 2019 se encuentra operativa, se consideró la barra de Piura a nivel de 500 [KV], ya que en los planes de expansión se prevé que para el año 2020 se cuenta con el tramo desde “La Niña” hasta “Piura”, además que “Piura” se encuentra ubicado más cerca de la frontera norte del Perú. [10]

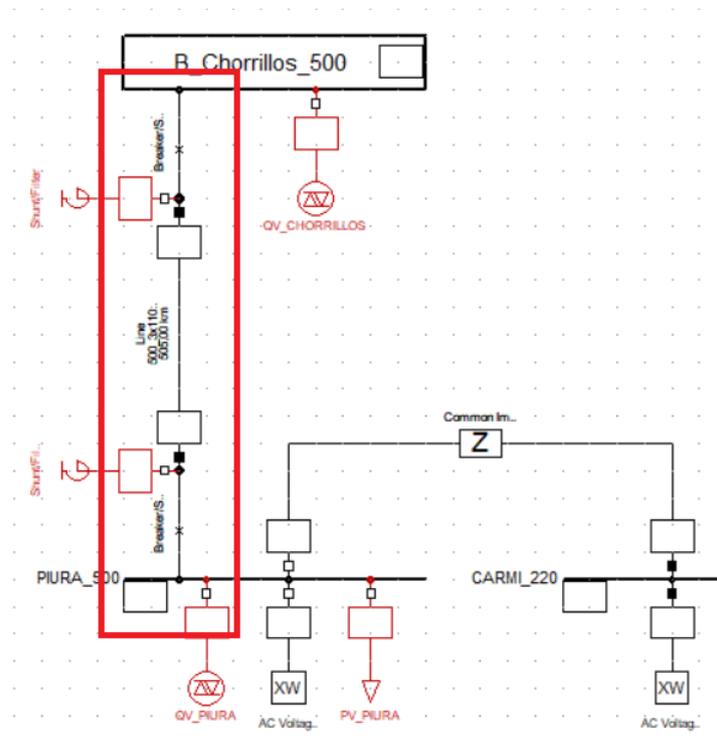


Figura 2.10. Línea de interconexión Chorrillos – Piura año 2020.

2.2.2 Caso de estudio de Interconexión Chorrillos – Piura (2020) [HVDC]

Para el caso de interconexión en HVDC entre la barra Chorrillos (Ecuador) y la barra Piura (Perú), el parámetro de distancia de la línea fue el mismo.

Mientras que para este tipo de línea los aspectos principales son que la línea sea de tipo DC, el nivel de tensión sea 500 [KV] DC y se omiten los parámetros de impedancias, el acoplamiento de la línea DC hacia las barras AC se lo realizó mediante rectificadores e inversores, los cuales controlan mediante tiristores los niveles de tensión AC y DC de las barras de Chorrillos y Piura respectivamente. Cabe recalcar que en la interconexión DC no existe flujo de potencia reactiva por la línea, por lo tanto, no es necesario hacer compensación de reactivos y tampoco se obtiene ningún valor de la curva QV.

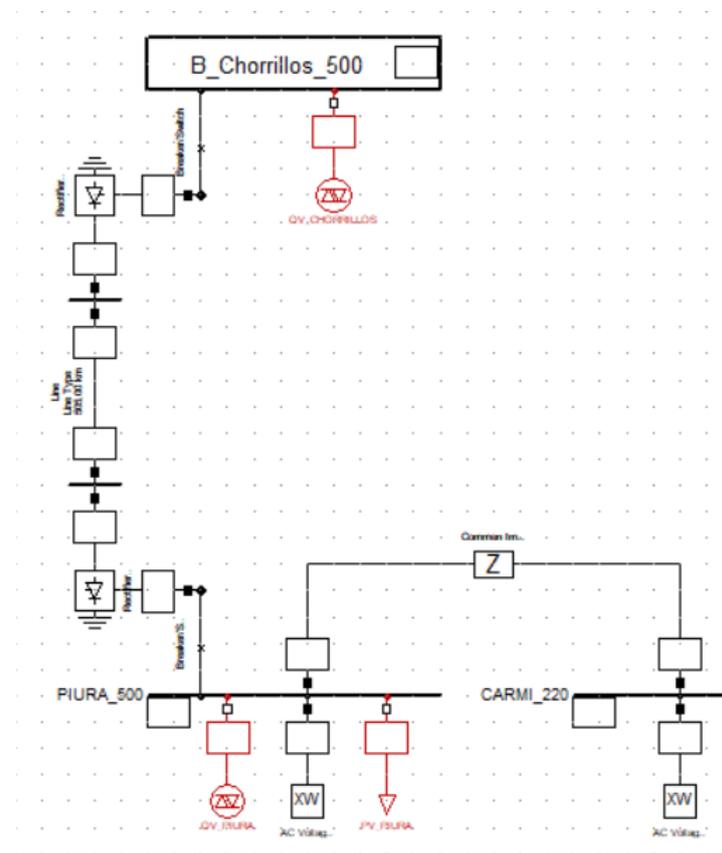


Figura 2.11. Línea de interconexión Chorrillos – Piura [HVDC]

2.2.3 Caso de estudio de Interconexión Chorrillos – Piura (2024)

En este caso de estudio se ha seleccionado la Barra Chorrillos 500 [KV], ya que entre las ocho barras de 500 [KV] presente para el año 2024, esta es una de las que ofrece mayor cercanía con la Barra de Piura 500 [KV]; evitando así grandes distancias en la interconexión. Además, las líneas de

transmisión conectadas a la Barra Chorrillos 500 [KV] permiten el acceso de la energía producida por las centrales hidroeléctrica Coca Codo Sinclær, San Francisco Fase I y Paute, siendo las más destacadas en producción de energía en el año 2024 [11].

La

Figura 2.12. muestra la interconexión que se realizó en el programa especializado.

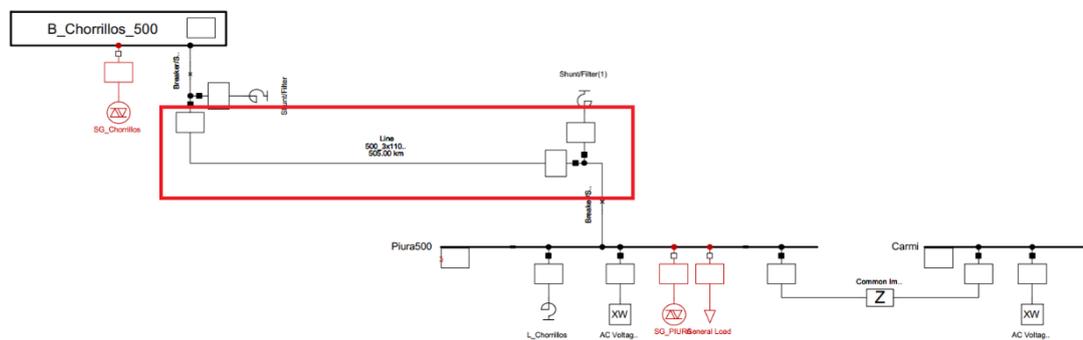


Figura 2.12. Línea de interconexión Chorrillos 500 [KV] – Piura 500 [KV] año 2024.

El SNI consta de compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) en la Barra Chorrillos 230 [KV], ayudando en la barra de interés.

2.2.4 Caso de estudio de Interconexión Pasaje – Piura (2024)

En este caso de estudio se ha seleccionado la Barra Pasaje 500 [KV], ya que entre las ocho barras de 500 [KV] presente para el año 2024, es la más cercana a Perú obteniendo para la línea de interconexión la menor longitud posible de todas las opciones, con un recorrido de 309 [Km] aproximadamente. Además, las líneas de transmisión conectadas a la Barra Pasaje 500 [KV] permiten el acceso directo de la energía producida por las centrales hidroeléctrica Coca Codo Sinclær, San Francisco Fase I y Paute, siendo las más destacadas en producción de energía en el año 2024 [11].

La Figura 2.13. muestra la interconexión que se realizó en el programa especializado.

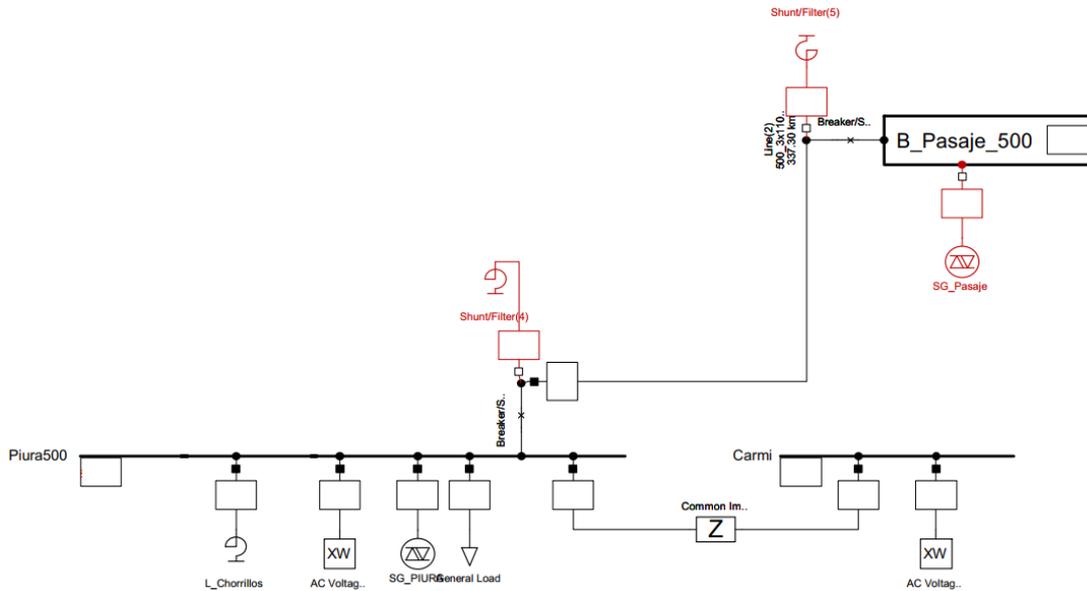


Figura 2.13. Línea de interconexión Pasaje 500 [KV] – Piura 500 [KV] año 2024.

2.2.5 Caso de estudio de Interconexión Zamora – Piura (2024)

En este caso de estudio se ha seleccionado la Barra Zamora 500 [KV], ya que entre las ocho barras de 500 [KV] presente para el año 2024, es la segunda más cercana a la frontera peruana con un recorrido de 467 [Km]. Además, la línea de interconexión entre Ecuador y Perú, en este escenario, se tiene acceso directo a 1200 [MW] generados por la Central Hidroeléctrica San Francisco Fase I [11], central que está conectada en la Barra Zamora 500 [KV]. Incluso la ubicación de esta barra ofrece cercanía a los mayores centros de generación del Ecuador.

La Figura 2.14. muestra la interconexión que se realizó en el programa especializado.

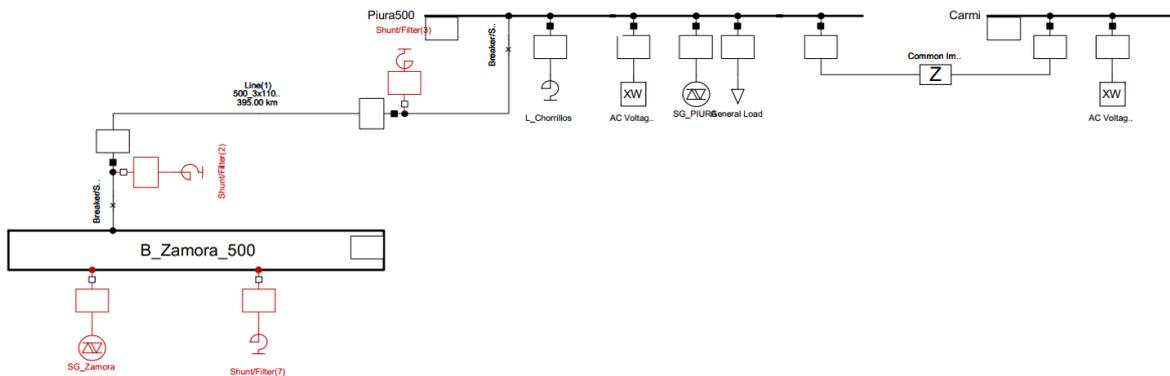


Figura 2.14. Línea de interconexión Zamora 500 [KV] y Piura 500 [KV]

Mientras que en el “Plan de expansión” del SEIN sigue prevaleciendo que la Barra Piura 500 [KV] es la más cercana a Ecuador [10], por lo que se consideró esta barra en el lado de Perú para realizar la interconexión.

2.3 Curvas QV

Las curvas QV ayudan a la interpretación de la relación entre la inyección de potencia reactiva y el nivel de voltaje de una determinada barra, de esa forma se conoce el valor del compensador para poder obtener un nivel de voltaje de 1 p.u en una barra de interés. Este concepto se utilizó para el dimensionamiento de los inductores en la línea de interconexión y en las barras emisoras y receptoras.

Para este proyecto, en el año 2020, la barra Chorrillos 500 [KV] es emisora mientras que la barra Piura 500 [KV] es la receptora. Mientras que el año 2024, prevalece la barra Piura 500 [KV] como receptora y se consideró como barras receptoras las siguientes:

- Chorrillos
- Pasaje
- Zamora

Con el fin de compensar los efectos inductivos y capacitivos producidos solo por la energización de la línea de transmisión, para ello se determina curvas QV a ambos extremos de la línea, teniendo en cuenta desconectar el sistema de Sistema Eléctrico Interconectado de Perú (SEIN) ya que solo se analizó los efectos de la

línea de transmisión. Para obtener las curvas QV fue necesario instalar un generador estático en la barra en la cual se requiere analizar, tal como lo muestra la Figura 2.15., ya que este se encarga de realizar el barrido de la potencia reactiva para formar los puntos de la curva QV.

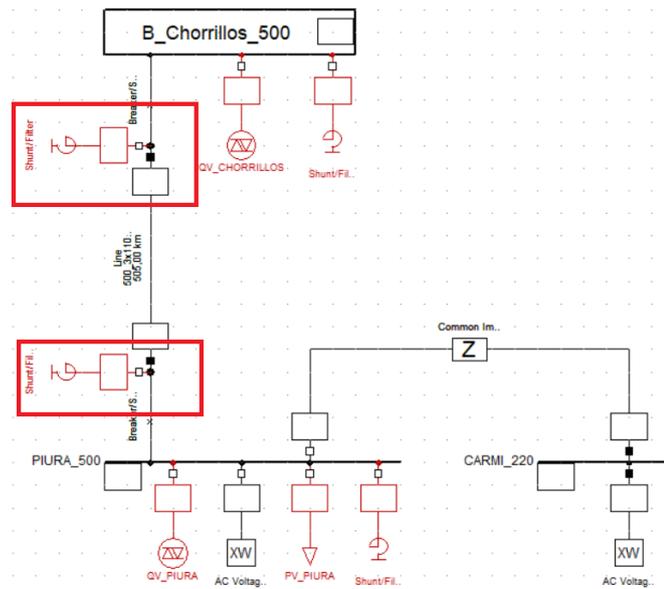


Figura 2.15. Reactores utilizados para la compensación de la línea.

2.4 Contingencias

Después de que se compenso y balanceo el sistema se procede con el análisis de contingencias en el cual consideramos contingencias hasta N-1, y como principal interés líneas que comprenden en circuito de [500 KV], además se consideran líneas principales del anillo de 230 [KV], como aquellas que se conectan a la barra de Molino, ya que está considerada como la barra slack.

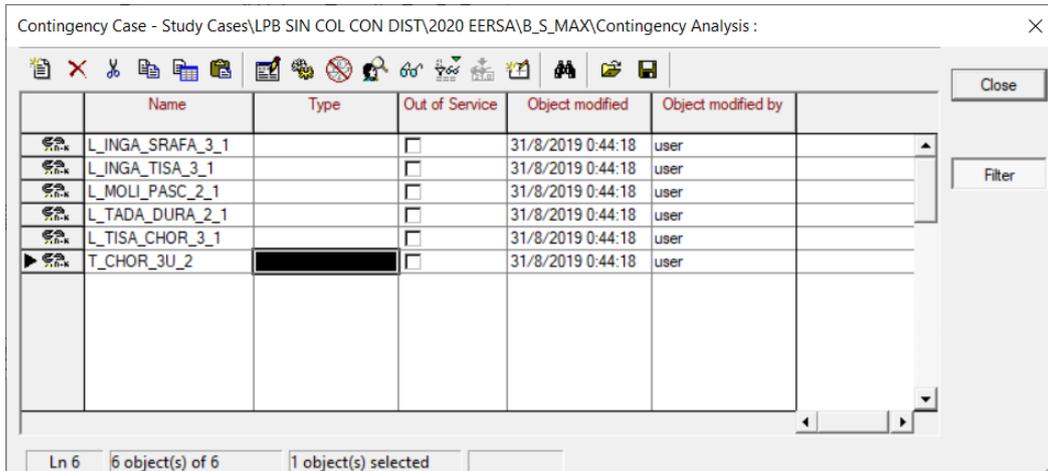


Figura 2.16. Ventana de configuración de casos de contingencia.

2.5 Curvas PV

Una vez dimensionados los reactores que se colocaron en la línea de transmisión, se procedió a balancear el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ya que, en la interconexión, la red equivalente de Perú se comporta como una carga, por lo tanto, se deberán tomar acciones correctivas como, compensación de reactivos en otras barras del sistema y despacho de potencia de centrales térmicas.

Para el sistema operando en estado estable dentro de los límites normalizados, es decir, los voltajes en por unidad con un rango de tolerancia de (+-5%), y los elementos del sistema por debajo de sus límites de potencia, se procedió a realizar contingencias de hasta N-1, en varias líneas del sistema, las cuales se consideraban críticas, debido a su ubicación cerca de la interconexión o a la cantidad de potencia que se transmitía antes de la contingencia.

Después del análisis de contingencias se procedió a determinar la máxima transferencia de potencia de la interconexión, para ello se conectó una carga de prueba en la barra en la cual se va a analizar la curva PV, esta carga se encargará de hacer el barrido de potencias para determinar los puntos para formar la curva PV.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Caso de estudio interconexión Chorrillos – Piura

En esta sección se detallan los criterios utilizados para determinar la potencia máxima de transferencia que la línea de interconexión Chorrillos – Piura 500 [KV] puede asimilar. Además, se aplican conceptos de estabilidad de voltaje para las barras Chorrillos 500 [KV] y Piura 500 [KV] respectivamente; criterio con el que se cuantifica la capacidad de los compensadores utilizados en este caso de estudio.

Este caso de estudio en particular se lo ha realizado para los años 2020 y 2024, debido a la disposición de los datos; con esto se obtuvo resultados de la potencia de transferencia que Ecuador podría exportar a Perú posterior a dos años ante la interconexión de ambos países, y así, se analizó el comportamiento del SNI ante la expansión de generación y carga para ambos países.

Año 2020

3.1.1 Dimensionamiento de compensación en la línea.

Se obtuvieron las gráficas QV para las barras Piura 500 [KV] y Pasaje 500 [KV], las cuales se muestran la Figura 3.1. y Figura 3.2. respectivamente. Las curvas QV se determinaron, considerando que, en la barra Piura 500 [KV] no está conectada a ninguna carga ni red alguna.

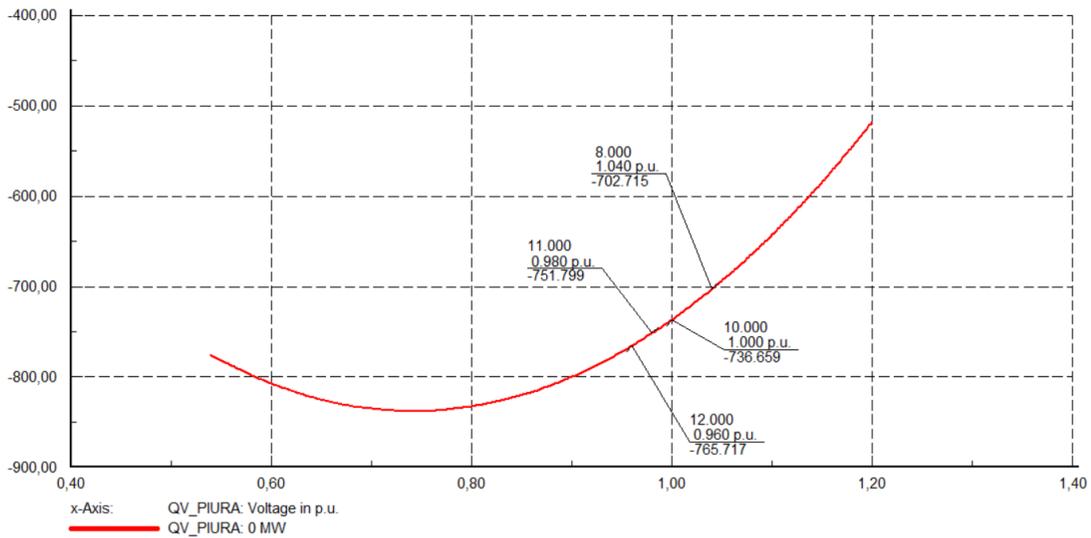


Figura 3.1. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Piura]

La compensación de reactivos en la línea de interconexión, para lado peruano, se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.1.. Dicha gráfica indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-702,15; -765,717], valores que aseguran tanto un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$, como la estabilidad de voltaje para la barra Piura 500 [KV].

Mientras que en la barra de chorrillos se determinó la curva QV después de haber conectado el inductor de compensación de la línea en el lado de Piura, según como se ve en la Figura 3.2. los rangos de potencia reactiva que se puede inyectar en la línea oscila entre -170,692 [MVAR] hasta -861,229 [MVAR], sin que el voltaje exceda la tolerancia de $\pm 5\%$, para este caso se selecciona un inductor de 525 [MVAR], con lo cual se espera un voltaje de uno en por unidad en la barra Chorrillos.

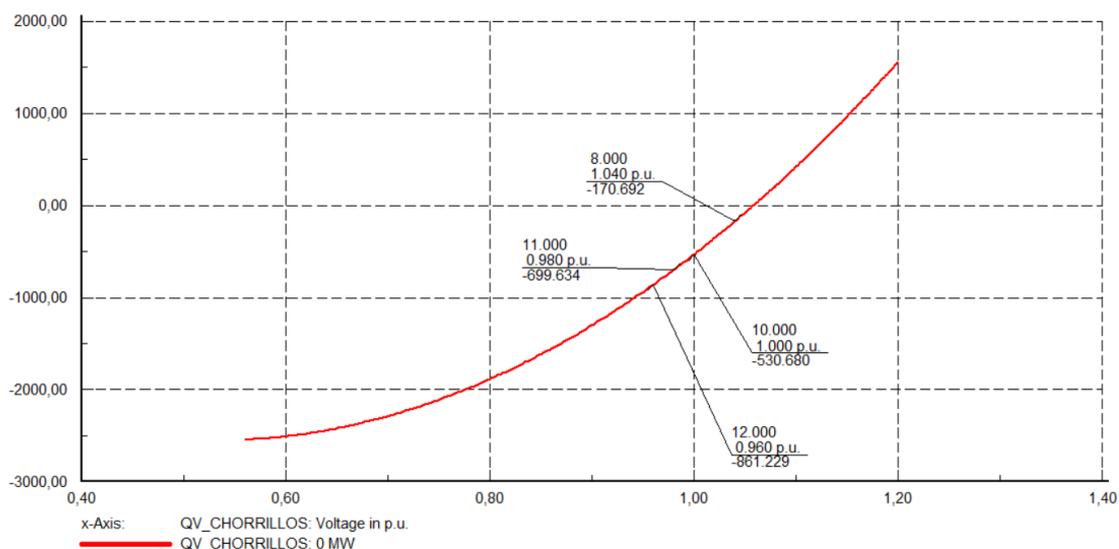


Figura 3.2. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Chorrillos]

Este reactor de la línea de en el lado de Chorrillos también afecta al lado de Piura, por lo cual se repitió el proceso y se obtiene una nueva curva QV, la cual modifica el valor de reactivo que se instaló inicialmente al lado de Piura, del mismo modo el reactor de la línea en el lado de Piura afecta al lado de Chorrillos, y así se repite el proceso hasta encontrar un juego de compensadores reactivos que cumplan con las condiciones de que los voltajes en las barras estén lo más cerca de uno en por unidad. Finalmente, el juego de reactores que se utilizaron para la compensación de la línea se muestra en la siguiente tabla.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Piura	575	MVar
Reactor Chorrillos	650	MVar

Tabla 3.1. Compensadores en la línea Chorrillos – Piura 500 [KV].

Como resultado de la compensación en la línea de línea de transmisión se deberán conectar inductores, solo la energización de la línea en vacío produce sobrevoltaje en las barras a las cuales se encuentra conectada (Chorrillos y de Piura), este sobrevoltaje en las barras se debe a que la

línea de transmisión presenta un efecto capacitivo, producido por el nivel de tensión y la longitud de esta.

3.1.2 Dimensionamiento de compensación en la barra.

La potencia reactiva que se puede inyectar en la barra de Piura 500 [KV], oscila entre -658,428 [MVAR] y -889,954 [MVAR]; y a su vez, para este rango de potencia reactiva, los valores del nivel de voltaje están dentro del rango de tolerancia del +- 5% como indica la Figura 3.3.. Esto asegura que, si el valor del inductor conectado en la barra está dentro del rango de potencia reactiva mencionado, la estabilidad de voltaje en la barra de Piura 500 [KV] no estará en riesgo al momento de la operación en estado estable. Por lo tanto, se escogió un inductor de 750 [MVAR] que cumple con los requerimientos de estabilidad mencionados.

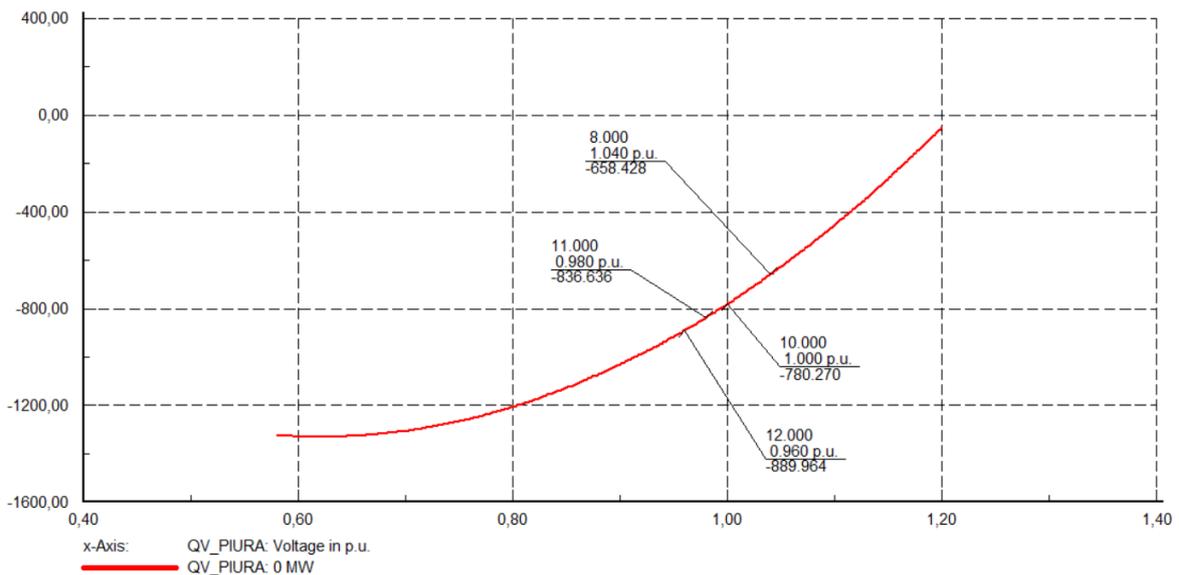


Figura 3.3. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Chorrillos]

Mientras que en la barra de chorrillos se determinó la curva QV después de haber conectado el inductor de compensación de Piura, según como se ve en la Figura 3.4. los rangos de potencia reactiva que se puede inyectar en la línea oscila entre -202,334 [MVar] hasta -975,587 [MVar], sin que el voltaje exceda la tolerancia de +-5%, para este caso se selecciona un

inductor de 600 [MVar], con lo cual se espera un voltaje de uno en por unidad en la barra Chorrillos.

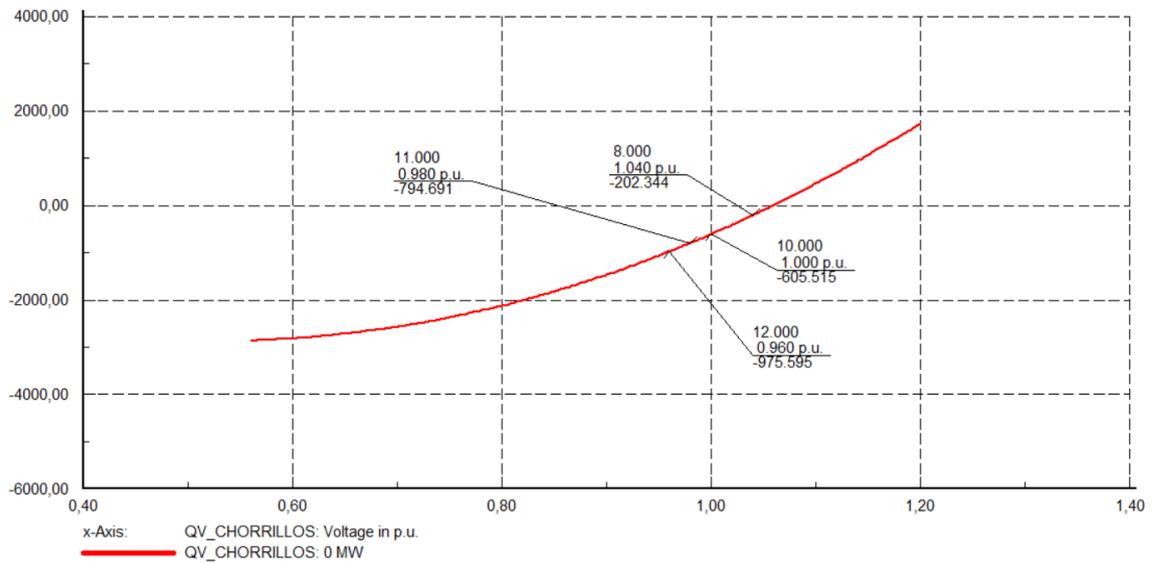


Figura 3.4. Curva QV Barra Chorrillos 500 [caso Chorrillos -Piura (2020)].

Finalmente, el juego de reactores que se utilizaron para la compensación de la línea se muestra en la siguiente Tabla 3.2.

Compensacion Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Barra Piura	750	MVar
Reactor Barra Chorrillos	600	MVar

Tabla 3.2. Compensadores en barra, caso de estudio Chorrillos – Piura (2020)

3.1.3 Balance del sistema.

Al momento de la interconexión de los sistemas eléctricos de Perú y Ecuador se presentaron dos anomalías en el SNI (Ecuador), para las cuales se tomaron medidas correctivas para que el sistema opere dentro de los límites de los parámetros eléctricos como se muestra en la Tabla 3.3

Anomalia Presentada	Acciones correctivas
Barra B_Normandia _230 presenta sobrevoltaje (>1,05 p.u.)	Compensación reactiva en barra
Saturación de potencia de unidad 1 de generación en barra B_Molino _138	Despacho de potencia activa en generadores

Tabla 3.3. Balance del sistema SIN, caso Chorrillos – Piura.

3.1.4 Contingencias en el SNI.

Para el presente caso de estudio se plantearon cinco contingencias, de las cuales tres de ellas son parte de las líneas que conforman la red a 500 [KV], y los otros dos elementos forman parte de la red de 230 [Kv], en todas las contingencias a excepción del transformador de Chorrillos 500 - Chorrillos 230, el efecto que produce estas contingencias en la red es que el generador Slack excede su potencia máxima de generación

La salida del transformador de Chorrillos 500 - Chorrillos 230 no presenta ninguna anomalía

La contingencia que más problemas causa es de Línea "El Inga" - "San Rafael" ya que provoca que varias barras del oriente ecuatoriano tengan bajo voltaje. Cabe recalcar que ninguna de las contingencias el sistema pierde estabilidad. El resumen de las contingencias se presenta en la siguiente tabla:

Contingencias	Efectos en la red
Línea "El Inga" - "San Rafael"	Presenta bajo voltaje en varias barras del oriente del Ecuador, Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada
Línea "El Inga" - "Tisaleo"	Presenta bajo voltaje en varias barras del oriente del Ecuador, Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada
Línea "Tisaleo" - "Chorrillos "	Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada, Transformadores de Manduriacu en límites de cargabilidad

Transformador Chorrillos 500 a Chorrillos 230	No presenta ningún efecto negativo al sistema
Línea "Molino" - "Pascuales"	Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada

Tabla 3.4. Contingencias y efectos en la red caso de estudio Chorrillos – Piura (2020)

3.1.5 Resultados del flujo de potencia.

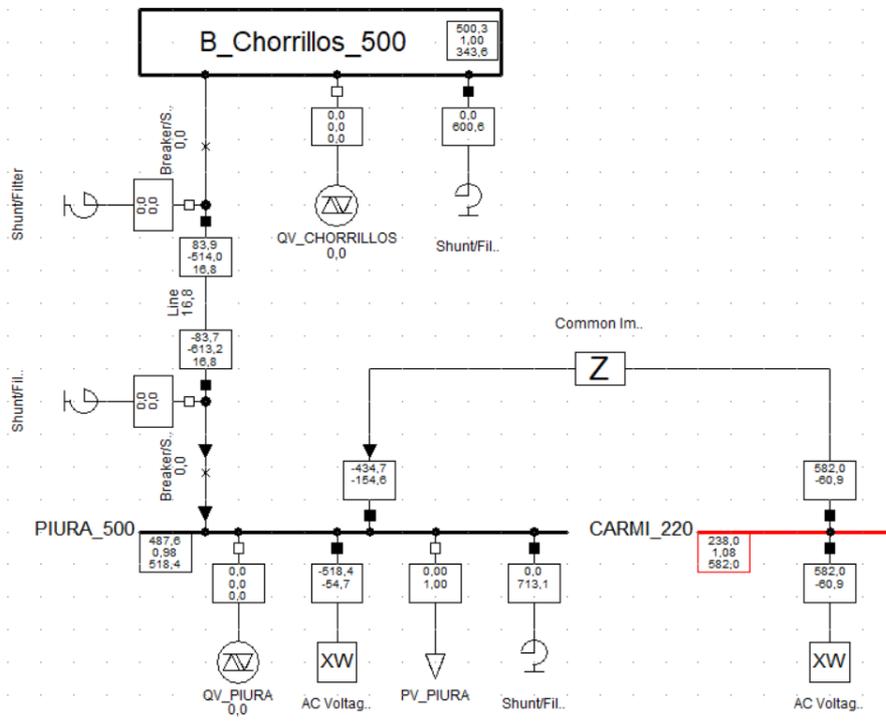


Figura 3.5. Flujo de potencia en interconexión Chorrillos – Piura.

Considerando que los escenarios tanto para el SEIN y el SNI fueron considerados los de demanda máxima en periodo de estiaje, es decir las peores condiciones, y las proyecciones de los planes de expansión al 2020, en estado estable, se transmite aproximadamente 83 [MW] desde Ecuador hacia Perú

Los demás parámetros de la línea de transmisión se presentan en la *Tabla 3.5*.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Corriente	I	0.73	kA
Potencia Activa	P	83,7	MW
Potencia Reactiva	Q	611,9	Mvar
Perdidas de Potencia Activa	Ploss	0,23	MW
Perdidas de Potencia Reactiva	Qloss	1126,03	Mvar
Cargabilidad	Load	16,8	%

Tabla 3.5. Parámetros de la línea de transmisión Caso Chorrillos – Piura (2020).

3.1.6 Máxima transferencia de potencia en la línea.

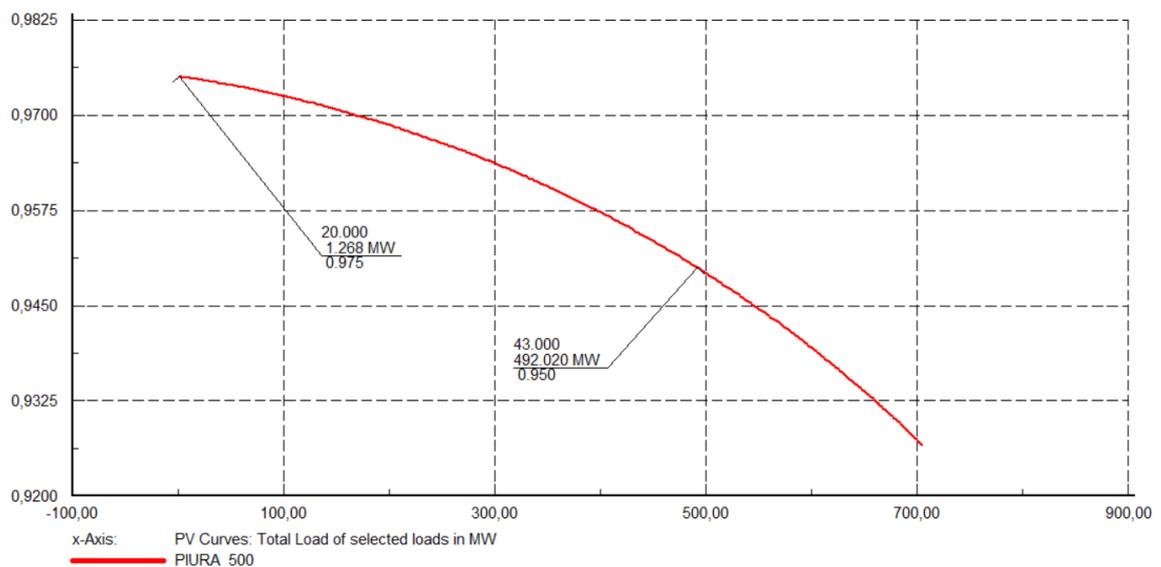


Figura 3.6. Curva PV de línea Chorrillos -Piura (2020) [lado de Piura]

En la Figura 3.6. se muestra la curva PV producto de la interconexión entre Chorrillos y Piura, en ella podemos la cual nos indica que la máxima cantidad de potencia activa que se puede colocar en la barra es 450 [MW] aproximadamente , sin sobrepasar los límites de tolerancia en los niveles de tensión de la barra.

La potencia máxima transferida estará relacionada con el voltaje en la barra, y el voltaje en la barra a su vez estará relacionada con la compensación de reactivos que se coloque en la barra, cualquier cambio en la compensación de reactivos de la barra, produce desplazamientos en el eje “Y” de la curva de potencia real versus voltaje(PV), es decir, que si

se requiere transferir mayor potencia, la curva PV deberá desplazarse hacia arriba y esto sucede cuando se quita compensación de tipo inductivo o se agrega compensación de tipo capacitivo.

Año 2024

3.1.7 Dimensionamiento de compensación en la línea.

La potencia reactiva que se puede inyectar en la línea de interconexión Chorrillos – Piura 500 [KV] para el lado peruano, oscila entre -602.012 [MVAR] y -697,213 [MVAR]; y a su vez, para este rango de potencia reactiva, los valores del nivel de voltaje están dentro del rango de tolerancia del +- 5% como indica la Figura 3.1.. Esto asegura que, si el valor del inductor conectado en la línea está dentro del rango de potencia reactiva mencionado, la estabilidad de voltaje en la barra de Piura 500 [KV] no estará en riesgo al momento de la maniobra de interconexión. Por lo tanto, se escogió un inductor de 650 [MVAR] que cumple con los requerimientos de estabilidad mencionados.

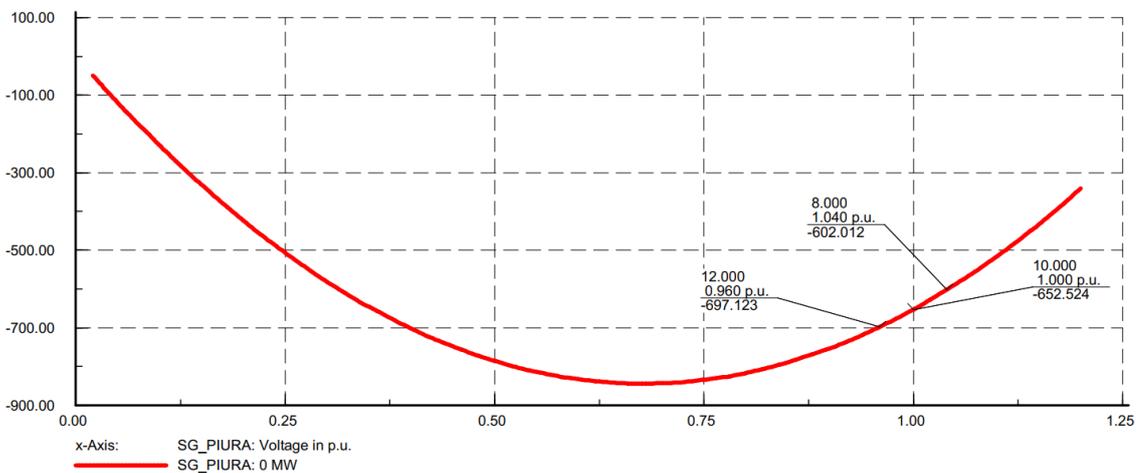


Figura 3.7 Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2024) [lado de Piura]

Mientras que en la barra de Chorrillos se determinó la curva QV después de haber conectado el inductor de compensación de la línea en el lado de Piura, según como se ve en la Figura 3.8., los rangos de potencia reactiva que se puede inyectar en la línea oscila entre -1317,92 [MVar] hasta 286.569 [MVar], sin que el voltaje exceda la tolerancia de +-5%, para este

caso se selecciona un inductor de 500 [MVAR], con lo cual se espera un voltaje de uno en por unidad en la barra Chorrillos.

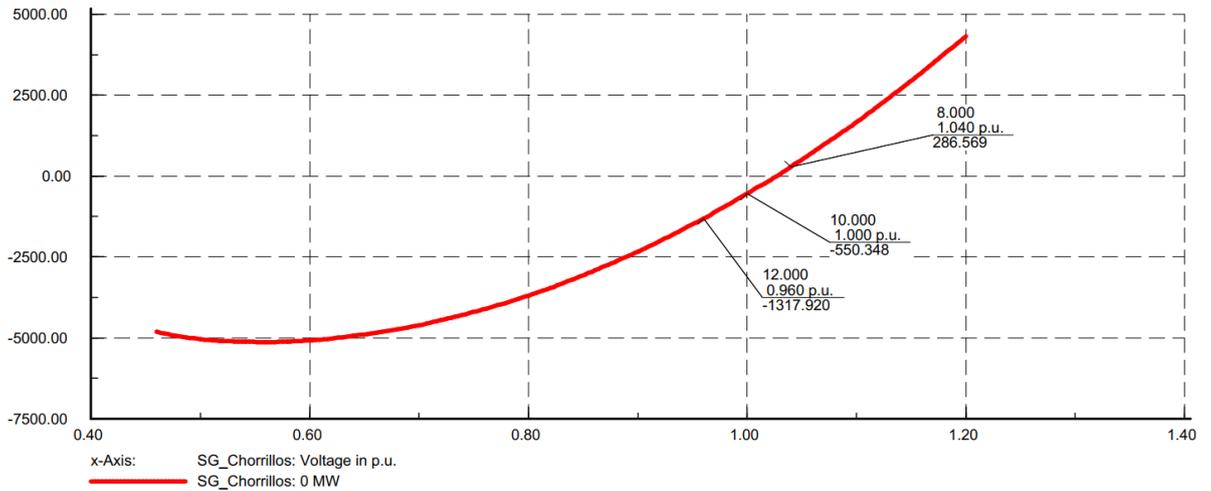


Figura 3.8. Curva QV para compensación de línea Chorrillos -Piura (2024) [lado de Chorrillos]

Este reactor de la línea de en el lado de Chorrillos también afecta al lado de Piura, por lo cual se repitió el proceso y se obtiene una nueva curva QV, la cual modifica el valor de reactivo que se instaló inicialmente al lado de Piura, del mismo modo el reactor de la línea en el lado de Piura afecta al lado de Chorrillos, y así se repite el proceso hasta encontrar un juego de compensadores reactivos que cumplan con las condiciones de que los voltajes en las barras estén lo más cerca de 1 p.u.

Finalmente, el juego de reactores que se utilizaron para la compensación de la línea se muestra en la siguiente Tabla 3.6.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Barra Piura	650	MVAR
Reactor Barra Chorrillos	500	MVAR

Tabla 3.6. Compensadores reactivos en barra, caso de estudio Chorrillos- Piura (2024)

3.1.8 Dimensionamiento de compensación en la barra.

La potencia reactiva que se puede inyectar en la barra de Piura 500 [KV], oscila entre -782.680 [MVAR] y -536.493 [MVAR]; y a su vez, para este rango de potencia reactiva, los valores del nivel de voltaje están dentro del rango de tolerancia del +- 5% como indica la Figura 3.9. Esto asegura que, si el valor del inductor conectado en la barra está dentro del rango de potencia reactiva mencionado, la estabilidad de voltaje en la barra de Piura 500 [KV] no estará en riesgo al momento de la operación en estado estable. Por lo tanto, se escogió un inductor de 600 [MVAR] que cumple con los requerimientos de estabilidad mencionados.

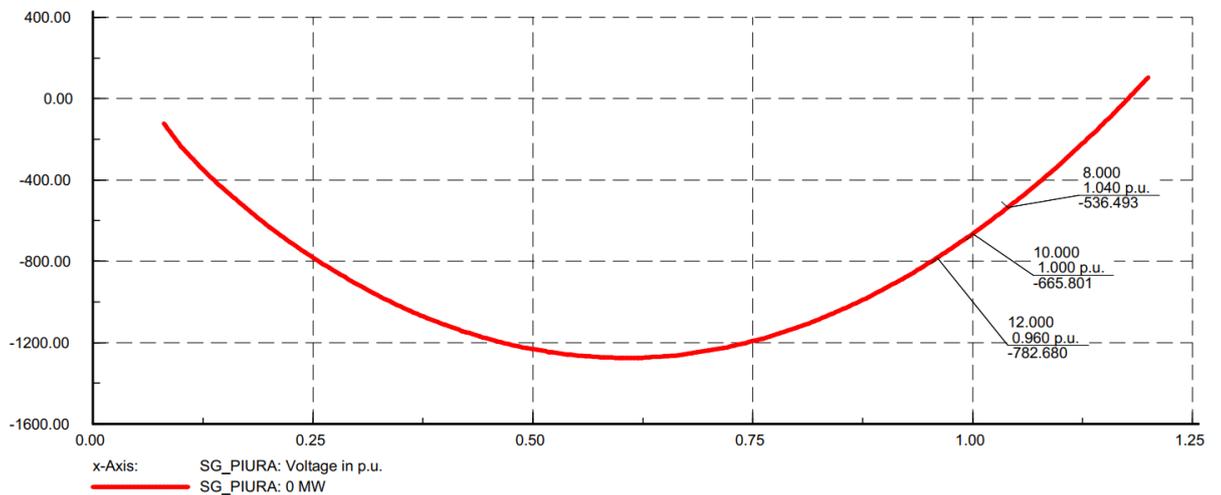


Figura 3.9 Curva QV para compensación de la Barra Piura 500 [KV] año 2024.

Mientras que en la barra de chorrillos se determinó la curva QV después de haber conectado el inductor de compensación de Piura, según como se ve en la Figura 3.10. los rangos de potencia reactiva que se puede inyectar en la línea oscila entre -1383.591 [MVAR] hasta 303.481 [MVAR], sin que el voltaje exceda la tolerancia de +-5%, para este caso se selecciona un inductor de 550 [MVAR], con lo cual se espera un voltaje de uno en por unidad en la barra Chorrillos.

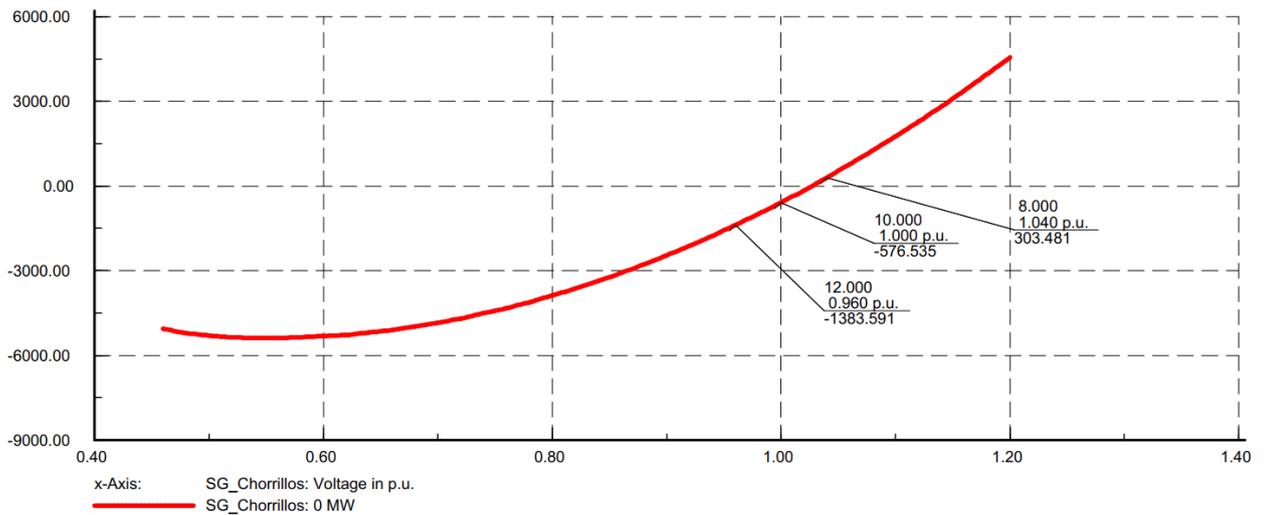


Figura 3.10. Curva QV para compensación de la Barra Chorrillos 500 [KV] año 2024.

Finalmente, el juego de reactores que se utilizaron para la compensación de la línea se muestra en la siguiente *Tabla 3.7*.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Barra Piura	600	MVAR
Reactor Barra Chorrillos	550	MVAR

Tabla 3.7 Compensadores reactivos en barra, caso de estudio Chorrillos – Piura (2024)

3.1.9 Balance del sistema.

Al momento de la interconexión de los sistemas eléctricos de Perú y Ecuador se presentaron dos anomalías en el SNI (Ecuador), para las cuales se tomaron medidas correctivas para que el sistema opere dentro de los límites de los parámetros eléctricos como se muestra en la *Tabla 3.3*

Anomalia Presentada	Acciones correctivas
Barra B_Lago_Agrio_69 presenta bajo voltaje (<1,05 p.u.)	Compensación reactiva en barra
Saturación de potencia de Unidad 1 de generación en barra B_Molino_138	Despacho de potencia activa en generadores

Tabla 3.8. Balance del sistema SIN, caso Chorrillos – Piura.

3.1.10 Contingencias en el SIN.

Para el presente caso de estudio se plantearon tres contingencias, de las cuales tres de ellas son parte de las líneas que conforman la red a 500 [KV], y los otros dos elementos forman parte de la red de 230 [Kv], en todas las contingencias a excepción del transformador de Chorrillos 500 - Chorrillos 230, el efecto que produce estas contingencias en la red es que el generador Slack excede su potencia máxima de generación.

La salida del transformador de Chorrillos 500 - Chorrillos 230 no presenta ninguna anomalía

La contingencia que más problemas causa es de Línea "El Inga" - "San Rafael" ya que provoca que varias barras del oriente ecuatoriano tengan bajo voltaje. Cabe recalcar que ninguna de las contingencias el sistema pierde estabilidad. El resumen de las contingencias se presenta en la siguiente tabla:

Contingencias	Efectos en la red
Línea "El Inga" - "San Rafael"	Presenta bajo voltaje en varias barras del oriente del Ecuador, Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada
Línea "El Inga" - "Tisaleo"	Presenta bajo voltaje en varias barras del oriente del Ecuador, Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada
Línea "Tisaleo" - "Chorrillos "	Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada, Transformadores de Manduriacu en límites de cargabilidad
Transformador Chorrillos 500 a Chorrillos 230	No presenta ningún efecto negativo al sistema
Línea "Molino" - "Pascuales"	Generador slack de Molino excede los límites de potencia activa generada

Tabla 3.9. Contingencias y efectos en la red caso de estudio Chorrillos – Piura (2020)

3.1.11 Resultados del flujo de potencia.

Para los escenarios de demanda máxima, propuesta en este proyecto, el SNI transfiere al SEIN 86.3 [MW], visualizándose en la Figura 3.11

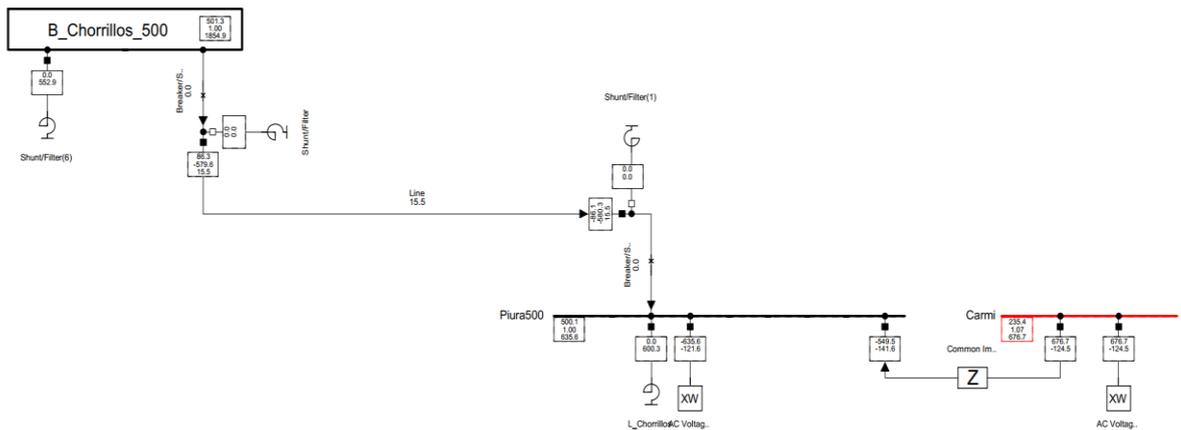


Figura 3.11 Flujo de potencia en interconexión Chorrillos- Piura 500 [KV]

Dichos escenarios, implica estados críticos en demanda tanto para el SEIN y SNI, en donde el flujo de potencia en estas condiciones se muestra en la Tabla 3.10.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Corriente	I	0,67	[KA]
Potencia Activa	P	86,3	[MW]
Potencia Reactiva	Q	579,6	[Mvar]
Perdidas de Potencia Activa	Ploss	0,15	[MW]
Perdidas de Potencia Reactiva	Qloss	-1159,92	[Mvar]
Cargabilidad	Load	15	%

Tabla 3.10 Parámetros de la línea de transmisión Caso Pasaje – Piura.

3.1.12 Máxima transferencia de potencia en la línea.

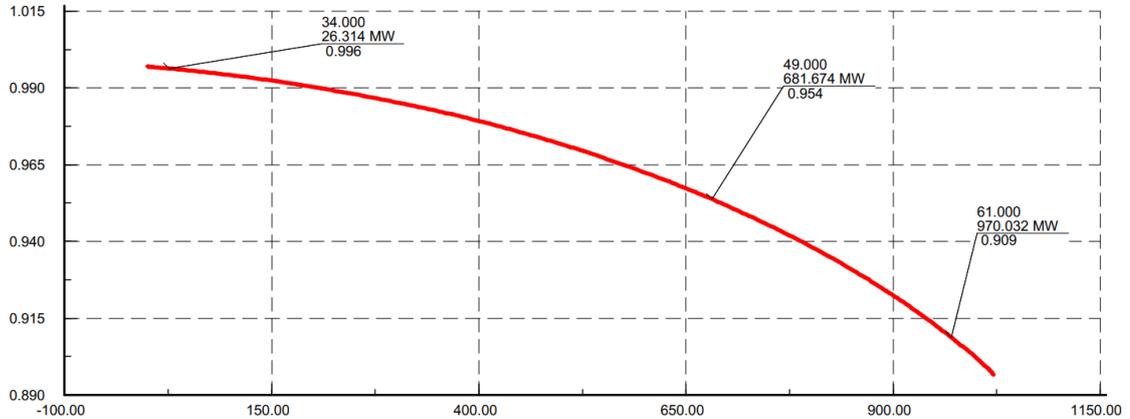


Figura 3.12 Curva PV de línea Pasaje - Piura [lado de Piura]

En la Figura 3.12 se muestra la curva PV de la barra Piura 500 [KV], donde se observa la potencia activa que puede recibir con la interconexión desde la Barra Chorrillos 500 [KV]. La curva QV indica que no hay variaciones súbitas del voltaje a medida que la carga incrementa, a pesar de ofrecer un bajo rango en valores de voltaje, la potencia activa máxima que puede llegar a la barra Piura 500 [KV] es de 600 [MW], ya que si ese valor es sobrepasado el SNI sufre caída de voltaje a pesar de que la barra Piura 500 [KV] no se vea afectada.

3.2 Caso de estudio interconexión Pasaje – Piura

En esta sección se detallan los criterios utilizados para determinar la potencia máxima de transferencia que la línea de interconexión Pasaje – Piura 500 [KV] puede asimilar. Además, se aplican conceptos de estabilidad de voltaje para las barras Pasaje 500 [KV] y Piura 500 [KV] respectivamente; mismo criterio cuantifica la capacidad de los compensadores utilizados en este caso de estudio.

3.2.1 Dimensionamiento de compensación en la línea.

En esta sección se obtienen gráficas QV para las barras Piura 500 [KV] y Pasaje 500 [KV], las cuales se muestran la Figura 3.13 y Figura 3.14 respectivamente. Las curvas QV se determinaron, considerando que, en la barra Piura 500 [KV] no se conectada carga ni red alguna.

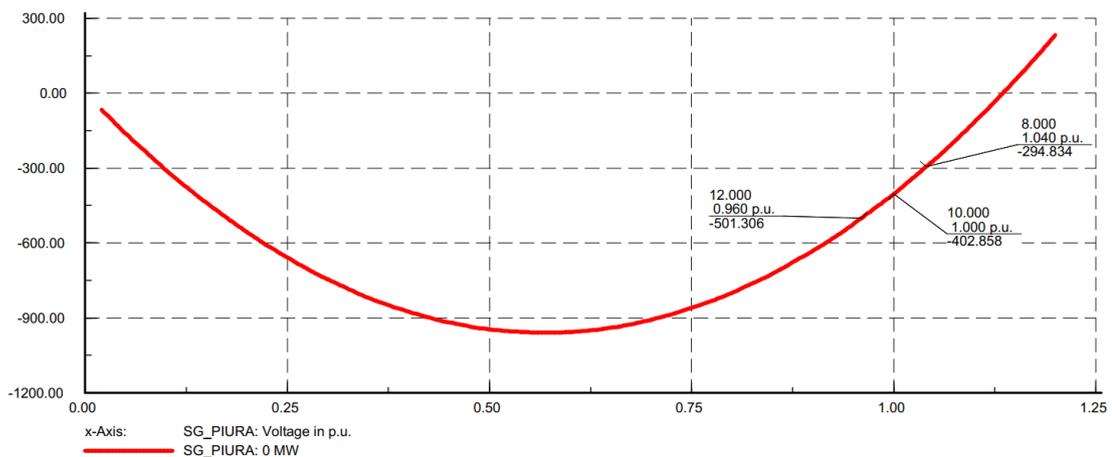


Figura 3.13 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV]

La compensación de reactivos en la línea de interconexión, para lado peruano, se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.13. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-501.306; -294.834], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ que a su vez prevaleciendo la estabilidad de voltaje para la barra de Piura 500 [KV].

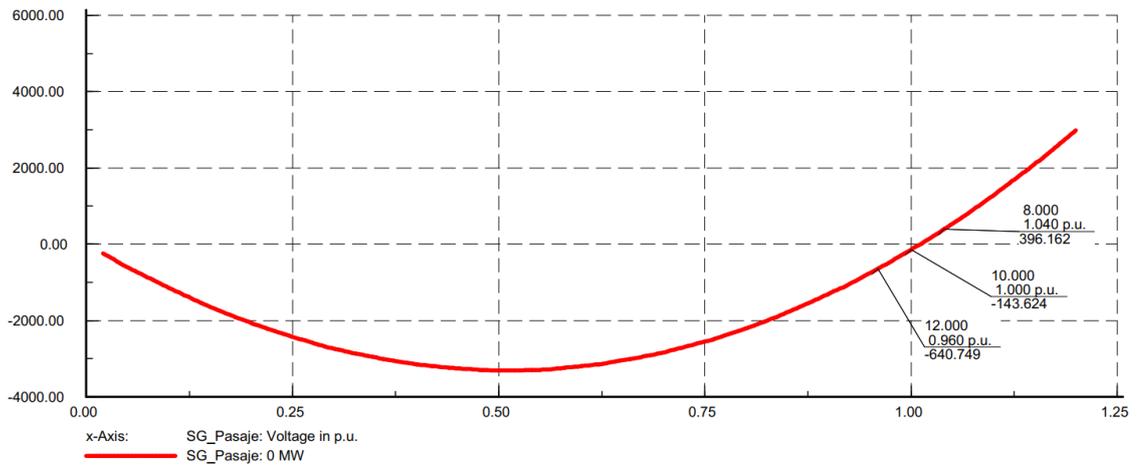


Figura 3.14 Gráfica QV de la Barra Pasaje 500 [KV]

La compensación de reactivos en la línea de interconexión, para lado ecuatoriano, se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.14. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-640.749; 396.162], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ y a la vez prevalece la estabilidad de voltaje para la barra de Pasaje 500 [KV].

Para el rango de valores de potencia reactiva, obtenidas por las curvas QV, se determina el valor del compensador reactivo en la línea de interconexión, Tabla 3.11, asegurando que el valor de voltaje para ambas barras sea de 1 p.u.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Piura	350	MVAR
Reactor Pasaje	140	MVAR

Tabla 3.11 Compensadores en la línea Pasaje – Piura 500 [KV]

3.2.2 Dimensionamiento de compensación en la barra.

En esta sección se obtienen gráficas QV para las barras Piura 500 [KV] y Pasaje 500 [KV], las cuales se muestran la y respectivamente. Las curvas QV se determinaron, considerando que, en la barra Piura 500 [KV] está conectada la red equivalente del SEIN.

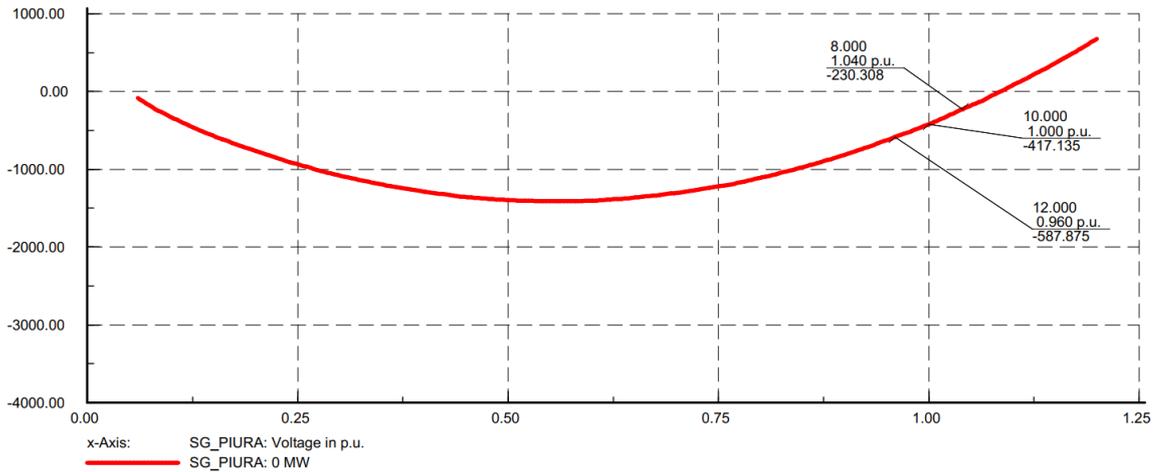


Figura 3.15 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV]

La compensación de reactivos en la barra Piura 500 [KV], se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.15. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-ampereos reactivos de [-587.875; -230.308], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ que a su vez prevaleciendo la estabilidad de voltaje para la barra de Piura 500

[KV].

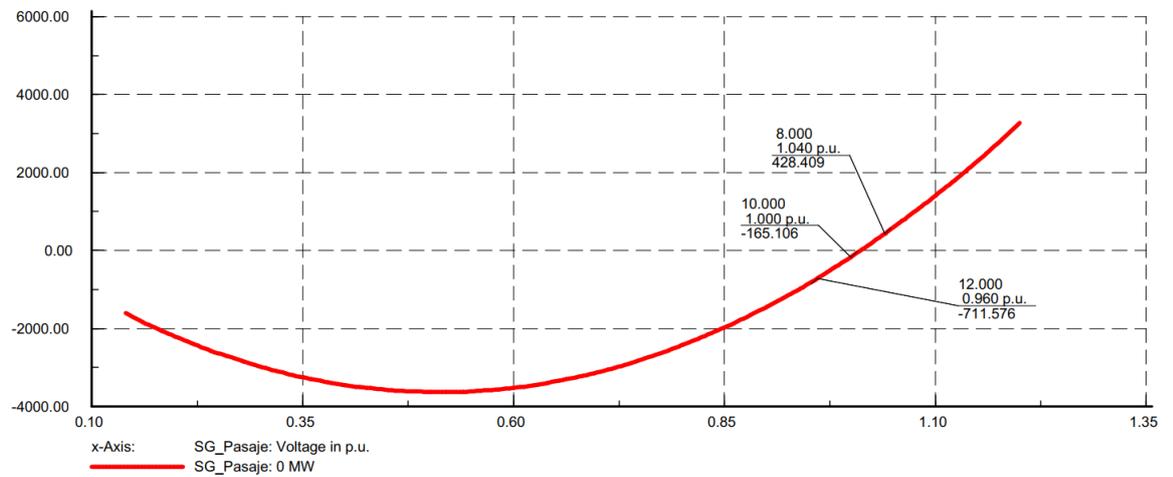


Figura 3.16 Curva QV de la Barra Pasaje 500 [KV]

La compensación de reactivos en la barra Pasaje 500 [KV], se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.16. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-711.576; 428.409], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ y a la vez prevalece la estabilidad de voltaje para la barra de Pasaje 500 [KV].

Para el rango de valores de potencia reactiva, obtenidas por las curvas QV, se determina el valor del compensador reactivo en la línea de interconexión, Tabla 3.12, asegurando que el valor de voltaje para ambas barras sea de 1 p.u.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Barra Piura	375	MVAR
Reactor Barra Pasaje	150	MVAR

Tabla 3.12 Compensadores para las barras de Piura 500 [KV] y Pasaje [KV]

3.2.3 Balance del sistema.

Al realizar la interconexión entre Ecuador y Perú, el SNI presenta anomalías y se solucionan tomando acciones correctivas propuestas en la Tabla 3.13.

Anomalía Presentada	Acciones correctivas
Barra B_Lago_Agrio_69 presenta bajo voltaje (<1,05 p.u.)	Compensación reactiva en barra
Saturación de potencia de Unidad 1 de generación en barra B_Molino_138	Despacho de potencia activa en generadores

Tabla 3.13 Balance del SNI ante interconexión entre Pasaje 500 [KV] y Piura 500 [KV]

Realizadas las acciones correctivas establecidas en la Tabla 3.13, el SNI no presenta anomalías en el para los escenarios de demanda en ambos países.

3.2.4 Contingencias en el SIN.

En esta sección se realizan contingencias n-1 en el SNI, las cuales se especifican en la Tabla 3.14.

Contingencias	Efectos en la red
Unidad 1: Central San Francisco	Bajo nivel de voltaje en las siguientes barras: <ul style="list-style-type: none"> - Barra Gualaceo 138 [KV] - Barra Cuenca 138 [KV] - Barra Tarqui 138 [KV] - Barra Limón 138 [KV] - Barra Méndez 138 [KV] - Barra Macas 69 [KV] - Barra Abanico 69 [KV] Límite de generación excedido en las unidades de Molino.
Línea: El Inga - Tisaleo 500 [KV]	Bajo nivel de voltaje en las siguientes barras: <ul style="list-style-type: none"> - Barra Selva Alegre 138 [KV] - Barra Bicentenario 138 [KV] - Barra Cumbayá 138 [KV]

	<ul style="list-style-type: none"> - Barra Olímpico 138 [KV] - Barra Vicentina 138 [KV] - Barra Cotocallao 138 [KV]
Línea: Chorrillos - Pasaje 500 [KV]	No presenta anomalías emergentes en el SNI
Línea: Chorrillos - Taday 500 [KV]	No presenta anomalías emergentes en el SNI
Línea: Molino – Pascuales 230 [KV]	No presenta anomalías emergentes en el SNI

Tabla 3.14 Contingencias en el SNI (Caso Pasaje-Piura)

Se determina que si la Unidad 1 de la Central San Francisco y la línea de transmisión El Inga – Tisaleo 500 [KV] fallan de manera independiente, en el SNI se presentará anomalías de gran relevancia al estar interconectado con el SEIN.

3.2.5 Resultados del flujo de potencia.

Para los escenarios de demanda máxima, propuesta en este proyecto, el SNI transfiere al SEIN 87.1 [MW], visualizándose en la Figura 3.17.

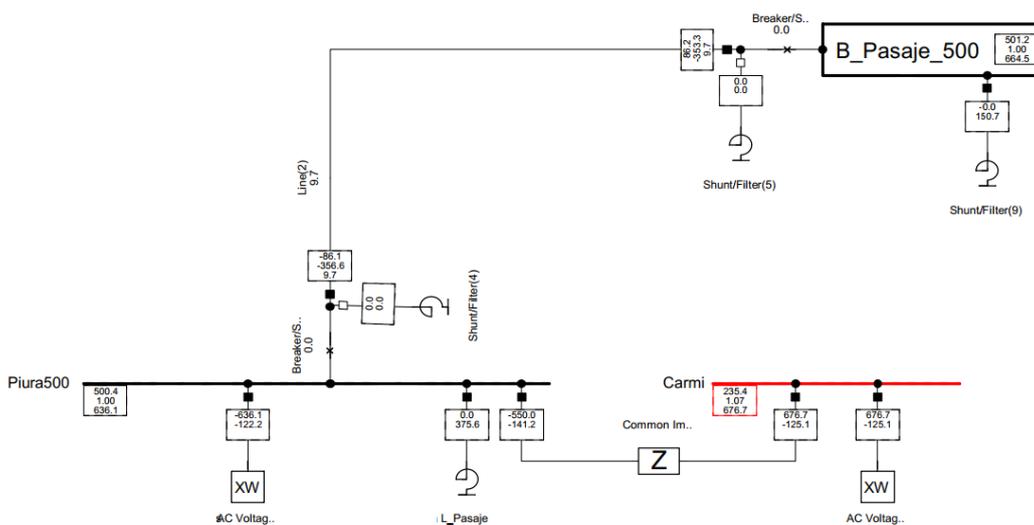


Figura 3.17 Flujo de potencia en interconexión Pasaje – Piura

Dichos escenarios, implica estados críticos en demanda tanto para el SEIN y SNI, en donde el flujo de potencia en estas condiciones se muestra en la Tabla 3.15.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Corriente	I	0,42	[KA]
Potencia Activa	P	87,1	[MW]
Potencia Reactiva	Q	352,8	[Mvar]
Perdidas de Potencia Activa	Ploss	0,23	[MW]
Perdidas de Potencia Reactiva	Qloss	-710,73	[Mvar]
Cargabilidad	Load	9,7	%

Tabla 3.15 Parámetros de la línea de transmisión Caso Pasaje – Piura.

3.2.6 Máxima transferencia de potencia en la línea.

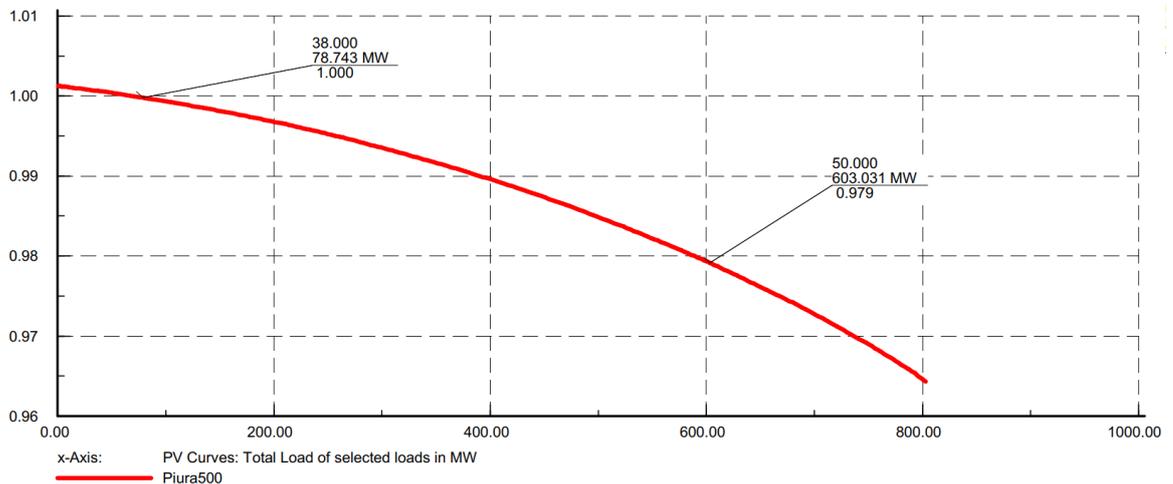


Figura 3.18. Curva PV de línea Pasaje - Piura [lado de Piura]

En la Figura 3.18. se muestra la curva PV de la barra Piura 500 [KV], donde se observa la potencia activa que puede recibir con la interconexión desde la Barra Pasaje 500 [KV]. La curva QV indica que no hay variaciones súbitas del voltaje a medida que la carga incrementa, a pesar de ofrecer un

bajo rango en valores de voltaje, la potencia activa máxima que puede llegar a la barra Piura 500 [KV] es de 600 [MW], ya que si ese valor es sobrepasado el SNI sufre caída de voltaje a pesar de que la barra Piura 500 [KV] no se vea afectada.

3.3 Caso de estudio interconexión Zamora – Piura

En esta sección se detallan los criterios utilizados para determinar la potencia máxima de transferencia que la línea de interconexión Zamora – Piura 500 [KV] puede asimilar. Además, se aplican conceptos de estabilidad de voltaje para las barras Zamora 500 [KV] y Piura 500 [KV] respectivamente; mismo criterio cuantifica la capacidad de los compensadores utilizados en este caso de estudio.

3.3.1 Dimensionamiento de compensación en la línea.

En esta sección se obtienen gráficas QV para las barras Piura 500 [KV] y Zamora 500 [KV], las cuales se muestran la Figura 3.13 y Figura 3.14 respectivamente. Las curvas QV se determinaron, considerando que, en la barra Piura 500 [KV] no se conectada carga ni red alguna.

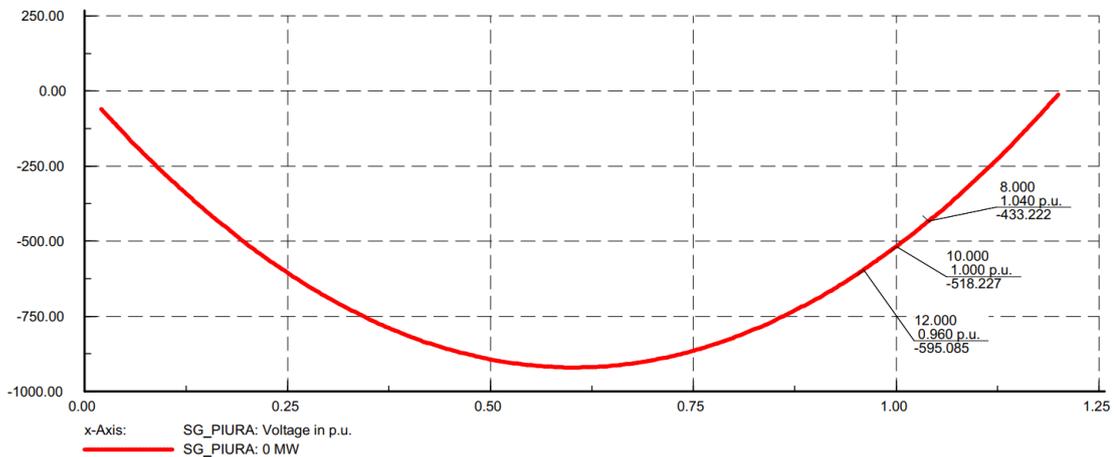


Figura 3.19 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV]

La compensación de reactivos en la línea de interconexión, para lado peruano, se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.19. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-595.085; -433.222], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del

rango de tolerancia del $\pm 5\%$ que a su vez prevaleciendo la estabilidad de voltaje para la barra de Piura 500 [KV].

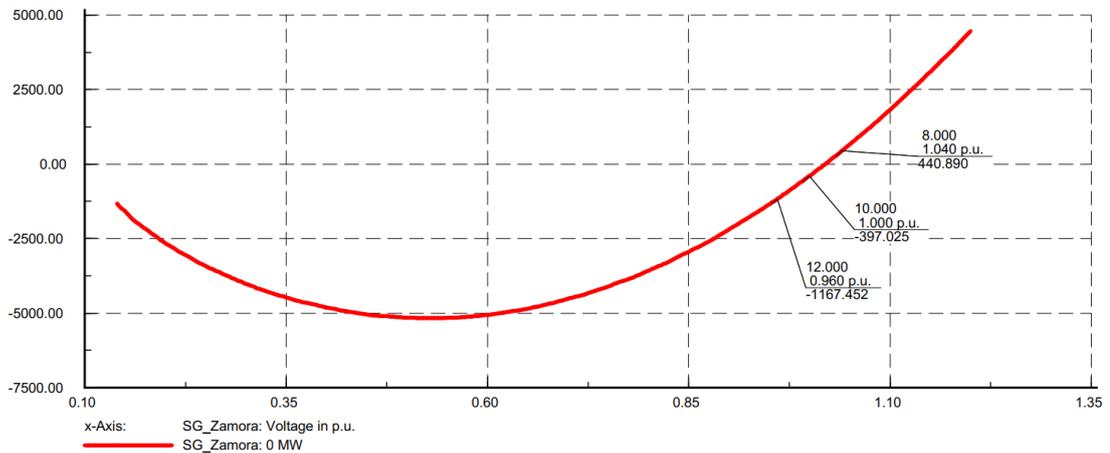


Figura 3.20 Curva QV de la Barra Zamora

La compensación de reactivos en la línea de interconexión, para lado ecuatoriano, se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.20. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-1167.452; 440.890], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ y a la vez prevalece la estabilidad de voltaje para la barra de Zamora 500 [KV].

Para el rango de valores de potencia reactiva, obtenidas por las curvas QV, se determina el valor del compensador reactivo en la línea de interconexión, Tabla 3.16, asegurando que el valor de voltaje para ambas barras sea de 1 p.u.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Piura	450	MVAR
Reactor Zamora	350	MVAR

Tabla 3.16 Compensadores en la línea Zamora – Piura 500 [KV]

Cabe recalcar que el reactor es dimensionado considerando que la línea de interconexión es de doble terna.

3.3.2 Dimensionamiento de compensación en la barra.

En esta sección se obtienen gráficas QV para las barras Piura 500 [KV] y Zamora 500 [KV], las cuales se muestran la y respectivamente. Las curvas QV se determinaron, considerando que, en la barra Piura 500 [KV] está conectada la red equivalente del SEIN.

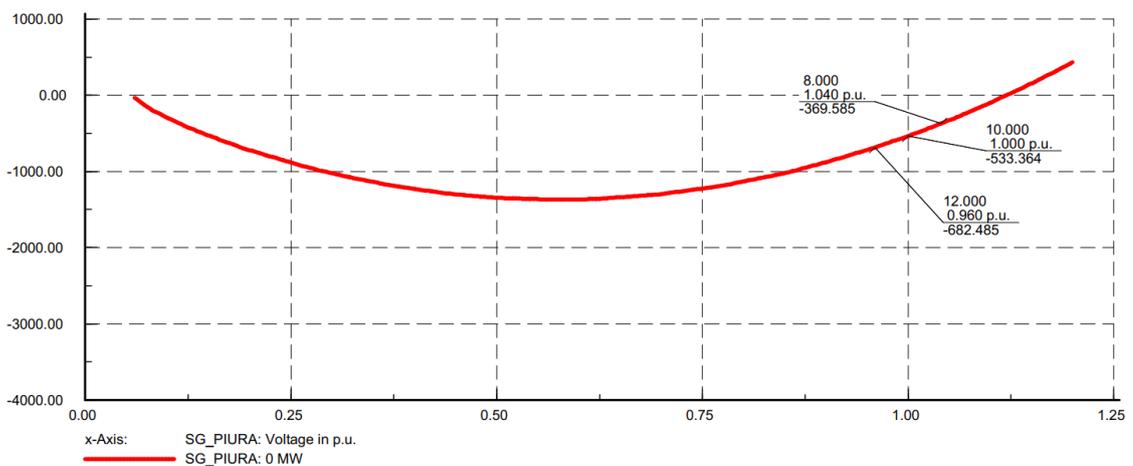


Figura 3.21 Curva QV de la Barra Piura 500 [KV]

La compensación de reactivos en la barra Piura 500 [KV], se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.15. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-ampereos reactivos de [-682.485; -369.585], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ que a su vez prevaleciendo la estabilidad de voltaje para la barra de Piura 500 [KV].

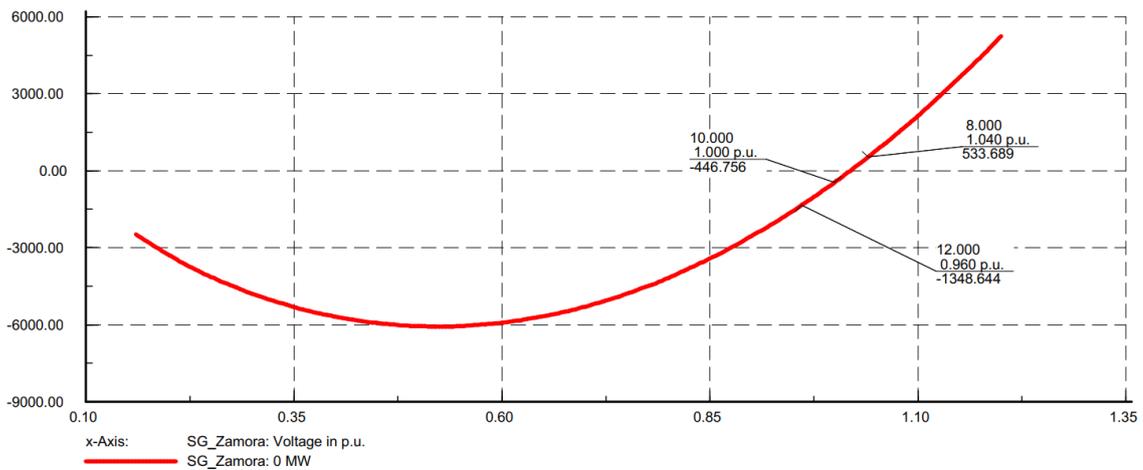


Figura 3.22 Curva QV de la Barra Zamora 500 [KV]

La compensación de reactivos en la barra Zamora 500 [KV], se determina con la curva QV ilustrada en la Figura 3.22. Dicha gráfica, indica un intervalo en mega voltios-amperios reactivos de [-1348.644; 533.689], valores que aseguran un nivel de voltaje dentro del rango de tolerancia del $\pm 5\%$ y a la vez prevalece la estabilidad de voltaje para la barra de Zamora 500 [KV].

Para el rango de valores de potencia reactiva, obtenidas por las curvas QV, se determina el valor del compensador reactivo en la línea de interconexión, Tabla 3.17, asegurando que el valor de voltaje para ambas barras sea de 1 p.u.

Compensación Inductiva	Cantidad	Unidad
Reactor Barra Piura	450	MVAR
Reactor Barra Zamora	400	MVAR

Tabla 3.17 Compensadores para las barras de Piura 500 [KV] y Pasaje [KV]

3.3.3 Balance del sistema.

Al realizar la interconexión entre Ecuador y Perú, el SNI presenta anomalías y se solucionan tomando acciones correctivas propuestas en la Tabla 3.18.

Anomalía Presentada	Acciones correctivas
Barra B_Lago_Agrio_69 presenta bajo voltaje (<1,05 p.u.)	Compensación reactiva en barra
Saturación de potencia de Unidad 1 de generación en barra B_Molino_138	Despacho de potencia activa en generadores

Tabla 3.18 Balance del SNI ante interconexión entre Zamora 500 [KV] y Piura 500 [KV]

Realizadas las acciones correctivas establecidas en la Tabla 3.18, el SNI no presenta anomalías en su sistema para los escenarios de demanda en ambos países.

3.3.4 Contingencias en el SIN.

En esta sección se realizan contingencias n-1 en el SNI, donde la interconexión transfiere 87.1 [MW] desde la Barra Zamora 500 [KV] hasta la Barra Piura 500[KV], cuando se considera demanda máxima para Ecuador y Perú las cuales se especifican en la Tabla 3.19.

Contingencias	Efectos en la red
Unidad 1: Central San Francisco	Bajo nivel de voltaje en las siguientes barras: <ul style="list-style-type: none"> - Barra Gualaceo 138 [KV] - Barra Cuenca 138 [KV] - Barra Tarqui 138 [KV] - Barra Limón 138 [KV] - Barra Méndez 138 [KV] - Barra Macas 69 [KV] - Barra Abanico 69 [KV] Límite de generación excedido en las unidades de Molino.
Línea: El Inga - Tisaleo 500 [KV]	Bajo nivel de voltaje en las siguientes barras: <ul style="list-style-type: none"> - Barra Selva Alegre 138 [KV] - Barra Bicentenario 138 [KV] - Barra Cumbayá 138 [KV] - Barra Olímpico 138 [KV] - Barra Vicentina 138 [KV] - Barra Cotocallao 138 [KV] - Barra Granda Centeno 23 [KV] - Barra San Antonio [KV] Límite de generación excedido en las unidades de Molino.
Línea: Chorrillos - Pasaje 500 [KV]	No presenta anomalías emergentes en el SIN.
Línea: Chorrillos - Taday 500 [KV]	No presenta anomalías emergentes en el SNI
Línea: Molino – Pascuales 230 [KV]	No presenta anomalías emergentes en el SNI

Tabla 3.19 Contingencias en el SNI (Caso Zamora-Piura)

Se determina que si la Unidad 1 de la Central San Francisco y la línea de transmisión El Inga – Tisaleo 500 [KV] fallan de manera independiente, en el SNI se presentará anomalías de gran relevancia al estar interconectado con el SEIN.

3.3.5 Resultados del flujo de potencia.

Para los escenarios de demanda máxima, propuesta en este proyecto, el SNI transfiere al SEIN 87.1 [MW], visualizándose en la Figura 3.23.

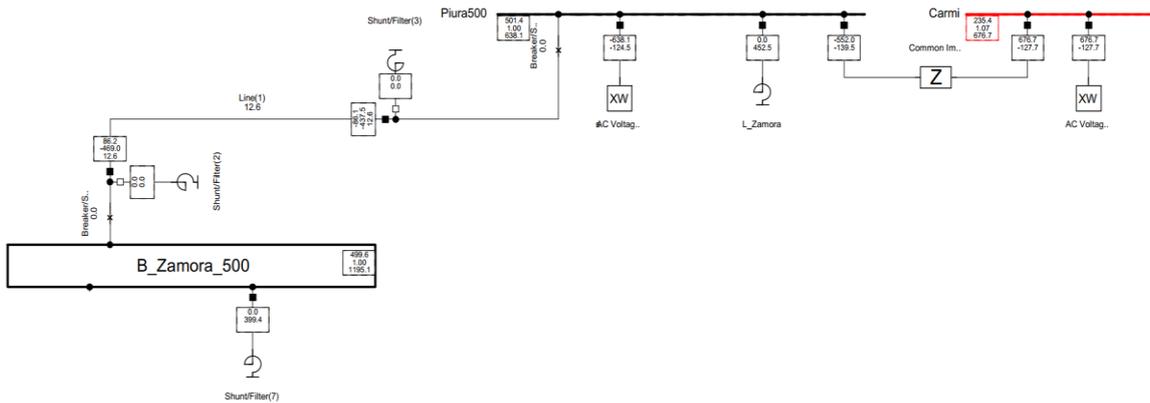


Figura 3.23 Flujo de potencia en interconexión Zamora – Piura

Dichos escenarios, implica estados críticos tanto para el SEIN y SNI, en donde el flujo de potencia en estas condiciones se muestra en la Tabla 3.20.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Corriente	I	0,5	[KA]
Potencia Activa	P	86,1	[MW]
Potencia Reactiva	Q	-437,5	[Mvar]
Perdidas de Potencia Activa	Ploss	0,1	[MW]
Perdidas de Potencia Reactiva	Qloss	-906,43	[Mvar]
Cargabilidad	Load	12,6	%

Tabla 3.20 Parámetros de la línea de transmisión Caso Pasaje – Piura.

3.3.6 Máxima transferencia de potencia en la línea.

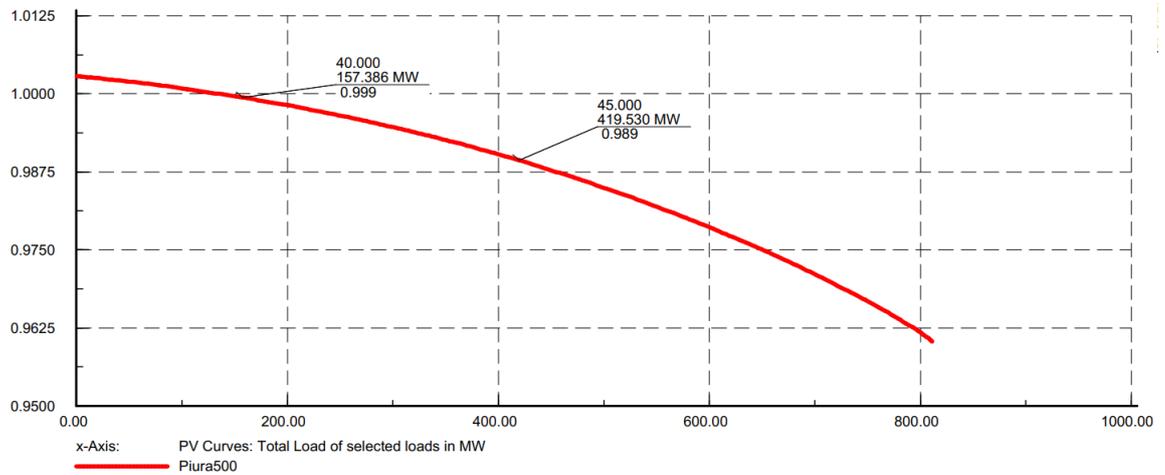


Figura 3.24 Curva PV de línea Zamora - Piura [lado de Piura]

En la Figura 3.24 se muestra la curva PV de la barra Piura 500 [KV], donde se observa la potencia activa que puede recibir con la interconexión desde la Barra Zamora 500 [KV]. La curva QV indica no hay variaciones súbitas del voltaje a medida que la carga incrementa, a pesar de ofrecer un bajo rango en valores de voltaje, la potencia activa máxima que puede llegar a la barra Piura 500 [KV] es de 400 [MW], ya que si ese valor es sobrepasado el SNI sufre caída de voltaje a pesar de que la barra Piura 500 [KV] no se vea afectada.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el diseño de una línea de transmisión se necesitan muchos análisis eléctricos técnicos y económicos, entre ellos la estabilidad de voltaje es parte fundamental del análisis eléctrico del sistema, ya que determina la potencia máxima que se puede transferir de un sistema a otro mediante el análisis de curvas PV, trabajos que complementan este estudio son los análisis de estabilidad de ángulo, análisis transitorios y estudios de protecciones que se debe usar en la línea de transmisión.

Conclusiones

- La interconexión entre la Barra Pasaje 500 [KV] y la Barra Piura 500 [KV] es la más viable de todos los escenarios planteados, ya que con criterios de estabilidad de voltaje se determinó que la máxima potencia de transferencia es hasta 600 [MW] para el año 2024 en los escenarios de demanda máxima para Ecuador y Perú sin que los niveles de tensión en las barras de interconexión excedan la tolerancia de $\pm 5\%$ por unidad. Además, esta opción es factible por el menor recorrido que supone entre los puntos de interconexión, siendo la menor de todas las opciones.
- La interconexión HVDC entre Chorrillos y Piura en el año 2020, en estado estable, trasfiere un máximo de 100 [MW], la potencia de transferencia está fijada por los controladores de tensión de los disparadores en los tiristores.
- En la interconexión entre la Barra Pasaje 500 [KV] y Barra Piura 500 [KV], el sistema eléctrico ecuatoriano (SNI) es resistente ante contingencias N-1 provocadas por la salida de las Líneas de transmisión del circuito de 500 [kV]

Recomendaciones

- Cuando se realice la reducción de la red en Perú se recomienda tomar en consideración más barras para tener un equivalente más real del sistema y estudiar el comportamiento de las barras de Perú ante la interconexión.
- En el dimensionamiento de los inductores de la línea de transmisión se recomienda repetir el proceso de obtener las curvas QV hasta al menos 3 iteraciones de tal forma que los voltajes en las barras se encuentren cerca del uno en por unidad
- Cuando se realiza el balance del sistema se recomienda instalar banco de capacitores o inductores según sea el caso de bajo voltaje o sobre voltaje, respectivamente, y para generadores, líneas o transformadores saturados, realizar el despacho de las unidades de generación que se encuentran fuera de servicio y además se encuentran en barras adyacentes

BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. F. L. Arcos, *ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2007.
- [2] M. d. E. y. E. Renovable, "Ministerio de Electricidad y Energía Renovable," [Online]. Available: <http://historico.energia.gob.ec/sistema-de-transmision-500-kv/#>. [Accessed 12 junio 2019].
- [3] N. T.K and M. Sukhija, *Power System Analysis*, New Delhi: Oxford University, 2014.
- [4] R. Delgado, *ESTUDIOS PARA LA CONEXION DE INSTALACIONES DE GENERACION Y TRANSMISION AL SISTEMA ELECTRICO BOLIVIANO*, Sevilla: e-REdING, trabajos y proyectos fin de estudios de la E.T.S.I., 2015.
- [5] T. Wildi, *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*, Ciudad de México: Pearson Education, 2007.
- [6] D.Das, *Electrical Power System*, New Delhi: New Age International, 2006.
- [7] ABB, "Un siglo de ABB review," *ABB review*, pp. 33-34, 2014.
- [8] F. G. M. Torres, "Integración de un enlace HVDC al control de frecuencia del SIC". Chile 1 Agosto 2011.
- [9] A. d. R. y. C. d. Electricidad, "Inventario de recursos energéticos del Ecuador con fines de producción eléctrica 2015," Quito, 2015.
- [10] COES, "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2015-2024.," 2013.
- [11] M. d. E. y. E. Renovables, "Plan Maestro de Electricidad 2016-2025," Quito, 2017.