

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ESTUDIOS DE ESTABILIDAD PERMANENTE Y TRANSITORIA DE
CONEXIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES PASAJE (MACHALA) Y
POSORJA MEDIANTE CONEXIÓN HVDC”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

ANDRES ENRIQUE JACHO ALVARADO

HUGO FERNANDO BARRERA TOBAR

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018

DEDICATORIA

Cuando te sientas desanimado, solamente observa aquella figura en donde tus sueños y metas un día se cristalizaron; y te darás cuenta de que lo puedes lograr, y te devuelve la pasión de luchar por continuar y pelear por tus metas, tus sueños... No es trabajo, porque sabes que estás alcanzando tu meta, existen desafíos, pero cuando evalúas tus sentimientos acerca de lo que haces por alcanzar ese éxito, nunca habrá un solo día de esfuerzo en tu vida, porque es un placer llegar a obtener tu meta, tu sueño, tus anhelos.

A Dios por regalarme una maravillosa familia y que nos siga bendiciendo siempre. A mis padres que con su apoyo constante e incondicional siempre creyeron en mí durante toda la carrera universitaria, en especial a mi papá el Sr. Arcesio Jacho Toapanta que con su ejemplo de lucha y perseverancia nunca perdió la fe en mí. A mi madre la Sra. Luisa Alvarado Román que con su infinito amor siempre me brinda su consejo y comprensión, a mis hermanos Saúl, Diego y Doris por estar siempre junto a mí apoyándome siempre durante estos años. A mis amigos Joseph Guzmán, Missael Fajardo, Roger Ayala, Bárbara Tamayo y Cinthya Ordoñez, va dedicado este trabajo.

“Con la ayuda de Dios, todo es posible”.

Andrés Jacho Alvarado.

Dedicatoria

A Dios, por todas las bendiciones recibidas en mi vida. A mi familia, por confiar siempre en mí y concluir esta carrera, este es un logro dedicado a ustedes. Mi padre Ing. Hugo Barrera por el ejemplo de superación y perseverancia frente a la vida.

Mi madre Rosario Tobar por su comprensión, amor y apoyo incondicional en mi vida

A mi hermana, Dra. Fernanda Barrera por su ejemplo y amistad

A mi hermano Jorge Barrera por ser un buen amigo con el que siempre poder contar

A mi Hijo, Hugo Alejandro Barrera, por llegar a cambiar mi vida y enseñarme que siempre habrá un motivo por el cual no decaer, él.

Y amigos de carrera y deporte, por brindarme inolvidables momentos, gracias por su buena amistad

Mirar al cielo y decir, gracias Dios sé que fuiste tú, todo es posible.

Hugo Barrera Tobar

AGRADECIMIENTOS

Los autores estamos agradecidos de todas las instituciones y personas que hicieron posible este trabajo.

Esta tesis de grado nunca hubiera sido posible sin el apoyo financiero de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL). La ESPOL nos brindó tanto la oportunidad de convertirnos en Ingenieros como de recibir las tutorías en Quito. También queremos reconocer la ayuda recibida por la Unidad de Negocios CELEC EP Transelectric, quienes nos permitieron usar sus conjuntos de datos (especialmente al Ingeniero Juan Plazarte). Esto fue único e invaluable en el desarrollo de esta investigación.

Esta tesis nunca se hubiera completado sin la ayuda y el apoyo de las siguientes personas, de quienes estamos profundamente agradecidos.

Al Dr Javier Urquizo director de la materia de graduación por su apoyo y útiles comentarios en el manuscrito.

A nuestros padres, familiares y amigos por su apoyo incondicional durante toda la carrera universitaria.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Andrés Jacho Alvarado* y *Hugo Barrera Tobar* 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”


Andrés Enrique Jacho
Alvarado


Hugo Fernando Barrera
Tobar

EVALUADORES

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Sixifo Falcones', written over a horizontal line.

PhD Sixifo Falcones

PROFESOR DE LA MATERIA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Javier Urquiza C.', written over a horizontal line.

Dr. Javier Urquiza C.

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Transmitir grandes cantidades de potencia con las menores pérdidas eléctricas ha sido siempre lo ideal en los enlaces de transmisión eléctrica. Estos enlaces son necesarios cuando se necesita transportar grandes bloques de potencia, en términos de centrales construidas, sin embargo, en el Ecuador tendríamos satisfecho un balance generación – carga hasta el año 2022 con las centrales actualmente construidas y en operación. Sin embargo, en las centrales construidas en la región suroriental del país, se presenta un fenómeno recurrente que es el estiaje del viento y de la lluvia, especialmente en las centrales de Villonaco y Minas de Huacachaca, la causa de este trabajo es la entrada de una carga importante en Posorja cuya demanda es de 900/1000 MW (siderúrgica / Aluminio), en efecto para cubrir esta demanda de energía eléctrica es necesario evacuar la energía generada por el proyecto Zamora Santiago, se necesita un sistema de transmisión de 500kV hasta la subestación Pasaje para lograr cubrir esta demanda, es allí donde este trabajo presenta el problema de realizar la interconexión entre dos subestaciones eléctrica que perteneces al Sistema Nacional Interconectado (SNI), las cuales se encuentran en las provincias del Guayas (subestación Posorja) y El oro (subestación Pasaje), este trabajo propone como escenarios de interconexión dos alternativas para la transmisión de energía eléctrica, la primera la convencional en *corriente alterna* (AC) o también llamada “*High Voltage Alternate Current*” (HVAC) y la segunda usando tecnología en corriente directa (DC) o más conocida como “*High Voltage Direct Current*” (HVDC). A cada una de estas propuestas de diseño de transmisión de energía eléctrica le vamos hacer un análisis de estabilidad con la finalidad de obtener y observar el comportamiento de las curvas de voltaje en las barras, potencia activa, potencia reactiva, porcentaje de cargabilidad de las líneas de transmisión pertenecientes al SNI y el ángulo de rotor de los generadores eléctricos sobre el SNI, y así mostrar como resultados finales del análisis de estabilidad en régimen permanente y transitoria cuál de las dos propuestas de línea de transmisión de energía eléctrica es la más factible técnicamente.

En este trabajo además mostramos las gráficas y comportamiento de las señales eléctricas correspondientes a los voltajes de las barras, porcentaje de cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica, potencia activa, reactiva y ángulo de los generadores eléctricos pertenecientes al SNI, cabe recalcar que para ambas propuestas de transmisión de energía eléctrica se realizará el proceso de simulación al incorporarlas al SNI. Mejorar los perfiles en por unidad del voltaje de las subestaciones eléctricas que se encuentran alrededor del enlace HVDC, así como también la capacidad de transmitir potencia activa del sistema, manteniendo constante e independiente de la distancia es uno de los temas a discutir en este trabajo, además se realizará un análisis económico con el fin de buscar que tecnología predomina sobre la otra en costos de los componentes de una línea de transmisión de energía eléctrica usando con tecnología convencional AC y tecnología HVDC.

Palabras Clave: Análisis de Estabilidad, Análisis de dominio de tiempo, Dinámica del Sistema de potencia, Estabilidad del Sistema de potencia, Modelado del Sistema de potencia, Simulación del Sistema de potencia, Transmisión HVDC y Voltaje.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	xi
RESUMEN	xiii
ÍNDICE GENERAL	xv
ÍNDICE DE FIGURAS	xxi
ÍNDICE DE TABLAS	xxvi
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	xxvii
Capítulo 1. Introducción	29
1.1 Contexto	31
1.2 Descripción del problema	32
1.3 Elementos de la investigación.	33
1.4 La tecnología HVDC	36
1.5 Tecnologías HVDC	38
1.6 HVDC Convencional o LCC	38
1.6.1 HVDC-VSC	39
1.7 Modos de control de los convertidores	41
1.7.1 Modo de control HVDC-LCC o Tradicional	42
1.7.2 Modo de control HVDC-VSC	43
1.8 Configuraciones de un sistema HVDC	46
1.8.1 Conexión Monopolar	46
1.8.2 Conexión Bipolar	47
1.8.3 Síntesis de las conexiones tipo Monopolar y Bipolar	48
1.9 Configuración de sistemas	48
1.9.1 Back-to-back	49
1.9.2 Punto a punto	49
1.9.3 Multiterminal	50
1.10 Antecedentes históricos de la transmisión HVDC	51

1.10.1	Interconexión Península – Baleares	51
1.10.2	Interconexión Feda (Noruega) y Eemshaven (Holanda), proyecto NorNed	52
1.10.3	Interconexión Pasaje (Machala) y Posorja (Guayas)	53
	Capítulo 2. Revisión Literaria	59
2.1	Introducción	63
2.2	Comparaciones técnicas entre tecnología HVDC y HVAC	64
2.2.1	Capacidad de transmisión de energía eléctrica	64
2.2.2	Conexión asíncrona	65
2.2.3	Límites de estabilidad	66
2.2.4	Control de flujo de potencia	68
2.2.5	Compensación de líneas	68
2.3	Tipos escenarios que recorren las líneas de transmisión HVDC	69
2.3.1	Transmisión submarina	69
2.3.2	Transmisión subterránea	70
2.3.3	Transmisión aérea	70
2.4	Cables	71
2.4.1	Cable de masa impregnada (M.I)	72
2.4.2	Cable de aceite OF (sus siglas en inglés Oil Filled)	73
2.4.3	Cable de polietileno reticulado o XLPE	74
2.5	Líneas de transmisión de energía eléctrica AC	75
2.5.1	Línea de transmisión eléctrica 500 kV Chorrillos - Pasaje	76
2.5.2	Línea de transmisión eléctrica 500 kV Chorrillos - Posorja	78
2.6	Subestaciones eléctricas AC	84
2.6.1	Subestación eléctrica Chorrillos	84
2.6.2	Subestación eléctrica Pasaje	85

2.6.3 Subestación eléctrica Posorja.....	87
2.7 Líneas de transmisión de energía eléctrica DC	88
2.7.1 Línea de transmisión eléctrica submarina DC 500 kV Pasaje -Posorja..	89
2.8 Subestaciones eléctricas DC	91
2.8.1 Subestación eléctrica DC en Posorja.....	91
2.8.2 Subestación eléctrica DC en Pasaje.....	95
2.9 Análisis económico.....	97
2.9.1 Costos de una Subestación eléctrica AC a 500 kV (CONELEC, 2013)..	97
2.9.2 Costos de una Subestación eléctrica DC a 500 kV (OAK RIDGE, 1987)	101
Capítulo 3. Metodología.....	111
3.1 Introducción.....	113
3.2 Diagrama de Flujo de la metodología para determinación de la Estabilidad del SNI al incorporar un enlace de transmisión eléctrica	114
3.3 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.....	115
3.4 Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia	115
3.4.1 Estabilidad de voltaje (Kundur, et al., 2004).....	116
3.4.2 Estabilidad de ángulo del rotor	117
3.4.3 Estabilidad de frecuencia.....	118
3.4.4 Estabilidad de Potencia y Cargabilidad en Líneas de transmisión de energía eléctrica.....	118
3.5 Ingreso de parámetros a DigSilent de la interconexión Pasaje-Chorrillo y Posorja usando tecnología HVAC	119
3.5.1 Parámetros de Línea de Transmisión HVAC Pasaje – Chorrillos.....	120
3.5.2 Parámetros de reactores de línea en S/E Pasaje y Chorrillos.....	122
3.5.3 Parámetros de Línea de Transmisión HVAC Chorrillos - Posorja	125
3.5.4 Parámetros de reactores de línea en S/E Posorja	128
3.6 Flujos de potencia, alternativa de transmisión eléctrica HVAC	129
3.7 Ingreso de parámetros a DigSilent de la interconexión Pasaje-Posorja usando tecnología HVDC	132

3.7.1	Parámetros de Línea de Transmisión HVDC Pasaje – Posorja	133
3.7.2	Parámetros de la Estación de conversión AC/DC Pasaje y Posorja	135
3.8	Flujos de potencia, alternativa de transmisión eléctrica HVDC	138
	Capítulo 4. Resultados	143
4.1	Introducción.....	145
4.2	Estabilidad del SNI, enlace HVAC entre S/E Pasaje, Chorrillos y Posorja 146	
4.2.1	Estabilidad de Tensión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja.....	147
4.2.2	Estabilidad - Cargabilidad de las Líneas de transmisión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja	154
4.2.3	Estabilidad Potencia Activa y Reactiva de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja.....	158
4.2.4	Estabilidad - Ángulo de rotor de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja	161
4.3	Estabilidad del SNI, enlace HVDC entre S/E Pasaje y Posorja.....	163
4.3.1	Estabilidad de Tensión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo	164
4.3.2	Estabilidad - Cargabilidad de las Líneas de transmisión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo.....	168
4.3.3	Estabilidad Potencia Activa y Reactiva de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo	171
4.3.4	Estabilidad - Ángulo de rotor de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo.....	175
4.4	Análisis económico.....	177
4.4.1	Costos de la propuesta de interconexión eléctrica AC a 500 kV.....	178
4.4.2	Costos de la propuesta de interconexión eléctrica DC a 500 kV.....	179
	Capítulo 5. Discusión.....	181
5.1	Introducción.....	183

5.2	Datos de entrada	184
5.3	Desarrollo	184
5.4	Datos de salida.....	185
5.5	Conciliación con otros métodos	186
	Capítulo 6. Conclusiones	187
6.1	Introducción	189
6.2	Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones.....	194
	Apéndice A.....	197
A.1	Guía para la simulación de Flujos de potencia.	199
A.2	Guía para la simulación de fallas eléctricas.	201
A.3	Guía para seleccionar las señales eléctricas a observar durante eventos de simulación.	202
A.4	Guía para observar las señales eléctricas durante eventos de simulación. 204	
	Referencias	208

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Partes Principales de un enlace de transmisión HVDC.	36
Figura 1.2 Elementos básicos de un Sistema de Transmisión HVDC.....	37
Figura 1.3 Control clásico de un HVDC.	42
Figura 1.4 Modelo del control de HVDC-VSC.....	44
Figura 1.5 Enlace Monopolar con retorno por tierra.....	46
Figura 1.6 Enlace Bipolar con retorno por tierra.	47
Figura 1.7 Configuración HVDC-VSC usando conexión back-to-back.....	49
Figura 1.8 Enlace entre Península y las Islas Baleares.	52
Figura 1.9 Transmisión submarina con HVDC.....	53
Figura 1.10 Mapa de la posible interconexión HVDC Submarino entre Pasaje – Posorja (escala 1: 100.000).....	55
Figura 1.11 Interconexión HVAC entre Pasaje – Chorrillos y Posorja.....	56
Figura 2.1 Capacidad de transmisión vs Distancia.	65
Figura 2.2 Esquema de dos sistemas AC de diferentes frecuencias.	65
Figura 2.3 Interconexión HVDC de dos sistemas AC de diferentes frecuencias.	66
Figura 2.4 Transferencia de potencia entre dos nodos en una red AC.	67
Figura 2.5 Transferencia HVDC entre dos nodos en una red AC.	67
Figura 2.6 Compensadores estáticos.	68
Figura 2.7 Transmisión de energía por medio submarino.....	69
Figura 2.8 Transmisión de energía por medio subterráneo.	70
Figura 2.9 Transmisión de energía por medio aéreo, (a) Transmisión HVAC, (b) Transmisión HVDC.....	71
Figura 2.10 Cable de masa integrada	73
Figura 2.11 Cable OF – Oil Filled.	74
Figura 2.12 Conductor XLPE a) HVDC. b) HVAC Tripolar. c) MVAC tripolar.	75
Figura 2.13 Torre de transmisión con configuración vertical doble circuito.	77
Figura 2.14 Mapa del recorrido de la línea de transmisión 500 kV Chorrillos - Pasaje. Escala aproximada(Escala 1:100.000).	78
Figura 2.15 Mapa del recorrido de la línea de transmisión 500 kV Chorrillos – Posorja.....	82
Figura 2.16 Subestación eléctrica Chorrillos.....	85
Figura 2.17 Subestación eléctrica Pasaje.....	86
Figura 2.18 Subestación eléctrica Posorja.	88

Figura 2.19 Torre de transmisión eléctrica AC y DC.....	89
Figura 2.20 Cable del tipo Masa Impregnada dos conductores por fase.	90
Figura 2.21 Conexión Monopolar: b) Retorno metálico.....	91
Figura 2.22 Diagrama unifilar S/E eléctrica Pasaje.....	92
Figura 2.23 Reactancia de fase del lado DC.	93
Figura 2.24 Colocación de los electrodos para puesta a tierra, sistema HVDC. .	94
Figura 2.25 Esquemático de subestación eléctrica DC.....	95
Figura 2.26 Costo de Instalación en por unidad vs Sistema de potencia para la transmisión de punto a punto.	103
Figura 2.27 Costo de Instalación por unidad vs Voltaje de polo DC para transmisión punto a punto.	104
Figura 2.28 Costo de Instalación en por unidad vs Voltaje de Barra AC.....	104
Figura 2.29 Costo de Instalación de un sistema de transmisión DC.....	106
Figura 2.30 Costo de las líneas de transmisión eléctrica DC.....	107
Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología.	114
Figura 3.2 Clasificación de estabilidad en SEP.	115
Figura 3.3 Diagrama del Sistema Nacional Interconectado en DigSilent, enlace HVAC.....	120
Figura 3.4 Datos del cable conductor 4x750 MCM ACAR.	121
Figura 3.5 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica Pasaje a Chorrillos.	122
Figura 3.6 Parámetros del compensador de línea de transmisión eléctrica en S/E Chorrillos.....	123
Figura 3.7 Parámetros del compensador de línea de transmisión eléctrica en S/E Pasaje.....	125
Figura 3.8 Datos del conductor 3x1100 MCM ACAR.....	126
Figura 3.9 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica Chorrillos a Posorja.	127
Figura 3.10 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica Chorrillos a Posorja.	129
Figura 3.11 Interconexión de las S/E Pasaje-Chorrillos y Posorja usando HVAC.	129
Figura 3.12 Diagrama del Sistema Nacional Interconectado en DigSilent, enlace HVDC.....	133

Figura 3.13 Datos del cable conductor DC.	134
Figura 3.14 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica DC Pasaje a Posorja.	135
Figura 3.15 Convertidor PWM – Configuración Monopolar.	135
Figura 3.16 Parámetros del Convertidor AC/DC de la S/E Posorja.	136
Figura 3.17 Parámetros Control de Potencia AC/DC de la S/E Posorja.	136
Figura 3.18 Parámetros del Convertidor AC/DC de la S/E Pasaje.	137
Figura 3.19 Parámetros Control de Potencia AC/DC de la S/E Pasaje.	138
Figura 3.20 Interconexión de las S/E Pasaje con Posorja mediante HVDC.	138
Figura 4.1 Carga Siderúrgica en S/E Posorja 230 kV.	146
Figura 4.2 Falla trifásica en LT_CHO_POSO_3_2.	147
Figura 4.3 Estabilidad de tensión en la Barra Posorja 230 kV.	148
Figura 4.4 Estabilidad de tensión en la Barra Chorrillos 230 kV.	148
Figura 4.5 Estabilidad de tensión en la Barra Las Esclusas 230 kV.	148
Figura 4.6 Estabilidad de tensión en la Barra Dos Cerritos 230 kV.	149
Figura 4.7 Estabilidad de tensión en la Barra Durán 230 kV.	149
Figura 4.8 Estabilidad de tensión en la Barra Machala 230 kV.	149
Figura 4.9 Estabilidad de tensión en la Barra Troncal 230 kV.	150
Figura 4.10 Estabilidad de tensión en la Barra Milagro 230 kV.	150
Figura 4.11 Estabilidad de tensión en la Barra Pascuales 230 kV.	150
Figura 4.12 Estabilidad de tensión en la Barra Caraguay 138 kV.	151
Figura 4.13 Estabilidad de tensión en la Barra Chongón 138 kV.	151
Figura 4.14 Estabilidad de tensión en la Barra Las Esclusas 138 kV.	151
Figura 4.15 Estabilidad de tensión en la Barra Machala 138 kV.	152
Figura 4.16 Estabilidad de tensión en la Barra Milagro 138 kV.	152
Figura 4.17 Estabilidad de tensión en la Barra Pascuales 138 kV.	152
Figura 4.18 Estabilidad de tensión en la Barra Policentro 138 kV.	153
Figura 4.19 Estabilidad de tensión en la Barra Posorja 138 kV.	153
Figura 4.20 Estabilidad de tensión en la Barra Sta. Elena 138 kV.	153
Figura 4.21 Cargabilidad Línea de Transmisión Chorrillos - Posorja.	154
Figura 4.22 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro - Durán.	155
Figura 4.23 Cargabilidad Línea de Transmisión Pasaje - Chorrillos.	155
Figura 4.24 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro - San Idelfonso.	156
Figura 4.25 Cargabilidad Línea de Transmisión Molino - Pascuales.	157

Figura 4.26 Cargabilidad Línea de Transmisión San Idelfonso - Machala.	157
Figura 4.27 Cargabilidad Línea de Transmisión Troncal - Milagro.....	158
Figura 4.28 Potencia Activa Generador Daule Peripa.	159
Figura 4.29 Potencia Reactiva Generador Daule Peripa.	159
Figura 4.30 Potencia Activa Generador Hidro Paute.	160
Figura 4.31 Potencia Reactiva Generador Hidro Paute.....	160
Figura 4.32 Potencia Activa Generador Coca Codo Sinclair.....	161
Figura 4.33 Potencia Reactiva Generador Coca Codo Sinclair.	161
Figura 4.34 Ángulo de Rotor del Generador Daule Peripa.	162
Figura 4.35 Ángulo de Rotor del Generador Hidro Paute.	163
Figura 4.36 Ángulo de Rotor del Generador Coca Codo Sinclair.....	163
Figura 4.37 Falla eléctrica en L/T Tisaleo Chorrillos 500 kV.....	164
Figura 4.38 Estabilidad de tensión en la Barra Posorja 230 kV.	165
Figura 4.39 Estabilidad de tensión en la Barra Chorrillos 230 kV.	165
Figura 4.40 Estabilidad de tensión en la Barra Las Esclusas 230 kV.	166
Figura 4.41 Estabilidad de tensión en la Barra Dos Cerritos 230 kV.....	166
Figura 4.42 Estabilidad de tensión en la Barra Durán 230 kV.....	166
Figura 4.43 Estabilidad de tensión en la Barra Machala 230 kV.....	167
Figura 4.44 Estabilidad de tensión en la Barra Troncal 230 kV.	167
Figura 4.45 Estabilidad de tensión en la Barra Milagro 230 kV.....	167
Figura 4.46 Estabilidad de tensión en la Barra Pascuales 230 kV.....	168
Figura 4.47 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro - Durán.....	169
Figura 4.48 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro – San Idelfonso.	169
Figura 4.49 Cargabilidad Línea de Transmisión Molino - Pascuales.	170
Figura 4.50 Cargabilidad Línea de Transmisión Orquídeas - Pascuales.	170
Figura 4.51 Cargabilidad Línea de Transmisión San Idelfonso - Machala.	171
Figura 4.52 Cargabilidad Línea de Transmisión Troncal - Milagro.....	171
Figura 4.53 Potencia Activa Generador Daule Peripa.	172
Figura 4.54 Potencia Reactiva Generador Daule Peripa.	173
Figura 4.55 Potencia Activa Generador Hidro Paute.	173
Figura 4.56 Potencia Reactiva Generador Hidro Paute.....	174
Figura 4.57 Potencia Activa Generador Coca Codo Sinclair.....	174
Figura 4.58 Potencia Reactiva Generador Coca Codo Sinclair.	175
Figura 4.59 Ángulo de Rotor del Generador Daule Peripa.	176

Figura 4.60 Ángulo de Rotor del Generador Hidro Paute.	176
Figura 4.61 Ángulo de Rotor del Generador Coca Codo Sinclair.....	177

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla comparativa de tecnología HVDC convencional y VSC.	41
Tabla 2. Parámetros técnicos.	57
Tabla 3. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Pasaje 500 kV.	100
Tabla 4. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Posorja 500 kV.	101
Tabla 5. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Posorja 500 kV.	105
Tabla 6. Costo de los equipos de estación punto a punto para las especificaciones dadas (900 MW, 500 kV AC, 500 kV DC, en millones de dólares).....	108
Tabla 7. Costos de inversión para la alternativa DC.	108
Tabla 8. Barras pertenecientes al SNI.	116
Tabla 9. Generadores pertenecientes al SNI.....	117
Tabla 10. Líneas de transmisión pertenecientes al SNI.....	119

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AC	Alternate Current “Corriente Alterna”
AC/DC	<i>Estación Rectificadora</i>
CELEC	<i>Corporación Eléctrica del Ecuador</i>
CSC	<i>Current Source Converter</i>
DC	<i>Direct Current “Corriente Directa”</i>
DC/AC	<i>Estación Inversora</i>
DigSILENT™	<i>Digital Simulator and Electrical Network “Simulador digital y red eléctrica”</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current “Alta tensión en Corriente Directa”</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternate Current “Alta tensión en Corriente Alterna”</i>
Hz	<i>Hertz</i>
POWERFACTORY™	<i>Herramienta computacional</i>
SNI	<i>Sistema Nacional Interconectado</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

Capítulo 1. Introducción

Capítulo 1. Introducción

1.1	Contexto.....	31
1.2	Descripción del problema	32
1.3	Elementos de la investigación.	33
1.4	La tecnología HVDC.....	36
1.5	Tecnologías HVDC.....	38
1.6	HVDC Convencional o LCC	38
1.6.1	HVDC-VSC	39
1.7	Modos de control de los convertidores	41
1.7.1	Modo de control HVDC-LCC o Tradicional	42
1.7.2	Modo de control HVDC-VSC	43
1.8	Configuraciones de un sistema HVDC	46
1.8.1	Conexión Monopolar	46
1.8.2	Conexión Bipolar	47
1.8.3	Síntesis de las conexiones tipo Monopolar y Bipolar	48
1.9	Configuración de sistemas	48
1.9.1	Back-to-back	49
1.9.2	Punto a punto.....	49
1.9.3	Multiterminal.....	50
1.10	Antecedentes históricos de la transmisión HVDC.....	51
1.10.1	Interconexión Península – Baleares	51
1.10.2	Interconexión Feda (Noruega) y Eemshaven (Holanda), proyecto NorNed 52	
1.10.3	Interconexión Pasaje (Machala) y Posorja (Guayas)	53

1.1 Contexto

En este primer capítulo es la introducción a este trabajo, describe los antecedentes históricos de las interconexiones HVDC, las preguntas de investigación, los objetivos y los capítulos que forman parte de este trabajo. Está compuesto por nueve secciones las cuales describimos a continuación; la Sección 1.1 describe la necesidad de crear un sistema de transmisión de potencia que interconecte las subestaciones de Pasaje y Posorja, así mismo en la Sección 1.2 se describe el planteamiento de dos rutas para las líneas de transmisión de energía eléctrica, con dos tipos de tecnología que son la transmisión de energía eléctrica usando HVAC o HVDC que serán soluciones a esta necesidad, dentro de los objetivos anteriormente mencionados se plantea realizar el estudio del comportamiento técnico que tienen estos dos tipos de transmisión eléctrica sobre el SNI. La Sección 1.3 describe acerca de la idea de cómo opera una línea de transmisión eléctrica con tecnología HVDC y cuáles son los modos de control que tienen los convertidores. La Sección 1.4 describe acerca de la tecnología HVDC y además de cuáles son sus diferencias técnicas y de operación cuando estamos usando HVDC convencional o LCC y HVDC-VSC. La Sección 1.5 describe acerca del modo de control de la potencia activa y reactiva que la línea de transmisión de energía eléctrica con tecnología HVDC-VSC va a transmitir, en la Sección 1.6 describe acerca de los efectos que tienen los diferentes tipos de conexión en HVDC, la Sección 1.7 describe también acerca de los tipos de conexión en HVDC. La Sección 1.8 describe acerca de las configuraciones del sistema de transmisión eléctrica en HVDC y finalmente la Sección 1.9 describe acerca de dos proyectos de transmisión eléctrica submarina que son el proyecto Rómulo y el proyecto NorNed los cuales presentamos en una tabla resumen para comparar las distancias, niveles de voltaje y requerimientos de potencia activa para con nuestro proyecto de interconectar las subestaciones eléctricas de Pasaje y Posorja.

1.2 Descripción del problema

Esta sección describe acerca del problema, como está diseñado el sistema eléctrico (en términos de centrales construidas) en el Ecuador tendríamos satisfecho un balance de generación-carga hasta el año 2022, sin embargo se presentan los problemas de estiaje con la lluvia para el caso de generación hidráulica y el viento en las centrales orientales de Villonaco y Minas de Huacachaca, es por esto que el proyecto Hidroeléctrico Zamora Santiago cuya potencia de generación y vigencia es de 2400MW a partir del año 2022/2023/2025, sin embargo este proyecto se encuentra condicionado al ingreso de una carga muy importante en Posorja de 900/1000 MW la cual en este trabajo la llamaremos carga siderúrgica / aluminio, para evacuar la energía generada por el proyecto Hidroeléctrico Santiago se va a requerir transmitir la energía eléctrica generada hasta la subestación eléctrica de Pasaje.

Entonces, se necesita realizar la interconexión entre las subestaciones eléctricas de Posorja y Pasaje pertenecientes al SNI y esto debido a que para el año 2023 se va a incorporar la carga Siderúrgica en Posorja, lo cual obliga a buscar una solución de tal manera que se pueda transmitir esta potencia eléctrica requerida hasta Posorja, la dificultad y motivo de realizar este proyecto se presenta cuando tenemos que definir la trayectoria óptima de la línea de transmisión, debido a la ubicación geográfica de dichas subestaciones, tenemos dos opciones de realizar esta interconexión; la primera es realizarla con la transmisión de energía eléctrica convencional en AC es decir; realizando un recorrido que empieza desde la subestación Pasaje – Chorrillos y Posorja o la segunda es realizarla con transmisión de energía eléctrica usando HVDC lo cual involucra que el cableado eléctrico tenga un recorrido submarino puesto que va a cruzar el golfo de Guayaquil, hasta llegar a tierra y naturalmente continuar con el tendido eléctrico convencional en AC.

A estas dos (2) propuestas presentadas se realizan dos estudios; un estudio técnico que incluye el análisis de estabilidad transitoria, permanente y un estudio económico de la construcción y puesta en marcha de las líneas de transmisión que interconecten dichas subestaciones. Podríamos mencionar que el sistema de

transmisión 'High Voltage Direct Current' (HVDC) desempeña un papel clave con muchas ventajas técnicas, económicas y de impacto al medio ambiente sobre el sistema de transmisión convencional en AC.

1.3 Elementos de la investigación.

En esta sección justificamos el problema de porqué necesitamos implementar una línea de transmisión eléctrica que interconecte la subestación Posorja y Pasaje.

Debido a las ubicaciones geográficas de las subestaciones eléctricas anteriormente mencionadas se presentan dos (2) alternativas posibles para realizar la interconexión; la primera es la interconexión realizando un recorrido cuya distancia es 312 kilómetros y la segunda opción es la interconexión cuyo recorrido tiene una distancia de 100 kilómetros y atraviesa el golfo de Guayaquil; es en esta segunda alternativa en donde se realizaron análisis de estabilidad, flujo de potencia, cargabilidad de las líneas de transmisión del SNI y cortocircuito mediante la herramienta computacional PowerfactoryTM, (en adelante simplemente PowerFactory) al final se tienen que exponen las dos alternativas para la interconexión, de tal forma que el lector pueda entender y escoger a primera instancia la que tenga factibilidad técnica – económica y que optimizará la construcción de nuevas líneas del tipo convencional aérea.

Esta incorporación de una nueva línea de transmisión de energía eléctrica y que es necesaria realizarla para satisfacer la demanda Siderúrgica al SNI, obliga a la empresa encargada de la transmisión de energía Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC- EP-TRANSELECTRIC) a garantizar la operación segura y confiable del suministro de la energía eléctrica, independientemente del estado en que se encuentre operando el SNI. Actualmente el SNI se encuentra expandiendo e ingresando a su red; desde fuentes de generación eléctrica, transformadores de potencia, reactores de líneas, y también líneas de transmisión cuyo requerimiento principal es de lograr transportar grandes bloques de energía eléctrica con la menor cantidad de pérdidas. Estos requerimientos dan lugar a una tecnología con más de cuatro (4) décadas que es la transmisión en HVDC convirtiéndose así en

otra opción de transmitir energía eléctrica a diferencia de la transmisión convencional en AC.

Detalles de la investigación.

El presente trabajo trata de contestar las siguientes preguntas no exhaustivas respecto al diseño de un cable de interconexión marítimo. Utilizando como elementos de decisión estudios técnicos y económicos. En esta sección se muestran preguntas acerca de cómo vamos a realizar el diseño de las líneas de transmisión de energía eléctrica, que parámetros o características técnicas son requeridas para cada propuesta de transmisión ya sea en HVAC o HVDC entre otras.

1. Cuáles son las diferencias de usar HVDC o HVAC en un escenario donde el cableado eléctrico perteneciente a la línea de transmisión eléctrica requiere ser submarino?
- 2.Cuál es el motivo de querer usar tecnología HVDC para interconectar dos subestaciones eléctricas pertenecientes al SNI?
3. Cuáles son los tipos convertidores de energía eléctrica AC a DC?
4. Cual tipo de cable conductor se va a usar para la línea de transmisión eléctrica HVAC y HVDC?
5. Cuál es el modo de control para poder lograr el control de la potencia activa y reactiva?
6. Cuáles son las líneas de transmisión eléctrica perteneciente al SNI a las cuales se les va hacer una simulación de falla eléctrica usando la herramienta computacional Powerfactory para así observar el comportamiento y estabilidad de las líneas de transmisión y generadores cercanos a la falla eléctrica?
7. Al usar tecnología HVDC en una línea de transmisión eléctrica, cual es el impacto que tiene sobre el SNI?
8. Existen proyectos de transmisión de energía eléctrica submarina en el mundo, con el cual podamos usar sus características técnicas y tipos de configuraciones de línea de transmisión HVDC requeridas para nuestro trabajo?

Los objetivos que pretendemos desarrollar en cada capítulo de este trabajo.

1. Conocer la tecnología y la aplicación real de un sistema de transmisión de energía eléctrica HVDC, este objetivo responde la pregunta 1 y 3.
2. Identificar las dos rutas que van a realizar las líneas de transmisión de energía eléctrica tanto con HVAC y HVDC que interconectan las subestaciones Posorja con Pasaje, este objetivo responde la pregunta 2.
3. Seleccionar y justificar el tipo de conductor eléctrico a usar en las líneas de transmisión de energía eléctrica, tanto en HVAC y HVDC, este objetivo responde la pregunta 4.
4. Analizar las ventajas y desventajas que tiene un sistema de transmisión de energía con tecnología *HVDC-Voltage Source Converter* (HVDC-VSC) y *HVDC-Line Commutated Converter* (HVDC-LCC). Este objetivo responde a la pregunta 5.
5. Realizar una comparación técnica y económica de las alternativas que son usar líneas de transmisión de energía eléctrica del tipo: convencional AC o tecnología HVDC, de manera que sirva como base para estudios posteriores que permitirán la inclusión de esta tecnología HVDC en un futuro cercano, mejorando así las condiciones actuales que presenta el SNI.
6. Modelar los enlaces de transmisión de energía eléctrica con HVDC utilizando la herramienta computacional Powerfactory.
7. Simular y correr flujos de potencia para los diferentes escenarios de demanda eléctrica incorporando las dos alternativas planteadas; que es la transmisión convencional en AC y la transmisión HVDC, que interconecte la subestación Pasaje con Posorja.
8. Realizar el análisis de estabilidad mediante la herramienta computacional Powerfactory -DigSilent a la tecnología de transmisión HVDC que interconecta la subestación Pasaje con Posorja, este objetivo responde a la pregunta 6 y 7.
9. Evaluar la estabilidad del SNI ante la desconexión del enlace HVDC ó la transmisión convencional en AC, fallas de corto circuito o disparo de un generador eléctrico.
10. Contribuciones al conocimiento de la ingeniería eléctrica.

1.4 La tecnología HVDC

En esta sección vamos a describir la tecnología HVDC, su funcionamiento básico sin entrar en tanto detalle, detalles que se lo desarrollara en los siguientes capítulos.

La primera transmisión de energía eléctrica comercial en HVDC se realizó en el año 1954 (Johansson, 2013). A diferencia de la transmisión de energía eléctrica convencional en AC, se utiliza la corriente continua lo que da ventajas técnicas, económicas y de impacto al medio ambiente, estas ventajas son descritas en las siguientes secciones. Ver Figura 1.1

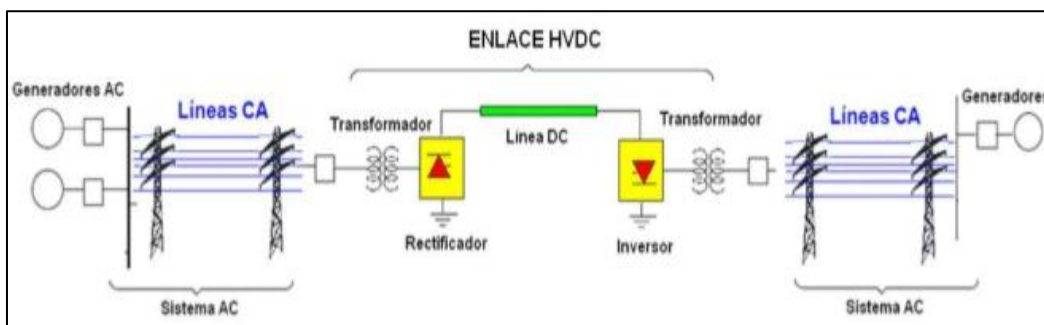


Figura 1.1 Partes Principales de un enlace de transmisión HVDC.

La Figura 1.1 muestra los componentes principales de un enlace HVDC, la línea rectangular de color verde representa el cable conductor de electricidad en DC, mientras que los cuadros amarillos con relleno de color rojo representan los convertidores, de izquierda a derecha tenemos el convertidor de corriente alterna a corriente directa llamado en la figura como Rectificador y el otro llamado Inversor que convierte la corriente directa a corriente alterna. Las líneas de color azul representan el cableado aéreo trifásico de una línea de transmisión eléctrica convencional en AC, también llamado en la figura Sistema AC, esta figura muestra que se puede interconectar dos redes eléctricas en AC mediante una línea de transmisión con HVDC.

Este enlace de transmisión en HVDC sirve para enviar grandes bloques de potencia eléctrica entre dos sistemas AC que se encuentren a distancias >600 km y para largos cruces de cables submarinos mayores a 30 km de longitud, debido a las altas capacitancias que en AC se presentaría requiriendo así estaciones de compensación.

Los sistemas HVDC están compuestos por estaciones convertidores AC/DC (estación rectificadora) y DC/AC (estación inversora), unidos mediante una línea aérea o cable (subterráneo o submarino).

Dentro de las estaciones se encuentran otros componentes necesarios para el correcto funcionamiento del enlace, transformadores asociados a los puentes convertidores quienes dan el nivel de adecuado de tensión, los puentes rectificadores e inversores, los sistemas de protección AC y DC, las capacitancias en paralelo 'shunt', los reactores de aislamiento, los bloques de filtrado y por último los sistemas de control, para ambas redes AC y DC. En la figura 1.2 podemos observar un enlace HVDC-VSC ('Voltage source converter' por sus siglas en inglés) el cual describiremos con más detalle en la siguiente sección (Plazarte & Pesantez, 2015).

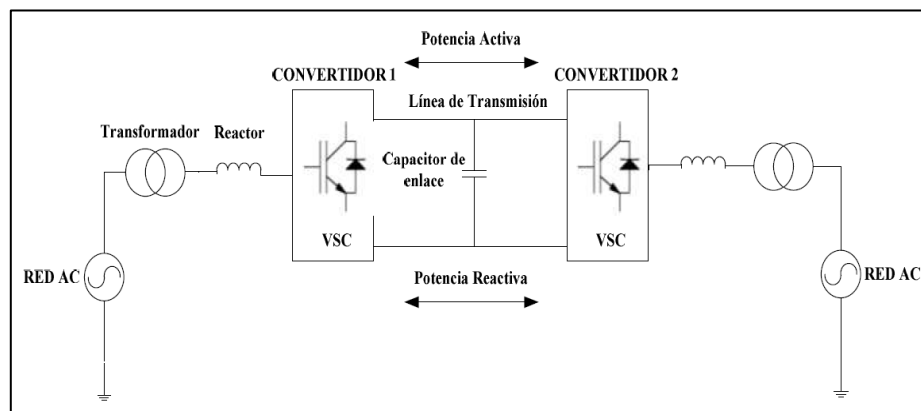


Figura 1.2 Elementos básicos de un Sistema de Transmisión HVDC.

La Figura 1.2 muestra de izquierda a derecha lo siguiente; la representación de una red eléctrica AC llamada RED AC que se encuentra conectada a un Transformador y este a su vez a un reactor , cabe recalcar que estos tres elementos conectados se encuentra de igual forma en la parte derecha de la figura 1.2, tenemos también en el centro de la figura un elemento llamado Convertidor 1 que es el encargado de convertir la corriente alterna proveniente de la RED AC en DC usando transistores cuyo símbolo es representado por todo el bloque VSC, también se encuentra un Convertidor 2 cuya función es convertir la corriente directa en AC usando transistores, esta conversión de AC/DC y DC/AC mediante transistores de potencia se los describirá con detalle en la siguiente sección.

1.5 Tecnologías HVDC

En esta sección detallamos los principios de funcionamiento, sus características y elementos que componen a estas tecnologías de transmisión de energía eléctrica usando HVDC. Los sistemas de HVDC (Aguirre Zambrano & Escobar Quishpe, 2013) presentan dos divisiones, la tecnología convencional o HVDC-LCC¹ y la HVDC-VSC.

1.6 HVDC Convencional o LCC

En esta sección describimos los componentes de la tecnología HVDC-LCC, cuáles son los niveles de potencia activa que puede transmitir y a cuál nivel de voltaje puede operar.

Acerca de la tecnología HVDC LCC tiene como elemento principal el convertidor de potencia que es elaborado con semiconductores que son los tiristores o 'Silicon Controlled Rectifiers' (SCR). La desventaja de este tipo de semiconductores (Aguirre Zambrano & Escobar Quishpe, 2013) es que este tiene el control del encendido del semiconductor pero no del apagado o comúnmente llamado corte, por lo cual es posible únicamente controlar la potencia activa y pero no la potencia reactiva, y entonces depende solamente de la potencia activa entregada según la Ecuación 1.1.

$$Q = P * \tan[\cos^{-1} * (\cos \alpha - d_x)] \quad (1.1)$$

Donde:

Q es el valor de la Potencia Reactiva, P es el valor de Potencia Activa, α es el valor del ángulo de disparo, d_x es el valor de la Caída de tensión inductiva relativa.

¹ LCC Line Commutated Converter

El resultado es un consumo de potencia reactiva que tiene que ser aportado al convertidor del 30% a 55% de la potencia activa, ver Ecuación 1.2.

$$Q = (30\% \text{ a } 55\%) * P \quad (1.2)$$

Es por ello por lo que se necesita disponer de bancos de condensadores para suministrar la reactiva demandada por la estación. La corriente eléctrica debe circular siempre en una misma dirección a través de los tiristores, lo que implica que, para cambiar el flujo de potencia de dirección, la tensión de los convertidores debe cambiar de polaridad. Los tiristores usados actualmente en HVDC se caracterizan por:

- Tensión de bloqueo hasta 8 kV.
- Intensidad máxima de 4 kA.
- Señal de puerta óptica. El cual es controlado por dispositivos 'Technology Light Triggered Thyristor' (LTT).

La primera característica de tensión de bloqueo es lo que vuelve necesario montar en serie algunos tiristores para así poder llegar al nivel de tensión de la red a la que está conectado, esto a consecuencia implica un montaje de torres, usualmente se los coloca en un cuarto cuyos módulos se encuentran suspendidos, siendo así cientos de tiristores por válvula. Montar esos tiristores implica suspenderlos del techo del cuarto de operación, pues se los suspende porque también puede haber movimientos sísmicos en el lugar. Una de las ventajas a destacar es que tiene la capacidad de controlar altos niveles de potencias, del orden los 6-7 GW con altos niveles de tensión, 800kV aproximadamente. La tercera característica es el disparo que ingresa en la compuerta del tiristor mediante una señal óptica de unos 40 Miliwatts (mW), esto elimina la parte de la electrónica de control y mejora el nivel de protección.

1.6.1 HVDC-VSC

En esta sección describimos los componentes de la tecnología HVDC-VSC, cuales son los niveles de potencia activa que puede transmitir y a cuál nivel de voltaje puede operar.

El otro tipo de tecnología es usando convertidores de potencia en cuya topología VSC con semiconductores de potencia, son del tipo IGBT ('Insulated Gate Bipolar Transistor'). Este tipo de tecnología no puede operar a valores de potencia demasiado altos como en la tecnología convencional basada en tiristores (su potencia se encuentra en el orden de 1 GW con una tensión de aproximadamente 300kV), las características que la convierte en una mejor opción al rato de seleccionar e implementar un tipo de tecnología, son las siguientes: (i) Capacidad de operar a niveles de frecuencia cuyo valor es alto, lo que hace posible tener una respuesta rápida y disminuyendo los niveles de armónicos a manejar, como consecuencia de esto los filtros son de menor tamaño, costo y peso, (ii) Control de la potencia activa y reactiva que circula por los enlaces, (iii) No es necesario añadir elementos electrónicos para mejorar la conmutación de los semiconductores del convertidor (esto si es necesario implementarlo cuando se usa la convencional que usa tiristores), (iv) lograr modular señales de voltajes trifásicos de tal forma como lo haría un generador (Black Start), aun cuando en la red eléctrica se haya presentado problemas eléctricos de cortocircuito, debido a que los convertidores y su conmutación se hace sin el requerimiento de un referente nivel de tensión de la red eléctrica (como en HVDC LCC), (v) Facilidad de integrar dos redes AC lo cual permite aumentar su estabilidad y la capacidad de transmisión.

Pues estas características permiten que la implementación del HVDC-VSC, resulte más viable al momento de escoger un tipo de tecnología así también en mejorar la calidad de la potencia suministrada y la estabilidad de la red.

No obstante, cabe resaltar las limitaciones que tienen este tipo de equipos, entre otras:

- Nivel de pérdidas elevados, y esto debido a que principalmente las altas frecuencias que produce la conmutación de los dispositivos en conjunto son parte de los convertidores.
- Dificultades por la interferencia electromagnética así también la compatibilidad electromagnética por los altos niveles de frecuencias de conmutación.

- Los conductores usados en estas aplicaciones tienen que poseer características especiales, de tal forma que los convierta en un elemento menos vulnerable a fallas eléctricas.

En general, los sistemas de transmisión HVDC-VSC además de conducir grandes bloques de energía, permiten controlar los niveles de potencia activa y reactiva según la necesidad que tenga la red, a continuación, mostramos la tabla 1.1 (Diaz Martin, 2013) que resume las características y requerimientos para usar una tecnología HVDC Convencional o VSC.

HVDC Convencional	HVDC-VSC
Actúa como una fuente de intensidad constante en el lado DC.	Actúa como una fuente de intensidad constante en el lado DC.
La corriente continua es unidireccional.	La polaridad de la tensión es unidireccional
La polaridad de la tensión cambia con el flujo de potencia.	La dirección de la corriente cambia con el flujo de potencia.
La conmutación dentro de los convertidores viene definida por las tensiones AC. Se requieren bancos de condensadores o STATCOM para alimentar de potencia reactiva a las válvulas de conmutación.	No necesita un sistema de conmutación por tensión.
Requiere de mucho espacio, debido principalmente a los filtros necesarios (para limitar los armónicos y proveer un control de reactiva).	Bajos requerimientos de espacio.
Los convertidores absorben potencia reactiva.	Control independiente de potencia activa y reactiva.
Pérdidas bajas ~ 0.8%	Pérdidas altas ~ 1.6%
Tensión más elevada: ± 800 kV DC	Tensión más elevada: ± 500 kV DC

Tabla 1. Tabla comparativa de tecnología HVDC convencional y VSC.

La Tabla 1 muestra un resumen no exhaustivo de las tecnologías HVDC convencional y VSC.

1.7 Modos de control de los convertidores

En esta sección describimos los modos de control de cada convertidor HVDC ya sea convencional LCC o VSC, estos modos de control son parte de la función que hace todo el sistema de transmisión HVDC; es decir necesita de parámetros y señal de voltaje o corriente para poder operar, con más detalle se lo describe a continuación.

1.7.1 Modo de control HVDC-LCC o Tradicional

En esta sección se describe el control de HVDC-LCC o tradicional, como funciona, sobre que potencia tiene control y cuáles son sus ventajas y desventajas (Frau & Gutierrez, 2005).

En los enlaces HVDC tradicionales, ver Figura 1.3 ,un terminal establece el nivel de voltaje (generalmente en la estación inversora) y la otra regula la corriente DC, ambos mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores y los cambiadores de tomas de cargas LTC '*Load tap changers*'. La conmutación de las válvulas es por medio de la tensión de la red, esta conmutación se complica cuando existen grandes inductancias en los lados AC de los convertidores, por ello los sistemas AC deben tener una gran capacidad de corto circuito, con el objeto de realizar un adecuado control del sistema garantizando así la conmutación de dichas válvulas.

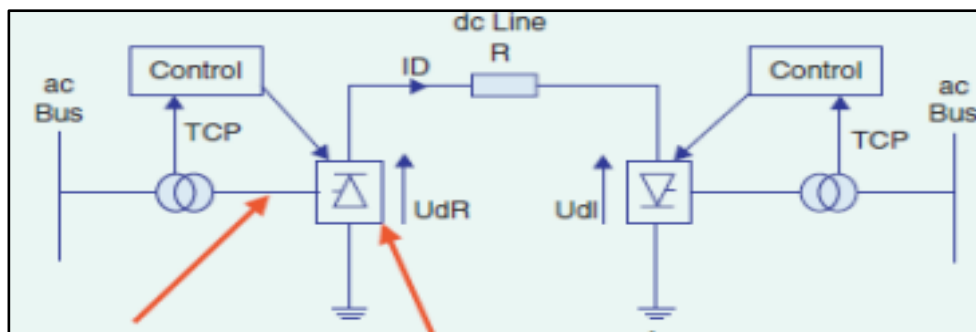


Figura 1.3 Control clásico de un HVDC.

En la Figura 1.3 (ABB, 2013) de izquierda a derecha tenemos; la representación de una red equivalente en AC llamada 'ac Bus' que se encuentra conectada con un transformador cuyo dibujo corresponde a la intersección de los dos círculos azules y su función cambiar el nivel de tensión de la red AC y luego va conectada a una estación de rectificador representado por un rectángulo azul en cuyo interior tiene un triángulo equilátero y cuya función es convertir la señal de corriente alterna en corriente continua, esta va conectada con una línea de transmisión eléctrica DC representada su resistencia óhmica con un rectángulo azul y la letra 'R' que se encuentra en el centro de la Figura 1.3, finalmente es conectada esta línea de transmisión a la estación inversora representada

por un rectángulo azul en cuyo interior tiene un triángulo equilátero y cuya función es convertir la señal de corriente directa en corriente continua, luego se conecta a un transformador y a la red AC. Del transformador tenemos una flecha con las siglas 'TCP' (*transformer connected in parallel*) que apuntan a un rectángulo denominado 'Control', es allí donde se van a usar las señales de control para realizar los disparos a los tiristores que son parte fundamental de una estación Rectificador, así mismo tenemos del lado derecho este control de disparos a los tiristores basado en 'TCP' y luego a un control, 'UdR' significa tensión de rectificador, 'ID' significa corriente directa, 'UdI' significa tensión de inversor.

1.7.2 Modo de control HVDC-VSC

En esta sección se describe el control de HVDC-VSC, como funciona, sobre que potencia tiene control y cuáles son sus ventajas y desventajas (Frau & Gutierrez, 2005).

Los enlaces HVDC-VSC controlan la potencia activa que transmiten cambiando el ángulo de fase entre el voltaje de la red y el voltaje de la señal de referencia (también conocida como barra de voltaje filtro), mientras que la potencia reactiva se logra cambiando la magnitud del voltaje que existe entre la componente fundamental del voltaje AC del convertidor y la magnitud de la señal de referencia ver Ecuación (1.3). Siendo capaz de controlar independientemente la magnitud del voltaje y la fase relativa al voltaje del sistema, se permite realizar separados lazos de control de potencia activa y reactiva para sistemas HVDC.

$$P = \frac{(U_L * U_V)}{X} * \sin(\varphi) \quad (1.3)$$

$$Q = \frac{U_L * (U_L - U_V * \cos \varphi)}{X} \quad (1.4)$$

Donde

P es el valor de la Potencia activa, Q es el valor de la Potencia reactiva, U_L es el valor de la tensión en lado generador, U_V es el valor de la tensión

en lado válvulas, φ es el valor del ángulo de disparo, x es el valor de la reactancia de la línea.

El lazo de control de potencia activa se puede fijar para controlar la potencia activa o la tensión DC. El lazo de control de potencia reactiva se puede fijar para controlar la potencia reactiva o la tensión AC, ver la siguiente Figura 1.4. Ambos métodos pueden ser colocados al final del enlace independientemente.

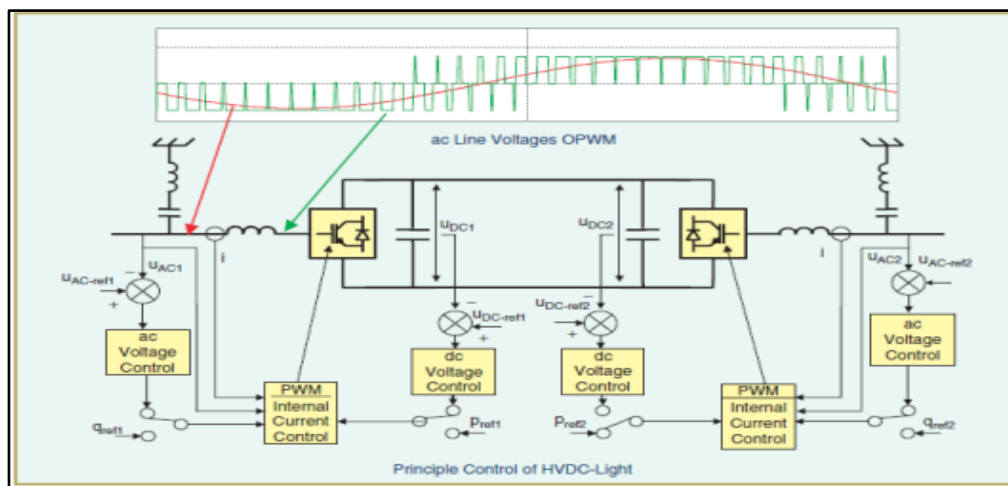


Figura 1.4 Modelo del control de HVDC-VSC.

Esto permite operar en sistemas cuyo nivel de potencia de cortocircuito es bajo, incluso realizar el arranque en cero (*black-out*) de un sistema eléctrico de potencia, y esto provoca a su vez una ayuda al reconectar cargas aisladas y recuperar un sistema débil.

La Figura 1.4 muestra de izquierda a derecha unos bloques rectangulares de color amarillo los cuales tienen las siguientes funciones:

Ac Voltage Control: recibe una señal de voltaje AC de referencia y una señal del voltaje que viene de la red AC para enviarlo al control del Transistor, esta señal AC que es enviada al control del transistor sirve para controlar la potencia reactiva.

Dc Voltage Control: recibe una señal de voltaje DC de referencia y una señal del voltaje DC que viene de la salida del transistor para enviarlo al

control del Transistor, esta señal DC que es enviada al control del transistor sirve para controlar la potencia activa.

PWM: es el modulador de ancho de pulso que tal como indica la flecha envía estas señales de control tanto de voltaje DC ó AC al transistor para que empiece a funcionar convirtiendo las señales de voltaje AC a DC.

Tenemos por consiguiente que este sistema de control posee ventajas y desventajas que son las siguientes:

(i) Ventajas particulares del HVDC – VSC:

En esta sección se muestran las ventajas que tiene un sistema de transmisión de energía HVDC mediante un control con VSC.

- Control independiente de la potencia activa y reactiva.
- Mejor operación de la red a la cual se va implementar o añadir.
- Puede arrancar en negro (es decir luego de un *blackout*).
- Proceso de permisos más simplificados por uso de cables.

(ii) Desventajas:

En esta sección se muestran las desventajas que tiene un sistema de transmisión de energía HVDC mediante un control con VSC.

- Altos costos de las subestaciones.
- El sistema de control es técnicamente complejo.
- Capacidad de sobrecarga muy baja.
- Producción de armónicos muy elevada.

La siguiente sección describe las configuraciones de un sistema HVDC.

1.8 Configuraciones de un sistema HVDC

Es esta sección se describen las diversas configuraciones posibles en la transmisión de energía eléctrica con HVDC, la selección de cada configuración dependerá de requerimientos operacionales.

1.8.1 Conexión Monopolar

Esta sección nos describe cómo funciona la conexión Monopolar, además de indicarnos que requerimientos técnicos necesita y el número de conductores necesarios para hacer la transmisión de energía eléctrica en HVDC – VSC.

Usa un conductor el cual transmite la energía eléctrica, y su retorno es mediante electrodos que se encuentran conectados a las estaciones de conversión, haciendo las funciones de ánodo y cátodo, ver Figura 1.5.

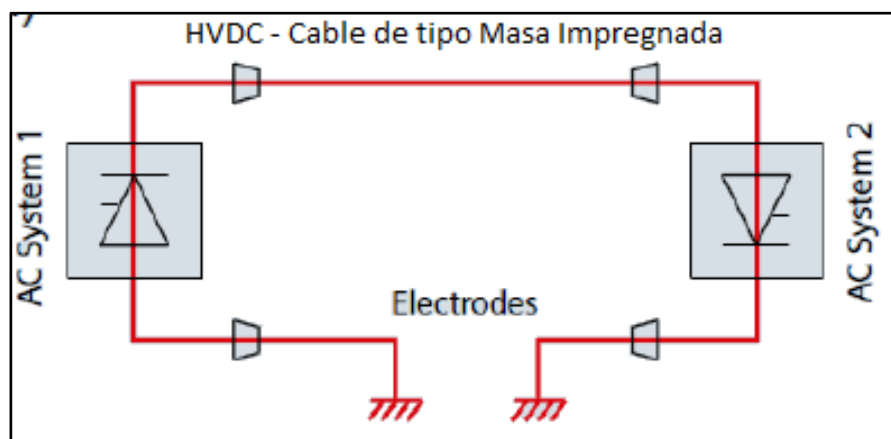


Figura 1.5 Enlace Monopolar con retorno por tierra.

La Figura 1.5 nos muestra las componentes de un sistema de transmisión HVDC-VSC con conexión Monopolar, tiene un solo cable el cual transmite la energía eléctrica entre dos estaciones.

Esta conexión se usa cuando las subestaciones eléctricas o sistemas de potencia a conectar se encuentran separados por largas distancias, también se usa cuando la instalación del retorno no es necesario y esto puede tener un significado en ahorro considerable. Se usa en sistemas cuyo recorrido es submarino, siendo el mar quien hace la función de

retorno, tiene menor número de pérdidas que un conductor metálico. (Aguirre Zambrano & Escobar Quishpe, 2013).

1.8.2 Conexión Bipolar

Esta sección nos describe cómo funciona la conexión Bipolar, además de indicarnos que requerimientos técnicos necesita y el número de conductores necesarios para hacer la transmisión de energía eléctrica en HVDC – VSC.

Es usada cuando la capacidad del enlace Monopolar llega a su límite de transmisión. Como ventaja tiene mayor fiabilidad al SEP y además de esto tiene la posibilidad de usarse como Monopolar en el caso de que una de las líneas de transmisión quede fuera de operación, ver Figura 1.6

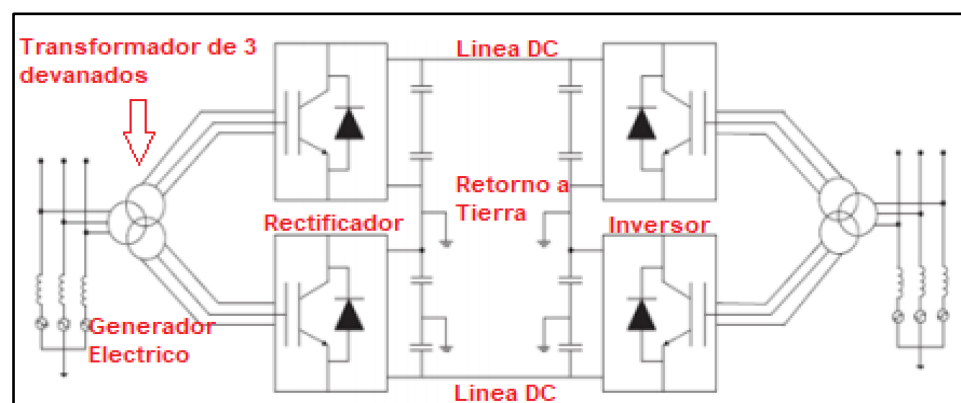


Figura 1.6 Enlace Bipolar con retorno por tierra.

La Figura 1.6 nos muestra que el enlace de transmisión Bipolar está compuesto de cuatro convertidores de los cuales dos se encuentran operando como Rectificador y los otros dos como Inversor, además están conectados a un transformador de tres devanados.

Los enlaces bipolares tienen que estar conectados a tierra ya sea usando electrodos y que entre ellos se los conecte con un cable de retorno. Su función es similar a la del neutro en un sistema trifásico.

1.8.3 Síntesis de las conexiones tipo Monopolar y Bipolar

En esta sección describimos finalmente las consecuencias de tener fuera de servicio un conductor perteneciente a cualquiera de los dos tipos de conexión mencionadas en las secciones anteriores.

La confiabilidad de la tecnología HVDC es superior a la HVAC dada la disponibilidad de configuraciones de la tecnología HVDC, la tecnología permite la transmisión de potencia bajo condiciones de contingencia. Algunos ejemplos son los siguientes:

- Si un conductor de una conexión bipolar está fuera de servicio, la operación puede continuar en modo Monopolar.
- Si un convertidor de una conexión bipolar esta fuera de servicio, la operación puede continuar en modo retorno metálico Monopolar.
- Si un convertidor está fuera de servicio en un sistema con convertidores en serio por cada polo, la operación puede continuar con voltaje reducido.
- Si un convertidor esta fuera de servicio en un sistema en paralelo con convertidores por cada polo, la operación puede continuar con corriente reducida.
- Si los flameos ocurren repetitivamente debido a la contaminación, el sistema DC puede operar con voltaje reducido.
- Si un polo de un sistema bipolar esta fuera de servicio, el otro polo puede operar con una sobrecarga significativa.

1.9 Configuración de sistemas

En esta sección vamos a describir acerca de las soluciones que tiene usar tecnología HVDC-VSC para lograr interconectar dos redes eléctricas en AC con diferentes frecuencias de operación.

1.9.1 Back-to-back

En esta sección se describe cómo lograr que dentro de una misma subestación eléctrica un sistema interconecte dos redes eléctricas AC con diferente frecuencia mediante HVDC-VSC.

Este esquema sirve en el caso de querer conectar dos tipos sistemas de diferentes frecuencias de operación muy cercana (la conexión se ejecuta en una misma subestación). La conexión Back to Back no requiere de una línea de transmisión entre equipos como los rectificadores e inversores, pues estos se tendrán que ubicar físicamente en el mismo lugar de instalación. Posee además dos tipos de conexiones que son; monopolares y bipolares (R.Ephraim, 2015), ver Figura 1.7.

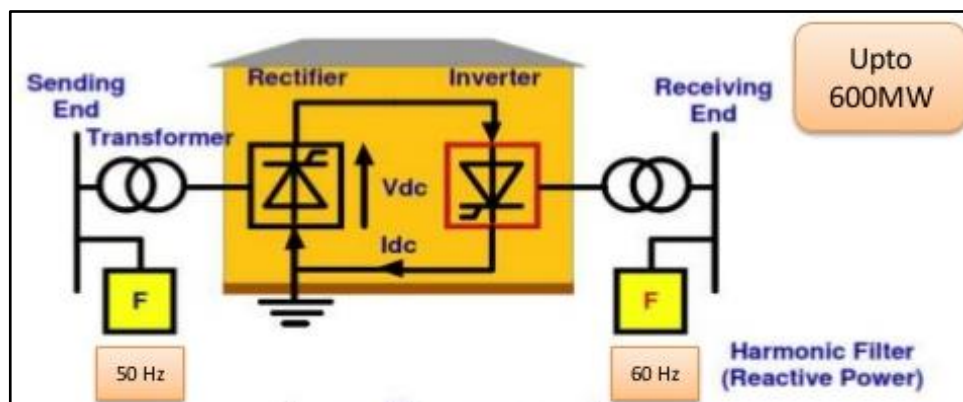


Figura 1.7 Configuración HVDC-VSC usando conexión back-to-back.

La Figura 1.7 nos muestra que como un enlace de transmisión HVDC puede acoplar dos redes eléctricas de diferentes frecuencias con el uso de convertidores (transistores) sin la necesidad de requerir un cable de transmisión, puesto que se lo realiza dentro de la misma subestación eléctrica.

1.9.2 Punto a punto

En esta sección se describe la conexión entre dos subestaciones eléctricas (comúnmente llamada punto a punto), cuando por una razón técnica, económica o ambiental la conexión HVDC es más viable que mejor que la HVAC.

Esta es la configuración más habitual en HVDC. Se utiliza para conectar dos subestaciones cuando la conexión HVDC es más rentable que la HVAC ó cuando la solución HVDC es la única viable técnicamente (por ejemplo, Vandellos – Mallorca, año 2011, 210 km) (Prieto Monterrubio & Granadino Goenechea, 2007). En este proyecto, las estaciones funcionan como rectificador e inversor la otra, de acuerdo a la necesidad del sistema.

Se utiliza también en conexiones submarinas, permitiendo la transmisión a cargas que se encuentran lejos de la superficie terrestre como lo son las estaciones petrolíferas, también en sistemas de generación como los parques eólicos en la mar y finalmente para aportar a SEP que son débiles.

1.9.3 Multiterminal

En esta sección se describe la conexión multiterminal que nos sirve para cuando se necesita conectar tres o más subestaciones eléctricas a un sistema HVDC.

Y esto es cuando se conectan más de dos subestaciones eléctricas a un sistema HVDC. Su conexión puede ser:

- Paralela: las subestaciones pertenecientes al SEP tiene un mismo valor de tensión. Usada cuando las subestaciones trabajan sobre un 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- Serie: las subestaciones pertenecientes a un SEP les llega un valor de tensión diferente, la subestación conectada en serie no puede consumir más del 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras para no afectar al nivel de tensión que llega a las otras.
- Mixta: es la combinación de las dos anteriores.

1.10 Antecedentes históricos de la transmisión HVDC

En esta sección se describen dos proyectos de transmisión eléctrica usando tecnología HVDC que son el proyecto Rómulo (ESPAÑA, 2012) y NorNed (Worzyk & Skog, 2007), los cuales nos servirán para tener una referencia a nuestro proyecto que vamos a realizar con tecnología HVDC.

La contribución más significativa a HVDC se produjo cuando el régimen de Gotland en Suecia, en 1954 ejecuto el primer sistema comercial de transmisión HVDC en el mundo. Este era capaz de transmitir 20 MW de potencia a un nivel de voltaje de 100 kV y consistía en un solo cable de 96 km con retorno al mar.

Con el rápido desarrollo tecnológico de los convertidores (rectificadores e inversores) a mayores voltajes y corrientes más grandes, la transmisión en DC se ha convertido en un factor importante en la planificación de la transmisión de potencia, es así como a lo largo de estos años se han realizado proyectos de alta complejidad técnica en donde se ha visto involucrado realizar el cableado submarino a distintas profundidades. Uno de los proyectos con el cual vamos a comparar el escenario (interconexión entre Pasaje y Posorja atravesando el golfo de Guayaquil) en el cual involucra realizar el cableado submarino es el proyecto Rómulo, realizado por la Red Eléctrica de España (Prieto Monterrubio & Granadino Goenechea, 2007).

1.10.1 Interconexión Península – Baleares

Esta sección describe el proyecto Rómulo (ESPAÑA, 2012), sus características técnicas que nos servirán como un referente para usar tecnología HVDC en nuestro trabajo de graduación.

El enlace eléctrico entre la península ibérica y las islas baleares se conoce como como proyecto Rómulo, es la más la grande inversión llevada a cabo por Red Eléctrica (420 millones de euros), y su desarrollo ha constituido una referencia mundial por su singularidad y complejidad técnica, puesto que es la primera interconexión submarina de transporte DC que tiene España.

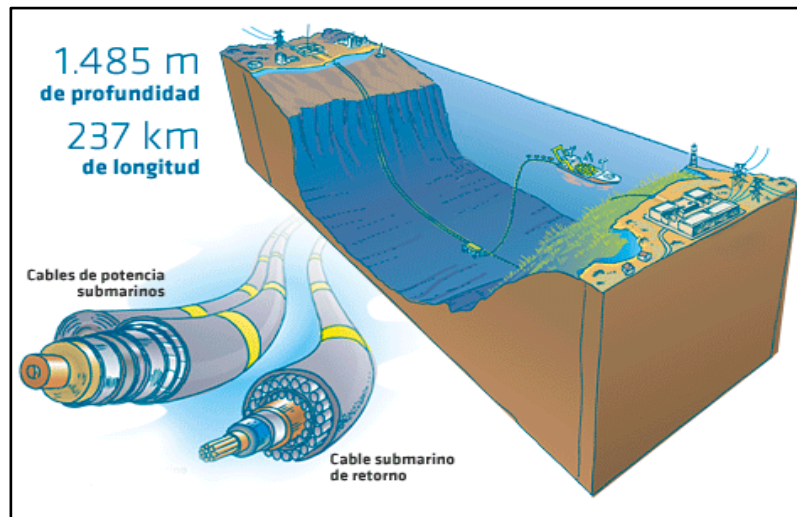


Figura 1.8 Enlace entre Península y las Islas Baleares.

La Figura 1.8 nos indica que la transmisión de energía eléctrica se la hizo submarina a una distancia de 237 kilómetros, nuestro proyecto tiene una distancia estimada submarina de 100 kilómetros.

El proyecto Rómulo tiene las siguientes características técnicas: Conexión submarina a un nivel de voltaje de ± 250 kV, Potencia de 400 MW (2 x 200 MW), Tipo de conexión Bipolar con retorno metálico, Distancia de 237 kilómetros de longitud (submarino), Distancia en cada extremo, algo más de 3 kilómetros de longitud (subterráneo) para conectar con las estaciones convertidores, y profundidad máxima 1,485 metros.

1.10.2 Interconexión Feda (Noruega) y Eemshaven (Holanda), proyecto NorNed

Esta sección describe el proyecto NorNed (Worzyk & Skog, 2007), sus características técnicas que nos servirán como un referente para usar tecnología HVDC en nuestro trabajo de graduación.

NorNed es un proyecto del cual se encargaron las dos entidades eléctricas estatales de los dos países; TenneT de Holanda y Statnett de Noruega. Este enlace pasa a través del mar del Norte, y ha sido un proyecto ejemplar de los esfuerzos de la Unión Europea (UE) para crear un mercado sostenible de la energía entre los 25 estados.



Figura 1.9 Transmisión submarina con HVDC.

La Figura 1.9 nos indica que la transmisión de energía eléctrica se la hizo submarina a una distancia de 580 kilómetros, nuestro proyecto tiene una distancia estimada submarina de 100 kilómetros.

El proyecto NorNed tiene las siguientes características técnicas: Conexión submarina a un nivel de voltaje de ± 450 kV, potencia de 600 MW, tipo de conexión Bipolar con retorno metálico, distancia de 580 kilómetros de longitud (submarino).

En resumen, se ha escogido estos dos proyectos como demostrativos, porque se va a comparar los escenarios (recorrido submarino) con la situación que se nos presenta, de interconectar la subestación eléctrica de Pasaje (Machala) con Posorja (Guayas) atravesando el golfo de Guayaquil.

1.10.3 Interconexión Pasaje (Machala) y Posorja (Guayas)

En esta sección se describe la ruta que la línea de transmisión HVDC tendrá que recorrer cruzando el golfo de Guayaquil cerca de la Isla Puna.

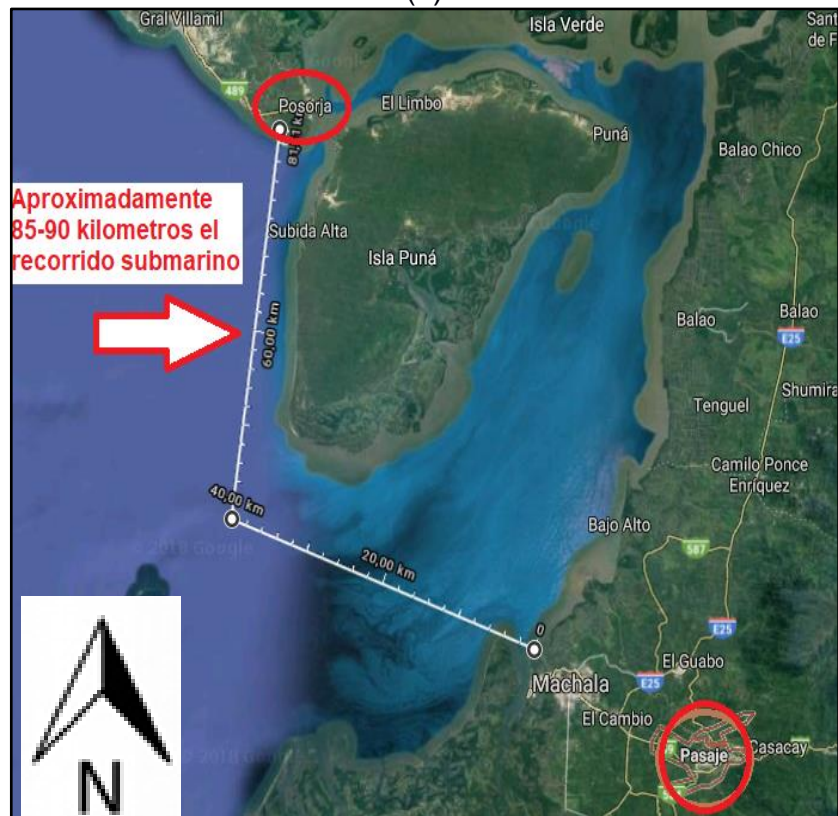
La demanda eléctrica que se tiene proyectado en Posorja con un valor de potencia a 900 MW en el año 2023, es la razón por la cual nos

planteamos en buscar alternativas de interconexión que resuelvan esta necesidad de la forma más óptima y confiable, en las alternativas propuestas tenemos un recorrido que involucra atravesar el golfo de Guayaquil usando tecnología HVDC (ver Figura 1.10) y otra que realice un recorrido aéreo (transmisión convencional HVAC) pasando por la subestaciones Pasaje – Chorrillos y Posorja (ver Figura 1.11).

En el Mapa (tomado de GoogleMap™) de la Figura 1.10 a) se muestra el recorrido total incluyendo la parte submarina y terrestre que se requiere para conectar las subestaciones de Pasaje con Posorja, mientras que en el Mapa b) muestra una distancia aproximada de 85-90 kilómetros de conexión eléctrica submarina.



(a)



(b)

(a) Recorrido general (b) Recorrido con distancias estimadas.
Figura 1.10 Mapa de la posible interconexión HVDC Submarino entre Pasaje – Posorja
(escala 1: 100.000).

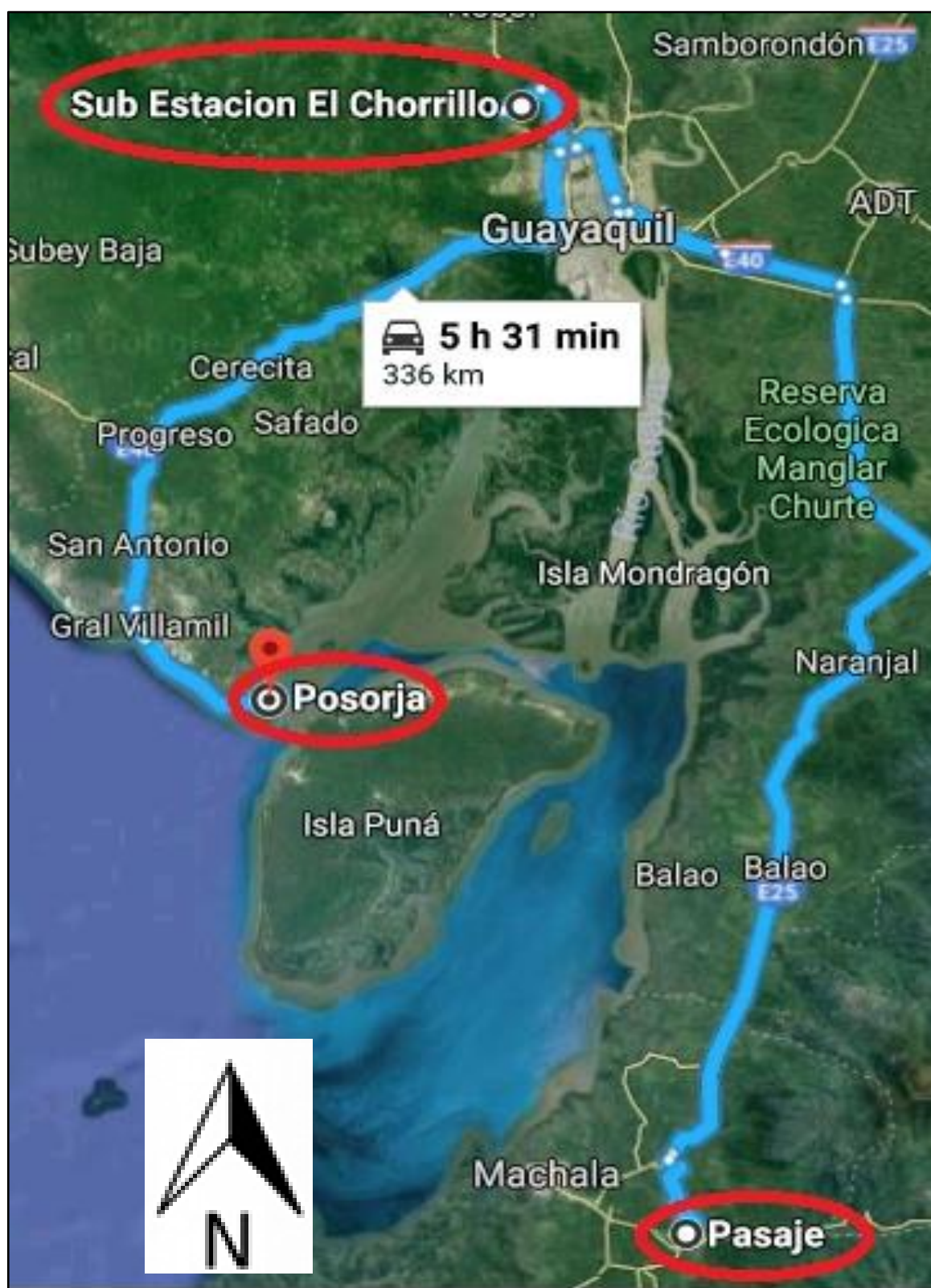


Figura 1.11 Interconexión HVAC entre Pasaje – Chorrillos y Posorja.

En la Figura 1.11 mostramos el recorrido que tiene que realizar la línea de transmisión de energía eléctrica convencional para interconectar las dos subestaciones eléctricas de Pasaje con Posorja, (tomado de GoogleMap™).

Mostramos en la siguiente Tabla 2 un resumen de los proyectos mencionados anteriormente con sus características técnicas, en el siguiente capítulo 2 describimos con más detalles a este tipo de transmisión porque es más viable tanto ambientalmente como económicamente y técnicamente.

Proyecto	Potencia Transmitida [MW]	Nivel de tensión DC [kV]	Longitud del recorrido submarino [km]
Rómulo	400	±250	237
NorNed	600	±450	580
Pasaje-Posorja	900	500	85-90

Tabla 2. Parámetros técnicos.

La Tabla 2 muestra de izquierda a derecha, primero el proyecto, la potencia de transmisión eléctrica, el nivel de tensión y la longitud del recorrido submarino, esta tabla nos sirve para poder tener características técnicas referenciales para nuestro proyecto que está descrito en la celda de la izquierda como Pasaje-Posorja.

En resumen, este primer capítulo nos ha descrito acerca del problema que tenemos al querer transmitir energía eléctrica en las subestaciones eléctricas ubicadas en la provincia del Guayas (Posorja) y la provincia de El Oro (Pasaje), así como también la propuesta de dos soluciones a este problema de transmisión de energía eléctrica, en contexto la descripción de las tecnologías a usar HVDC, sus modos de control, configuraciones de un sistema HVDC y este capítulo termina en su última sección con la narrativa de dos proyectos ya ejecutados y en operación del proyecto Rómulo y NorNed a los cuales los hemos mencionado y seleccionado porque nos servirán como un referente sus características técnicas de la línea de transmisión con tecnología HVDC y su modo de configuración.

Capítulo 2. Revisión Literaria

Capítulo 2. Revisión Literaria

2.1	Introducción.....	63
2.2	Comparaciones técnicas entre tecnología HVDC y HVAC	64
2.2.1	Capacidad de transmisión de energía eléctrica	64
2.2.2	Conexión asíncrona	65
2.2.3	Límites de estabilidad.....	66
2.2.4	Control de flujo de potencia.....	68
2.2.5	Compensación de líneas	68
2.3	Tipos escenarios que recorren las líneas de transmisión HVDC	69
2.3.1	Transmisión submarina	69
2.3.2	Transmisión subterránea.....	70
2.3.3	Transmisión aérea.....	70
2.4	Cables.....	71
2.4.1	Cable de masa impregnada (M.I)	72
2.4.2	Cable de aceite OF (sus siglas en inglés Oil Filled).....	73
2.4.3	Cable de polietileno reticulado o XLPE.....	74
2.5	Líneas de transmisión de energía eléctrica AC	75
2.5.1	Línea de transmisión eléctrica 500 kV Chorrillos - Pasaje	76
2.5.2	Línea de transmisión eléctrica 500 kV Chorrillos - Posorja	78
2.6	Subestaciones eléctricas AC.....	84
2.6.1	Subestación eléctrica Chorrillos	84
2.6.2	Subestación eléctrica Pasaje	85
2.6.3	Subestación eléctrica Posorja	87
2.7	Líneas de transmisión de energía eléctrica DC	88
2.7.1	Línea de transmisión eléctrica submarina DC 500 kV Pasaje -Posorja ..	89
2.8	Subestaciones eléctricas DC.....	91

2.8.1	Subestación eléctrica DC en Posorja	91
2.8.2	Subestación eléctrica DC en Pasaje.....	95
2.9	Análisis económico.....	97
2.9.1	Costos de una Subestación eléctrica AC a 500 kV (CONELEC, 2013)..	97
2.9.2	Costos de una Subestación eléctrica DC a 500 kV (OAK RIDGE, 1987)	
	101	

2.1 Introducción

En este segundo capítulo, damos la introducción y explicación detallada de cada uno de los elementos que en conjunto son parte de una línea de transmisión de energía eléctrica ya sea que esta tenga tecnología HVDC o HVAC, parte de estos elementos es el conductor eléctrico, al cual consideramos elemento básico para la transferencia de potencia eléctrica en un sistema eléctrico de potencia sin importar la tecnología que se vaya a usar, tenemos también la descripción de los recorridos que van a tener que hacer las líneas de transmisión de energía eléctrica con el fin de interconectar las subestación eléctrica de Pasaje y Posorja, la descripción técnica del cable conductor de electricidad correspondiente a cada línea de transmisión de energía eléctrica de las dos propuestas planteadas en el anterior capítulo, la configuración de las líneas de transmisión eléctrica cuando se usa tecnología HVDC-VSC.

En la Sección 2.1 describe la comparación técnica entre usar tecnología HVDC para la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias y usar la transmisión eléctrica convencional, en esta sección escogemos un caso particular que es lograr interconectar dos redes eléctricas AC que se encuentren operando a diferente frecuencia mediante la línea de transmisión que usa tecnología HVDC-VSC, en la Sección 2.2 describe los escenarios que recorren las líneas de transmisión HVDC, cuáles son las ventajas e inconvenientes al realizar un recorrido aéreo, subterráneo o submarino. La Sección 2.3 describe del tipo de cables que se suelen usar para transmitir energía eléctrica, en la Sección 2.4 describe la primera alternativa de interconexión que son las líneas de transmisión eléctrica AC, su recorrido que realiza, los detalles de construcción de la línea de transmisión y elementos que forman parte de ella, así también tenemos que en la Sección 2.5 se hace la descripción técnica de la subestaciones eléctricas AC; en Chorrillos, Pasaje y Posorja, su configuración de barras, elementos principales que son parte de la subestación, niveles de tensión entre otras características. La Sección 2.6 describe la segunda alternativa de interconexión que son las líneas de transmisión eléctrica DC, que va a conectar la subestación de Pasaje con Posorja, su recorrido es submarino, su configuración Monopolar y detalles técnicos del cable conductor, en la Sección 2.7 tenemos la descripción de una subestación

eléctrica que usa tecnología HVDC es decir que opera en corriente continua, se necesitaran dos subestaciones eléctricas; en Pasaje y Posorja, describimos los elementos, configuraciones del convertidor que vamos a usar.

Para realizar la selección entre transmisión convencional y la transmisión usando tecnología HVDC, es necesario diferenciarlos; por sus características técnicas, por su capacidad de operación, su constitución, por su respuesta ante fallas eléctricas y estabilidad que afecten al SNI y finalmente por sus costos que se encuentra detallado en la Sección 2.8 como análisis económico, en esto último es lo que determina una de las dos alternativas planteadas.

2.2 Comparaciones técnicas entre tecnología HVDC y HVAC

En esta sección vamos a comparar parámetros técnicos que usan la tecnología HVDC y HVAC, dichos parámetros técnicos, que son influyentes en una red AC, a tal punto que puedan llevar al sistema eléctrico de potencia a una inestabilidad, perdida de energía eléctrica y fallas eléctricas.

2.2.1 Capacidad de transmisión de energía eléctrica

En esta sección se describe acerca de la capacidad de transmisión de potencia eléctrica de una línea (León Torres, 2017) con HVAC con respecto a la HVDC, la capacidad de transmitir potencia eléctrica activa mediante la tecnología convencional decrementa con respecto a la longitud del tendido eléctrico y esto es por los efectos inductivos, además de este efecto también añadimos que se produce un desfase debido a la inductancia entre los dos extremos de la línea; a consecuencia de esto puede dar un inicio a la inestabilidad del sistema, sin embargo, cuando usamos tecnología HVDC la potencia activa del sistema se mantiene constante e independiente de la distancia como se muestra en la siguiente Figura 2.1

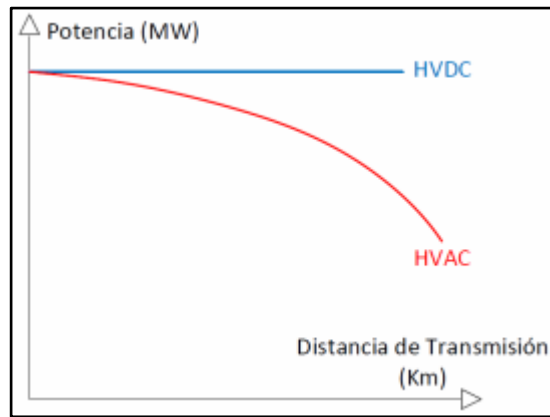


Figura 2.1 Capacidad de transmisión vs Distancia.

La Figura 2.1 muestra dos curvas (Worzyk & Skog, 2007); la curva de color rojo es correspondiente al comportamiento de la transmisión de energía eléctrica usando HVAC y podemos notar en su eje 'x' al cual hemos llamado 'Distancia de Transmisión' mientras más alto sea el valor en kilómetros, la capacidad de transmitir potencia activa se va limitando, la curva de color azul corresponde al comportamiento de la línea de transmisión de energía eléctrica usando HVDC y observamos que se mantiene constante a pesar que la distancia va aumentando, esto quiere decir que la capacidad de transmitir potencia activa es constante.

2.2.2 Conexión asíncrona

En esta sección se da a conocer la posibilidad de realizar una interconexión entre dos redes eléctricas en AC que se encuentran operando en distinto valor de frecuencia eléctrica, como se muestra en la siguiente Figura 2.2.

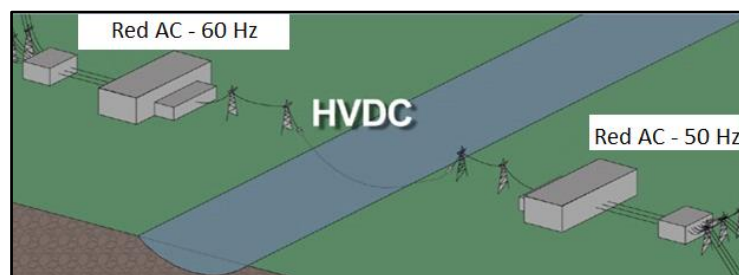


Figura 2.2 Esquema de dos sistemas AC de diferentes frecuencias.

La Figura 2.2 muestra un sistema de transmisión HVDC el cual interconecta dos sistemas AC que se encuentren a distinta frecuencia,

pues esta interconexión cabe recalcar que no transfiere las perturbaciones de uno a otro sistema, o porque sus voltajes se encuentren desfasados, la solución en AC en estos casos resultaría más costosa, con más impacto en el medio ambiente y más compleja por las necesidades de compensación de reactivos inherentes a los sistemas AC, en la siguiente Figura 2.3 mostramos una interconexión entre dos redes AC mediante la línea de transmisión HVDC.

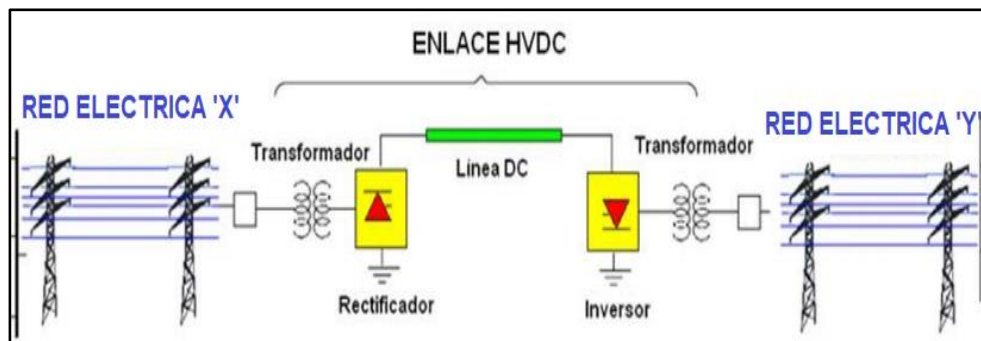


Figura 2.3 Interconexión HVDC de dos sistemas AC de diferentes frecuencias.

En la Figura 2.3 mostramos que en ambos extremos de la figura se encuentra representado con líneas de color azul las líneas de un sistema eléctrico AC denominado 'RED ELECTRICA' seguido de estas líneas azules va conectado un terminal de un transformador representado por unas líneas espirales, el otro terminal del transformador se encuentra conectado con el 'Rectificador' el cual se lo representa con un rectángulo amarillo en cuyo interior se encuentra un triángulo rojo, de igual forma desde el lado derecho de la figura se encuentra conectado el terminal de un transformador al 'Inversor', el cableado eléctrico que conecta el 'Rectificador' e 'Inversor' está representado con un rectángulo de color verde.

2.2.3 Límites de estabilidad

En esta sección narramos acerca del efecto que puede tener la línea de transmisión eléctrica convencional al interconectar dos áreas con diferentes ángulos debido a su impedancia equivalente.

Cuando usamos una línea de transmisión convencional, la transferencia de potencia entre dos nodos en una red AC depende de la diferencia de ángulos entre ambos nodos. Además, la máxima capacidad de transferencia está limitada por la estabilidad transitoria del sistema que exige lo siguiente, ver Figura 2.4.

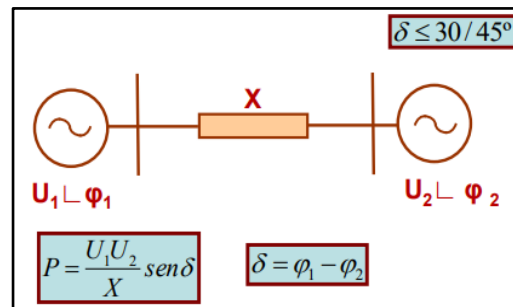


Figura 2.4 Transferencia de potencia entre dos nodos en una red AC.

En la Figura 2.4 se muestra un sistema de transmisión convencional entre dos redes AC, la letra 'X' representa la reactancia de la línea de transmisión eléctrica, mientras que 'U₁' y 'U₂' representan los niveles de voltaje que tienen cada red eléctrica, 'P' es la potencia activa que se puede transmitir por la línea de transmisión convencional, en la esquina superior derecha se encuentran los valores que la diferencia entre ángulos (representado por la sigla 'δ') puede tener para mantener la estabilidad, los ángulos de cada red eléctrica se encuentran en la figura como 'φ'.

Mientras que al usar una línea de transmisión HVDC no tenemos estos problemas en la transferencia de potencia entre dos nodos en una red AC, ver Figura 2.5.

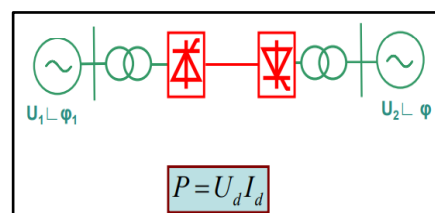


Figura 2.5 Transferencia HVDC entre dos nodos en una red AC.

La Figura 2.5 muestra desde el lado izquierdo a la derecha con color rojo la representación de un Rectificador conectado mediante una línea de transmisión a un Inversor.

2.2.4 Control de flujo de potencia

En esta sección se describe que el control del flujo de potencia activa se lo puede realizar con la tecnología HVDC. La potencia activa se controla regulando el ángulo de fase de la tensión. Si el ángulo de la tensión de salida del convertidor VSC adelanta al de la red AC, el convertidor VSC inyecta potencia activa y por tanto funciona como inversor. En cambio, si el ángulo de la tensión de salida del VSC retrasa al de la tensión de la red AC, el VSC absorberá potencia activa es decir opera como rectificador.

2.2.5 Compensación de líneas

En esta sección se da a conocer el uso de un compensador de línea de transmisión (Tesla, 2017), que es usado cuando la longitud de la línea de transmisión es muy grande. En líneas aéreas de corriente alterna de gran longitud es necesario recurrir a la compensación para aumentar la capacidad de transferencia de potencia, en la siguiente Figura 2.6 observamos un compensador de línea.



Figura 2.6 Compensadores estáticos.

En la Figura 2.6 se muestran compensadores de líneas de transmisión que son usados para aumentar la capacidad de transmisión de potencia activa. Su efecto es reducir la reactancia inductiva que es provocada por la gran longitud que pueda tener la línea de transmisión. Reduciendo de este modo las caídas de tensión en esa línea y aumentando el límite de estabilidad en estado estable.

2.3 Tipos escenarios que recorren las líneas de transmisión HVDC

En esta sección se da a conocer los diferentes escenarios en los cuales mostramos con detalle las consecuencias de transmitir energía eléctrica usando líneas de transmisión convencional HVAC.

En las siguientes descripciones acerca de los escenarios en donde tiene que recorrer las líneas de transmisión se exponen ventajas e inconvenientes de un sistema de transmisión convencional HVAC frente a un sistema HVDC.

2.3.1 Transmisión submarina

En esta sección describimos acerca de la transmisión eléctrica submarina, el efecto capacitivo de los cables es mucho mayor que en las líneas aéreas, además se indican cuáles son las distancias que limitan a un sistema de transmisión eléctrica convencional a poder transmitir energía eléctrica.

La transmisión en corriente alterna por cable submarino se encuentra limitada a 40-50 kilómetros (España, 2012) principalmente por la reactancia propia del conductor, sin embargo, la transmisión HVDC es la más eficiente y es el único medio para cubrir largas distancias. Esta es una de la razón por la cual queremos realizar una transmisión submarina en nuestro proyecto, de tal forma atravesando el golfo de Guayaquil con una distancia aproximadamente entre 85-90 kilómetros.



Figura 2.7 Transmisión de energía por medio submarino.

En la Figura 2.7 se muestra a un buzo que está colocando el cable de transmisión eléctrica (Noticias, 2016).

2.3.2 Transmisión subterránea

Esta sección describe acerca de la instalación de conductores por medio subterráneo, entre los materiales que en conjunto hacen parte de este cable, tienen que tener una cubierta metálica impermeable a la humedad.

La transmisión de energía eléctrica usando HVDC por medio subterráneo es ideal cuando existen zonas donde es imposible la transmisión eléctrica aérea debido al espacio aéreo limitado, siendo así este tipo de transmisión más práctica y fácil, ver Figura 2.8.



Figura 2.8 Transmisión de energía por medio subterráneo.

En la Figura 2.8 se muestra la instalación subterránea de los cables, previo se realiza primero una canalización para tal uso.

2.3.3 Transmisión aérea

En esta sección narra acerca de realizar la transmisión eléctrica por medio aéreo, además nos da a entender las ventajas que tiene la transmisión eléctrica DC sobre la AC.

Las líneas aéreas con sistema HVDC presentan una serie de ventajas con respecto a la convencional entre ellas destaca el tamaño de las torres que por efecto si la necesidad de transportar mayor cantidad de potencia se necesitará mayor calibre de conductores, apoyos, herrajes, aisladores, etc. en definitiva los costos de inversión en la torre son muy superior. En cambio, en una torre de transmisión con tecnología HVDC el número de líneas es menor (dos líneas en DC frente a tres líneas de

la transmisión AC) la distancia entre líneas debido al nivel de tensión es mayor, mientras que en las líneas de transmisión convencional la separación de las líneas dependerá del nivel de tensión entre fases. Como resultado son unas torres de menor tamaño y requieren naturalmente menos espacio, ver Figura 2.9

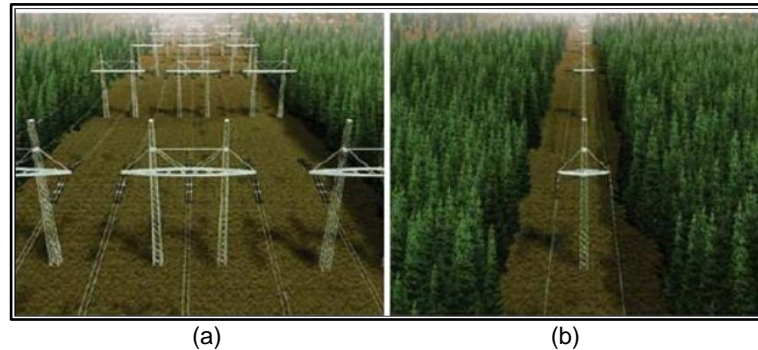


Figura 2.9 Transmisión de energía por medio aéreo, (a) Transmisión HVAC, (b) Transmisión HVDC.

Una desventaja que presenta la transmisión aérea usando HVDC es que necesitará aisladores que sea de mayor calidad y esto debido a la gran acumulación de residuos en su superficie, debido a que la corriente circula en sentido unidireccional en el conductor.

En la Figura 2.9 se presentan dos escenarios; (a) es la transmisión de energía eléctrica convencional que ocupa más espacio, más conductores y torres, mientras que (b) necesita menor espacio, menor número de conductores y torres.

2.4 Cables

En esta sección se da a conocer en detalle la composición de dos tipos de cables (Ingeniería, 2012) usados para la transmisión de energía eléctrica, hemos escogido estos dos tipos de cable porque considerando los anteriores proyectos ya antes mencionados en el capítulo 1, serán útiles para cuando hacemos la transmisión de energía eléctrica con tecnología HVDC en nuestro trabajo de graduación, si quisiéramos comparar los cables que se emplean para la transmisión convencional AC y la transmisión DC encontraremos mínimas diferencias constructivas, donde si es notable la diferencia es al momento de hacerlos operar con tensión AC o DC. Cables que han sido fabricados últimamente

tienen capacidades alrededor de los 800 MW y un nivel de tensión de 500 kV utilizando aislamientos tanto extruidos como de papel impregnado, estos tipos de cables los describimos en la siguiente sección.

2.4.1 Cable de masa impregnada (M.I)

En esta sección describimos acerca del cable de papel impregnado el cual fue uno de los primeros materiales utilizados para el aislamiento de los cables para la transmisión de la energía eléctrica, también podemos decir que es el tipo de cable más utilizado en transmisiones HVDC, su material es inerte ante los efectos degradantes de la corriente continua, se fabrican con un conductor central de cobre laminado, alrededor se recubre por capas de papel impregnado en aceite y resinas formando un componente aislante de alta viscosidad, luego el cable es cubierto por unas capas de polietileno extruido y acero galvanizado que lo protege de la corrosión y contra las deformaciones mecánicas durante su funcionamiento ver Figura 2.10, puede soportar una tensión hasta de 500 kV con una sección de hasta 2,700 milímetros cuadrados, aunque su capacidad es limitada por el nivel de temperatura que lograría alcanzar el conductor, este no tiene límite alguno por su longitud. También suele reforzarse con una capa de acero o plomo.

Puede utilizarse para unas profundidades de más de 1000 metros en el caso de que la transmisión de energía eléctrica sea por medio submarino.

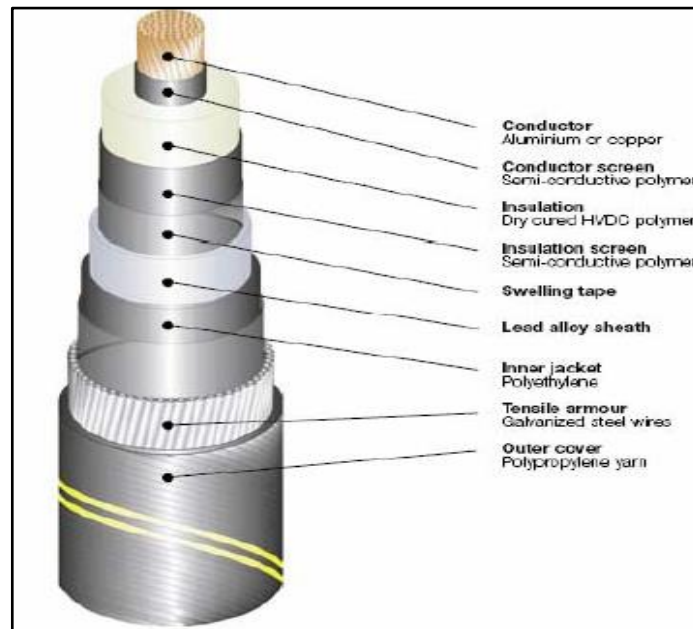


Figura 2.10 Cable de masa integrada

En la Figura 2.10 se muestra un cable MI, estos cables usan un fluido dieléctrico para impregnar el papel, comúnmente se emplea; (i) aceite viscoso, (ii) aceite viscoso con resinas refinadas, (iii) aceite de baja viscosidad entre otros. Los cables impregnados en masa se han utilizado desde 1985. ABB ha suministrado más de 1700 km de cables HVDC MI por todo el mundo. El enlace de 580 km de largo, 700 MW y 450 kV entre Noruega y Holanda, representa un record mundial en cuanto a longitud y potencia para este tipo de cables (Noticias, 2016).

Entre sus características principales se encuentran; (i) la alta rigidez dieléctrica, (ii) bajas pérdidas dieléctricas, (iii) resistencia elevada a las descargas parciales y (iv) posee buenas características térmicas.

2.4.2 Cable de aceite OF (sus siglas en inglés Oil Filled)

En esta sección describimos al cable OF, el cual tiene un aislamiento impregnado de aceite fluido en todas las temperaturas de operación. Es igual al cable visto en la sección anterior el MI, pero este usa papel impregnado cuya densidad es baja y posee un tipo de conducto longitudinal que va en el eje del conductor por el cual va a circular un aceite refrigerante. Este tipo de cable conductor tranquilamente logra operar a grandes profundidades, sin embargo, su distancia es limitada

a 100km, y esto es porque se requiere hacer circular un aceite o líquido refrigerante por el conducto longitudinal a lo largo cable, a consecuencia de esto se necesitaría estaciones de bombeo. También se corre mucho el riesgo de derrames provocados por las fugas en el conducto del aceite o líquido refrigerante del conductor es por esto que es cuestionado medioambientalmente.

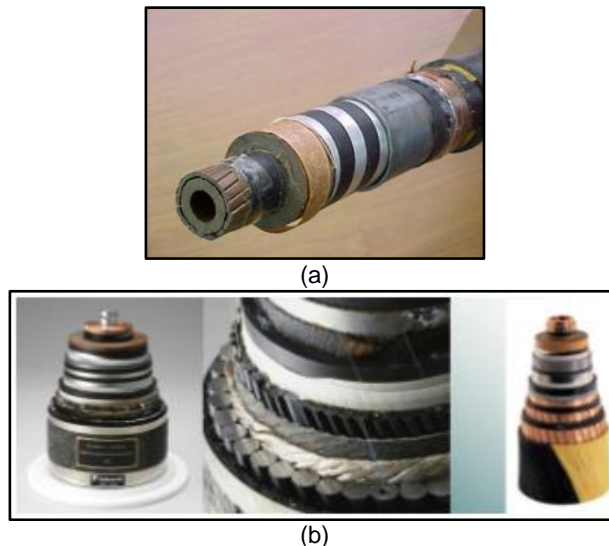


Figura 2.11 Cable OF – Oil Filled.

En la Figura 2.11 (a) se muestra el conducto de un cable OF por donde circula el líquido refrigerante, en la parte (b) se muestra con más detalle las capas que son parte del aislamiento del cable OF, se puede utilizar para transmisiones HVDC como para transmisiones HVAC. La sección del conductor es de hasta 3,000 milímetros cuadrados, y la tensión nominal que puede alcanzar es de 600 kV.

2.4.3 Cable de polietileno reticulado o XLPE

En esta sección narramos acerca del cable XLPE² comúnmente conocido y usado para los niveles de media y alta tensión (Ingeniería, 2012), el conductor está formado por hilos de cobre aislados, tal como indica su denominación, a base de capas de polietileno reticulado, este cable puede trabajar a tensiones 300 kV y alcanza secciones de hasta

² XLPE Polietileno reticulado

3,000 milímetros cuadrados, es el más en transmisiones de energía eléctrica AC y DC.

En la siguiente Figura 2.12 se muestra tres tipos de conductores empleados para la transmisión de energía eléctrica usando tecnología convencional y HVDC.

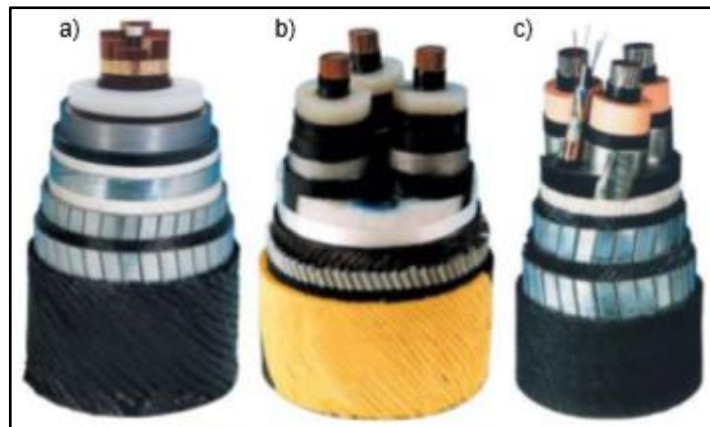


Figura 2.12 Conductor XLPE a) HVDC. b) HVAC Tripolar. c) MVAC tripolar.

En la Figura 2.12 se muestran los conductores con aislamiento XLPE (Monterrubio Diaz, 2013), este aislamiento les permite temperaturas de trabajo normal de hasta 90°C y de 250°C en cortocircuito.

2.5 Líneas de transmisión de energía eléctrica AC

En esta sección se describen las características técnicas de los elementos que forman parte de la línea de transmisión eléctrica AC que van a interconectar la subestación de Pasaje – Chorrillos y Posorja a un nivel de tensión de 500 kV, en estas siguientes secciones hemos destacado los elementos de mayor importancia que conforman una línea de transmisión de energía eléctrica, debido a que este trabajo de grado no tiene el enfoque en el diseño detallado y construcción de líneas de transmisión AC, estos elementos que cuyas características nos servirán para poder ingresarlas como parámetros a la herramienta computacional Powerfactory para luego realizar la respectiva simulación.

2.5.1 Línea de transmisión eléctrica 500 kV Chorrillos - Pasaje

En esta sección se da a conocer las características técnicas de los elementos y recorrido de la línea de transmisión AC que interconecta Chorrillos y Pasaje. Este primer tramo de la interconexión tiene una extensión aproximada de 211 kilómetros, con estructuras metálicas de doble terna. El primer circuito se tenderá con un haz de 4 cables ACAR³ 750 MCM⁴ por fase en esta etapa de construcción de la línea. La línea de transmisión emprende su trayectoria desde la subestación eléctrica Chorrillos 500 kV, localizada en la provincia de Guayas, pasa por las poblaciones de Guayaquil, Daule, Milagro, El Triunfo, Naranjito, Naranjal, Camilo Ponce Enríquez, Santa Rosa, hasta llegar a la subestación de Pasaje, la altitud media es de 57 metros.

La región de la línea de transmisión se compone de áreas de terrenos llanos, ondulados y montañosos (en pequeños tramos), con pastos, cultivos agrícolas y vegetación natural que acompaña la hidrografía. La vegetación es natural y pequeña de tamaño.

Las características básicas de la línea son las siguientes:

- Tensión de operación: 500 kV.
- Tensión máxima de servicio: 525 kV.
- Potencia transmitida en operación normal: 1500 MVA.
- Potencia transmitida en operación en emergencia: 2000 MVA.
- Longitud: 210,5 kilómetros.
- Cantidad de circuitos: 2 (tendido solo de uno).
- Disposición: vertical.
- Numero de cables conductores por fase: 4.
- Distancia entre conductores en el haz: 457 milímetros.

³ ACAR Aluminum Conductor Alloy Reinforced

⁴ MCM Mil Circular Mils

- Disposición del haz: 'Cuadrado'.
- Cable conductor: ACAR 750 MCM (18/19).
- Resistencia media de los pies de torre de proyecto: 10 ohmios.
- Aisladores de vidrio templado recubiertos con silicona (paso 159 milímetros, diámetro 330 milímetros, distancia de fuga 620 milímetros).
 - Suspensión: 27 aisladores.
 - Anclaje: 2 x 28 aisladores.
- Temperatura de ubicación: 75°C
- Ancho de la franja de servidumbre: 60 metros.

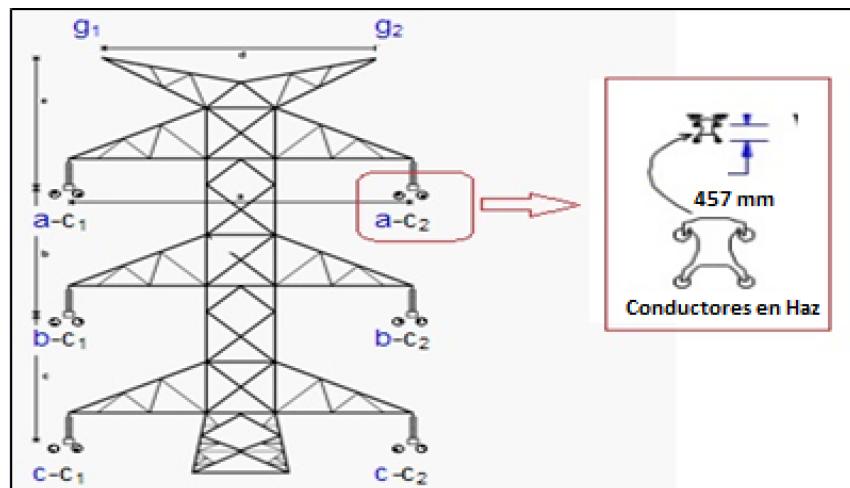


Figura 2.13 Torre de transmisión con configuración vertical doble circuito.

La Figura 2.13 muestra una torre de transmisión la cual tiene una configuración haz cuadrado y además es doble circuito, estas características técnicas son correspondientes a la línea de transmisión eléctrica que recorre desde Chorrillos hasta Pasaje, en la siguiente Figura 2.14 se muestra un mapa de la ubicación geográfica (tomado de GoogleMap™) por donde va a recorrer dicha línea de transmisión, las protecciones principal y de respaldo de las líneas de transmisión se harán mediante la instalación de tableros apropiados para cada línea de 500 kV y 230 kV conteniendo relés de protección diferencial, de distancia y equipos complementarios.

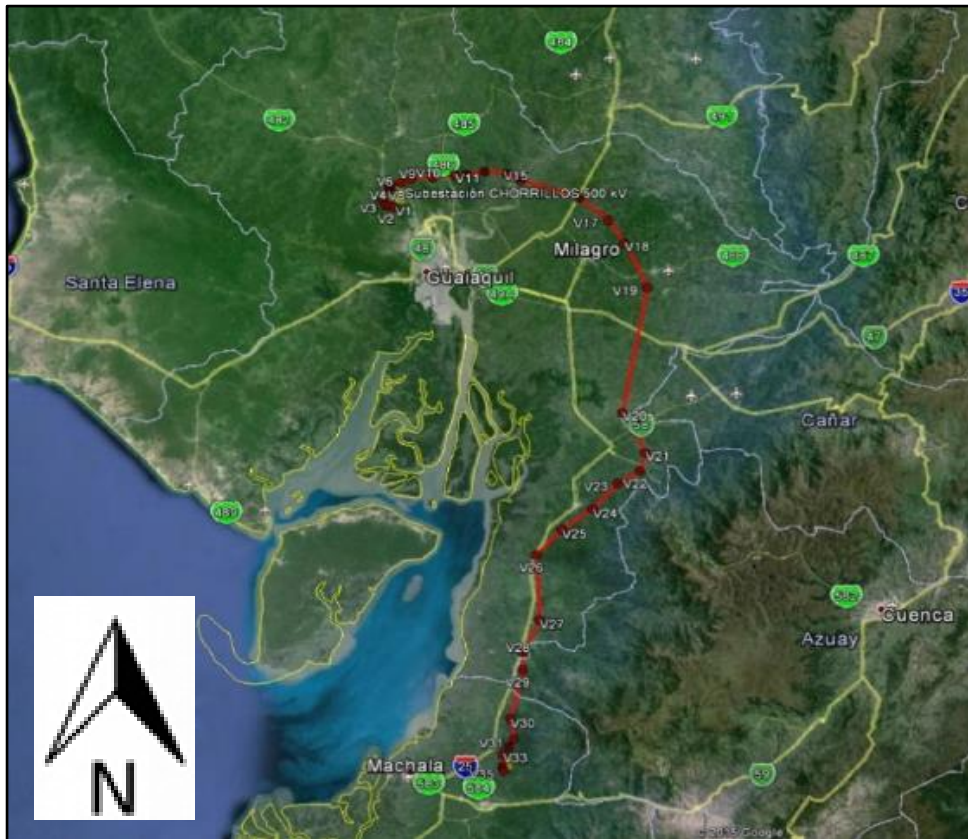


Figura 2.14 Mapa del recorrido de la línea de transmisión 500 kV Chorrillos - Pasaje. Escala aproximada(Escala 1:100.000).

La Figura 2.14 muestra un mapa (tomado de GoogleMap™) cuya línea de color rojo representa la línea de transmisión eléctrica convencional de 500 kV la cual emprende su trayectoria desde la subestación Pasaje, localizada en la provincia de El Oro hasta la subestación eléctrica Chorrillos.

2.5.2 Línea de transmisión eléctrica 500 kV Chorrillos - Posorja

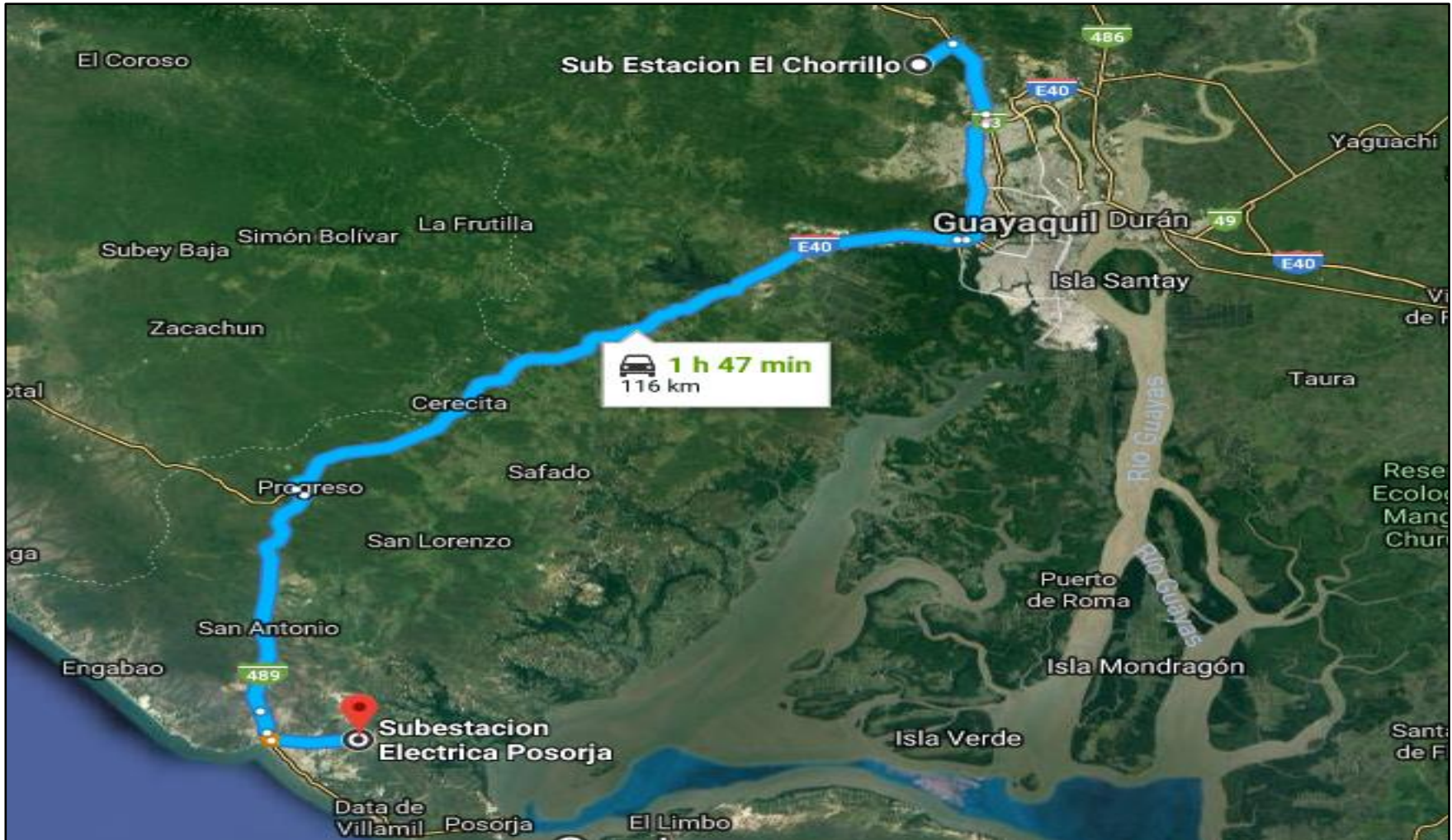
En esta sección se da a conocer las características técnicas de los elementos y recorrido de la línea de transmisión AC que interconecta Chorrillos y Posorja. Este segundo tramo de la interconexión tiene una extensión aproximada de 90 kilómetros, con estructuras metálicas de doble terna. El primer circuito se tenderá con un haz de 3 cables ACAR 1100 MCM por fase en esta etapa de construcción de la línea. La línea de transmisión emprende su trayectoria desde la subestación eléctrica Chorrillos 500 kV, localizada en la provincia de Guayas, para por las

poblaciones de Guayaquil, Chongón, Cerecita, Progreso, San Antonio, hasta llegar a la subestación de Posorja, la altitud media es de 57m.

Las características básicas de la línea son las siguientes:

- Tensión de operación: 500 kV.
- Tensión máxima de servicio: 525 kV.
- Longitud: 90 kilómetros.
- Cantidad de circuitos: 2 (tendido solo de uno).
- Disposición: vertical.
- Numero de cables conductores por fase: 3.
- Distancia entre conductores en el haz: 457 milímetros.
- Disposición del haz: 'Triangulo'.
- Cable conductor: ACAR 1100 MCM (54/7).
- Temperatura de ubicación: 75°C
- Ancho de la franja de servidumbre: 60 metros.

Estas características técnicas son correspondientes a la línea de transmisión eléctrica que recorre desde Chorrillos hasta Posorja, en la siguiente Figura 2.15 se muestra un mapa de la ubicación geográfica (tomado de GoogleMap™) por donde va a recorrer dicha línea de transmisión, las protecciones principal y de respaldo de las líneas de transmisión se harán mediante la instalación de tableros apropiados para cada línea de 500 kV y 230 kV conteniendo relés de protección diferencial, de distancia y equipos complementarios.



(a) Mapa del recorrido de la línea de transmisión 500 kV Chorrillos - Posorja.

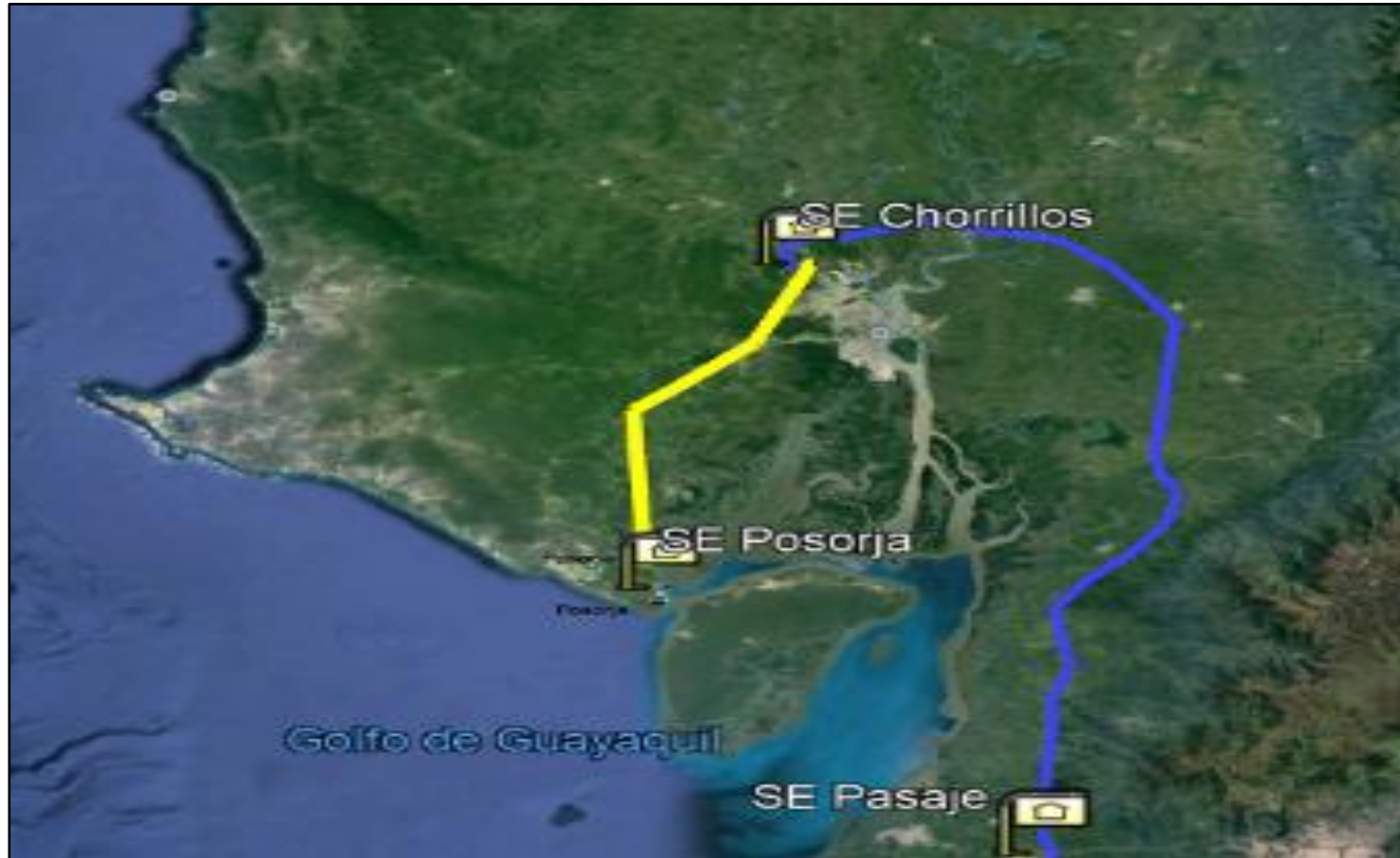


Figura 2.15 Mapa del recorrido de la línea de transmisión 500 kV Chorrillos – Posorja.

En el mapa de la Figura 2.15 la línea de color amarillo indica el recorrido que hará la línea de transmisión eléctrica 500 kV desde Chorrillos, provincia del Guayas, hasta llegar a la subestación eléctrica Posorja.

2.6 Subestaciones eléctricas AC

En esta sección se describen las características técnicas de los equipos que forman parte de cada una de las subestaciones eléctricas Pasaje – Chorrillos y Posorja a un nivel de tensión de 500 kV, en estas siguientes secciones hemos destacado los equipos de mayor importancia que conforman una subestación eléctrica, debido a que este trabajo de grado no tiene el enfoque en el diseño detallado y construcción de subestaciones eléctricas, estos equipos cuyas características nos servirán para poder ingresarlas como parámetros a la herramienta computacional Powerfactory para luego realizar la respectiva simulación.

2.6.1 Subestación eléctrica Chorrillos

En esta sección narramos acerca de la configuración que tendrá la subestación eléctrica Chorrillos ubicada en la provincia del Guayas y los equipos que se van a requerir.

La subestación Chorrillos tiene configuración eléctrica doble barra en 500 kV. Se instalarán los siguientes equipos: (i) Una celda de línea 500 kV (Subestación eléctrica Pasaje), (ii) Una celda de reactor de línea de 500 kV, (iii) Un reactor trifásico de línea 500 kV de 133 MVAR (hacia la subestación eléctrica Pasaje).

Las protecciones principal y de respaldo de la línea de transmisión se harán mediante la instalación de un tablero conteniendo relés de protección diferencial, de distancia y equipos complementarios. Las protecciones principal y de respaldo del reactor se harán mediante la instalación de un tablero conteniendo relés diferenciales y equipos complementarios. El sistema de automatización y control comprenderá la instalación de un tablero conteniendo la unidad de control de la línea y la unidad de control del reactor. El sistema de medición comprenderá la instalación de un tablero conteniendo los medidores de energía bidireccional para las mediciones principal y de respaldo de la línea de 500 kV. Se construirá una caseta de patio para los equipos de

protección, control y servicios auxiliares de la línea de 500 kV a la subestación eléctrica Pasaje y de los reactores.



Figura 2.16 Subestación eléctrica Chorrillos.

La Figura 2.16 muestra la subestación eléctrica Chorrillos, que tiene dos patios de transformadores de 500/230 kV y una capacidad de 900 MW, esta subestación es parte del Sistema de Transmisión de Extra Alta Tensión de 500 kV, la cual transporta la energía de las hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Sopladora (Sevilla, 2017).

2.6.2 Subestación eléctrica Pasaje

En esta sección narramos acerca de la configuración que tendrá la subestación eléctrica Pasaje ubicada en la provincia de El Oro y los equipos que se van a requerir.

La subestación Pasaje tendrá una configuración eléctrica de doble barra con un solo interruptor y bypass en 500 kV. Se instalarán los siguientes equipos: (i) Dos celdas de línea 500 kV (Subestación eléctrica Chorrillos y Piura Nueva en Perú), (ii) Dos celdas de reactor de línea 500 kV, (iii) Una celda de reactor de barra 500 kV, (iv) Una celda de autotransformador 500/230 kV, (v) Una celda de acoplamiento de barras 500 kV, (vi) Un reactor trifásico de línea 500 kV de 133 MVAR (hacia la subestación Chorrillos), (vii) Un reactor trifásico de línea 500 kV de 160 MVAR (hacia la subestación Piura Nueva), (viii) Un reactor trifásico de barra a 500 kV de 120 MVAR.

En el patio 230 kV de la subestación también se configurará con el esquema de doble barra, con un solo interruptor y bypass; con los siguientes equipos: (i) Dos celdas de línea de 230 kV (Subestación Minas La Unión), (ii) Dos celdas de línea de 230 kV (Subestación San Idelfonso), (iii) Una celda de autotransformador 500/230 kV y (iv) Una celda de acoplamiento de barras.

Las protecciones principal y de respaldo de las líneas de transmisión se harán mediante la instalación de tableros apropiados para cada línea de 500 kV y 230 kV conteniendo relés de protección diferencial, de distancia y equipos complementarios. Las protecciones principal y de respaldo del reactor se harán mediante la instalación de un tablero conteniendo relés diferenciales y equipos complementarios, la protección de barras se hará mediante relés diferenciales instalados en tableros propios. El sistema de automatización y control comprenderá la instalación de tableros apropiados conteniendo la unidad de control para cada línea y para los acoplamientos en 500 kV y 230 kV. El sistema de medición comprenderá la instalación de un tablero conteniendo los medidores de energía bidireccional para las mediciones principal y de respaldo de cada línea de 500 kV y 230 kV. Se construirá un edificio de control, de casetas de patio, canaletas de hormigón armado para cables, paredes corta fuego para autotransformadores y reactores y caja separadora de agua y aceite.



Figura 2.17 Subestación eléctrica Pasaje.

La Figura 2.17 (Aguilar, 2016) muestra la subestación eléctrica Pasaje, tendrá dos patios de transformadores de 500/230 kV y una capacidad

de 900 MW, esta subestación es parte del Sistema de Transmisión de Extra Alta Tensión de 500 kV, la cual transporta la energía de la hidroeléctrica proyecto Zamora.

2.6.3 Subestación eléctrica Posorja

En esta sección narramos acerca de la configuración que tendrá la subestación eléctrica Posorja ubicada en la provincia del Guayas y los equipos que se van a requerir.

La subestación Posorja tendrá una configuración eléctrica de doble barra en 500 kV. Se instalarán los siguientes equipos: (i) Dos celdas de línea 500 kV, (ii) Dos celdas de reactor de línea 500 kV, (iii) Una celda de reactor de barra 500 kV, (iv) Dos celdas de autotransformador 500/230 kV, (v) Una celda de acoplamiento de barras 500 kV, (vi) Un reactor trifásico de línea 500 kV de 133 MVAR (hacia la subestación Chorrillos). Con una capacidad total de 1200 MVA en nivel de tensión 500 kV. Las protecciones principal y de respaldo de las líneas de transmisión se harán mediante la instalación de tableros apropiados para cada línea de 500 kV y 230 kV conteniendo relés de protección diferencial, de distancia y equipos complementarios.

Las protecciones principal y de respaldo del reactor se harán mediante la instalación de un tablero conteniendo relés diferenciales y equipos complementarios, la protección de barras se hará mediante relés diferenciales instalados en tableros propios.

El sistema de automatización y control comprenderá la instalación de tableros apropiados conteniendo la unidad de control para cada línea y para los acoplamientos en 500 kV y 230 kV.



Figura 2.18 Subestación eléctrica Posorja.

La Figura 2.18 (EP, 2016) muestra la subestación eléctrica Posorja, tendrá dos patios de transformadores de 500/230 kV y una capacidad de 1200 MW, esta subestación es parte del Sistema de Transmisión de Alta Tensión 500 kV.

2.7 Líneas de transmisión de energía eléctrica DC

En esta sección se describen las características técnicas de los elementos que forman parte de la línea de transmisión eléctrica DC que van a interconectar la subestación de Pasaje y Posorja a un nivel de tensión de 500 kV en corriente continua, en estas siguientes secciones hemos destacado los elementos de mayor importancia que conforman una línea de transmisión de energía eléctrica, debido a que este trabajo de grado no tiene el enfoque en el diseño detallado y construcción de líneas de transmisión DC, estos elementos que cuyas características nos servirán para poder ingresarlas como parámetros a la herramienta computacional Powerfactory para luego realizar la respectiva simulación.

En la transmisión aérea HVDC presenta muchas ventajas importantes respecto a la HVAC, una ventaja importante es el tamaño de las torres, ya que a diferencia de HVAC el número de conductores es menor que HVDC en el cual son necesarios, generalmente, 2 conductores, por lo tanto se necesita una menor resistencia mecánica en las torres, por lo tanto torres más sencillas y menor derecho de paso, otro punto importante a consideración es la separación entre conductores la cual es mayor en HVDC en un factor $\sqrt{3}$ debido a que la distancia entre líneas HVAC depende de la tensión entre fases mientras que en HVDC depende de la existencia entre fase y tierra.

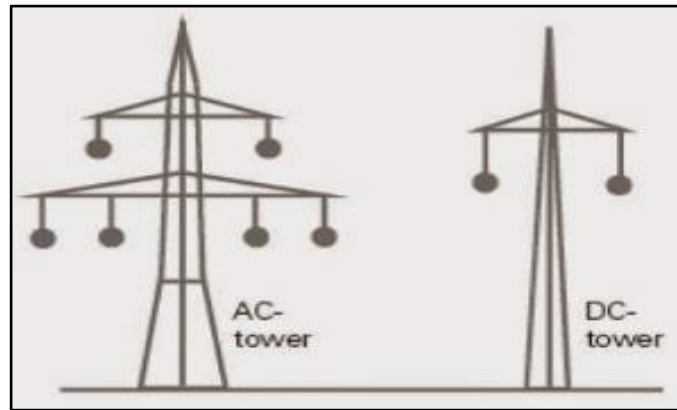


Figura 2.19 Torre de transmisión eléctrica AC y DC.

La

Figura 2.19 muestra las torres de transmisión eléctrica para los diferentes modos de transmisión, en la parte izquierda de la figura tenemos la torre de transmisión AC y en la derecha la torre de transmisión DC, en la cuales se tienen 6 haces de conductores frente a los 2 haces de conductores para HVAC y HVDC.

Respecto a los cables, los sistemas HVDC necesitan menos cableado que los sistemas HVAC, creando una reducción considerable en la inversión inicial para los cables y también en el coste asociado a la instalación del mismo.

Por otro lado, al existir menor número de cables también existe un menor índice de fallos, impacto ambiental y gastos de mantenimiento, siendo otro punto a favor de los sistemas HVDC. Además, las pérdidas en los cables de HVDC son menores que en los cables para el sistema HVAC, debido en parte a la capacidad distribuida que aparece en los cables de AC y que se puede controlar la transmisión y no sobrecarga ni propaga ninguna corriente de fallo, protegiendo la estabilidad del sistema.

2.7.1 Línea de transmisión eléctrica submarina DC 500 kV Pasaje - Posorja

En esta sección se da a conocer las características técnicas de los elementos y recorrido de la línea de transmisión DC que interconecta Pasaje y Posorja. Este tramo de la interconexión tiene una extensión aproximada de 90 kilómetros, con configuración Monopolar. El circuito

se tenderá con 2 cables del tipo Masa Impregnada cable submarino, en esta etapa de construcción de la línea.

Las características básicas de la línea son las siguientes:

- Tensión DC de operación: 500 kV.
- Potencia transmitida en operación normal: 900 MVA.
- Longitud: 90 kilómetros.
- Cantidad de circuitos: 2 (tendido solo de uno).
- Numero de cables conductores por fase: 2.
- Tipo de Cable conductor: Masa impregnada.
- Resistencia: 0,0122 ohmios/km.
- Corriente nominal: 1,485 kA.
- Material: Cobre.
- Sección nominal: 790 mm².
- Capa aisladora de 20 mm.
- Peso: 90 Kg/metro.



Figura 2.20 Cable del tipo Masa Impregnada dos conductores por fase.

En la Figura 2.20 se muestra un cable MI, estos cables usan un fluido dieléctrico para impregnar el papel, comúnmente se emplea; (i) aceite viscoso, (ii) aceite viscoso con resinas refinadas, (iii) aceite de baja viscosidad entre otros.

La configuración que tendrá la línea de transmisión DC es Monopolar con retorno metálico, la cual se muestra en la siguiente Figura 2.21.

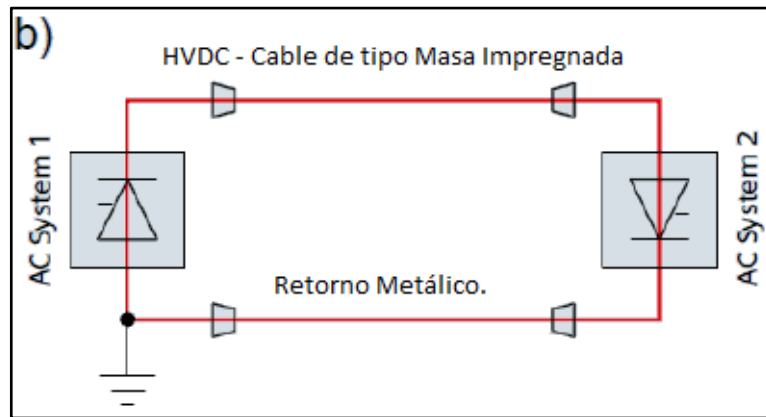


Figura 2.21 Conexión Monopolar: b) Retorno metálico.

La Figura 2.21 muestra la conexión Monopolar con retorno metálico, empezando desde la parte izquierda de la figura tenemos un cuadrado de color gris el cual representa el Rectificador que se encuentra conectado a una red llamada 'AC System 1', la línea de color rojo representa el cable de transmisión submarina la cual conecta el rectificador e inversor, el inversor está representando también por un cuadrado de color gris el cual está conectado a una red llamada 'AC System 2'.

2.8 Subestaciones eléctricas DC

En esta sección vamos a describir las características de los elementos principales que forman parte de una subestación eléctrica en DC, es necesario tener en cuenta que nuestro proyecto de graduación no tiene como objetivo el diseño de una subestación eléctrica DC de forma detallada, la idea es obtener las características de los elementos que serán necesarios para poder ingresarlos como parámetros al programa de simulación Powerfactory DigSilent.

2.8.1 Subestación eléctrica DC en Posorja

En esta sección narramos acerca de la configuración que tendrá la subestación eléctrica Posorja ubicada en la provincia del Guayas y los equipos que se van a requerir. Se muestra en la Figura 2.22 un diagrama unifilar el cual contiene los elementos principales que son parte de una subestación eléctrica DC (Monterrubio Diaz, 2013).

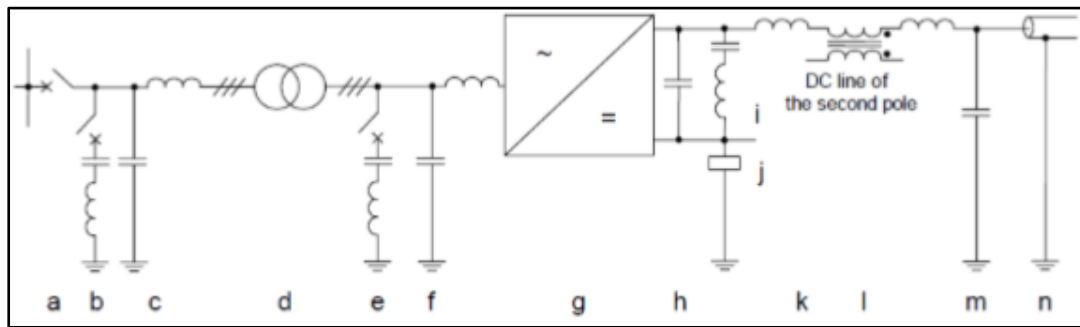


Figura 2.22 Diagrama unifilar S/E eléctrica Pasaje.

La configuración que tendrá nuestra subestación eléctrica DC será Monopolar, la Figura 2.22 muestra un esquema para subestaciones eléctricas DC, esto quiere decir que desde la parte izquierda de la Figura y literal (a) parte inferior, hasta el literal (n) aparecen todos los elementos que puede constar en un sistema HVDC, estos elementos son los siguientes; a) interruptor de la subestación DC, b) filtros del lado AC, c) filtros de interferencias de radiofrecuencia del lado AC, d) Transformador del convertidor, e) filtro de armónicos del convertidor, f) Filtro de bloqueo de armónicos de alta frecuencia y reactancia de fase del lado AC, g) convertidor VSC, h) condensadores de la unidad VSC, i) filtro de armónicos del lado de DC, j) toma de tierra de la rama del neutro (según la configuración del convertidor VSC), k) reactancia de fase del lado DC (para alisar la onda de tensión DC), l) reactancia de bloqueo de armónicos en modo común, m) filtro de interferencias de radiofrecuencia del lado DC, n) línea de transporte (ejemplo puede ser Monopolar o Bipolar).

Merece la pena aportar alguna característica especial para los siguientes componentes que hemos considerado principales, por tener algún aspecto relevante o diferir de los que se emplean en transmisiones HVDC clásicas (Monterrubio Diaz, 2013).

(a) Interruptor de la subestación DC: la principal función es conectar y desconectar el convertidor DC de la red AC, pero el detalle se encuentra que está compuesto de un by-pass que consiste en un interruptor en serie con una resistencia para evitar las corrientes o

tensiones elevadas cuando se conectan grandes bancos de filtros que son conmutador por el convertidor,

- (f) **Filtro de entrada al convertidor y filtro de bloqueo de altas frecuencias:** mitigar los efectos de los armónicos de alta frecuencia que puede generar el transformador e intentar que la componente a la frecuencia fundamental de la onda AC sea lo más lisa posible. Con el filtro de bloqueo de altas frecuencias las componentes de la tensión a frecuencias por encima de la característica del filtro incrementan las pérdidas a través de la reactancia en fase y en efecto la reactancia (inductancia en serie) queda expuesta a que se originen fenómenos de resonancia y esfuerzos en los materiales aislantes.
- (k) **Reactancia de fase del lado DC:** se coloca en serie con cada polo en el lado DC del convertidor, se encarga de atenuar el rizado a la salida del convertidor, eliminando armónicos de alta frecuencia, limitar la corriente de cortocircuito, prevenir fallos de conmutación en los inversores, eliminar la resonancia del lado DC y reducir las interferencias telefónicas. Es más conocida como bobina de choque, ver Figura 2.23.



Figura 2.23 Reactancia de fase del lado DC.

En la Figura 2.23 tenemos un reactor de fase implementado en una subestación.

- (j) **Toma de tierra:** La puesta a tierra de las estaciones convertidoras es especialmente importante en el caso de sistemas Monopolares,

puesto que realiza las funciones de retorno de la corriente DC. En sistemas bipolares hace funciones similares al neutro en un sistema trifásico. Se suelen conectar a cierta distancia de las estaciones de conversión (entre 10 y 50 kilómetros) para evitar interferencias con los equipos instalados en la estación. Aunque dependiendo del diseño de la subestación se puede instalar directamente o a través de los elementos como reactancias, condensadores, resistencias, limitadores o electrodos.

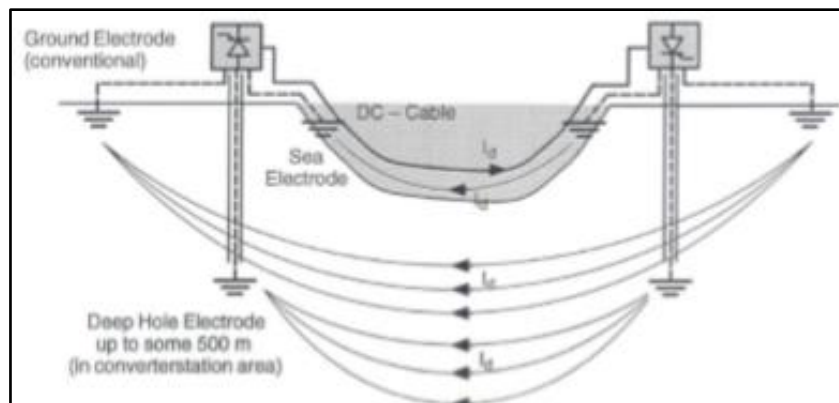


Figura 2.24 Colocación de los electrodos para puesta a tierra, sistema HVDC.

En la

Figura 2.24 se muestra que los electrodos para un sistema HVDC pueden instalarse en tierra, en la costa o en el mar (submarinos), estos dos últimos pueden ser instalados como pares anódicos o catódicos.

- (d) **Transformador del convertidor:** tiene como objetivo adaptar la tensión que llega a las válvulas del convertidor y en muchos casos actúa también como filtro en el lado de alterna. En general, adapta la tensión alterna de entrada para que se ajuste al valor de tensión que es requerido en la salida de continua, y a la salida del inversor para que se adapte al nivel AC del sistema eléctrico de potencia, se recomienda que para un convertidor de doce pulsos la configuración es de tres devanados, un devanado primario en estrella y dos devanados secundarios estrella-triángulo o en el caso de conexión

bipolar un convertidor con transformado estrella-triángulo y otro con transformador estrella-estrella.

2.8.2 Subestación eléctrica DC en Pasaje

En esta sección narramos acerca de la configuración que tendrá la subestación eléctrica Pasaje ubicada en la provincia del El Oro y los equipos que se van a requerir. Se muestra en la Figura 2.25 un esquema de la subestación eléctrica DC.

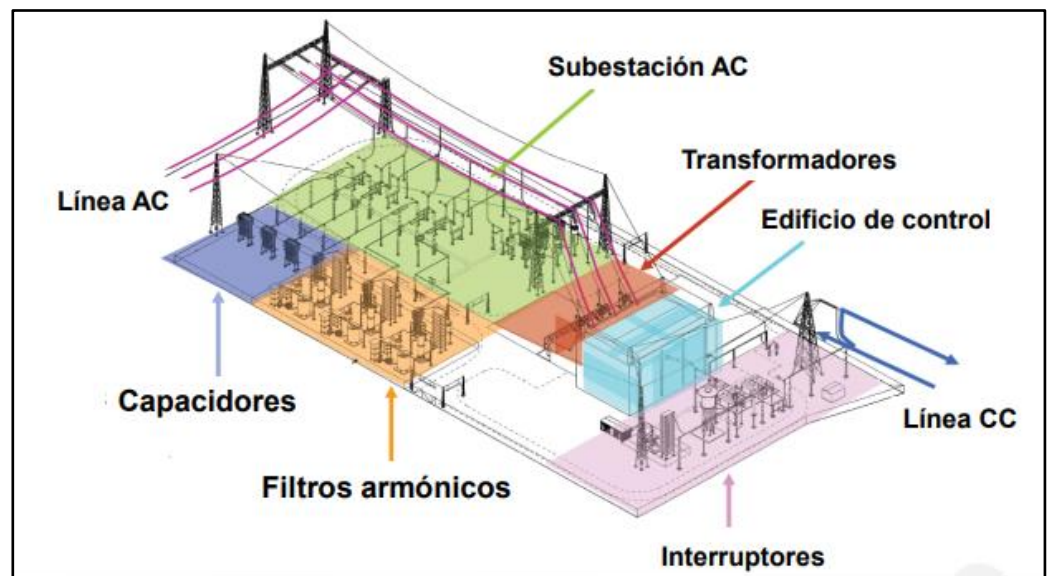


Figura 2.25 Esquemático de subestación eléctrica DC.

La Figura 2.25 muestra un esquemático de la subestación eléctrica DC y sus principales componentes son los siguientes:

1. Patio AC: De color verde se muestra el patio AC es el encargado de recibir la llegada de las líneas AC desde la red, y permitir una adecuada conexión con la estación convertidora. Posee los equipos de medición y protección. Es muy similar a los patios AC tradicionales de las subestaciones de corriente alterna.
2. Filtros y bancos de condensadores: El arreglo de filtros (de color amarillo en la Figura 2.25) y bancos de condensadores (de color azul oscuro en la Figura 2.25) ubicados en el lado AC de la estación cumplen con dos funciones principales: Absorber las corrientes armónicas generadas por la convertidora HVDC y entregar la potencia

- reactiva necesaria para compensar los requerimientos de la estación convertora.
3. Transformadores conversores: Los transformadores conversores (de color naranja en la Figura 2.25) se encargan de adaptar el nivel de tensión de la barra AC a la tensión requerida por la convertora. Para convertoras HVDC de 12 pulsos se necesitan dos sistemas trifásicos desfasados en 30 o 150 grados eléctricos. Esto se logra utilizando transformadores en conexión estrella y delta del tipo Yy0 y Yd5. Adicionalmente estos equipos cumplen la función de asegurar un adecuado nivel de aislación para permitir la conexión en serie de los puentes trifásicos en el lado DC.
 4. Válvulas de tiristores: Las válvulas de tiristores son los equipos encargados de realizar la conversión de la potencia eléctrica desde AC a DC y viceversa. Constituyen el componente principal en cualquier estación convertora HVDC, se encuentra dentro del edificio de control (de color azul claro en la Figura 2.25.)
 5. Reactor de alisamiento: Este equipo se encarga de varias funciones, entre las más importantes se encuentran: prevenir interrupciones de la corriente DC durante carga mínima, limitar la corriente de falla, prevenir resonancias en el circuito DC y reducir las corrientes armónicas incluyendo la limitación de la interferencia telefónica, se encuentra dentro del edificio de control (de color azul claro en la Figura 2.25.)
 6. Filtros DC: El arreglo de filtros DC complementa la función del reactor de alisamiento permitiendo controlar el ingreso de corrientes armónicas superpuestas a la corriente directa. De esta forma se logra controlar la interferencia telefónica en instalaciones cercanas al trazado de la línea DC, se encuentra dentro del edificio de control (de color azul claro en la Figura 2.25.)
 7. Patio DC: El patio DC (de color morado en la Figura 2.25) cumple una función análoga al patio AC, posee equipos medición y protección. Entre otras funciones permite el paso de operación Bipolar a

Monopolar a través del interruptor MRTB (Metallic Return Transfer Breaker).

2.9 Análisis económico

Esta sección describe un análisis económico entre las dos tecnologías planteadas como solución a nuestro problema de interconexión, en contexto; los costos de los elementos del sistema principal van a ser desarrollados para cada una de las tecnologías propuestas en cuestión, con la finalidad de dar un resumen completo de los costos totales de las alternativas de interconexión planteadas, permitiendo una comparación informada de las dos tecnologías.

Los costos de los componentes de una línea de transmisión de energía eléctrica con tecnología convencional AC predominan y los costos de una subestación eléctrica AC son relativamente pequeños, mientras que para un sistema de transmisión de energía eléctrica con tecnología HVDC los costos de las convertidoras pueden predominar e incluso llegar a compararse con los costos de una línea de transmisión convencional.

2.9.1 Costos de una Subestación eléctrica AC a 500 kV (CONELEC, 2013)

Esta sección describe los costos unitarios de cada uno de los componentes que hacen parte de una subestación eléctrica, a continuación, tenemos los precios unitarios detallados de la siguiente manera; (i) Bahías de subestación, (ii) Instalaciones Comunes, (iii) Transformadores y Autotransformadores, (iv) Reactores y (v) Líneas de Transmisión, Instalaciones Comunes se refiere a las protecciones, servicios auxiliares y control.

(i) Bahías de Subestación.

Tecnología	Tensión (kV)	Tipo	Costo (kUSD)
Convencional	500	Línea de acoplamiento	2,948
		Transformador	2,398
		Acoplamiento	1,904
		Reactor de Línea (Sin interruptor, con reactor de neutro)	0,231
		Reactor de Barras	0,858
Total			8,339

(ii) Instalaciones Comunes.

Item	Modulo	Costo (kUSD)
1	Para barras con 6 bahías o menos	6,57

Se ha mostrado los costos unitarios para una subestación eléctrica a 500 kV, estos costos los vamos a fijar para las subestaciones de Pasaje y Posorja de la siguiente forma; el ítem (i) Bahías de Subestación y el (v) Instalaciones Comunes los dejaremos fijo como costo referencial para ambas subestaciones, lo único que vamos a cambiar serán el resto de los ítems.

Costos para la subestación eléctrica de Pasaje 500 kV.

En esta sección tenemos la descripción de los costos unitarios de los elementos que forman parte de la subestación eléctrica de Pasaje, estos costos son de los ítems (iii), (iv) y (v).

(iii) Transformadores y Autotransformadores, S/E⁵ Pasaje.

Tipo	Tensión (kV)	Descripción	Unidades	Costo Unitario (kUSD)	Costo Total (kUSD)
Banco (3 Monofásico)	500	Transformador 500/230 kV , 150 MVA (incluye obras civiles y montajes)	6	7,896	47,376

(iv) Reactores en Subestación Pasaje.

Item	Capacidad	Total (kUSD)
1	Banco de reactores de 133 MVAR para línea	2,739
2	Banco de reactores de 120 MVAR para barra	2,035

(v) Líneas de Transmisión, Desde Pasaje a Chorrillos 500 kV.

Tensión (kV)	Descripción	Longitud (km)	Costo (M\$/Km)	Costo Total (M\$)
500	Línea de Transmisión 1 circuito, 4 conductores/fase	211	0,308	64,988

La siguiente Tabla 3 se muestra un resumen de los costos correspondientes a la subestación eléctrica de Pasaje.

⁵ S/E Subestación Eléctrica

Descripción	AC
Potencia Nominal [MW]	900,00
Costo de Subestación [M\$]	67,06
Longitud de la línea [Km]	211,00
Costo de la línea de transmisión [M\$/Km]	0,31
Costo de la línea de transmisión [M\$]	64,99
Inversión Total [M\$]	132,05

Tabla 3. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Pasaje 500 kV.

La línea de transmisión considerada en la Tabla 3 corresponde a la interconexión que va desde Pasaje hasta Chorrillos con una distancia de 211 kilómetros.

Costos para la subestación eléctrica de Posorja 500 kV.

En esta sección tenemos la descripción de los costos unitarios de los elementos que forman parte de la subestación eléctrica de Posorja, estos costos son de los ítems (iii), (iv) y (v).

(iii) Transformadores y Autotransformadores, S/E Posorja.

Tipo	Tensión (kV)	Descripción	Unidades	Costo Unitario (kUSD)	Costo Total (kUSD)
Banco (3 Monofásico)	500	Transformador 500/230 kV , 150 MVA (incluye obras civiles y montajes)	8	7,896	63,168

(iv) Reactores en Subestación Posorja.

Item	Capacidad	Total (kUSD)
1	Banco de reactores de 30 MVAR para línea	2,035
2	Banco de capacitores de 60 MVAR para barra	0,646

(v) Líneas de Transmisión, Desde Chorrillos a Posorja 500 kV.

Tensión (kV)	Descripción	Longitud (km)	Costo (M\$/Km)	Costo Total (M\$)
500	Línea de Transmisión 1 circuito, 4 conductores/fase	90	0,308	27,72

La siguiente Tabla 4 se muestra un resumen de los costos correspondientes a la subestación eléctrica de Posorja.

Descripción	AC
Potencia Nominal [MW]	1200
Costo de Subestación [M\$]	80,76
Longitud de la línea [Km]	90
Costo de la línea de transmisión [M\$/Km]	0,31
Costo de la línea de transmisión [M\$]	27,72
Inversión Total [M\$]	108,48

Tabla 4. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Posorja 500 kV.

La línea de transmisión considerada en la Tabla 4 corresponde a la interconexión que va desde Chorrillos hasta Posorja con una distancia de 90 kilómetros.

2.9.2 Costos de una Subestación eléctrica DC a 500 kV (OAK RIDGE, 1987)

Esta sección describe los costos de equipos principales que forman parte de una subestación eléctrica DC, para aquello usaremos tres factores que constituyen una base principal y razonable para obtener

las estimaciones de los costos, estos factores son en esencia; (i) Nivel de transmisión de potencia, (ii) voltaje DC de operación y (iii) el voltaje AC que se suministra a la subestación eléctrica DC o estación convertidor como le llamaremos de aquí en adelante en esta sección.

Costos para la estación convertidor DC de Pasaje

En esta sección tenemos la descripción de los costos para una estación convertidor, procederemos a calcular usando los tres factores mencionados en la sección anterior, así también las curvas para realizar el respectivo cálculo.

- (i) Nivel de transmisión de Potencia.

La siguiente Figura 2.26 muestra la curva de Costo vs Función de Potencia, aunque no es una curva continua es una buena aproximación que puede ser utilizada para estudios en una primera aproximación.

Entonces lo primero que realizamos es seleccionar nuestro nivel de transmisión de potencia activa en el eje X de la curva, cuyo valor es de 900 MW, y nos ubicamos en un rango de la curva de 0.83 a 0.98 que es los costos de instalación en el eje Y.

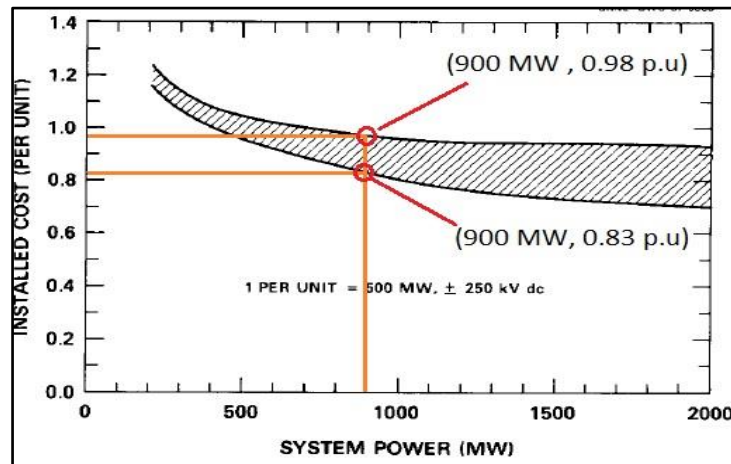


Figura 2.26 Costo de Instalación en por unidad vs Sistema de potencia para la transmisión de punto a punto.

La Figura 2.26 nos permite seleccionar el costo de instalación en función de la potencia que vamos a transmitir, en nuestro caso la línea de color naranja representa la selección de 900 MW e intercepta a la curva cuyos puntos se muestran representador por un círculo de color rojo.

(ii) Voltaje DC de operación.

Este factor también influye en los costos de la estación convertidor, la siguiente Figura 2.27 muestra la curva de Costo en por unidad vs Voltaje de polo DC, entonces primero seleccionamos el nivel de tensión DC que en nuestro caso es 500 kV, y de acuerdo a la proyección de la línea de color naranja el costo de instalación es 1.2 p.u.

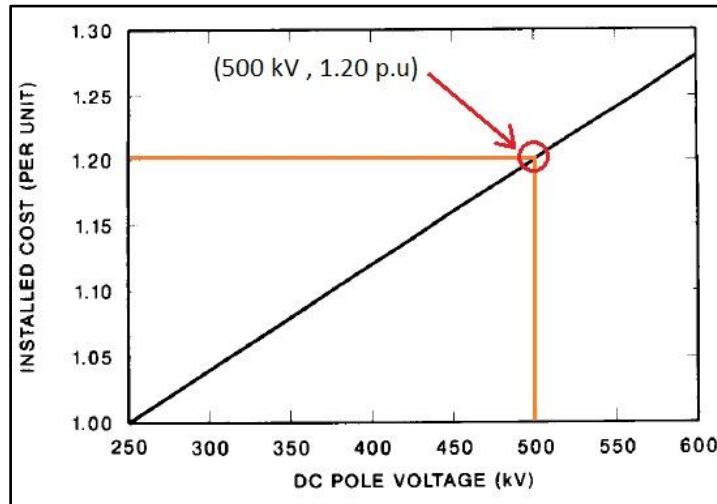


Figura 2.27 Costo de Instalación por unidad vs Voltaje de polo DC para transmisión punto a punto.

(iii) Voltaje AC de operación.

Finalmente tenemos a este tercer factor el cual a niveles de voltajes más altos de operación sus costos de instalación aumentan, este nivel de voltaje AC se refiere al que se encuentra la barra que conecta a los convertidores, en la siguiente Figura 2.28 se indica como escogemos el valor de costo de instalación.

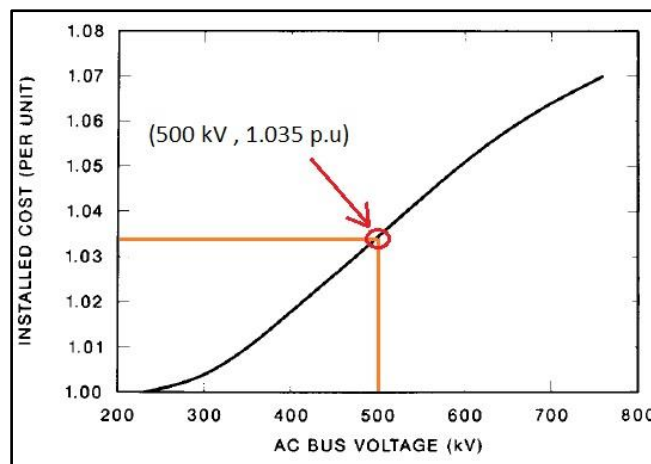


Figura 2.28 Costo de Instalación en por unidad vs Voltaje de Barra AC.

Entonces lo primero que realizamos es seleccionar nuestro nivel de voltaje AC de la barra, cuyo valor es de 500 kV, la Figura 2.28 muestra una línea de color naranja la cual ubica el punto (500 kV, 1.035 p.u) en la curva y que está encerrada en un círculo de color rojo.

En resumen, tenemos los siguientes valores obtenidos de cada una de las curvas mostradas anteriormente, ver la siguiente **Tabla 5. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Posorja 500 kv.**Tabla 5 :

Factores	Factor Multiplicador (p.u)
Nivel de transmisión de potencia.	0.98 a 0.83
Voltaje DC de operación.	1.2
Voltaje AC de operación.	1.035

Tabla 5. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Posorja 500 kv.

La Tabla 5 muestra los factores multiplicativos en por unidad que fueron obtenidos de las curvas anteriormente mostradas.

En la Figura 2.29 se cuenta con los costos aproximados de varias alternativas de sistemas de transmisión en HVDC y HVAC proporcionados por el fabricante ABB (ABB, 2011). Tomando como referencia la alternativa de transmisión de la Figura 2.29 para una transferencia de 3000 MW, con una configuración HVDC de Bipolo a 500 kV DC, se cuenta con que el costo de la subestación HVDC incluyendo la compensación reactiva es de US\$ 560'000.000.

Esto implica que el costo unitario en dólares por kW sería de:

$$\frac{560'000.000}{3000 * 1000} \cong 187 \$/kW$$

Cost Comparison of Transmission Alternatives						
Alternative	500 kV AC Two Single Circuits	± 500 kV HVDC Bipole	± 600 kV HVDC Bipole	± 800 kV HVDC Bipole	500 kV AC Double Circuit	765 kV AC Single Circuit
Capital Cost						
Line voltage (kV)	525	500	600	800	525	765
Rated Power (MW)	3000	3000	3000	3000	3000	3000
No. of ac line segments	6				6	3
No. of series capacitors per line segment	2				2	0
Total No. Series Capacitors	12				12	0
Total No. AC or DC Substations	4	2	2	2	4	4
No. Shunt Reactors per ac line segment	2				2	4
Total No. Shunt Reactors	12				12	12
Total No. Transformers	2				2	4
No. of SVCs	3				3	3
No. Shunt Capacitors	0				0	0
HVDC stations & AC substations incl reactive comp	\$366,000,000	\$560,000,000	\$600,000,000	\$625,000,000	\$366,000,000	\$404,000,000
Transmission Line (cost/mile)	\$1,700,000	\$1,400,000	\$1,266,000	\$1,562,000	\$2,720,000	\$3,600,000
Transmission Line RW (cost/mile)	\$500,000	\$300,000	\$400,000	\$500,000	\$500,000	\$900,000
Total line distance in miles	1,500	750	750	750	750	750
Transmission Line Cost	\$3,300,000,000	\$1,275,000,000	\$1,382,000,000	\$1,561,500,000	\$2,415,000,000	\$3,375,000,000
Total Transmission Cost + 10% contingency	\$4,032,600,000	\$2,018,500,000	\$2,191,200,000	\$2,405,150,000	\$3,059,100,000	\$4,156,900,000
Annual Payment, 30 years @ rate of 10%	\$427,775,177	\$214,120,963	\$232,440,849	\$255,136,504	\$324,507,028	\$440,960,827
Cost per kW-Yr	\$142.59	\$71.37	\$77.48	\$85.05	\$108.17	\$146.99
Cost per MWh @ Utilization Factor of 65%	\$25.04	\$12.53	\$13.61	\$14.94	\$19.00	\$25.81
No of conductors/pole/phase		2	3	3	2	2
Conductor (ohms/mile) ac or dc @ temp of 50	0.0420	0.0364	0.0364	0.0364	0.0420	0.0420
Line/Pole Current (Amps)	1755	3000	2500	1875	1755	1204
Conductor current density (A/mm ²)	0.610	0.695	0.579	0.435	0.610	0.419
Losses @ full load	291	209	159	109	291	137
Losses at full load in %	9.69%	6.96%	5.29%	3.63%	9.69%	4.56%
Cost of losses @ LF & \$/MWh of 65%	\$1,500	\$293,503,864	\$203,705,153	\$154,868,162	\$106,308,654	\$283,503,864

Figura 2.29 Costo de Instalación de un sistema de transmisión DC.

La Figura 2.29 nos indica valores referenciales de costos suministrados por la empresa ABB, la cual de acuerdo al tipo de sistema de transmisión que vayamos a emplear escogeremos el valor total del ‘HVDC stations & AC substations include reactive comp.’ que se encuentra marcado dentro de un rectángulo rojo desde la parte izquierda de la imagen.

Una vez que tenemos definidos los valores de los factores multiplicativos de la Tabla 5 y el valor del costo unitario, procedemos a realizar la siguiente operación:

Los rangos de costos \$/kW por unidad para el sistema son:

$$0.98 * 1.2 * 1.035 = 1.217 \text{ p. u}$$

$$0.83 * 1.2 * 1.035 = 1.030 \text{ p. u}$$

Usando los costos de la presentación de ABB de la Figura 2.29 [22] (1 p.u.=187 \$/kW), tenemos los siguiente cálculos:

$$1.217 * 187 = 227.6 \text{ [M\$]}$$

$$1.030 * 187 = 192.6 \text{ [M\$]}$$

Por lo tanto, la estimación de costos para **una sola estación convertidor** está entre \$192,6 a \$227.6 millones de dólares, el promedio de estas dos cantidades es el valor de **\$210.1 millones de dólares**.

Ahora, vamos a realizar el cálculo de costos para la línea de transmisión eléctrica DC que interconecta las dos estaciones convertidoras de Pasaje y Posorja, para aquello vamos hacer uso de la siguiente Figura 2.30.

table 1. Comparative costs of HVDC and EHV AC transmission alternatives.										
Alternative	DC Alternatives				AC Alternatives			Hybrid AC/DC Alternative		
	+ 500 kv Bipole	2 x + 500 kv 2 bipoles	+ 600 kv Bipole	+ 800 kv Bipole	500 kv 2 Single Ckt	500 kv Double Ckt	765 kv 2 Singl Ckt	+ 500 kv Bipole	500 kv Single Ckt	Total AC + DC
Capital Cost										
Rated Power (MW)	3000	4000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	1500	4500
Station costs including reactive compensation (M\$)	\$420	\$680	\$465	\$510	\$542	\$542	\$630	\$420	\$302	\$722
Transmission line cost (M\$/mile)	\$1.60	\$1.60	\$1.80	\$1.95	\$2.00	\$3.20	\$2.80	\$1.60	\$2.00	
Distance in miles	750	1,500	750	750	1,500	750	1,500	750	750	1,500
Transmission Line Cost (M\$)	\$1,200	\$2,400	\$1,350	\$1,463	\$3,000	\$2,400	\$4,200	\$1,200	\$1,500	\$2,700
Total Cost (M\$)	\$1,620	\$3,080	\$1,815	\$1,973	\$3,542	\$2,942	\$4,830	\$1,620	\$1,802	\$3,422
Annual Payment, 30 years @ 10%	\$172	\$327	\$193	\$209	\$376	\$312	\$512	\$172	\$191	\$363
Cost per kW-Yr	\$57.28	\$81.68	\$64.18	\$69.75	\$125.24	\$104.03	\$170.77	\$57.28	\$127.40	\$80.66
Cost per MWh @ 85% Utilization Factor	\$7.69	\$10.97	\$8.62	\$9.37	\$16.82	\$13.97	\$22.93	\$7.69	\$17.11	\$10.83
Losses @ full load	193	134	148	103	208	208	139	106	48	154
Losses at full load in %	6.44%	3.35%	4.93%	3.43%	6.93%	6.93%	4.62%	5.29%	4.79%	5.12%
Capitalized cost of losses @ \$1500 kW (M\$)	\$246	\$171	\$188	\$131	\$265	\$265	\$177	\$135	\$61	\$196
Parameters:										
Interest rate %	10%									
Capitalized cost of losses \$/kW	\$1,500									
Note:	AC current assumes 94% pf Full load converter station losses = 9.75% per station Total substation losses (transformers, reactors) assumed = 0.5% of rated power									

Figura 2.30 Costo de las líneas de transmisión eléctrica DC.

El costo por kilómetro de líneas de un enlace HVDC bipolar de 500 kV y 3000 MW esta estimado a 1.6 [M\$/Milla] = 0.9938 [M\$/Km] según las estadísticas realizadas por encuestas a proveedores de estos equipos, tal como se indica en un recuadro de color verde en la Figura 2.30. cuya información fue elaborada por ABB (P. Bahman & K. Johnson, 2017).

Por consiguiente, se tiene que el costo de la línea de transmisión es de;

$$90 \text{ Km} * 0.9938 \frac{\text{M\$}}{\text{Km}} = 89.44 \text{ [M\$]}$$

Estimacion de costo de los equipos para una subestacion eléctrica DC.

Finalmente para una estacion convertidor de 900 MW, sistema de transmision 500 [kV] DC conectado a una barra AC de 500 [kV], la estimación preliminar de la inversion tiene un valor de **\$210.1 millones de dólares**, por lo tanto los costos de los equipos se detallan en la siguiente Tabla 6.

Equipos.	Porcentaje del costo total.
Transformadores convertidores.	10.5 – 18.37
Válvulas (incluidos los controles y refrigeración).	10.5 – 22.05
Filtros y suministros VAR.	2.63 – 14.7
Varios (comunicaciones, reactor DC, pararrayos, retransmisión, etc.).	2.63 – 11.03
Ingeniería (estudios de sistemas, gestión de proyectos).	1.05 – 3.67
Obras civiles e instalación del sitio.	7.87 – 22.05

Tabla 6. Costo de los equipos de estación punto a punto para las especificaciones dadas (900 MW, 500 kV AC, 500 kV DC, en millones de dólares).

A continuación tenemos la Tabla 7 muestra un resumen de los costos de una estacion convertidora y la linea de transmision HVDC.

Descripción	DC
Potencia Nominal [MW]	900
Costo de Subestación [M\$]	210,1
Longitud de la línea [Km]	90
Costo de la línea de transmisión [M\$/Km]	0,99
Costo de la línea de transmisión [M\$]	89,4
Inversión Total [M\$]	299,5

Tabla 7. Costos de inversión para la alternativa DC.

Los costos son elevados por las estaciones convertidoras; sin embargo el peso de la diferencia de precio es irrelevante respecto a los beneficios que otorga este sistema.

El Proyecto de interconexión Rómulo citado en el capítulo 1 está cotizado en 420 millones de euros; esto quiere decir 492 millones de dólares, es decir que esta opción saldría mucho más costosa puesto que se hablando de distancia casi 3 veces mayor. Por otra parte, si se desea saber con exactitud el precio actual de alguna de las tecnologías expuestas, se tendría que pedir un análisis de costos directamente a las empresas que realiza estos tipos de proyectos.

En resumen, este segundo capítulo describe acerca de los parámetros técnicos y elementos que constituyen las líneas de transmisión y subestaciones de energía eléctrica; y que usan las dos tecnologías propuestas como solución al problema de transmisión de energía eléctrica en las subestaciones eléctricas ubicadas en la provincia del Guayas (Posorja) y la provincia de El Oro (Pasaje), también describe los escenarios en los cuales la línea de transmisión eléctrica recorre y las ventajas que pueden tener, en contexto tenemos también la descripción de las líneas de transmisión eléctrica y subestaciones eléctricas en AC y DC para las subestaciones eléctricas anteriormente mencionadas, su configuración de barras, celdas de protección para líneas, reactores de línea, celda de acople, celda de transformador entre otros elementos, este capítulo termina en su última Sección 2.8 con el análisis económico que sirve para una visión preliminar en la planificación del proyecto de interconexión, en donde se muestran los costos de las propuestas planteadas.

Capítulo 3. Metodología

Capítulo 3. Metodología

3.1	Introducción.....	113
3.2	Diagrama de Flujo de la metodología para determinación de la Estabilidad del SNI al incorporar un enlace de transmisión eléctrica	114
3.3	Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.....	115
3.4	Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia	115
3.4.1	Estabilidad de voltaje (Kundur, et al., 2004)	116
3.4.2	Estabilidad de ángulo del rotor	117
3.4.3	Estabilidad de frecuencia.....	118
3.4.4	Estabilidad de Potencia y Cargabilidad en Líneas de transmisión de energía eléctrica.....	118
3.5	Ingreso de parámetros a DigSilent de la interconexión Pasaje-Chorrillo y Posorja usando tecnología HVAC	119
3.5.1	Parámetros de Línea de Transmisión HVAC Pasaje – Chorrillos	120
3.5.2	Parámetros de reactores de línea en S/E Pasaje y Chorrillos.....	122
3.5.3	Parámetros de Línea de Transmisión HVAC Chorrillos - Posorja	125
3.5.4	Parámetros de reactores de línea en S/E Posorja	128
3.6	Flujos de potencia, alternativa de transmisión eléctrica HVAC	129
3.7	Ingreso de parámetros a DigSilent de la interconexión Pasaje-Posorja usando tecnología HVDC	132
3.7.1	Parámetros de Línea de Transmisión HVDC Pasaje – Posorja	133
3.7.2	Parámetros de la Estación de conversión AC/DC Pasaje y Posorja ...	135
3.8	Flujos de potencia, alternativa de transmisión eléctrica HVDC	138

3.1 Introducción

En este tercer capítulo, damos la introducción de estudios de estabilidad permanente y transitoria conceptos que vamos a requerir para poder realizar nuestro objetivo, además tenemos también la explicación detallada de como ingresamos los parámetros de los equipos descritos en el capítulo dos a la herramienta computacional Powerfactory, se entiende que estos equipos en conjunto forman parte de una línea de transmisión de energía eléctrica y de una subestación eléctrica que hemos detallado en las diferentes secciones del capítulo dos. Para ingresar al SNI la interconexión HVDC, primero fue necesario conocer la tecnología de convertidores que vimos en el capítulo uno, modos de configuración y la manera cómo opera cada una de ellas, entendiendo que cada configuración tanto de las líneas o tipo de convertidores tiene su impacto diferente para el SEP.

De igual forma, ante las dos alternativas de interconexión propuestas, cada una puede tener un impacto a favor o en contra en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, puesto que la teoría dice que una transmisión HVDC mejora la estabilidad del voltaje de las barras que se encuentran cercanas al punto de conexión pero también se pueden generar resonancias o pequeñas distorsiones cuando está mal controlado el HVDC, ante estos escenarios de incertidumbre se requiere hacer estudios de estabilidad permanente y transitoria mediante la herramienta computacional de Powerfactory. La Sección 3.1 y la Sección 3.2 describe conceptos de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia que serán necesarios conocerlos previo a realizar las simulaciones y observar el comportamiento de las diferentes señales eléctricas, además nos indica los nombres de las barras pertenecientes al SNI a las cuales analizaremos en nuestro proyecto. En la Sección 3.3 describe como ingresamos los parámetros técnicos para realizar el enlace de transmisión eléctrica usando tecnología HVAC, luego en la Sección 3.4 corremos un flujo de potencia usando el simulador DigSilent en donde obtenemos valores de voltajes en por unidad, la Sección 3.5 describe como ingresamos los parámetros técnicos para realizar el enlace de transmisión eléctrica usando tecnología HVDC, luego de Sección 3.6 se realiza un flujo de potencia correspondiente al enlace DC implementado al SNI obteniendo valores

en por unidad de voltajes en las barras y cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica.

3.2 Diagrama de Flujo de la metodología para determinación de la Estabilidad del SNI al incorporar un enlace de transmisión eléctrica

En la

Figura 3.1 se propone una metodología para realizar el estudio de estabilidad de un enlace de transmisión de energía eléctrica usando la herramienta computacional Powerfactory-DigSilent.

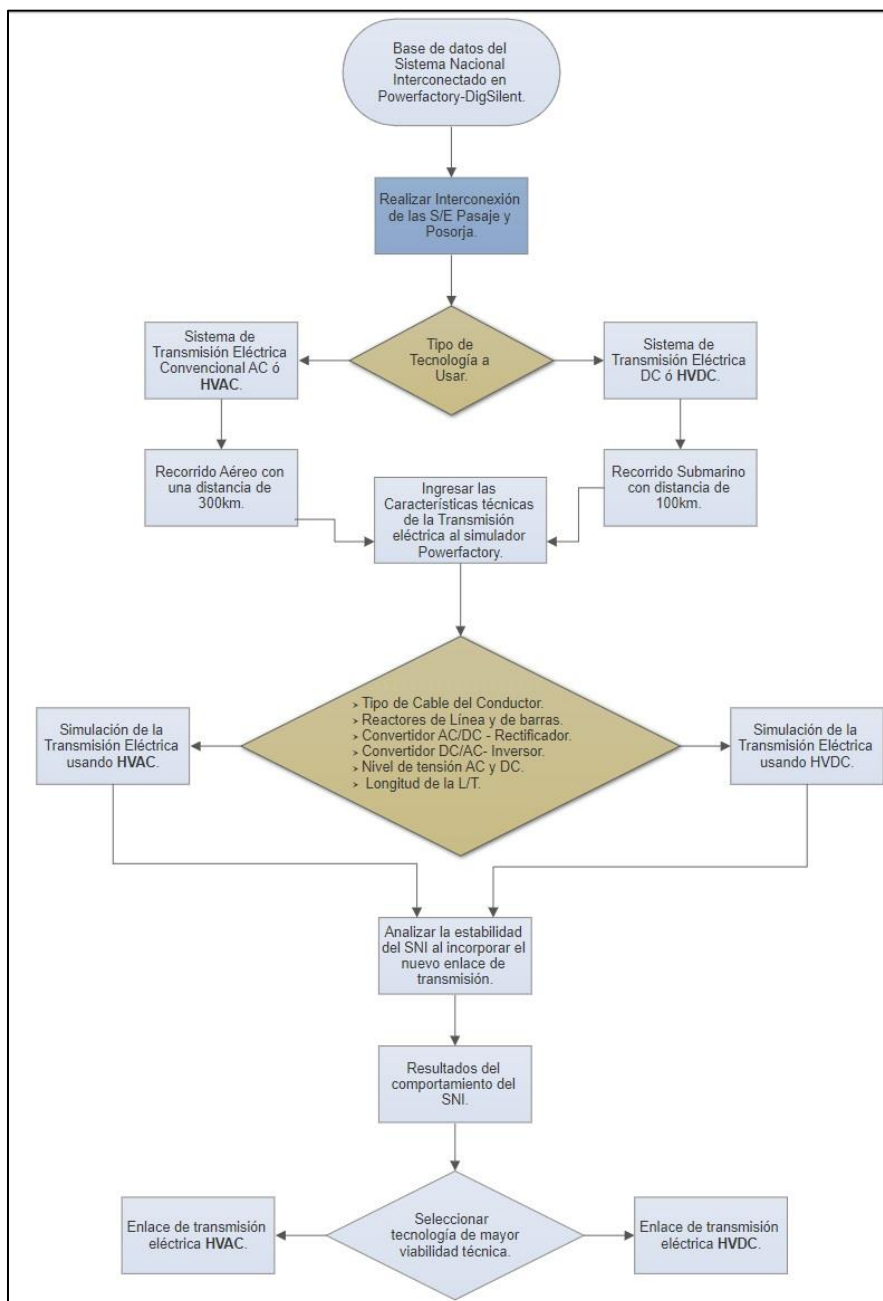


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología.

3.3 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

En esta sección se narra acerca de la importancia de realizar un análisis de estabilidad a un sistema eléctrico de potencia, la estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas.

El ingreso de nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución, y el crecimiento continuo en el consumo de energía eléctrica está ocasionando que los sistemas eléctricos de potencia cada vez más operen cerca de sus límites de seguridad, por lo cual resulta una necesidad garantizar una operación segura y confiable, independientemente del estado operativo en el que se encuentre el sistema. Esto ha sido el motivo principal de buscar realizar un estudio de estabilidad del sistema eléctrico de potencia, que al incorporar una nueva red de transmisión de energía eléctrica sin tomar en cuenta el tipo de tecnología conozcamos el comportamiento de las diferentes señales eléctricas en el estado de operación en que se encuentre.

3.4 Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia

En esta sección se realiza una descripción general sobre la temática de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia y su clasificación, realizar un estudio de estabilidad completa del sistema eléctrico requiere que clasifiquemos la estabilidad en parámetros de voltajes, ángulo de rotor y frecuencia, en la Figura 1.2 se muestra la clasificación de la estabilidad de un SEP en categorías y subcategorías.

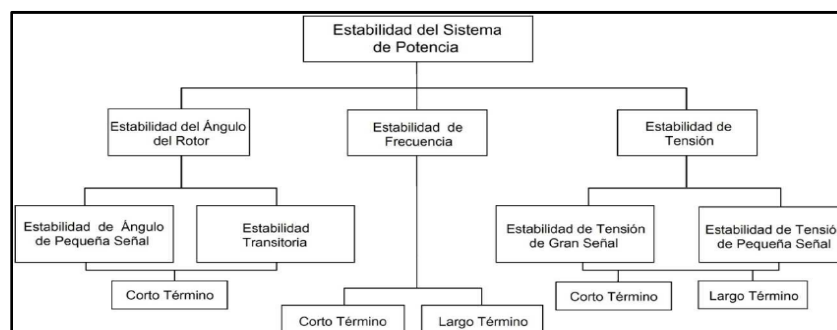


Figura 1.2 Clasificación de estabilidad en SEP.

De acuerdo con la Figura 1.2 empezaremos a describir la estabilidad de tensión, luego estabilidad del ángulo de rotor y finalmente frecuencia.

3.4.1 Estabilidad de voltaje (Kundur, et al., 2004)

Esta sección describe acerca de la estabilidad de voltaje dentro de los sistemas eléctricos de potencia, en nuestro proyecto de graduación vamos a tener que analizarlo para ambas alternativas de interconexión cuando se incorporan al SNI, la estabilidad del voltaje es la capacidad de un SEP para mantener voltajes aceptables en todas las barras del sistema a partir de una condición inicial de operación dada.

El análisis de estabilidad de voltaje se realiza en las siguientes barras pertenecientes al SNI, de igual forma será en estas barras donde tendremos que obtener la gráfica del comportamiento de la señal de tensión, ahora de acuerdo con el nivel de tensión tenemos la siguiente Tabla 8:

Nivel de Tensión: 230 kV.	Nivel de Tensión: 138 kV.
Chorrillos.	Chongón.
Dos Cerritos.	Esclusas.
Durán.	Trinitaria.
Esclusas.	Machala.
La Troncal.	Milagro.
Machala.	Caraguay.
Milagro.	Pascuales.
Pascuales.	Policentro.
Posorja.	Sta. Elena
Sta. Elena	Posorja.

Tabla 8. Barras pertenecientes al SNI.

La Tabla 8 muestra un listado de las barras a las cuales vamos a tener que observar el comportamiento de la señal de voltaje para cuando se encuentren en operación ambas alternativas de interconexión.

La inestabilidad de voltaje puede ser ocasionada con la ocurrencia de perturbaciones, incrementos de carga o cambios en las condiciones operativas del sistema que provoquen un incremento o disminución de

voltaje en algunas barras de manera progresiva, lo cual ocasionaría la actuación de las protecciones del sistema provocando desconexiones en cascada y pérdida de sincronismo en algunos generadores (Kundur, et al., 2004).

3.4.2 Estabilidad de ángulo del rotor

Esta sección describe la estabilidad de ángulo es la capacidad del sistema para mantener el sincronismo de las maquinas sincrónicas del sistema de potencia de voltaje puede ser ocasionada con la ocurrencia de perturbaciones, incrementos de carga o cambios en las condiciones operativas del sistema que provoquen un incremento o disminución de voltaje en algunas barras de manera progresiva, lo cual ocasionaría la actuación de las protecciones del sistema provocando desconexiones en cascada y pérdida de sincronismo en algunos generadores (Kundur, et al., 2004).El análisis de estabilidad de ángulo de rotor se realiza en los siguientes generadores pertenecientes al SNI, en estos generadores también tendremos que obtener la gráfica del comportamiento de la señal de potencia activa y reactiva, lo generadores seleccionados para nuestro estudio son los siguientes que lo indica la Tabla 9:

GENERADOR	Voltaje Nominal [kV]	Potencia Nominal [MVA]
Trinitaria	13,8	156,5
Coca Codo	13,8	205
Machala	13,8	88,11
Hidro-Paute	13,8	111,15
HidroAgoyan	13,8	85

Tabla 9. Generadores pertenecientes al SNI.

La Tabla 9 muestra un listado de los generadores a los cuales vamos a tener que observar el comportamiento de la señal de ángulo de rotor, potencia activa y reactiva, para cuando se encuentren en operación ambas alternativas de interconexión.

3.4.3 Estabilidad de frecuencia

Esta sección describe la estabilidad de frecuencia, es la habilidad de mantener o restablecer el balance entre generación y carga, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados a inadecuada respuesta de los equipos, coordinación insuficiente de los controles y protecciones o insuficiente reserva de generación, el tiempo que involucra un problema de estabilidad de frecuencia es de segundos o fracciones de segundos a los cuales llamaremos fenómenos de corto plazo, y los que involucran tiempo del orden de decenas de segundos y hasta varios minutos le llamaremos fenómenos de largo plazo, este último relacionado con generadores y los reguladores de tensión (Ingeniería, 2016).

3.4.4 Estabilidad de Potencia y Cargabilidad en Líneas de transmisión de energía eléctrica

Esta sección se detallan las líneas de transmisión eléctrica pertenecientes al SNI a las cuales mediante la herramienta computacional Powerfactory se procederá a realizar un análisis del comportamiento de la señal de potencia de transmisión y nivel de cargabilidad de la línea, con la finalidad de conocer si existe una sobrecarga de potencia de transferencia, las líneas de transmisión que hemos escogido son las que muestra la Tabla 10:

Línea de Transmisión.	Potencia Nominal [MW]	Voltaje Nominal [kV]
Chorrillos - Pasaje	228	500
Chorrillos - Posorja	485	500
Troncal - Milagro	145	230
Duran - Milagro	50	230
Machala - San Idelfonso	17	230
Pascuales - Molinos	140	230
San Idelfonso -Milagro	20	138

Tabla 10. Líneas de transmisión pertenecientes al SNI.

La Tabla 10 muestra un listado de las líneas de transmisión a las cuales vamos a tener que observar el comportamiento de la señal de potencia activa y cargabilidad, para cuando se encuentren en operación ambas alternativas de interconexión.

3.5 Ingreso de parámetros a DigSilent de la interconexión Pasaje-Chorrillo y Posorja usando tecnología HVAC

En esta sección describe como fueron ingresados los parámetros técnicos correspondientes a la línea de transmisión eléctrica y los reactores de línea al software Powerfactory y luego procedemos a mostrar un flujo de potencia con la finalidad de observar los niveles de voltaje en por unidad de las barras, generadores y líneas de transmisión mencionadas en las secciones anteriores.

En la siguiente Figura 1.3 se muestra el SNI y el enlace de transmisión convencional HVAC simulado en la plataforma de DigSilent.

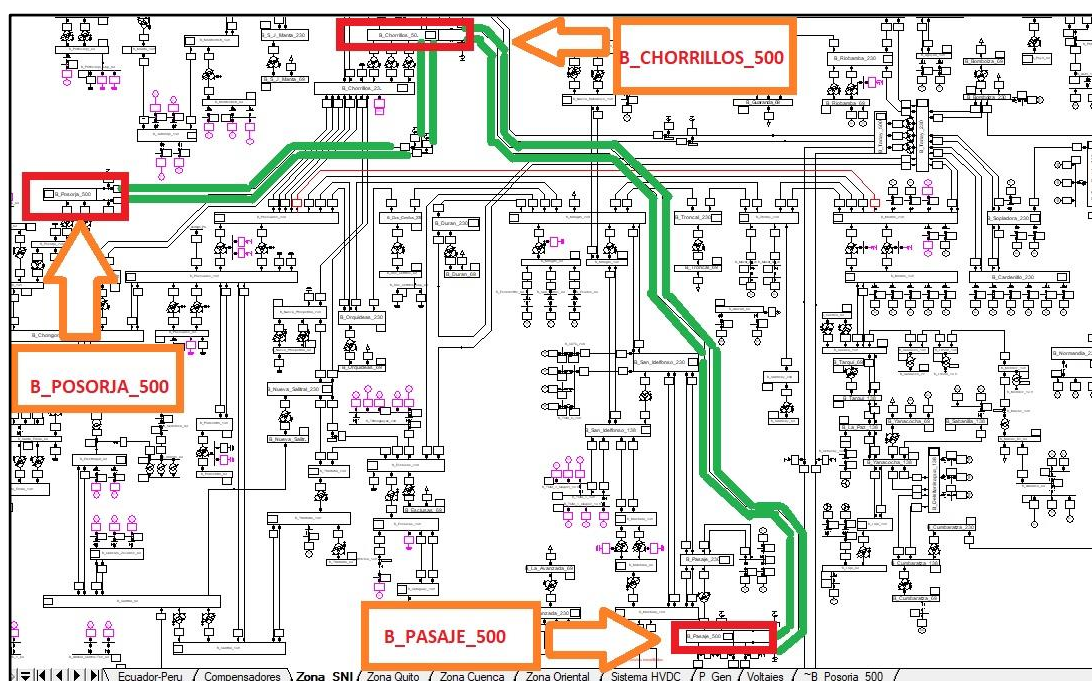


Figura 1.3 Diagrama del Sistema Nacional Interconectado en DigSilent, enlace HVAC.

La Figura 1.3 muestra el SNI, las líneas de color verde representan el enlace HVAC y las líneas de transmisión eléctrica las cuales interconectan las S/E de Pasaje, Chorrillos y Posorja; estas S/E se las ha representado encerrándolas en un rectángulo de color rojo, mientras que la flecha de color naranja indica el nombre de la S/E.

3.5.1 Parámetros de Línea de Transmisión HVAC Pasaje – Chorrillos

En esta sección describe como ingresamos los datos de la línea de transmisión que conecta la subestación eléctrica de Pasaje con Chorrillos, tomando en cuenta la distancia que es aproximadamente 210 kilómetros y con estructuras metálicas de doble terna, tenemos a continuación la Figura 1.4 que nos indica las características técnicas de la línea de transmisión que tenemos que completar, características las cuales son el cable conductor 4x750 MCM ACAR, nivel de tensión, resistencia entre otros parámetros.

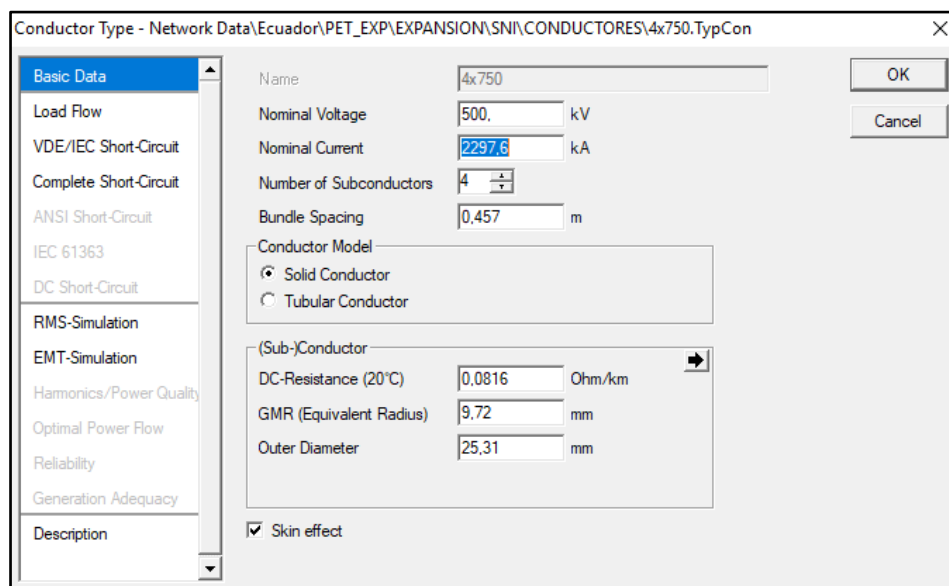


Figura 1.4 Datos del cable conductor 4x750 MCM ACAR.

En la Figura 1.4 es necesario completar los parámetros para así guardarla en una librería que contiene el programa, de tal forma que podremos cargar estas características a otras líneas de transmisión. La nomenclatura que se ha designado para la interconexión de Pasaje a Chorrillos es la siguiente:

LT_PAS_CHOR_3_1

Donde cada sigla significa lo siguiente;

LT: Línea de transmisión eléctrica.

PAS: Nombre de la subestación donde inicia el recorrido – Pasaje.

CHOR: Nombre de la subestación donde finaliza el recorrido – Chorrillos.

3_1: Número de circuito.

En la siguiente Figura 1.5 muestra encerrado en un rectángulo de color naranja el nombre que le hemos puesto a la línea de transmisión, también tenemos un rectángulo de color rojo el cual nos indica la longitud de la línea de transmisión, allí es donde ingresamos la distancia de 210,5 kilómetros.

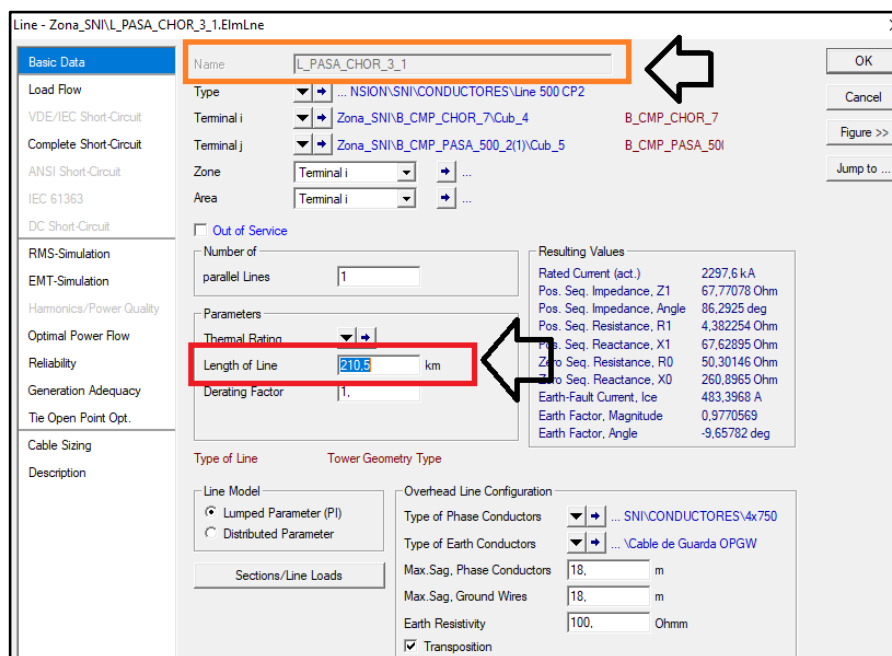


Figura 1.5 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica Pasaje a Chorrillos.

Debido a que es doble circuito la transmisión eléctrica desde Pasaje hasta Chorrillo, el procedimiento para ingresar los parámetros de la otra línea de transmisión será igual que los pasos anteriormente mencionados en esta sección.

3.5.2 Parámetros de reactores de línea en S/E Pasaje y Chorrillos

En esta sección describe como ingresamos los datos del reactor de línea que se encuentran en las dos subestaciones eléctricas Pasaje y Chorrillos, sabemos que para disminuir o aumentar el voltaje en por unidad de una línea de transmisión eléctrica, es necesario aumentar o disminuir el nivel de reactivos, para así reducir una disminución en la potencia aparente que se transmite y perdidas de voltaje.

La nomenclatura que se ha designado para el reactor de línea en la S/E de Chorrillos es la siguiente:

XL_CHOR_500_6

Donde cada sigla significa lo siguiente;

XL: Reactor de línea de transmisión eléctrica.

CHOR: Nombre de la subestación que pertenece - Chorrillos.

500_1: Nivel de tensión de operación e identificación de reactor.

Tenemos a continuación la Figura 1.6 que nos indica las características técnicas del reactor de línea que tenemos que completar, el rectángulo de color rojo indica el nombre que le damos al reactor de línea, mientras que el rectángulo de color naranja indica los parámetros como nivel de tensión, reactor compuesto de resistencia e inductancia y tipo de sistema eléctrico convencional, el rectángulo de color verde nos indica a completar el valor de reactivo de nuestro compensador de línea, para esta subestación eléctrica de Chorrillos el valor es de 133 Mvar.

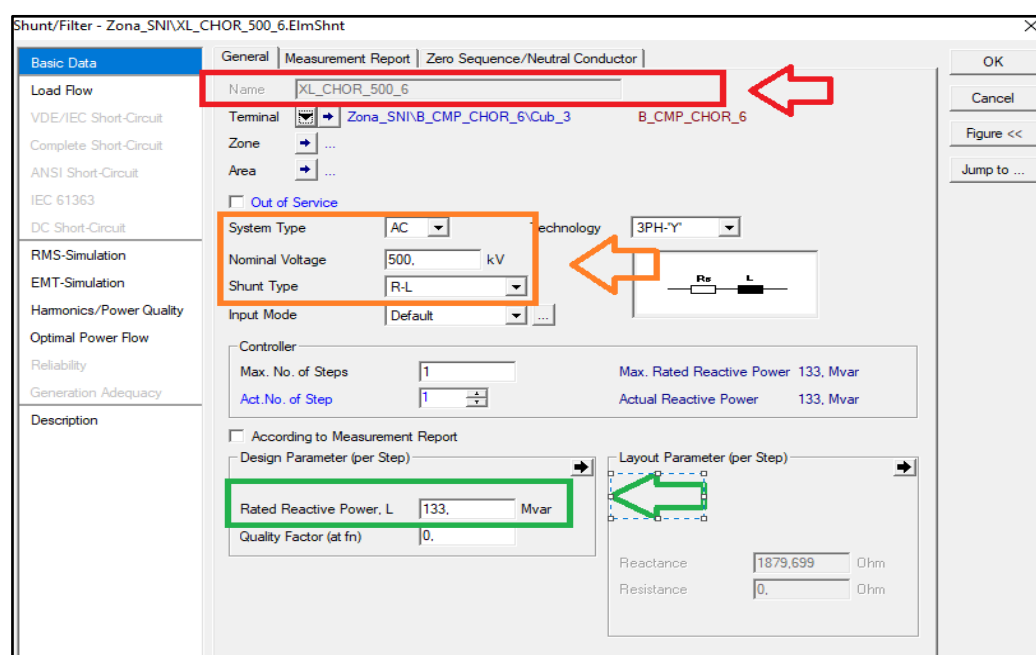


Figura 1.6 Parámetros del compensador de línea de transmisión eléctrica en S/E Chorrillos.

Debido a que son dos circuitos de transmisión eléctrica desde Pasaje hasta Chorrillo, tendremos que colocar dos reactores de líneas con las mismas características y parámetros que hemos ingresado al software DigSilent, el procedimiento para ingresar los parámetros del reactor de línea de transmisión será igual que los pasos anteriormente mencionados en esta sección.

Para los reactores de línea de la subestación eléctrica de Pasaje ingresamos los datos de igual manera que se hizo con los anteriores de esta sección.

La nomenclatura que se ha designado para el reactor de línea en la S/E de Pasaje es la siguiente:

XL_PAS_500_3

Donde cada sigla significa lo siguiente;

XL: Reactor de línea de transmisión eléctrica.

PAS: Nombre de la subestación que pertenece - Pasaje.

500_3: Nivel de tensión de operación e identificación de reactor.

Tenemos a continuación la Figura 1.7 que nos indica las características técnicas del reactor de línea que tenemos que completar, el rectángulo de color rojo indica el nombre que le damos al reactor de línea, mientras que el rectángulo de color naranja indica los parámetros como nivel de tensión, reactor compuesto de resistencia e inductancia y tipo de sistema eléctrico convencional, el rectángulo de color verde nos indica a completar el valor de reactivo de nuestro compensador de línea, para esta subestación eléctrica de Pasaje el valor es de 133 Mvar.

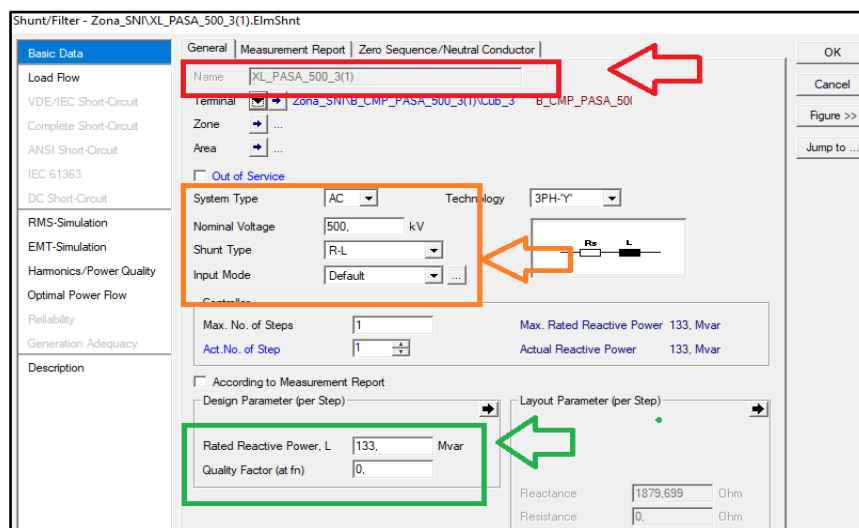


Figura 1.7 Parámetros del compensador de línea de transmisión eléctrica en S/E Pasaje.

Debido a que son dos reactores de líneas con las mismas características y parámetros que hemos ingresado al software DigSilent, el procedimiento para ingresar los parámetros del reactor de línea de transmisión será igual que los pasos anteriormente mencionados en esta sección.

3.5.3 Parámetros de Línea de Transmisión HVAC Chorrillos - Posorja

En esta sección describe como ingresamos los datos de la línea de transmisión que conecta la subestación eléctrica de Chorrillos con Pasaje, tomando en cuenta la distancia que es aproximadamente 90 kilómetros y con estructuras metálicas de doble terna, tenemos a continuación la Figura 1.8 que nos indica las características técnicas de la línea de transmisión que tenemos que completar, características que son el cable conductor 3x1100 MCM ACAR, nivel de tensión, resistencia entre otros parámetros.

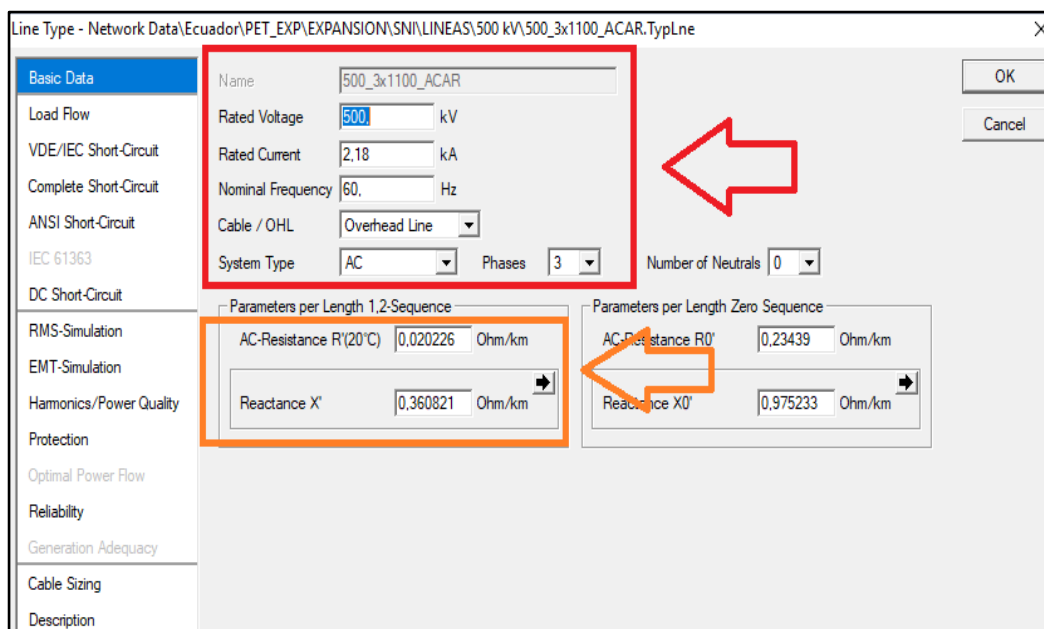


Figura 1.8 Datos del conductor 3x1100 MCM ACAR.

La Figura 1.8 podemos ver un rectángulo de color rojo el cual nos indica los parámetros a llenar; el nombre que se le asignará al tipo de conductor, nivel de voltaje, corriente, frecuencia entre otros, el rectángulo de color naranja nos indica completar los parámetros de resistencia del conductor y reactancia, es necesario completar los parámetros para así guardarla en una librería que contiene el programa, de tal forma que podremos cargar estas características a otras líneas de transmisión.

La nomenclatura que se ha designado para la interconexión de Chorrillos a Posorja es la siguiente:

LT_CHOR_POS_3_1

Donde cada sigla significa lo siguiente;

LT: Línea de transmisión eléctrica.

CHOR: Nombre de la subestación donde inicia el recorrido – Chorrillos.

POS: Nombre de la S/E donde finaliza el recorrido – Posorja.

3_1: Número de circuito.

En la siguiente Figura 1.9 muestra encerrado en un rectángulo de color naranja el nombre que le hemos puesto a la línea de transmisión, también tenemos un rectángulo de color rojo el cual nos indica la longitud de la línea de transmisión, allí es donde ingresamos la distancia de 90 kilómetros.

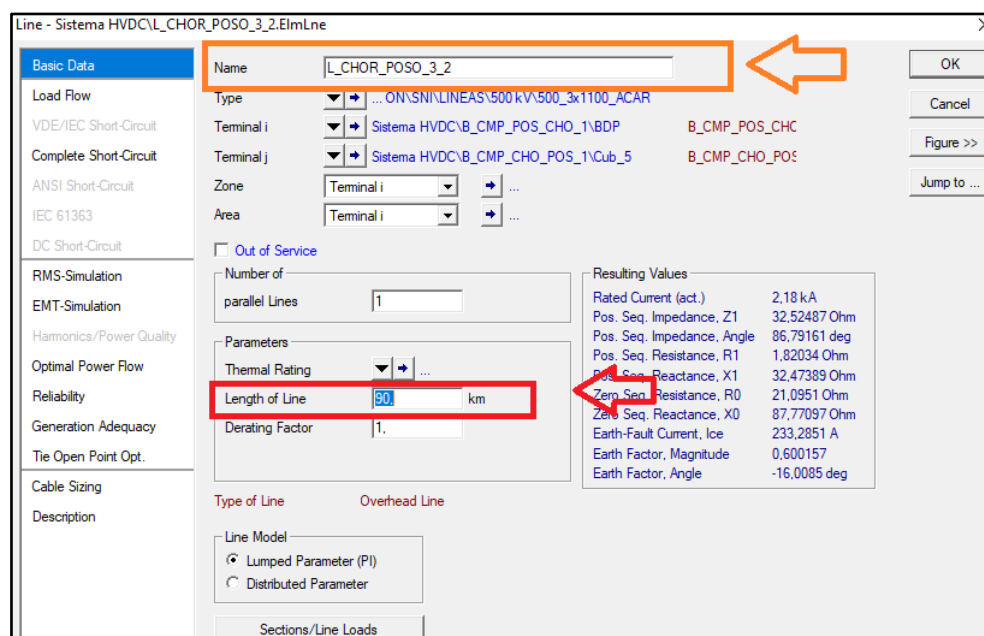


Figura 1.9 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica Chorrillos a Posorja.

Debido a que es doble circuito la transmisión eléctrica desde Chorrillos hasta Posorja, el procedimiento para ingresar los parámetros de la otra línea de transmisión será igual que los pasos anteriormente mencionados en esta sección.

3.5.4 Parámetros de reactores de línea en S/E Posorja

En esta sección describe como ingresamos los datos del reactor de línea que se encuentran en la subestación eléctrica Posorja. La nomenclatura que se ha designado para el reactor de línea en la S/E de Posorja es la siguiente:

XL_POS_500_2

Donde cada sigla significa lo siguiente;

XL: Reactor de línea de transmisión eléctrica.

POS: Nombre de la subestación que pertenece - Posorja.

500_2: Nivel de tensión de operación e identificación de reactor.

Tenemos a continuación la Figura 1.10 que nos indica las características técnicas del reactor de línea que tenemos que completar, el rectángulo de color rojo indica el nombre que le damos al reactor de línea, mientras que el rectángulo de color naranja indica los parámetros como nivel de tensión, reactor compuesto de resistencia e inductancia y tipo de sistema eléctrico convencional, el rectángulo de color verde nos indica a completar el valor de reactivo de nuestro compensador de línea, para esta subestación eléctrica de Posorja el valor es de 30 Mvar.

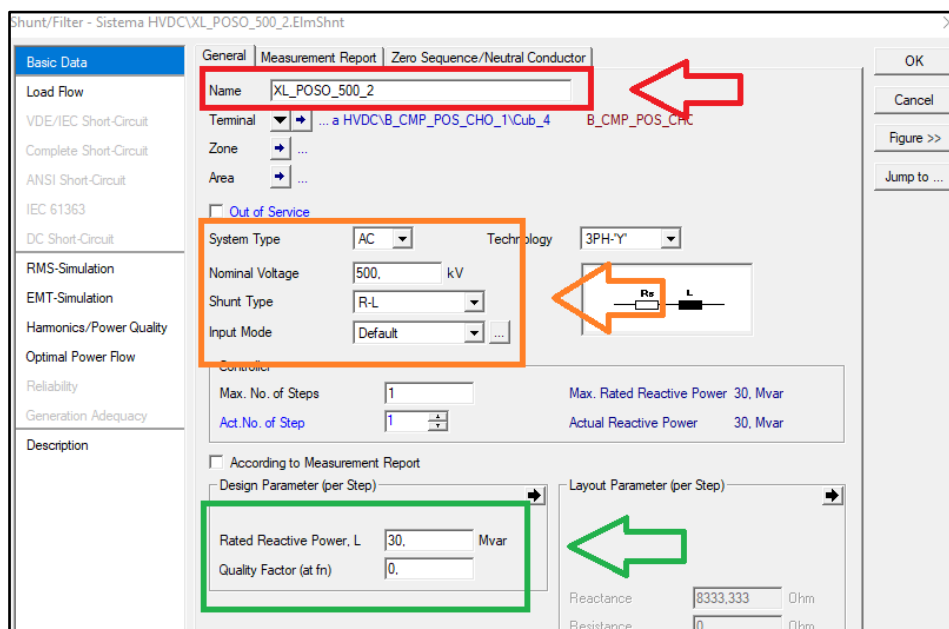


Figura 1.10 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica Chorrillos a Posorja.

3.6 Flujos de potencia, alternativa de transmisión eléctrica HVAC

En esta sección se incorpora el enlace HVAC Pasaje-Chorrillos y Posorja al SNI y se realiza el flujo de potencia. Para tener una mejor visualización de cómo se encuentra el enlace de transmisión eléctrica AC desde Pasaje hasta Posorja en el simulador DigSilent, se muestra la siguiente Figura 1.11, un flujo de potencia con la finalidad de observar los niveles de voltaje en por unidad de las barras, generadores y líneas de transmisión mencionadas en las secciones anteriores.

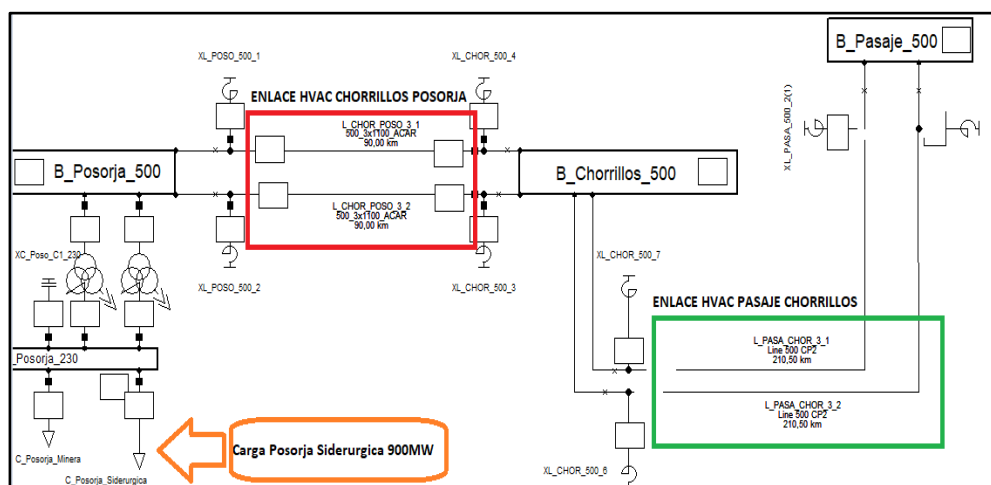


Figura 1.11 Interconexión de las S/E Pasaje-Chorrillos y Posorja usando HVAC.

La Figura 1.11 muestra encerrado en un rectángulo de color rojo las líneas de transmisión eléctrica que conecta las subestaciones eléctricas de Chorrillos con Posorja, el rectángulo de color verde indica las líneas de transmisión eléctrica que

conectan las subestaciones eléctricas de Pasaje con Chorrillos, la flecha de color naranja nos indica la carga que se encuentra instalada en Posorja y cuya potencia activa es de 900 MW.

Operación normal año 2023:

A continuación, se muestran los valores del análisis de flujo de potencia para el año 2023.

- Niveles de tensión en las barras de 500 kV:

BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)
B_Pasaje_500	503,82	1,01
B_Piura_500	505,00	1,01
B_Posorja_500	487,67	0,98
B_Zamora_500	505,14	1,01

- Niveles de tensión en las barras de 230 kV:

BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)	BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)
B_Chorrillos_230	230,00	1,00	B_Nueva_Salitral_230	228,95	1,00
B_Dos_Cerritos_230	227,85	0,99	B_Orquideas_230	228,74	0,99
B_Duran_230	226,12	0,98	B_Pasaje_230	225,77	0,98
B_Esclusas_230	228,75	0,99	B_Pascuales_230	229,64	1,00
B_Guaranda_230	227,59	0,99	B_Posorja_230	230,39	1,00
B_La_Avanzada_230	225,66	0,98	B_Riobamba_230	227,84	0,99
B_Lago_Chongon_230	230,09	1,00	B_San_Idelfonso_230	227,40	0,99
B_Machala_230	226,24	0,98	B_Santa_Elena_230	229,73	1,00
B_Mazar_U1_230	237,50	1,03	B_Sinincay_230	237,08	1,03
B_Mazar_U2_230	237,50	1,03	B_Termoguayas_230	228,75	0,99
B_Milagro_230	227,09	0,99	B_Trinitaria_230	228,51	0,99
B_Minas_San_Francisco_230	227,74	0,99	B_Troncal_230	229,35	1,00
B_Nueva_Prospertina_230	229,84	1,00	B_Zhoray_230	237,42	1,03

- Niveles de tensión en las barras de 138 kV:

BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)	BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)
B_Caraguay_138	139,35	1,01	B_Pascuales_138	140,00	1,01
B_Cedege_Pascuales_138	140,00	1,01	B_Policentro_138	138,59	1,00
B_Chongon_138	138,21	1,00	B_Posorja_138	137,60	1,00
B_Cuenca_138	136,63	0,99	B_Salital_138	137,39	1,00
B_Electroquil_138	136,86	0,99	B_San_Idelfonso_138	136,52	0,99
B_Esclusas_138	139,91	1,01	B_Santa_Elena_138	137,48	1,00
B_Intervisa_138	139,91	1,01	B_Trinitaria_138	138,20	1,00
B_Jaramijo_138	136,62	0,99	B_Milagro_138	136,73	0,99
B_Machala_138	135,29	0,98	B_Montecristi_138	136,98	0,99
B_Manta_138	136,28	0,99	B_Nueva_Babahoyo_138	133,43	0,97

- Cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica 500 kV:

LINEAS	% CARGA
L_CHOR_POSO_3_1	27,74
L_PASA_CHOR_3_1	0,02
L_PIUR_PASA_3_1	0,01
L_TADA_CHOR_3_1	18,72
L_ZAMO_PASA_3_1	10,07
L_ZAMO_TADA_3_1	5,68
L_ZAMO_TADA_3_2	5,68

- Cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica 230 kV:

LINEAS	% CARGA	LINEAS	% CARGA
L_CHNG_POSO_2_1	14,22	L_MILA_ZHOR_2_1	51,18
L_CHOR_LCHO_2_1	19,02	L_MOLI_PASC_2_1	43,47
L_CHOR_NPRO_2_1	46,90	L_MOLI_ZHOR_2_1	31,80
L_CHOR_NSAL_2_1	30,00	L_NPRO_NSAL_2_1	16,14
L_CHOR_PASC_2_1	16,53	L_NSAL_TRIN_2_1	12,45
L_DCER_MILA_2_1	34,67	L_ORQU_PASC_2_1	16,29
L_DCER_ORQU_2_1	16,93	L_PALE_CHOR_2_1	18,36
L_ESCL_EAR1_2_1	9,66	L_PASA_MACH_2_1	22,89
L_ESCL_TGUA_2_1	0,05	L_PASA_MSFR_2_1	35,84
L_ESCL_TRIN_2_1	20,03	L_SELE_CHNG_1_2	14,71
L_LAVA_FRON_2_1	2,64	L_SIDE_MACH_2_1	6,94
L_MACH_LAVA_2_1	13,76	L_SIDE_PASA_2_1	8,52
L_MAZA_ZHOR_2_1	23,60	L_SINI_ZHOR_2_1	10,97
L_MILA_DURA_2_1	11,61	L_TADA_DURA_2_1	38,59
L_MILA_ESCL_2_1	36,84	L_TADA_ESCL_2_1	50,53

L_MILA_NBAB_2_1	22,37	L_TGMA_SIDE_1_2	0,39
L_MILA_ORQU_2_1	30,95	L_TGMA_SIDE_2_1	62,57
L_MILA_SIDE_2_1	18,72	L_TRON_MILA_2_1	46,74

- Cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica 138 kV:

LINEAS	% CARGA	LINEAS	% CARGA
L_CARA_ESCL_1_1	56,81	L_MACH_SIDE_1_1	24,38
L_CEDA_PASC_1_1	9,97	L_MILA_SIDE_1_1	20,33
L_CHNG_POSO_1_1	35,06	L_PASC_CHNG_1_1	18,87
L_EQUI_CHNG_1_1	40,95	L_PASC_POLI_1_1	41,83
L_INTE_ESCL_1_1	0,30	L_PASC_SALI_1_1	44,62
L_JARA_MANT_1_1	23,13	L_SALI_TRIN_1_1	36,22
L_JARA_MONT_1_1	23,11	L_SELE_CHNG_1_1	13,58

3.7 Ingreso de parámetros a DigSilent de la interconexión Pasaje-Posorja usando tecnología HVDC

En esta sección describe como fueron ingresados los parámetros técnicos correspondientes a la línea de transmisión eléctrica usando tecnología HVDC al software Powerfactory y luego procedemos a mostrar un flujo de potencia con la finalidad de observar los niveles de voltaje en por unidad de las barras, generadores y líneas de transmisión mencionadas en las secciones anteriores.

En la siguiente Figura 1.12 se muestra el SNI y el enlace de transmisión usando HVDC simulado en la plataforma de DigSilent.

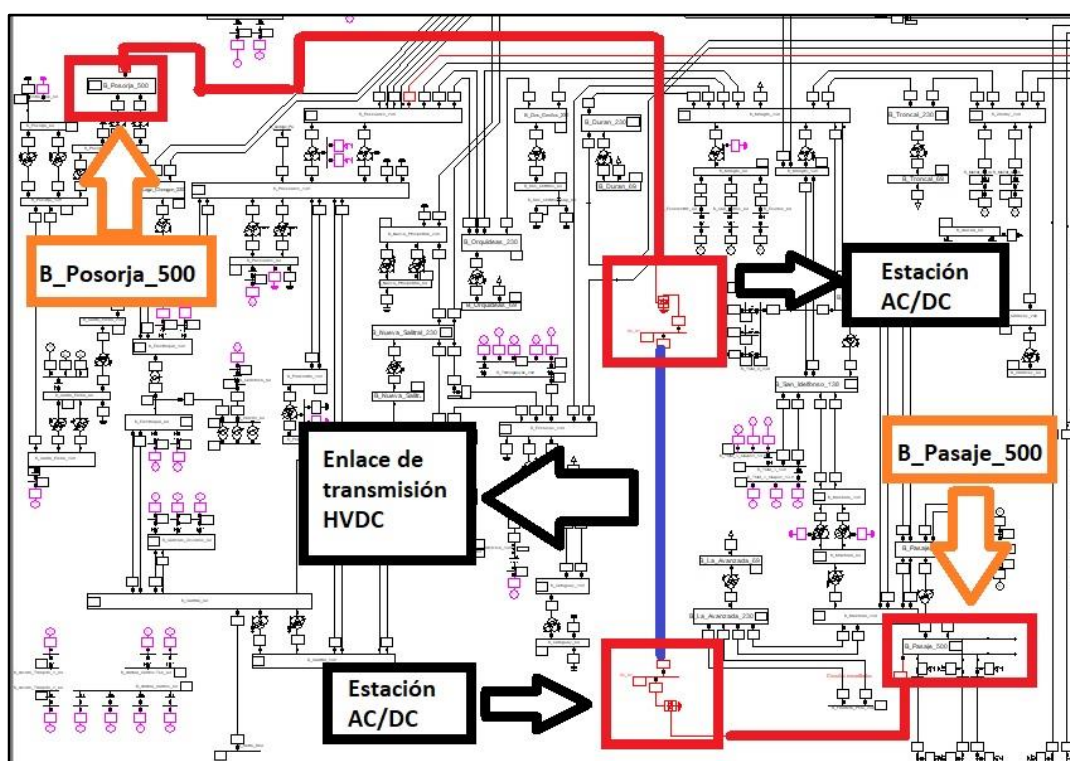


Figura 1.12 Diagrama del Sistema Nacional Interconectado en DigSilent, enlace HVDC.

La Figura 1.12 muestra el SNI, las líneas de color morado representan el enlace HVDC es decir las líneas de transmisión eléctrica las cuales interconectan las S/E de Pasaje con Posorja; estas S/E se las ha representado encerrándolas en un rectángulo de color rojo e indicando su nombre con una flecha de color naranja, las flechas de color negro indican las estaciones de conversión de AC/DC y el enlace de transmisión HVDC, cabe recalcar que las estaciones de conversión AC/DC son parte de la S/E eléctrica correspondiente a Pasaje y Posorja, debido a esto es que se las representa también dentro de un cuadrado de color rojo.

3.7.1 Parámetros de Línea de Transmisión HVDC Pasaje – Posorja

En esta sección describe como ingresamos los datos de la línea de transmisión que conecta la subestación eléctrica de Pasaje con Posorja, tomando en cuenta la distancia que es aproximadamente 90 a 100 kilómetros.

Tenemos a continuación la Figura 1.13 que nos indica las características técnicas de la línea de transmisión configuración Monopolar, el circuito se tenderá con 2 cables del tipo Masa

Impregnada cable submarino, resistencia eléctrica, tensión de operación DC, número de cables conductores por fase, corriente nominal entre otros entre otros parámetros.

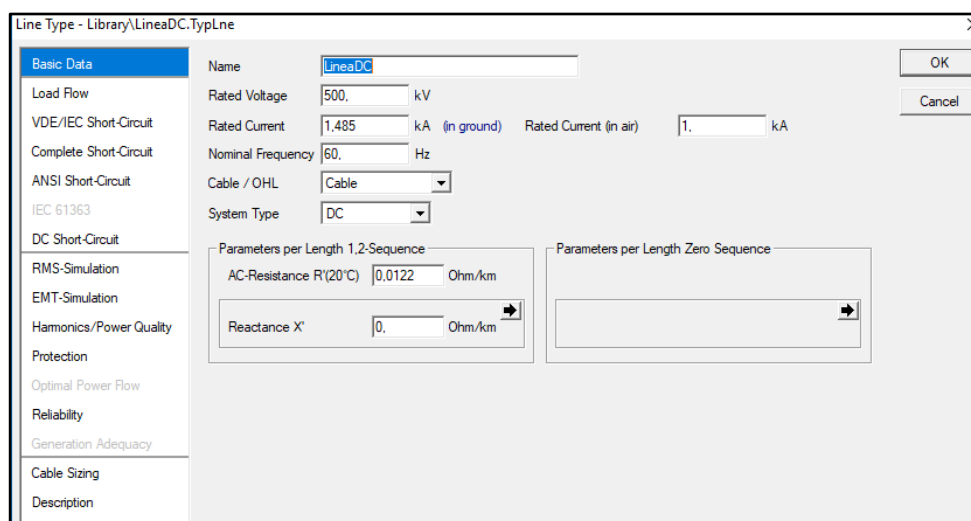


Figura 1.13 Datos del cable conductor DC.

La nomenclatura que se ha designado para la interconexión de Pasaje a Posorja es la siguiente:

LT_PAS_POS_DC

Donde cada sigla significa lo siguiente;

LT: Línea de transmisión eléctrica.

PAS: Nombre de la subestación donde inicia el recorrido – Pasaje.

CHOR: Nombre de la subestación donde finaliza el recorrido – Chorrillos.

DC: Tipo de sistema eléctrico.

En la siguiente Figura 1.14 muestran los diferentes parámetros que tenemos que completar para terminar de configurar la línea de transmisión DC, para luego empezar la configuración de las estaciones convertidoras de voltaje AC/DC que se detallan en la siguiente sección de esta sección.

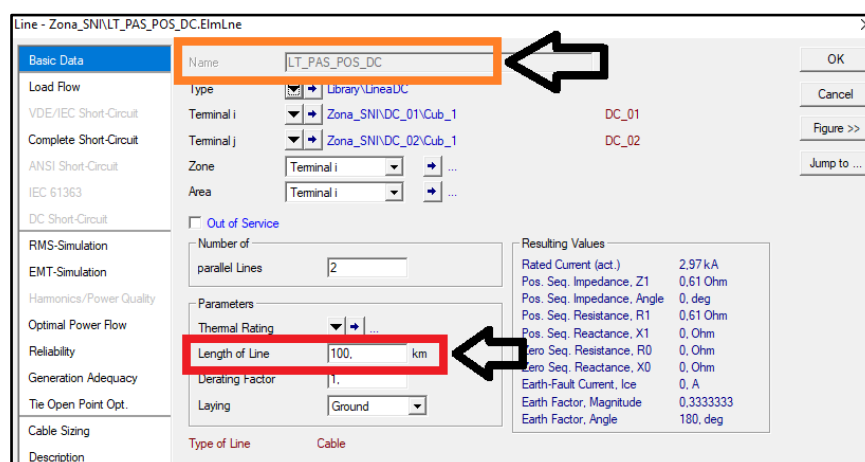


Figura 1.14 Parámetros de la línea de transmisión eléctrica DC Pasaje a Posorja.

La Figura 1.14 muestra encerrado en un rectángulo de color naranja el nombre que le hemos puesto a la línea de transmisión, también tenemos un rectángulo de color rojo el cual nos indica la longitud de la línea de transmisión, allí es donde ingresamos la distancia de 100 kilómetros.

3.7.2 Parámetros de la Estación de conversión AC/DC Pasaje y Posorja

En esta sección describe como configuramos las estaciones de conversión AC/DC de las subestaciones eléctricas de Pasaje y Posorja. Como nuestra configuración es Monopolar, hemos escogido el convertidor PWM⁶ de la interfaz de elementos de DigSilent para realizar la simulación, ver Figura 1.15

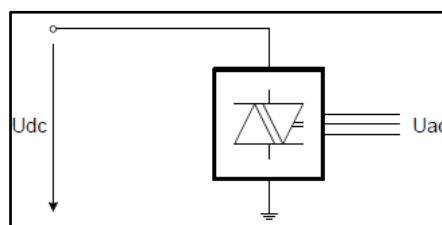


Figura 1.15 Convertidor PWM – Configuración Monopolar.

La siguiente Figura 1.16 muestra los parámetros que ingresamos datos de nuestra estación convertidora llamada 'Inversor' la cual se

⁶ PWM: Pulse Width Modulation

encuentra en la S/E de Posorja; tiene como parámetros a completar el voltaje de operación AC, potencia nominal del convertidor, voltaje de operación DC y entre otros parámetros.

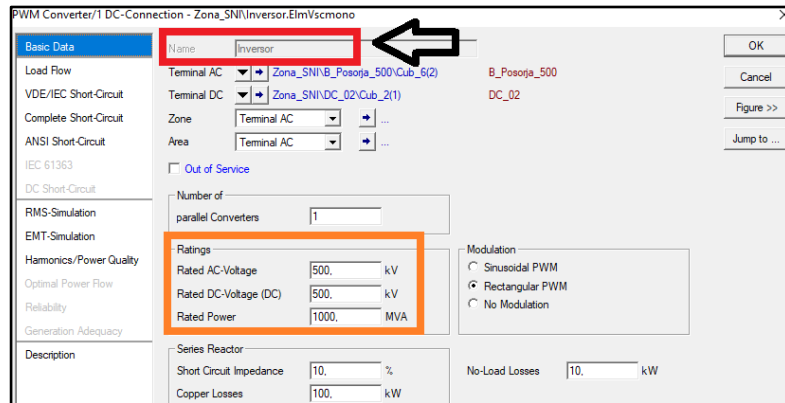


Figura 1.16 Parámetros del Convertidor AC/DC de la S/E Posorja.

La Figura 1.16 muestra de color rojo un rectángulo que indica el nombre que le hemos puesto a la estación convertidora, mientras que el rectángulo de color naranja, nos indica a completar los parámetros eléctricos de la convertidora AC/DC, luego tenemos la configuración de la parte del control de potencia que se muestra en la siguiente Figura 1.17.

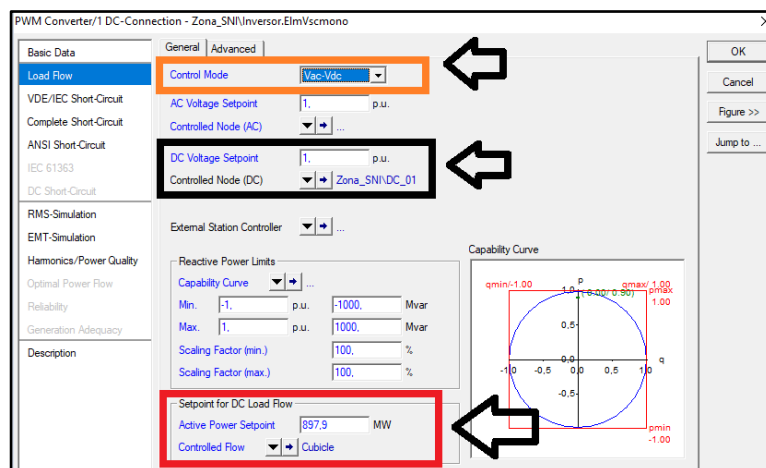


Figura 1.17 Parámetros Control de Potencia AC/DC de la S/E Posorja.

La Figura 1.17 nos muestra un rectángulo de color naranja que indica el modo de control escogido 'Vac-Vdc', tenemos un rectángulo de color negro que indica el nodo de control DC, finalmente un rectángulo de color rojo donde ingresamos el nivel de potencia activa que se va a transferir, en nuestro caso 900 MW.

La siguiente Figura 1.18 muestra los parámetros que ingresamos datos de nuestra estación convertidora llamada 'Rectificador' la cual se encuentra en la S/E de Pasaje; tiene como parámetros a completar el voltaje de operación AC, potencia nominal del convertidor, voltaje de operación DC y entre otros parámetros.

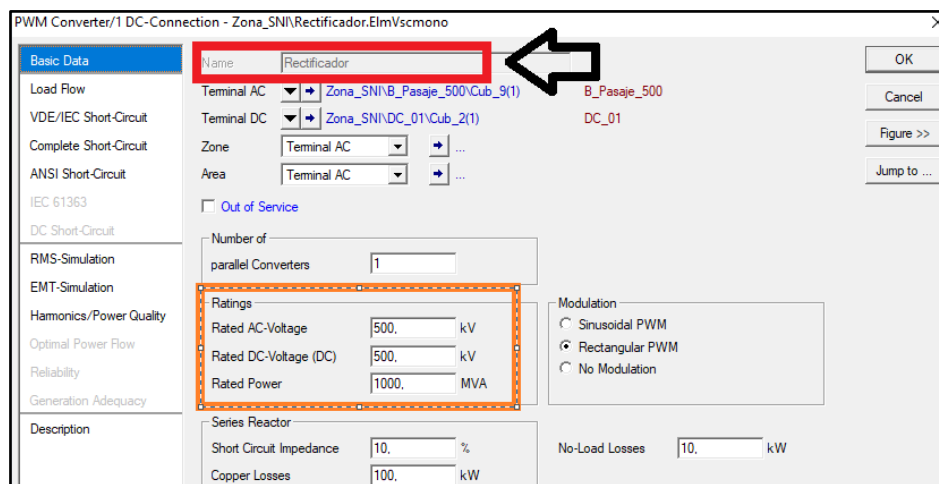


Figura 1.18 Parámetros del Convertidor AC/DC de la S/E Pasaje.

La Figura 1.18 muestra de color rojo un rectángulo que indica el nombre que le hemos puesto a la estación convertidora, mientras que el rectángulo de color naranja, nos indica a completar los parámetros eléctricos de la convertidora AC/DC, luego tenemos la configuración de la parte del control de potencia que se muestra en la siguiente Figura 1.19.

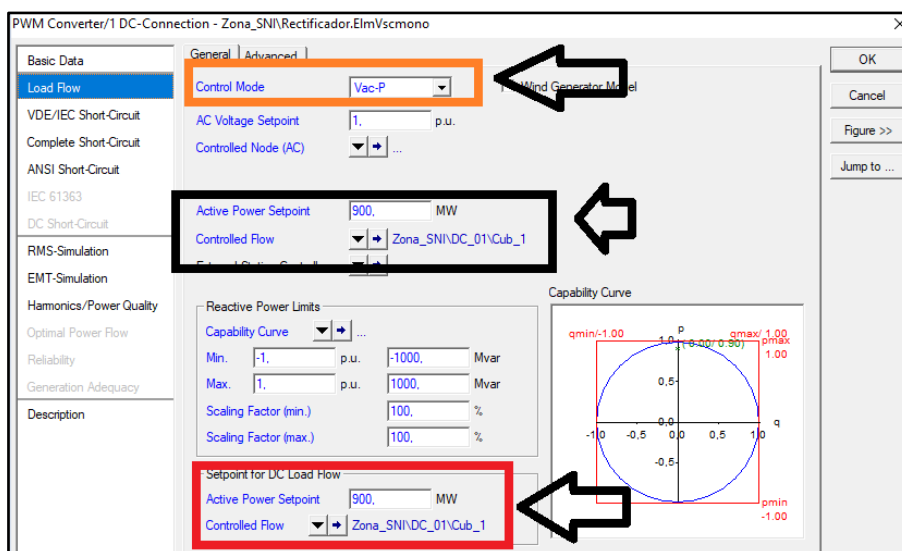


Figura 1.19 Parámetros Control de Potencia AC/DC de la S/E Pasaje.

La Figura 1.19 nos muestra un rectángulo de color naranja que indica el modo de control escogido 'Vac-P', tenemos un rectángulo de color negro que indica el nodo de control AC, finalmente un rectángulo de color rojo donde ingresamos el nivel de potencia activa que se va a transferir, en nuestro caso 900 MW.

3.8 Flujos de potencia, alternativa de transmisión eléctrica HVDC

En esta sección se incorpora el enlace HVDC que interconecta la S/E de Pasaje y Posorja, se añade al SNI y se realiza el flujo de potencia. Para tener una mejor visualización de cómo se encuentra el enlace de transmisión eléctrica DC desde Pasaje hasta Posorja en el simulador DigSilent, se muestra la siguiente Figura 1.20, un flujo de potencia con la finalidad de observar los niveles de voltaje en por unidad de las barras, generadores y líneas de transmisión mencionadas en la Sección 3.2.

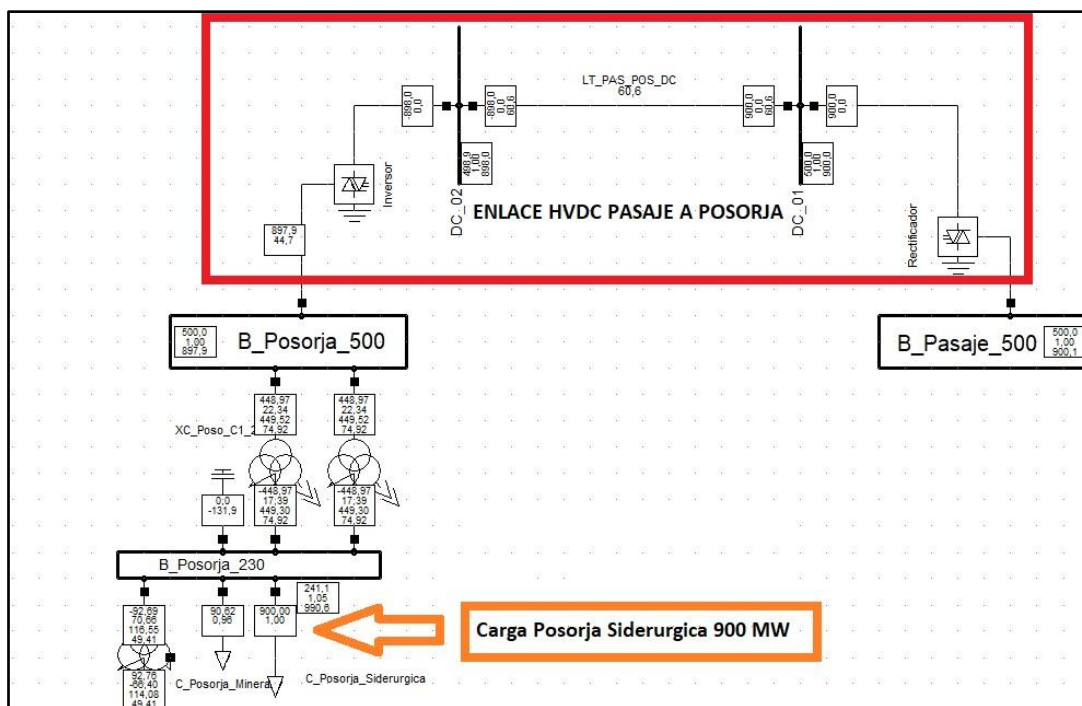


Figura 1.20 Interconexión de las S/E Pasaje con Posorja mediante HVDC.

La Figura 1.20 muestra encerrado en un rectángulo de color rojo las líneas de transmisión eléctrica y estaciones convertidoras de voltaje AC/DC que conectan las subestaciones eléctricas de Pasaje con Posorja, la flecha de color

naranja nos indica la carga que se encuentra instalada en Posorja y cuya potencia activa es de 900 MW.

Operación normal año 2023:

A continuación, se muestran los valores del análisis de flujo de potencia para el año 2023.

- Niveles de tensión en las barras de 500 kV:

BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)
B_Pasaje_500	500,00	1,00
B_Piura_500	505,00	1,01
B_Posorja_500	500,00	1,00
B_Zamora_500	505,48	1,01

- Niveles de tensión en las barras de 230 kV:

BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)	BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)
B_Chorrillos_230	232,42	1,01	B_Nueva_Salital_230	231,34	1,01
B_Dos_Cerritos_230	231,07	1,00	B_Orquideas_230	231,38	1,01
B_Duran_230	229,41	1,00	B_Pasaje_230	232,99	1,01
B_Esclusas_230	230,80	1,00	B_Pascuales_230	232,08	1,01
B_Guaranda_230	232,10	1,01	B_Posorja_230	241,11	1,05
B_La_Avanzada_230	232,64	1,01	B_Riobamba_230	231,95	1,01
B_Lago_Chongon_230	232,42	1,01	B_San_Idelfonso_230	233,48	1,02
B_Machala_230	232,95	1,01	B_Santa_Elena_230	230,93	1,00
B_Mazar_U1_230	236,98	1,03	B_Sinincay_230	236,58	1,03
B_Mazar_U2_230	236,98	1,03	B_Termoguayas_230	230,80	1,00
B_Milagro_230	230,45	1,00	B_Trinitaria_230	230,61	1,00
B_Minas_San_Francisco_230	234,67	1,02	B_Troncal_230	231,80	1,01

B_Nueva_Proserina_230	232,34	1,01	B_Zhoray_230	236,94	1,03
-----------------------	--------	------	--------------	--------	------

- Niveles de tensión en las barras de 138 kV:

BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)	BARRAS	VOLTAJE	V (p.u)
B_Caraguay_138	138,36	1,00	B_Milagro_138	139,75	1,01
B_Cedege_Pascuales_138	141,43	1,02	B_Montecristi_138	134,40	0,97
B_Chongon_138	140,26	1,02	B_Nueva_Babahoyo_138	136,89	0,99
B_Cuenca_138	138,02	1,00	B_Pascuales_138	141,43	1,02
B_Electroquil_138	139,04	1,01	B_Policentro_138	139,80	1,01
B_Esclusas_138	138,95	1,01	B_Posorja_138	141,80	1,03
B_Intervisa_138	138,95	1,01	B_Salitral_138	138,35	1,00
B_Jaramijo_138	134,06	0,97	B_San_Idelfonso_138	140,35	1,02
B_Machala_138	139,55	1,01	B_Santa_Elena_138	140,56	1,02
B_Manta_138	133,75	0,97	B_Trinitaria_138	139,03	1,01

- Cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica 500 kV:

LINEAS	% CARGA
LT_PAS_POS_DC	60,61
L_PASA_CHOR_3_1	0,01
L_PIUR_PASA_3_1	0,01
L_TADA_CHOR_3_1	13,50
L_ZAMO_PASA_3_1	15,26
L_ZAMO_TADA_3_1	3,77
L_ZAMO_TADA_3_2	3,77

- Cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica 230 kV:

LINEAS	% CARGA	LINEAS	% CARGA
L_CHNG_POSO_2_1	31,23	L_MILA_ZHOR_2_1	47,11
L_CHOR_LCHO_2_1	28,12	L_MOLI_PASC_2_1	39,10
L_CHOR_NPRO_2_1	49,74	L_MOLI_ZHOR_2_1	27,91
L_CHOR_NSAL_2_1	33,99	L_NPRO_NSAL_2_1	17,39
L_CHOR_PASC_2_1	21,94	L_NSAL_TRIN_2_1	10,66

L_DCER_MILA_2_1	28,15	L_ORQU_PASC_2_1	13,32
L_DCER_ORQU_2_1	9,82	L_PALE_CHOR_2_1	16,37
L_ESCL_EAR1_2_1	7,27	L_PASA_MACH_2_1	9,90
L_ESCL_TGUA_2_1	0,05	L_PASA_MSFR_2_1	28,49
L_ESCL_TRIN_2_1	15,97	L_SELE_CHNG_1_2	28,49
L_LAVA_FRON_2_1	2,73	L_SIDE_MACH_2_1	7,25
L_MACH_LAVA_2_1	11,32	L_SIDE_PASA_2_1	3,13
L_MAZA_ZHOR_2_1	20,63	L_SINI_ZHOR_2_1	4,26
L_MILA_DURA_2_1	12,37	L_TADA_DURA_2_1	36,14
L_MILA_ESCL_2_1	32,17	L_TADA_ESCL_2_1	47,20
L_MILA_NBAB_2_1	18,51	L_TGMA_SIDE_1_2	0,40
L_MILA_ORQU_2_1	24,42	L_TGMA_SIDE_2_1	59,89
L_MILA_SIDE_2_1	12,78	L_TRON_MILA_2_1	43,46
		L_ZHOR_TRON_2_1	48,63

- Cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica 138 kV:

LINEAS	% CARGA	LINEAS	% CARGA
L_CARA_ESCL_1_1	58,71	L_MACH_SIDE_1_1	20,80694
L_CEDE_PASC_1_1	9,87	L_MILA_SIDE_1_1	13,71277
L_CHNG_POSO_1_1	76,24	L_PASC_CHNG_1_1	29,64074
L_EQUI_CHNG_1_1	35,13	L_PASC_POLI_1_1	43,61065
L_INTE_ESCL_1_1	0,30	L_PASC_SALI_1_1	48,9536
L_JARA_MANT_1_1	21,71	L_SALI_TRIN_1_1	34,03142
L_JARA_MONT_1_1	21,71	L_SELE_CHNG_1_1	3,979755

En resumen, este tercer capítulo describe acerca de cómo ingresar los parámetros técnicos y elementos que constituyen las líneas de transmisión y subestaciones de energía eléctrica; y que usan las dos tecnologías propuestas como solución al problema de transmisión de energía eléctrica en la subestaciones eléctricas ubicadas en la provincia del Guayas (Posorja) y la provincia de El Oro (Pasaje) a la herramienta computacional Powerfactory DigSilent , también en las Secciones 3.4 y 3.6 se muestran los valores en por unidad de voltajes en las barras; cuyos niveles de voltaje 500 kV, 230 kV y 138 kV; además la cargabilidad

de las líneas de transmisión. La lista de las barras, líneas de transmisión eléctrica y generadores mostradas en la Sección 3.2, fueron seleccionados del SNI por encontrarse cerca de la zona que involucra la interconexión de estas dos subestaciones eléctricas.

Capítulo 4. Resultados

Capítulo 4. Resultados

4.1	Introducción.....	145
4.2	Estabilidad del SNI, enlace HVAC entre S/E Pasaje, Chorrillos y Posorja 146	
4.2.1	Estabilidad de Tensión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja.....	147
4.2.2	Estabilidad - Cargabilidad de las Líneas de transmisión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja	154
4.2.3	Estabilidad Potencia Activa y Reactiva de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja.....	158
4.2.4	Estabilidad - Ángulo de rotor de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja	161
4.3	Estabilidad del SNI, enlace HVDC entre S/E Pasaje y Posorja	163
4.3.1	Estabilidad de Tensión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo	164
4.3.2	Estabilidad - Cargabilidad de las Líneas de transmisión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo.....	168
4.3.3	Estabilidad Potencia Activa y Reactiva de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo	171
4.3.4	Estabilidad - Ángulo de rotor de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo.....	175
4.4	Análisis económico.....	177
4.4.1	Costos de la propuesta de interconexión eléctrica AC a 500 kV.....	178
4.4.2	Costos de la propuesta de interconexión eléctrica DC a 500 kV.....	179

4.1 Introducción.

En este cuarto capítulo, damos los resultados obtenidos del estudio de estabilidad permanente y transitoria, conceptos que se vieron en el capítulo tres, se mostrará el comportamiento de las diferentes señales eléctricas cuando se incorpora al SNI las alternativas de interconexión planteadas en este proyecto, los resultados gráficos de los estudios de estabilidad transitoria consistieron en realizar fallas trifásicas en líneas de transmisión eléctrica las cuales se detallan dentro de la Sección 4.1, el objetivo de los estudios de estabilidad transitoria consistió en analizar el comportamiento de la estabilidad de tensión en las barras, la cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica y la potencia activa, reactiva en los generadores pertenecientes al SNI al entrar en operación los enlaces de transmisión eléctrica planteados, tanto en HVAC como en HVDC, que interconectan las S/E de Pasaje y Posorja.

La Sección 4.1 muestra los resultados obtenidos de la simulación cuando se incorpora al SNI la alternativa de interconexión eléctrica usando HVAC, se realizan comentarios a los gráficos obtenidos de niveles de tensión, cargabilidad de las líneas de transmisión eléctrica, potencia activa, reactiva y ángulo de rotor de los generadores eléctricos pertenecientes al SNI. La Sección 4.2 muestra los resultados obtenidos de la simulación cuando se incorpora al SNI la alternativa de interconexión eléctrica usando HVDC, se realizan comentarios a los gráficos obtenidos de niveles de tensión, cargabilidad de las líneas de transmisión eléctrica, potencia activa, reactiva y ángulo de rotor de los generadores eléctricos pertenecientes al SNI.

4.2 Estabilidad del SNI, enlace HVAC entre S/E Pasaje, Chorrillos y Posorja

En esta sección se muestran los resultados del estudio de estabilidad de señales eléctricas; voltajes en por unidad, cargabilidad de líneas de transmisión, potencia activa, reactiva y ángulo de los generadores.

El tipo de falla eléctrica que se va a simular en Powerfactory es de las siguientes características: (i) falla de cortocircuito trifásico, (ii) tiempo de duración de la falla 100 mili- segundos, (iii) tiempo inicial de la falla en 2 segundos y (iv) tiempo de despejar la falla 2,1 milisegundos. La carga denominada ‘Carga Siderúrgica’ ver Figura 4.1 ubicada en Posorja y conectada a un nivel de tensión de 230 kV tiene un valor de potencia nominal de 900 MW, la transferencia de potencia a través del enlace de transmisión HVAC tendrá que transmitir desde Pasaje este nivel de potencia para abastecer la carga.

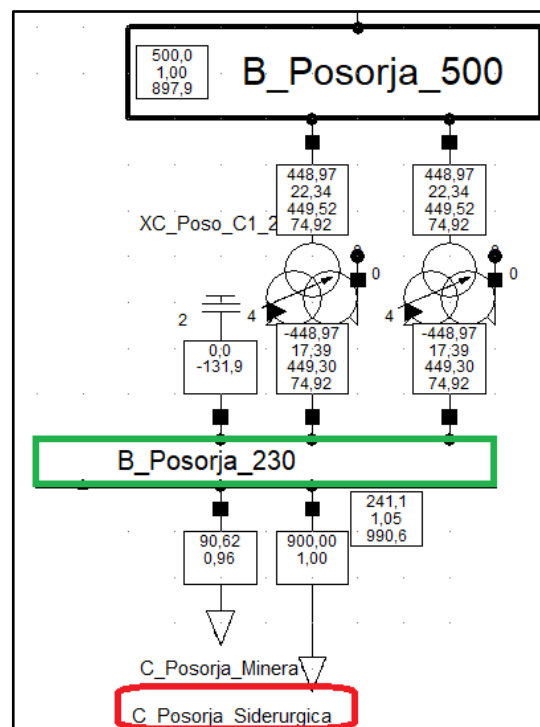


Figura 4.1 Carga Siderúrgica en S/E Posorja 230 kV.

En la Figura 4.1 se muestra un rectángulo de color verde el cual indica la barra de voltaje a 230 kV de la S/E Posorja, es allí donde se va a conectar la carga denominada ‘C. Posorja Siderúrgica’, que está encerrada en un rectángulo de color rojo.

4.2.1 Estabilidad de Tensión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento del voltaje (unidad en kilovoltios) de las barras pertenecientes al SNI de acuerdo con la Tabla 8, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Posorja, como indica la Figura 4.2.

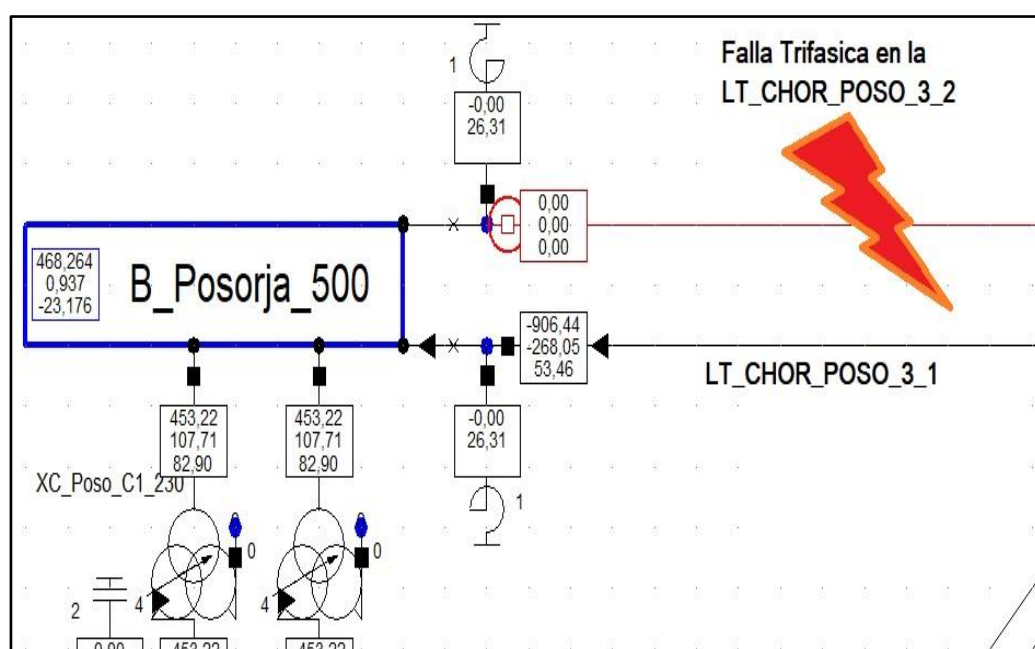


Figura 4.2 Falla trifásica en LT_CHO_POSO_3_2.

La Figura 4.2 nos muestra de color azul encerrado en un rectángulo la S/E de Posorja a un nivel de tensión de 500 kV, también podemos observar que por una línea de transmisión eléctrica denominada 'LT_CHOR_POSO_3_1' está circulando 906,44 MW y en la línea de transmisión eléctrica paralela tiene un valor de 0 MW circulando a la S/E Posorja.

Durante esta falla eléctrica trifásica, se realiza el estudio de la estabilidad de voltajes, cargabilidad, potencia activa, reactiva y ángulo de rotor de generador. Los resultados de la simulación y graficas de las señales eléctricas se muestra a continuación;

Obtenemos los siguientes gráficos de voltajes (kV) en las Barras:

- Nivel de Tensión: 230 kV

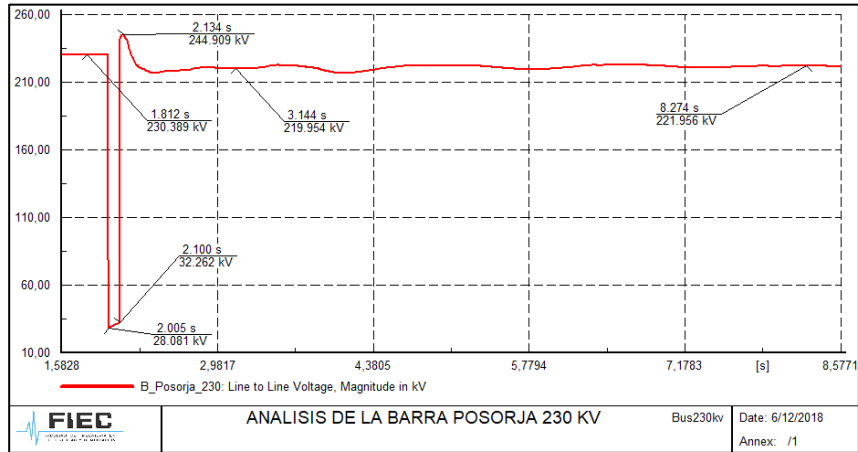


Figura 4.3 Estabilidad de tensión en la Barra Posorja 230 kV.

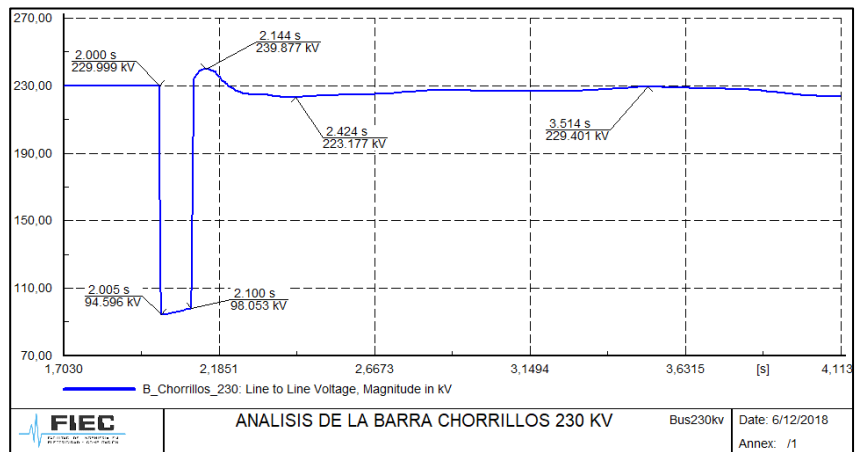


Figura 4.4 Estabilidad de tensión en la Barra Chorrillos 230 kV.

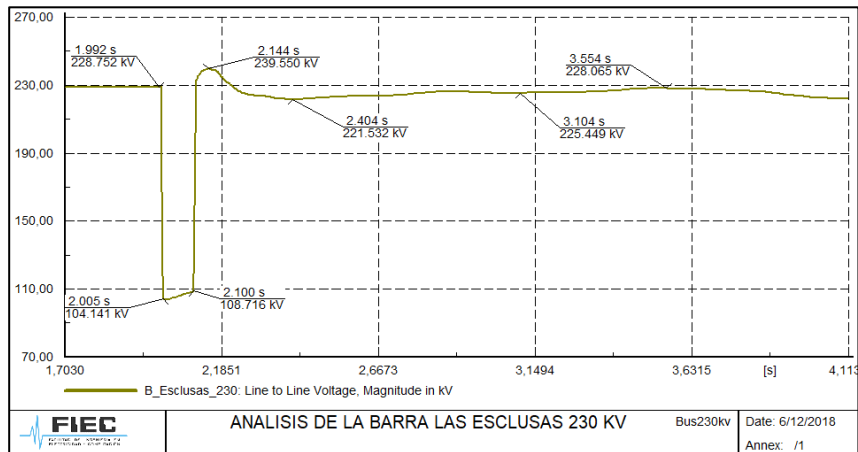


Figura 4.5 Estabilidad de tensión en la Barra Las Esclusas 230 kV.

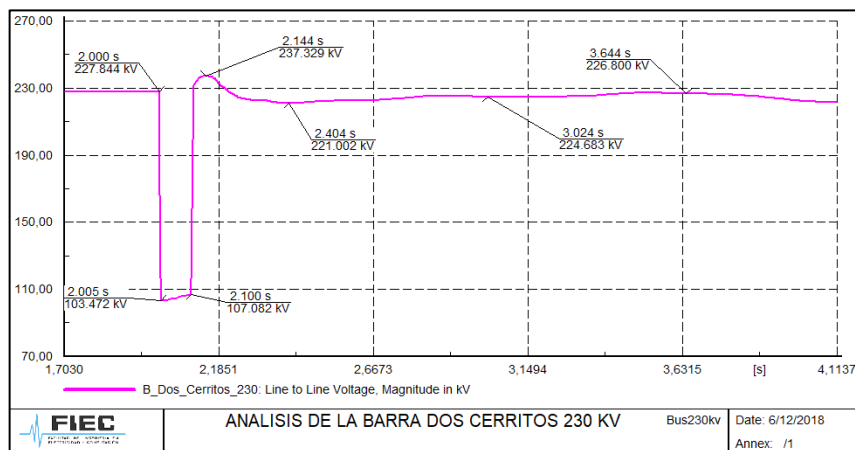


Figura 4.6 Estabilidad de tensión en la Barra Dos Cerritos 230 kV.

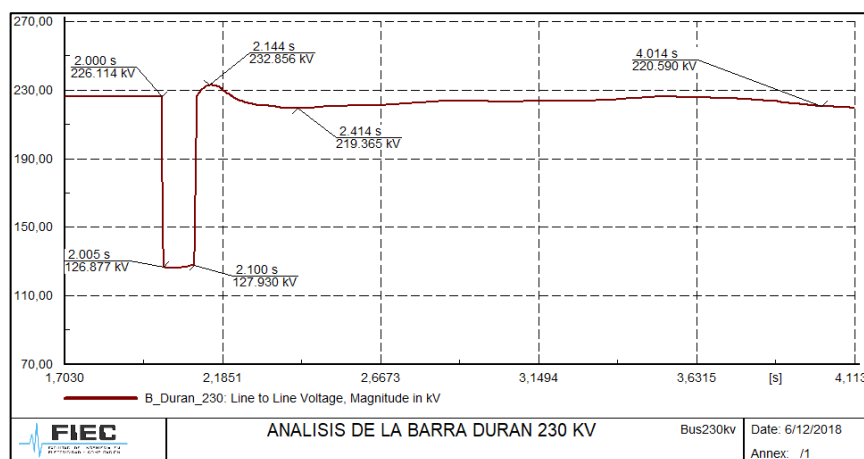


Figura 4.7 Estabilidad de tensión en la Barra Durán 230 kV.

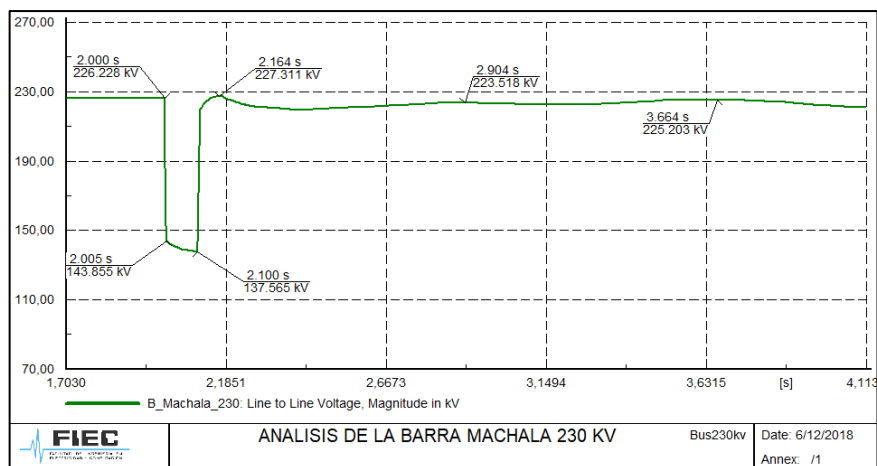


Figura 4.8 Estabilidad de tensión en la Barra Machala 230 kV.

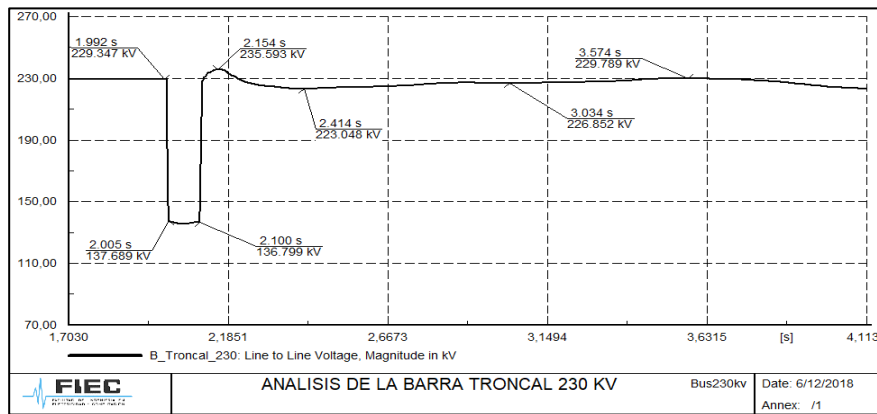


Figura 4.9 Estabilidad de tensión en la Barra Troncal 230 kV.

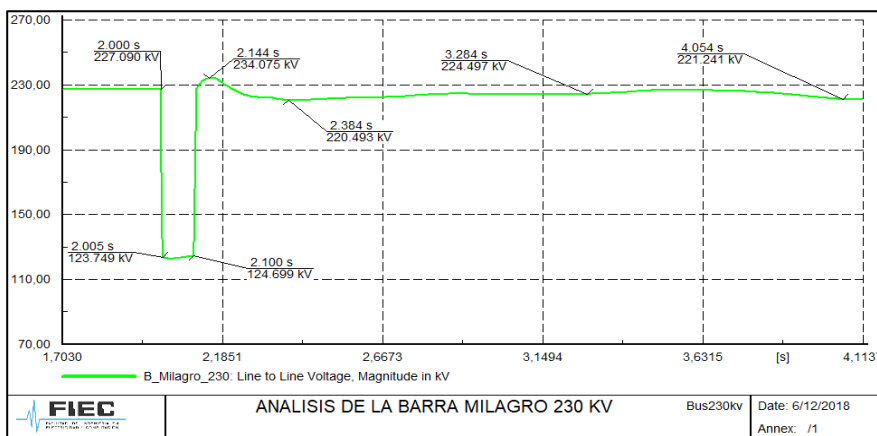


Figura 4.10 Estabilidad de tensión en la Barra Milagro 230 kV.

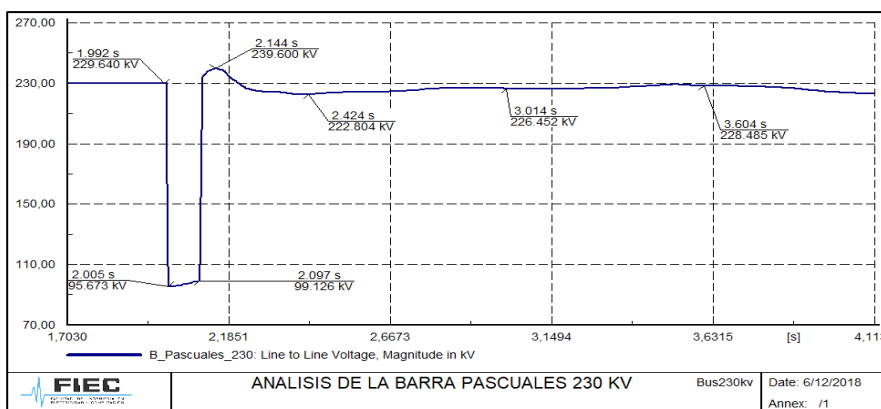


Figura 4.11 Estabilidad de tensión en la Barra Pascuales 230 kV.

Desde la Figura 4.3 hasta la Figura 4.11 nos muestra el comportamiento de la señal de voltaje en las barras pertenecientes al SNI, al momento del corto circuito los voltajes tienen una tendencia a un valor de cero, pero transcurrido un tiempo de 100 mili-segundos se abren los interruptores y se recupera la señal de tensión a su valor de operación.

- **Nivel de Tensión: 138 kV**

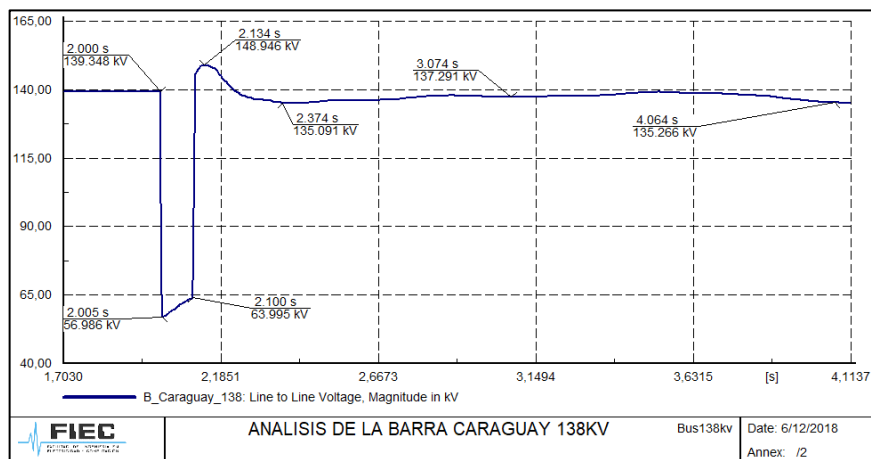


Figura 4.12 Estabilidad de tensión en la Barra Caraguay 138 kV.

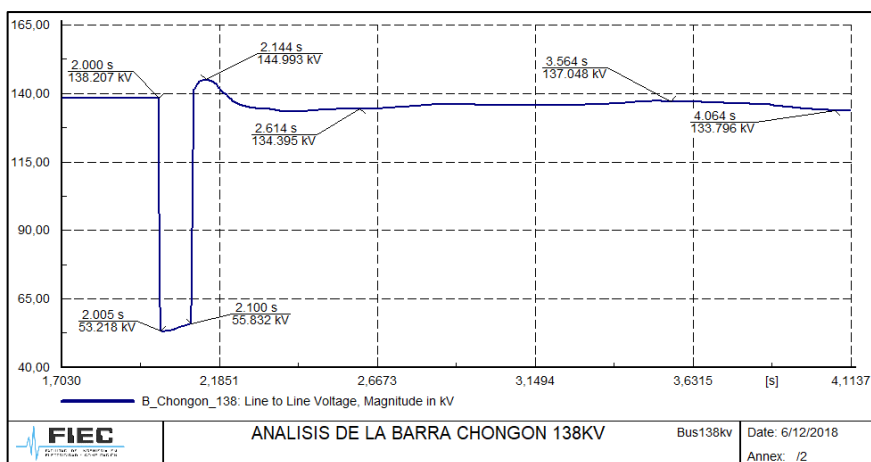


Figura 4.13 Estabilidad de tensión en la Barra Chongón 138 kV.

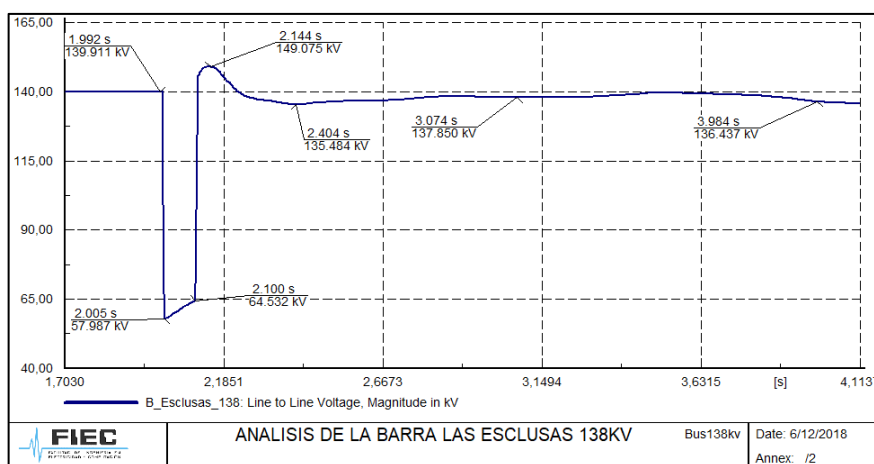


Figura 4.14 Estabilidad de tensión en la Barra Las Esclusas 138 kV.

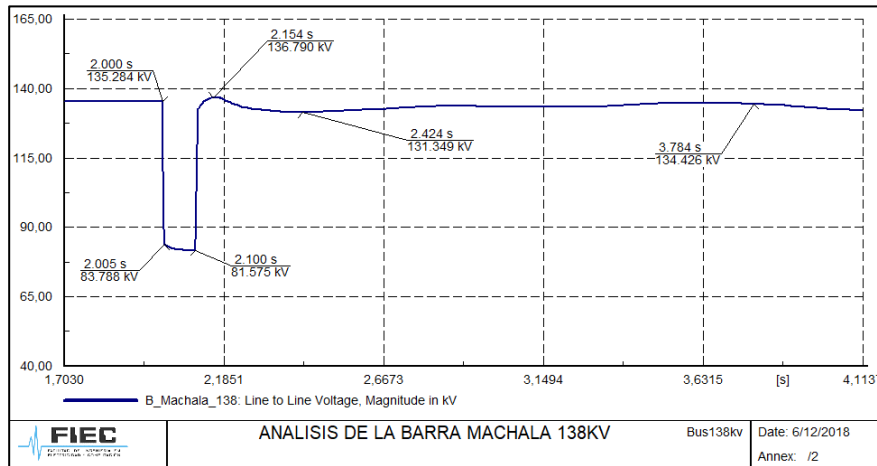


Figura 4.15 Estabilidad de tensión en la Barra Machala 138 kV.

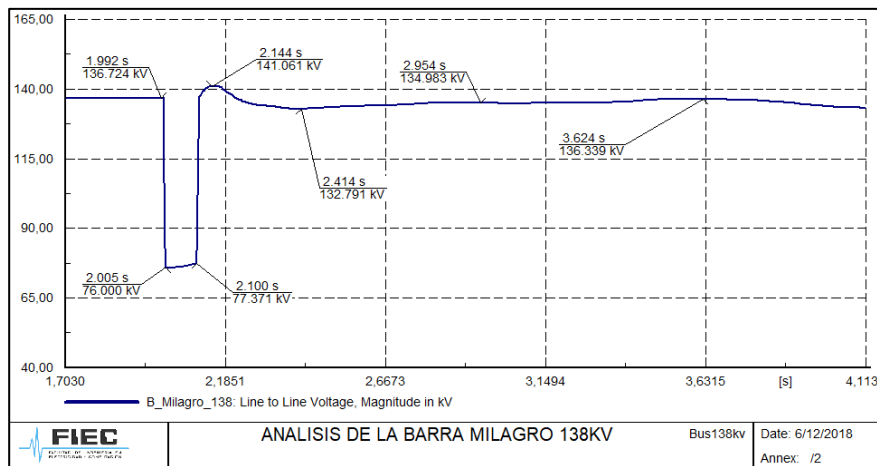


Figura 4.16 Estabilidad de tensión en la Barra Milagro 138 kV.

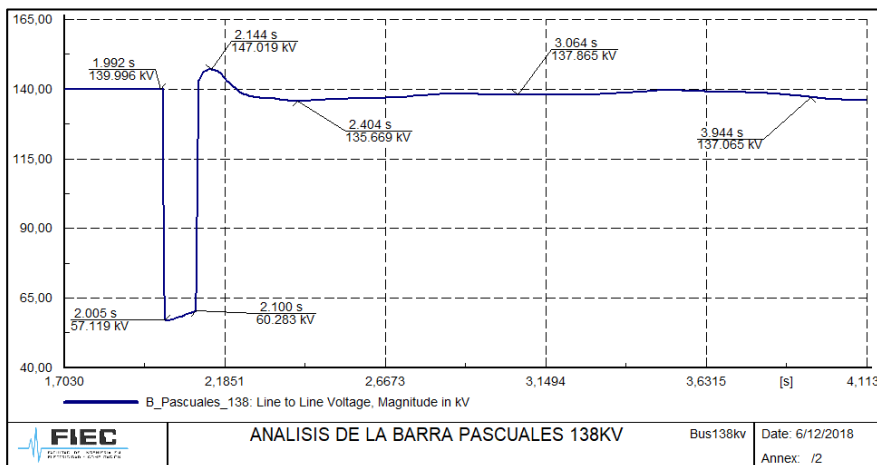


Figura 4.17 Estabilidad de tensión en la Barra Pascuales 138 kV.

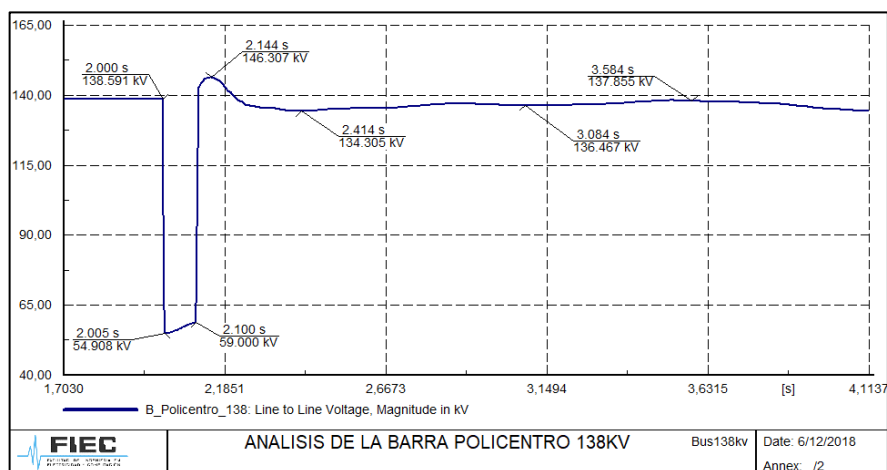


Figura 4.18 Estabilidad de tensión en la Barra Policentro 138 kV.

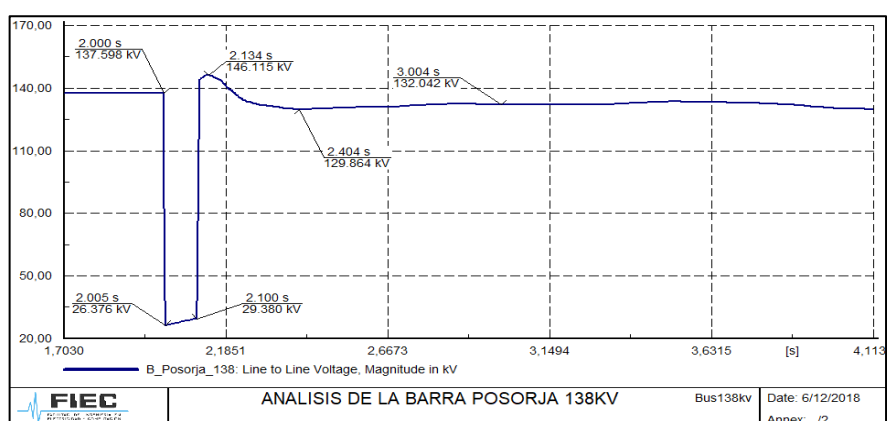


Figura 4.19 Estabilidad de tensión en la Barra Posorja 138 kV.

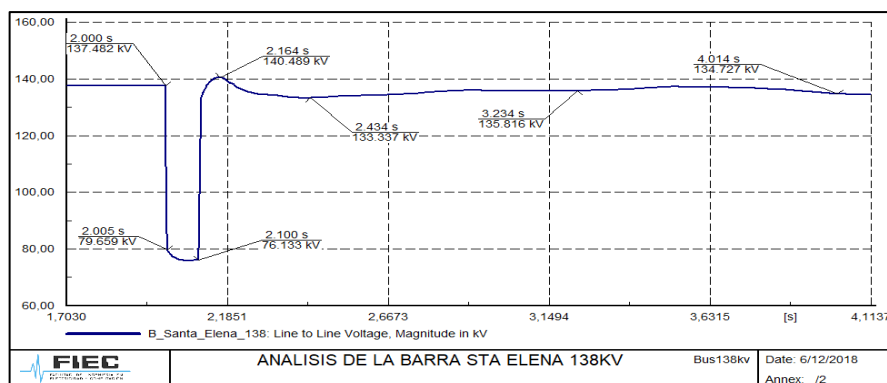


Figura 4.20 Estabilidad de tensión en la Barra Sta. Elena 138 kV.

Desde la Figura 4.12 hasta la Figura 4.20 nos muestra el comportamiento de la señal de voltaje en las barras pertenecientes al SNI, al momento del corto circuito los voltajes tienen una tendencia a un valor de cero, pero transcurrido un tiempo de 100 milisegundos se abren los interruptores y se recupera la señal de tensión a su valor de operación.

4.2.2 Estabilidad - Cargabilidad de las Líneas de transmisión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento de la cargabilidad en porcentaje de las líneas de transmisión pertenecientes al SNI de acuerdo con la Tabla 10, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Posorja, como indica la Figura 4.2.

Obtenemos los siguientes gráficos del porcentaje de cargabilidad en las Líneas de transmisión eléctrica:

En la Figura 4.21 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Chorrillos a Posorja se encuentra en 27,74% ; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un pico de 86,44% , valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego busca a restaurarse a un nuevo porcentaje que es de 53,4% aproximadamente.

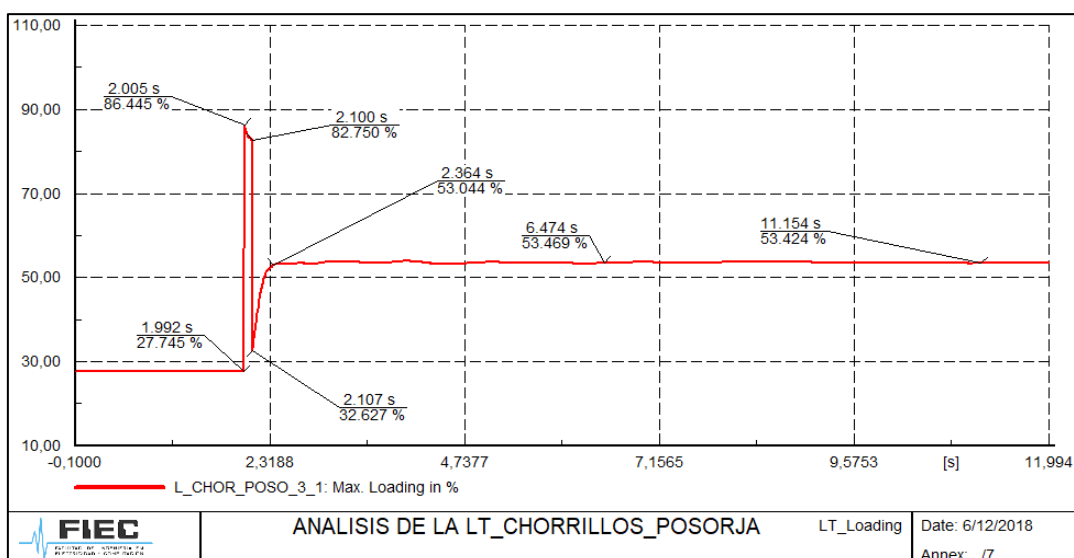


Figura 4.21 Cargabilidad Línea de Transmisión Chorrillos - Posorja.

En la Figura 4.22 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de

Milagro a Durán se encuentra en 11,60%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un pico de 13,82%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego busca a restaurarse a un nuevo porcentaje que es de 12,05% aproximadamente.

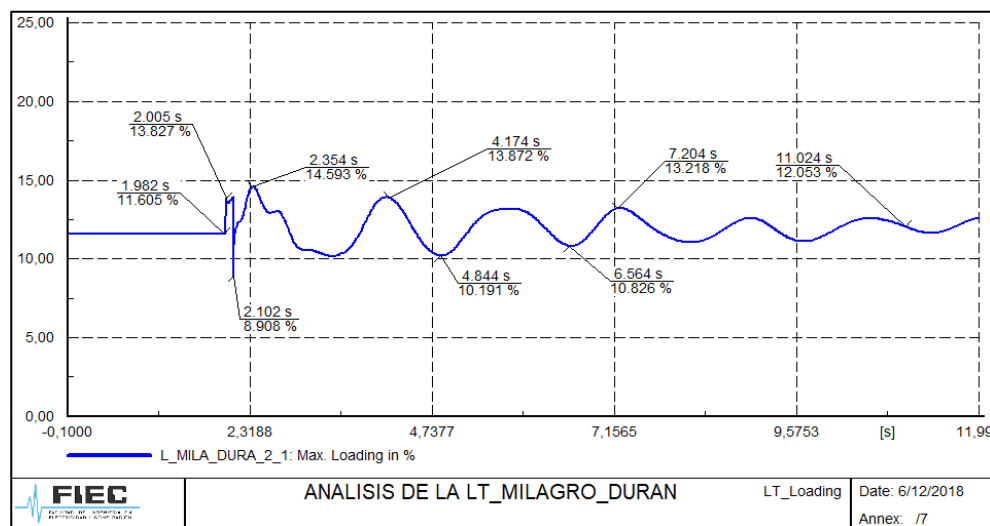


Figura 4.22 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro - Durán.

En la Figura 4.23 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Pasaje a Chorrillos se encuentra en 0,015%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión.

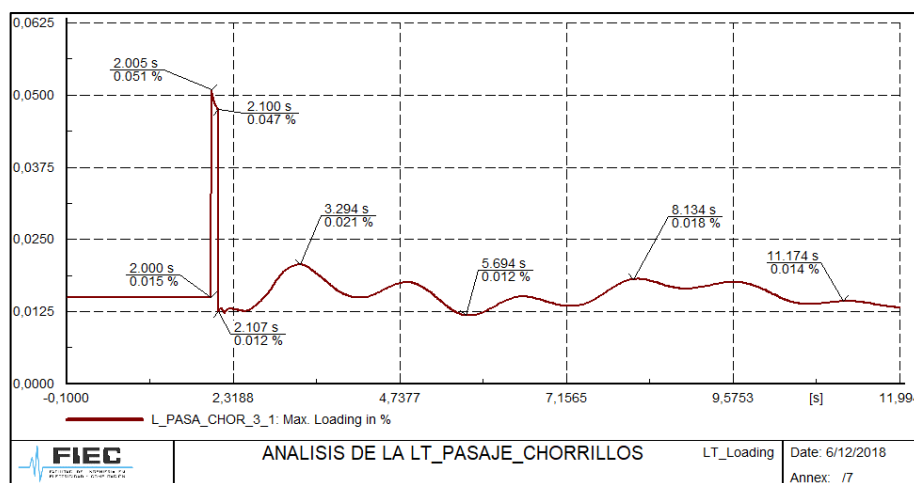


Figura 4.23 Cargabilidad Línea de Transmisión Pasaje - Chorrillos.

En la Figura 4.24 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de

Milagro a San Idelfonso se encuentra en 20,32%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar en 18%.

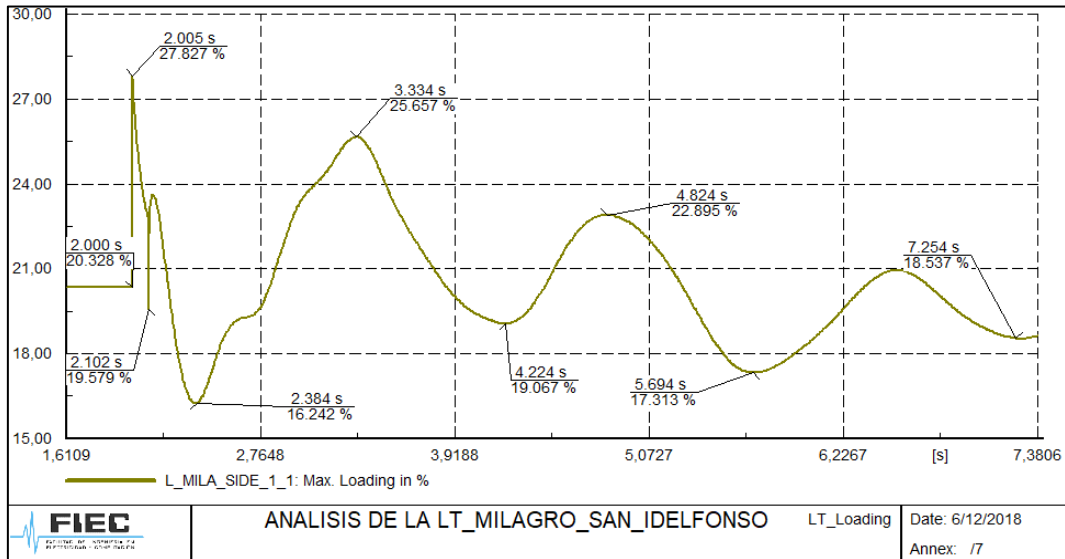


Figura 4.24 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro - San Idelfonso.

En la Figura 4.25 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Molino a Pascuales se encuentra en 43,46%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un valor de 74,22%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar entre 40,98 a 48%.

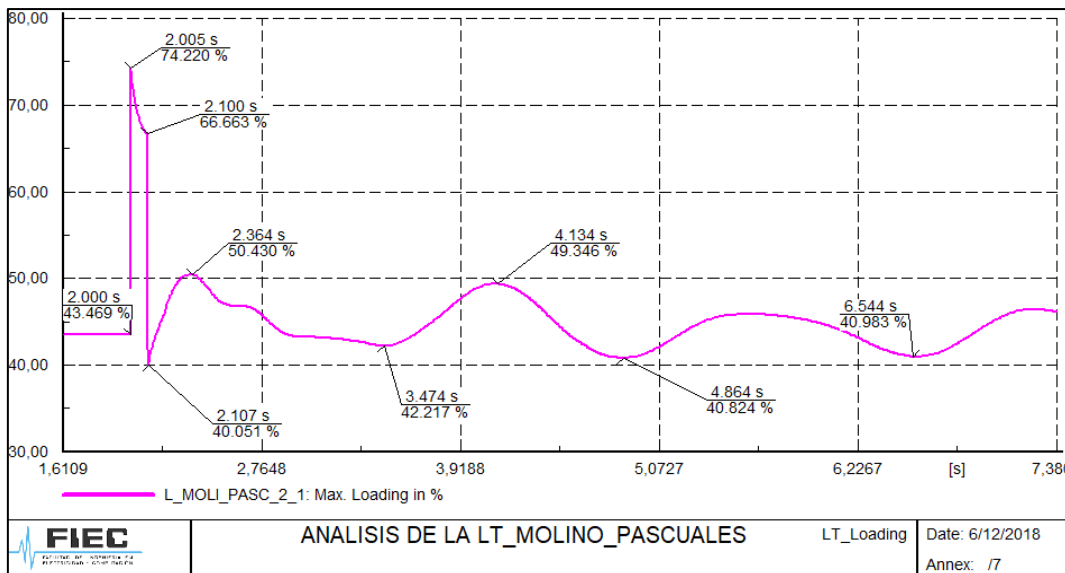


Figura 4.25 Cargabilidad Línea de Transmisión Molino - Pasuales.

En la Figura 4.26 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de San Idelfonso a Machala se encuentra en 6,9%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un valor de 14,60%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar entre 8 a 8,5%.

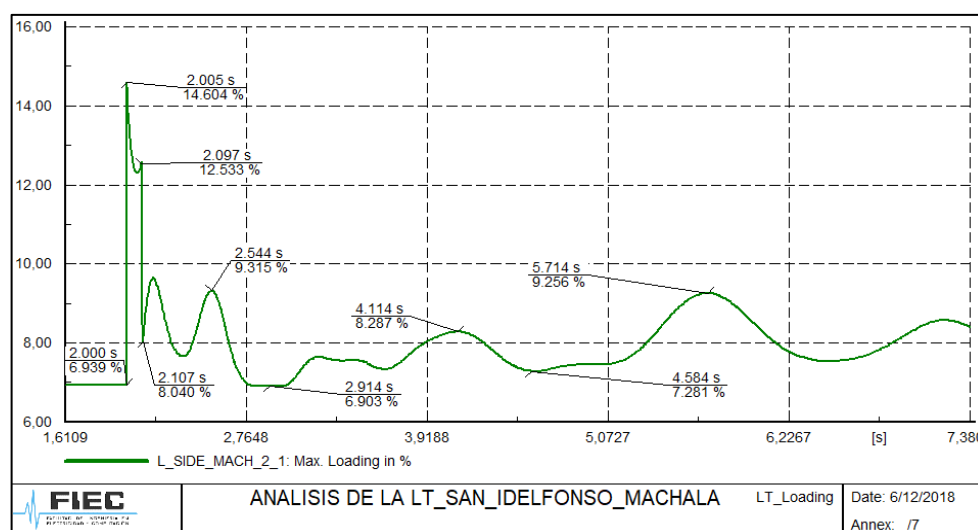


Figura 4.26 Cargabilidad Línea de Transmisión San Idelfonso - Machala.

En la Figura 4.27 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de San Idelfonso a Machala se encuentra en 46,74%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un valor de 73,78%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar entre 48,58 a 50%.

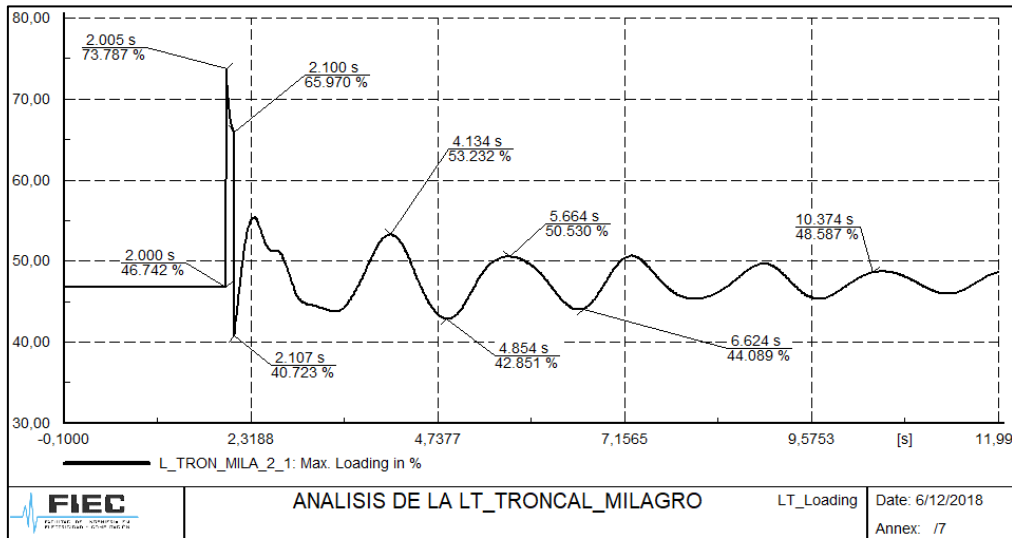


Figura 4.27 Cargabilidad Línea de Transmisión Troncal - Milagro.

4.2.3 Estabilidad Potencia Activa y Reactiva de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento de la potencia activa y reactiva de los generadores eléctricos; Daule Peripa, HidroPaute, Coca Codo Sinclair que pertenecen al SNI de acuerdo con la Tabla 9, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Posorja, como indica la Figura 4.2.

Obtenemos los siguientes gráficos de las señales de potencia activa y reactiva de los generadores eléctricos:

En la Figura 4.28 podemos observar el comportamiento de la potencia activa en estado de operación normal tiene un valor de 62,92 MW, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 87,88 MW, luego la señal trata de estabilizarse y le toma alrededor de casi 8 segundos para tomar un valor de 62,53 MW.

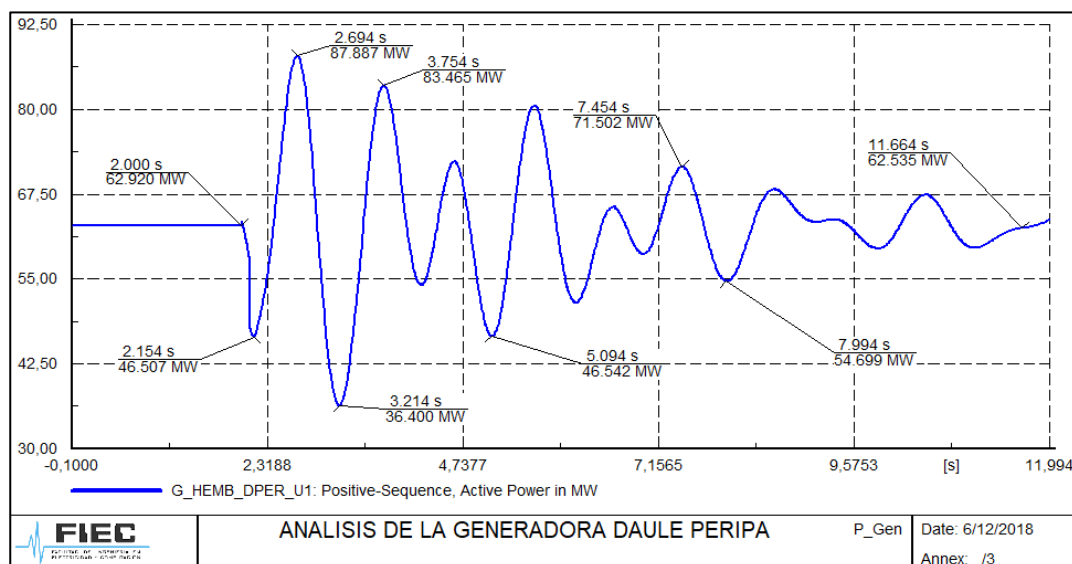


Figura 4.28 Potencia Activa Generador Daule Peripa.

En la Figura 4.29 podemos observar el comportamiento de la potencia reactiva en estado de operación normal tiene un valor de 13,56 MVAR, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 58,22 MVAR, luego la señal trata de estabilizarse para tomar un valor de 15,23 MVAR.

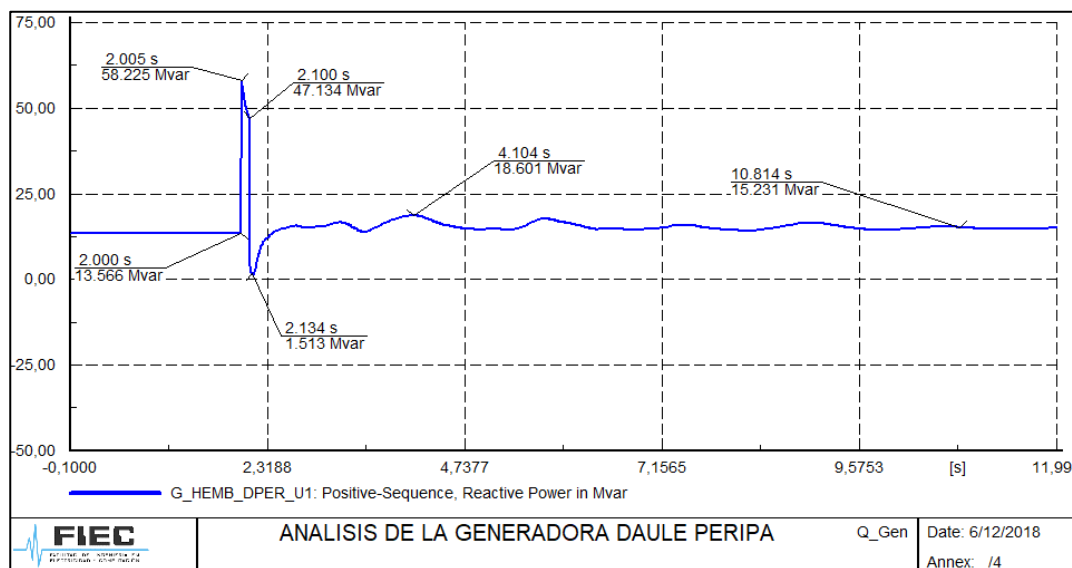


Figura 4.29 Potencia Reactiva Generador Daule Peripa.

En la Figura 4.30 podemos observar el comportamiento de la potencia activa en estado de operación normal tiene un valor de 92 MW, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza

un valor de 102,75 MW, luego la señal trata de estabilizarse y le toma un tiempo de casi 8 segundos para tomar un valor de 89,04 a 92 MW.

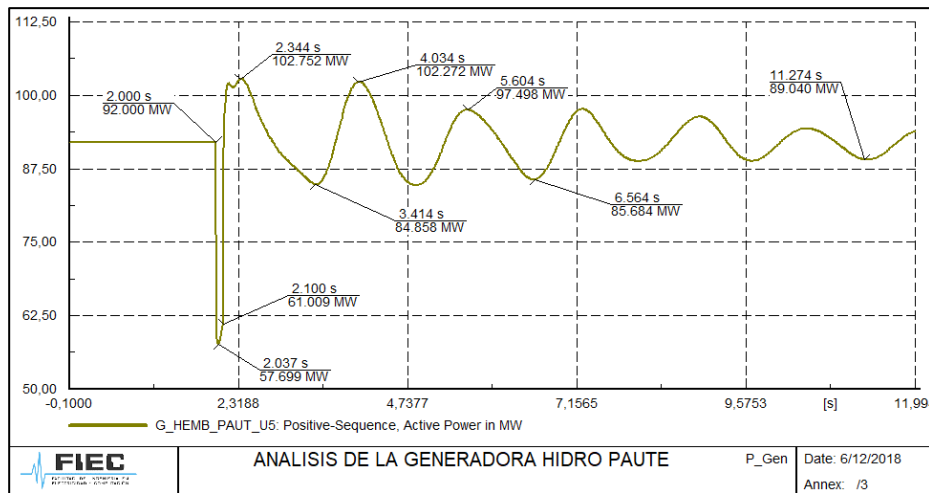


Figura 4.30 Potencia Activa Generador Hidro Paute.

En la Figura 4.31 podemos observar el comportamiento de la potencia reactiva en estado de operación normal tiene un valor de 27,11 MVAR, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 116,25 MVAR, luego la señal se estabiliza y toma un valor de 30,48 MVAR.

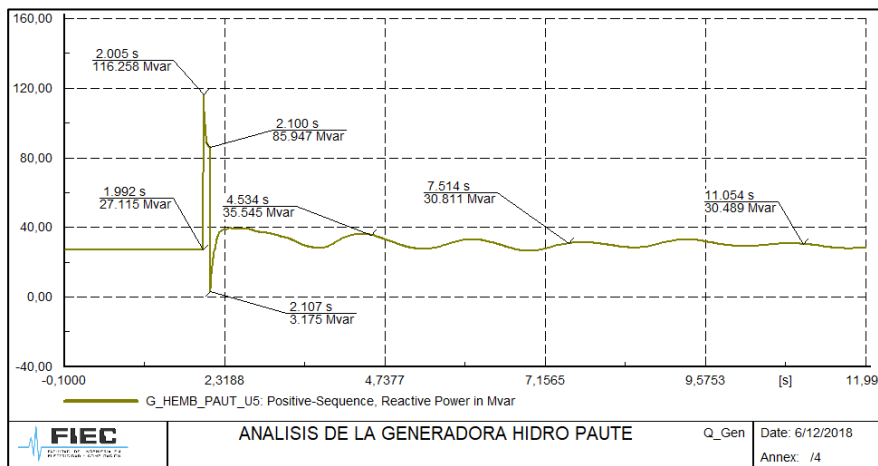


Figura 4.31 Potencia Reactiva Generador Hidro Paute.

En la Figura 4.32 podemos observar el comportamiento de la potencia activa en estado de operación normal tiene un valor de 175 MW, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 193,72 MW, luego la señal trata de estabilizarse y

le toma alrededor de casi 8 segundos para tomar un valor de 170,35 a 175 MW.

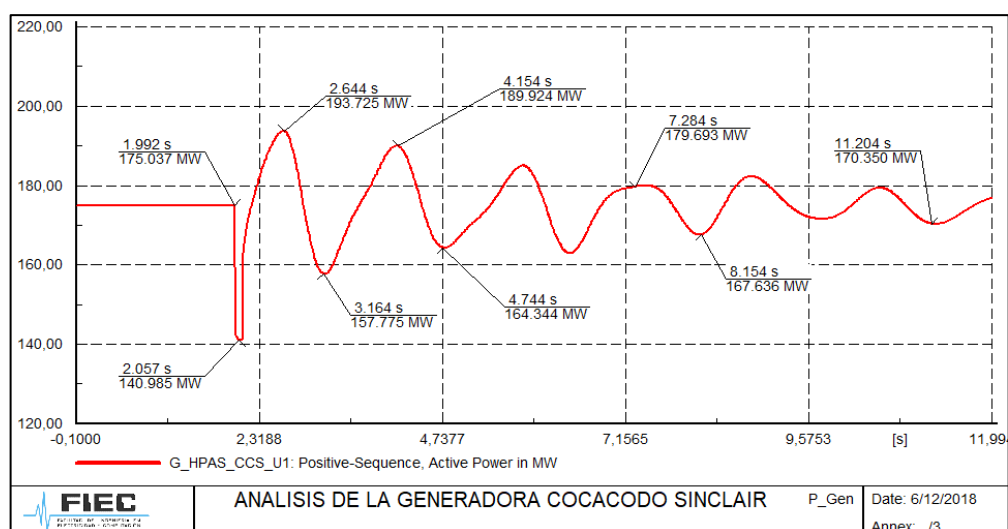


Figura 4.32 Potencia Activa Generador Coca Codo Sinclair.

En la Figura 4.33 podemos observar el comportamiento de la potencia reactiva en estado de operación normal tiene un valor de 12,71 MVAR, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 113,82 MVAR, luego la señal se estabiliza y toma un valor de 13,33 MVAR.

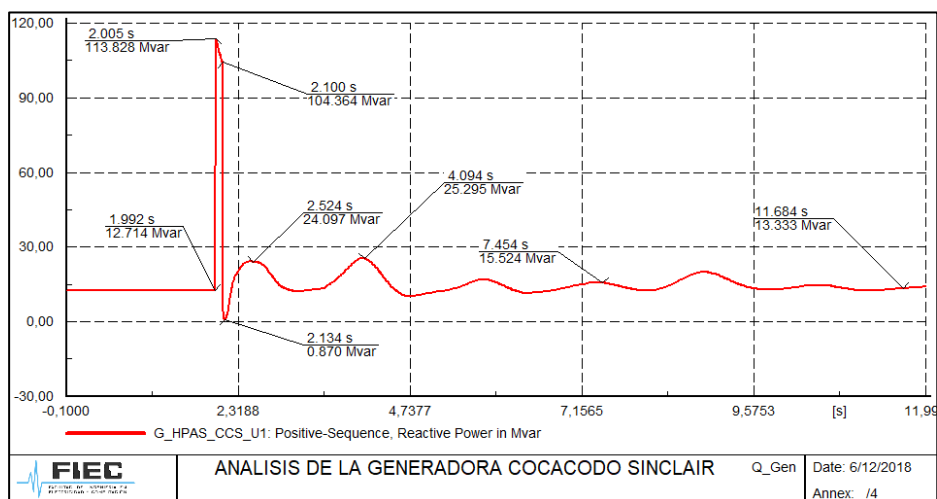


Figura 4.33 Potencia Reactiva Generador Coca Codo Sinclair.

4.2.4 Estabilidad - Ángulo de rotor de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Posorja

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento del ángulo del rotor de los generadores eléctricos; Daule Peripa, Hidro Paute, Coca Codo Sinclair que pertenecen al SNI de acuerdo a la Tabla 9, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Posorja, como indica la Figura 4.2.

Obtenemos los siguientes gráficos de la señal del Ángulo de rotor de los generadores eléctricos:

En la Figura 4.34 podemos observar el ángulo de rotor que tiene un valor de -7,72 grados en estado de operación normal, sin embargo cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de -24,14 grados, luego la señal oscila hasta estabilizarse en un valor aproximado de -9,578 grados.

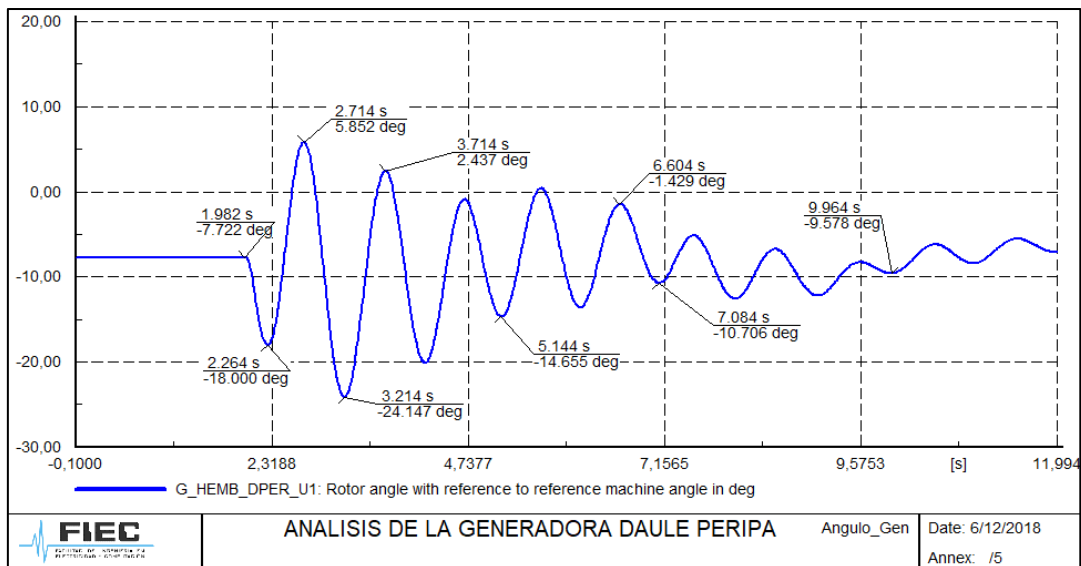
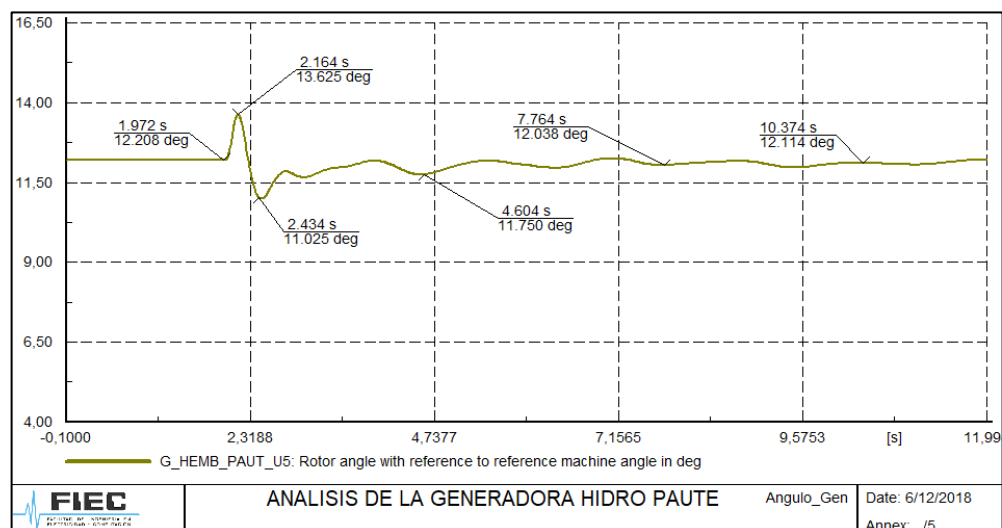
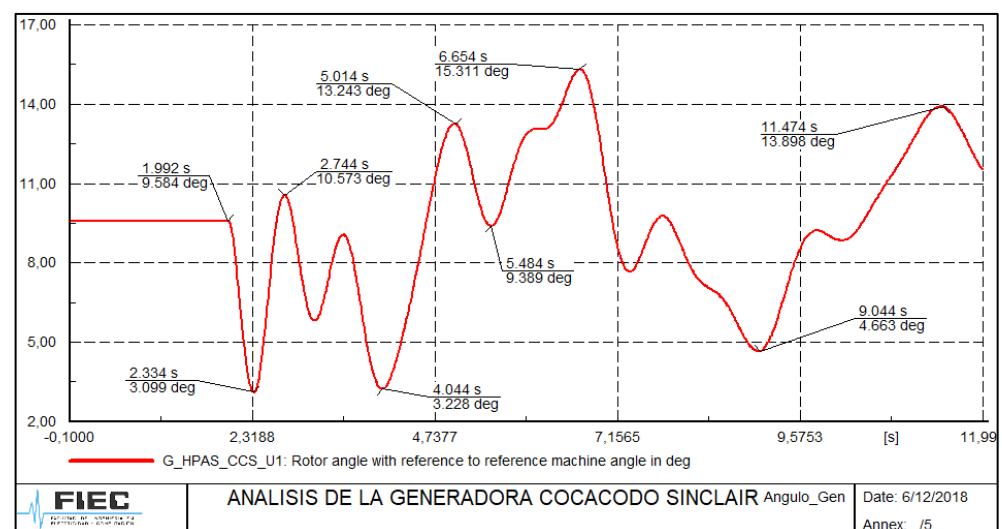


Figura 4.34 Ángulo de Rotor del Generador Daule Peripa.

En la Figura 4.35 podemos observar el ángulo de rotor que tiene un valor de 12,2 grados en estado de operación normal, sin embargo cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 13,62 grados, luego la señal se estabiliza rápidamente en un valor aproximado de 12,11 grados.



En la Figura 4.36 podemos observar el ángulo de rotor que tiene un valor de 9,58 grados en estado de operación normal, sin embargo cuando se realiza la simulación de cortocircuito la señal empieza a oscilar y busca estabilizarse en un tiempo superior a los 12 segundos, esto es debido al alto valor de inercia que tiene esta máquina.



4.3 Estabilidad del SNI, enlace HVDC entre S/E Pasaje y Posorja

En esta sección se muestran los resultados del estudio de estabilidad de señales eléctricas; voltajes en por unidad, cargabilidad de líneas de transmisión, potencia activa, reactiva y ángulo de los generadores.

El tipo de falla eléctrica que se va a simular en Powerfactory es de las siguientes características: (i) falla de cortocircuito trifásico, (ii) tiempo de duración de la falla 10 mili- segundos, (iii) tiempo inicial de la falla en 2 segundos y (iv) tiempo de despejar la falla 2,01 milisegundos.

La falla se la va a realizar en la interconexión de Tisaleo y Chorrillos ver Figura 4.37, hemos escogido esta línea de transmisión porque la consideramos que su aporte de cortocircuito es bien severa al SNI.

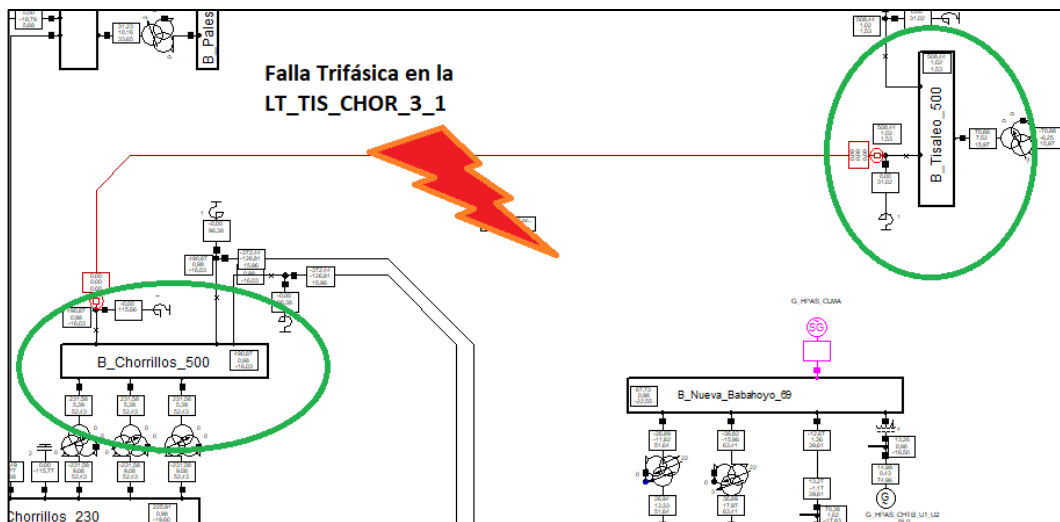


Figura 4.37 Falla eléctrica en L/T Tisaleo Chorrillos 500 kV.

En la Figura 4.37 se muestra en la parte izquierda un círculo de color verde el cual indica la barra de voltaje a 500 kV de la S/E Chorrillos y a la derecha se muestra encerrada la S/E Tisaleo, de color rojo se representa la falla eléctrica del tipo trifásica sobre la interconexión de Chorrillos con Tisaleo.

4.3.1 Estabilidad de Tensión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento del voltaje (unidad en kilovoltios) de las barras pertenecientes al SNI de acuerdo con la Tabla 8, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Tisaleo, como indica la Figura 4.37.

Durante esta falla eléctrica trifásica, se realiza el estudio de la estabilidad de voltajes, cargabilidad, potencia activa, reactiva y ángulo

de rotor de generador. Los resultados de la simulación y graficas de las señales eléctricas se muestra a continuación;

Obtenemos los siguientes gráficos de voltajes (kV) en las Barras:

- **Nivel de Tensión: 230 kV**

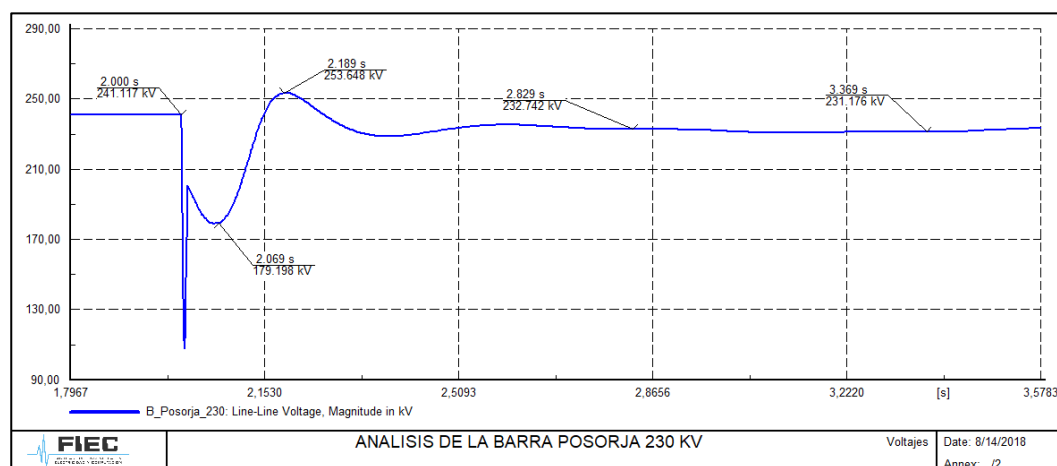


Figura 4.38 Estabilidad de tensión en la Barra Posorja 230 kV.

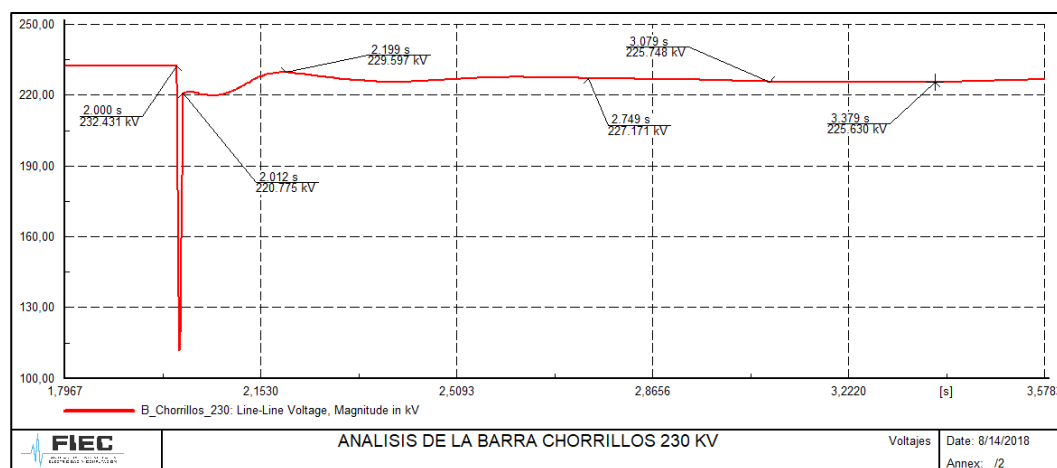


Figura 4.39 Estabilidad de tensión en la Barra Chorrillos 230 kV.

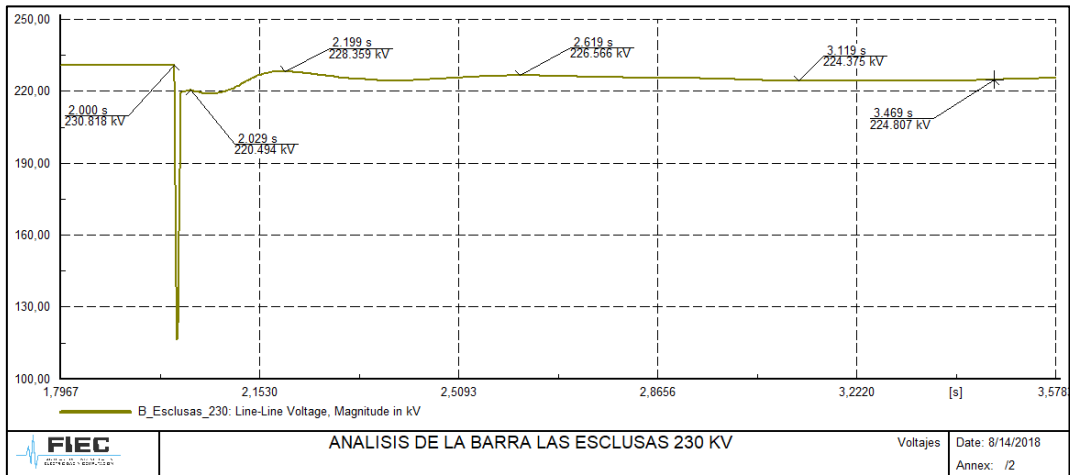


Figura 4.40 Estabilidad de tensión en la Barra Las Esclusas 230 kV.

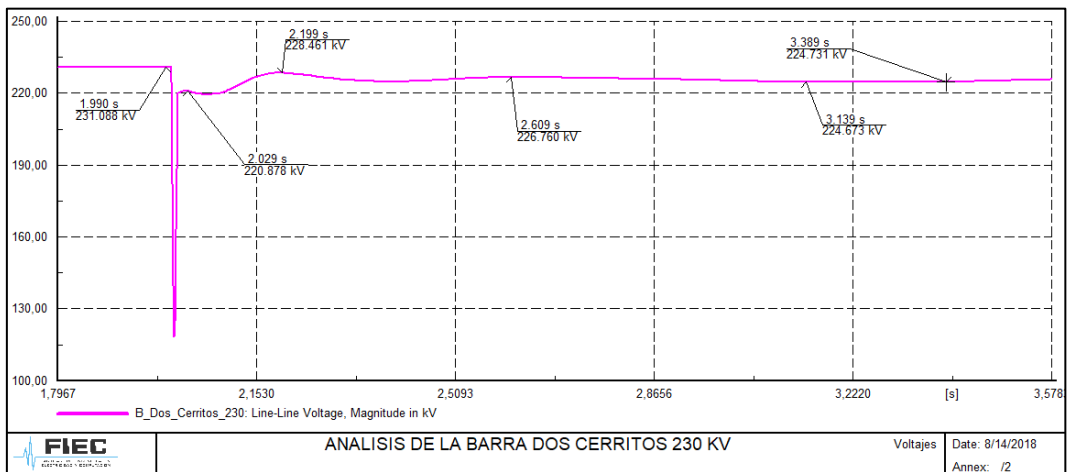


Figura 4.41 Estabilidad de tensión en la Barra Dos Cerritos 230 kV.

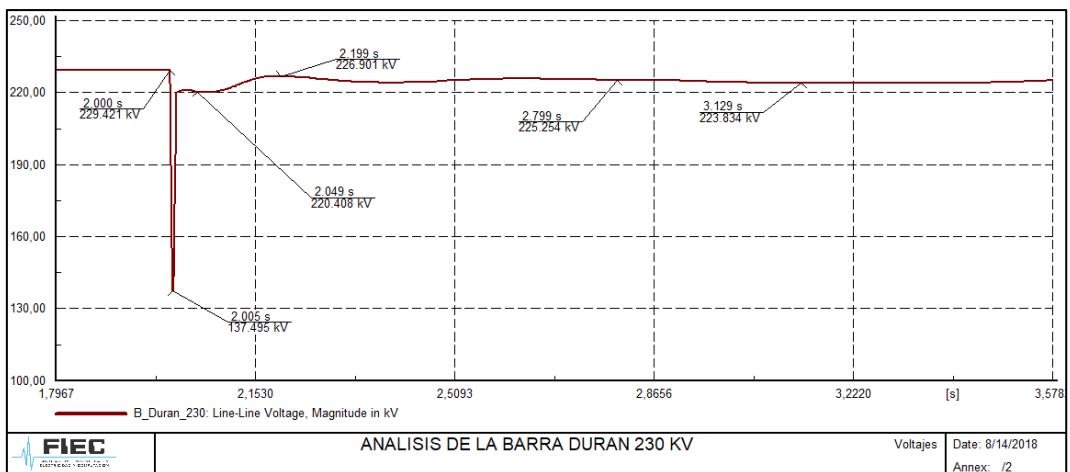


Figura 4.42 Estabilidad de tensión en la Barra Durán 230 kV.

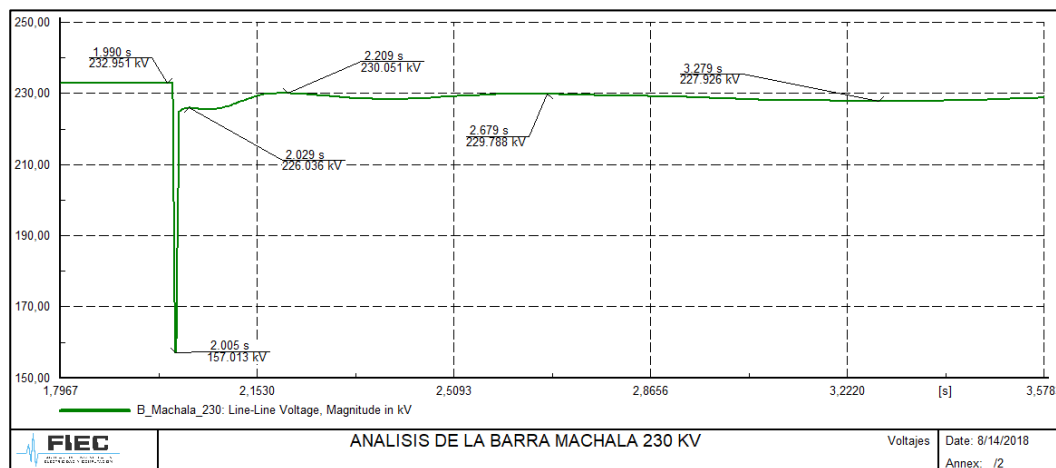


Figura 4.43 Estabilidad de tensión en la Barra Machala 230 kV.

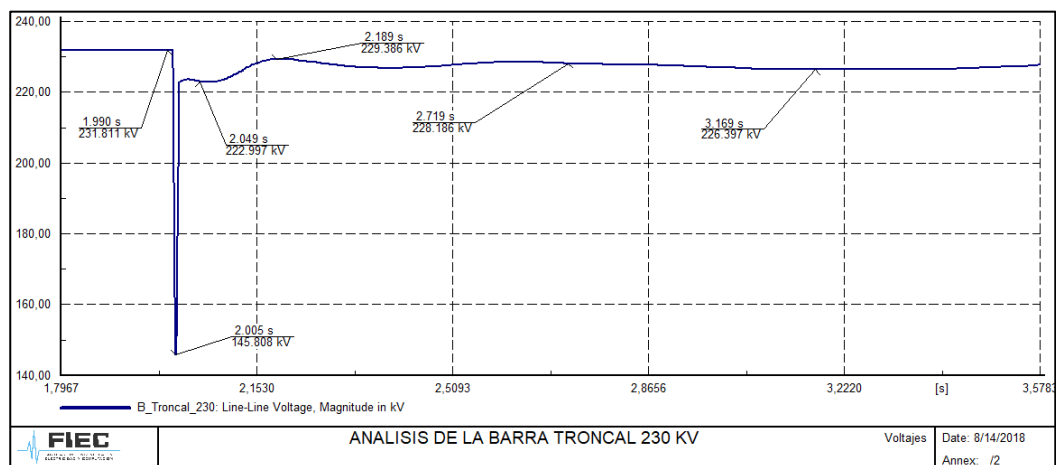


Figura 4.44 Estabilidad de tensión en la Barra Troncal 230 kV.

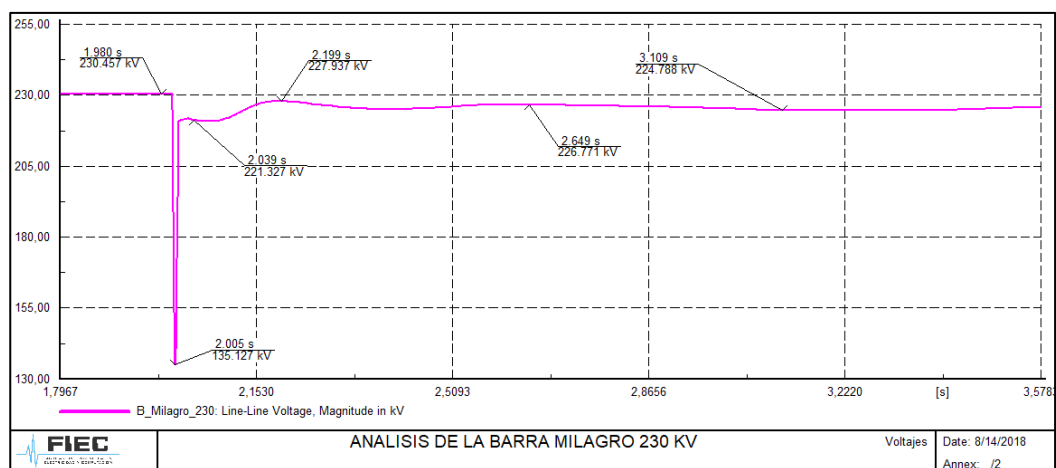


Figura 4.45 Estabilidad de tensión en la Barra Milagro 230 kV.

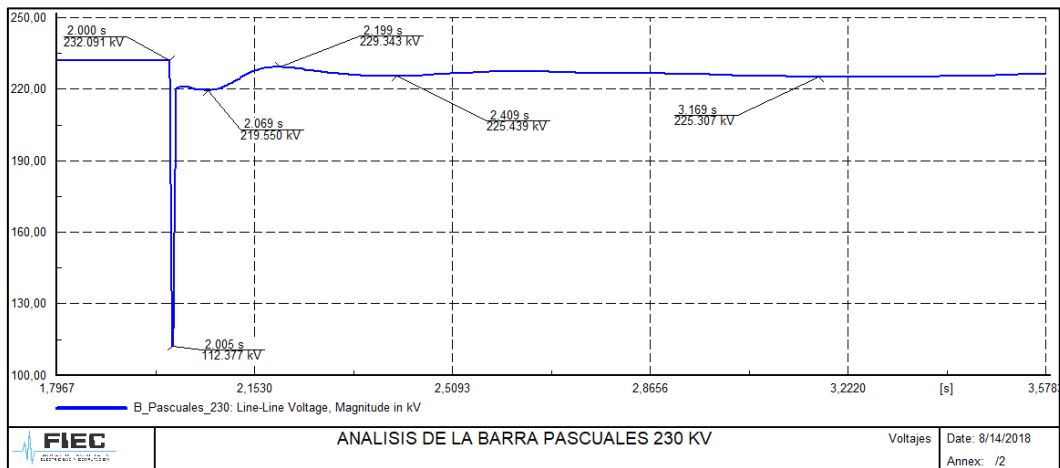


Figura 4.46 Estabilidad de tensión en la Barra Pascuales 230 kV.

Desde la Figura 4.38 hasta la Figura 4.46Figura 4.39 nos muestra el comportamiento de la señal de voltaje en las barras pertenecientes al SNI, al momento del corto circuito los voltajes tienen una tendencia a un valor de cero, pero transcurrido un tiempo de 100 mili-segundos la señal de voltaje intenta recuperarse a su valor de operación.

4.3.2 Estabilidad - Cargabilidad de las Líneas de transmisión durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento de la cargabilidad en porcentaje de las líneas de transmisión pertenecientes al SNI de acuerdo con la Tabla 10, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Tisaleo.

Obtenemos los siguientes gráficos del porcentaje de cargabilidad en las Líneas de transmisión eléctrica:

En la Figura 4.47 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Milagro a Durán se encuentra en 12,36%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un pico de 15,04% , valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego busca a restaurarse a un nuevo porcentaje que es de 13,67% aproximadamente.

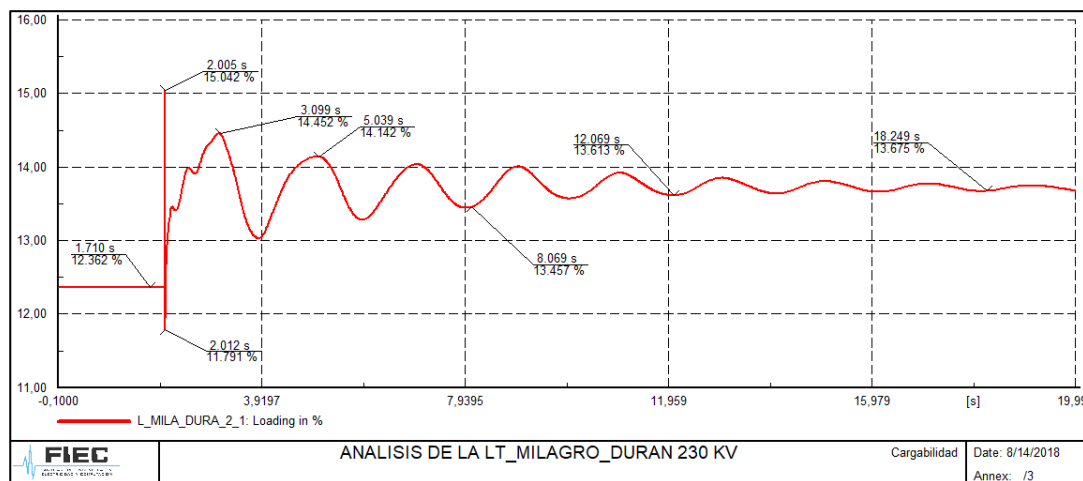


Figura 4.47 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro - Durán.

En la Figura 4.48 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Milagro a San Idelfonso se encuentra en 12,76%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión.

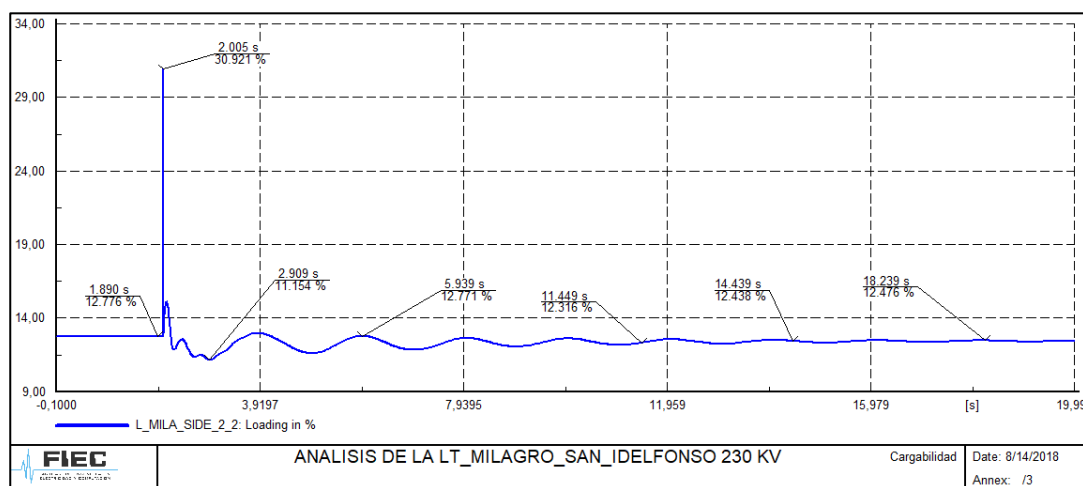


Figura 4.48 Cargabilidad Línea de Transmisión Milagro – San Idelfonso.

En la Figura 4.49 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Molino a Pascuales se encuentra en 39,04%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar en 40,77%.

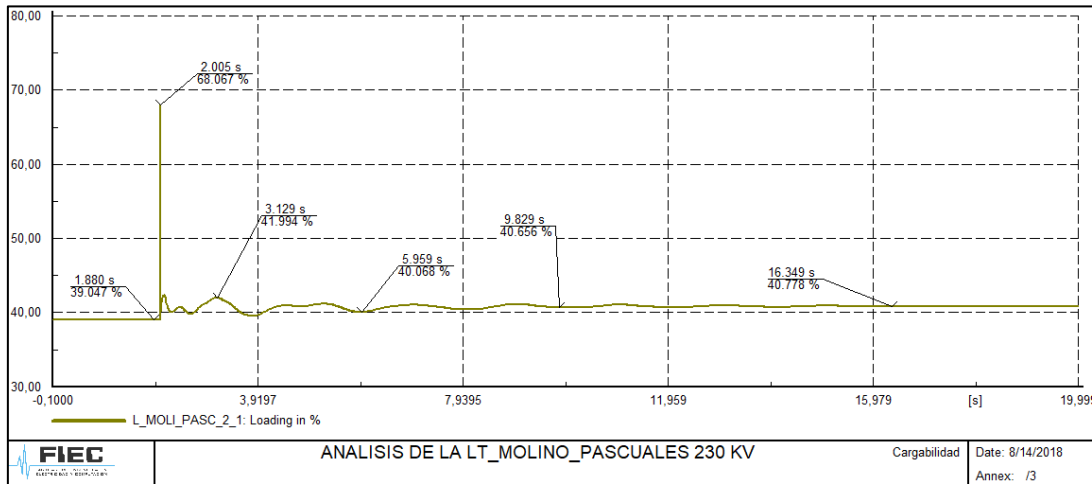


Figura 4.49 Cargabilidad Línea de Transmisión Molino - Pascuales.

En la Figura 4.50 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de Orquídeas a Pascuales se encuentra en 13,33%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un valor de 30,21%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar en 10,88%.

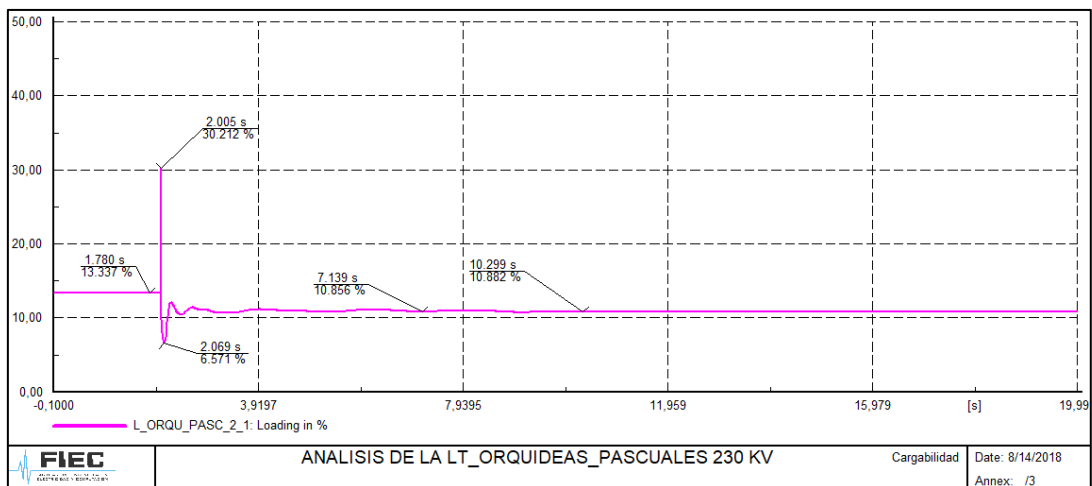


Figura 4.50 Cargabilidad Línea de Transmisión Orquídeas - Pascuales.

En la Figura 4.51 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de San Idelfonso a Machala se encuentra en 7,25%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un valor de 11,60%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar entre 7 a 7,76%.

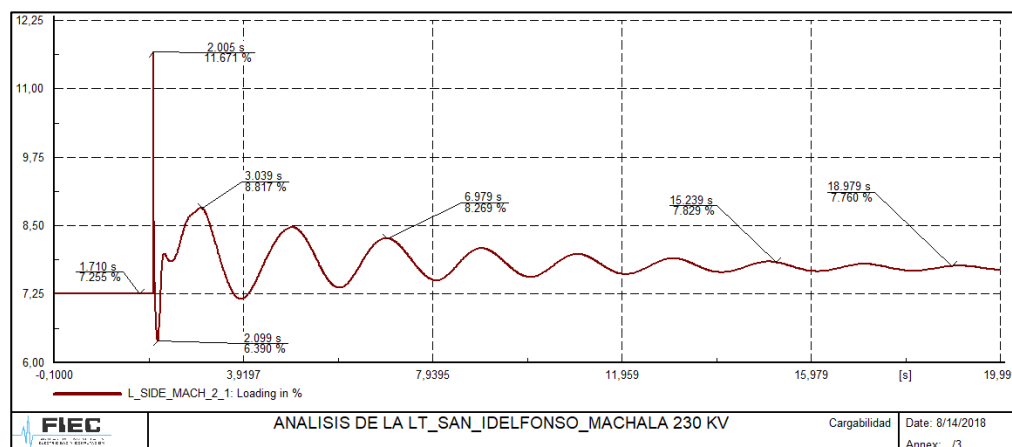


Figura 4.51 Cargabilidad Línea de Transmisión San Idelfonso - Machala.

En la Figura 4.52 podemos observar que la cargabilidad en estado de operación normal de la línea de transmisión eléctrica que va de La Troncal a Milagro se encuentra en 43,06%; sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito tiene un valor de 67,76%, valor que no supera el 100% lo cual indica que no existe una sobrecarga en la línea de transmisión, luego se trata de estabilizar entre 45,59%.

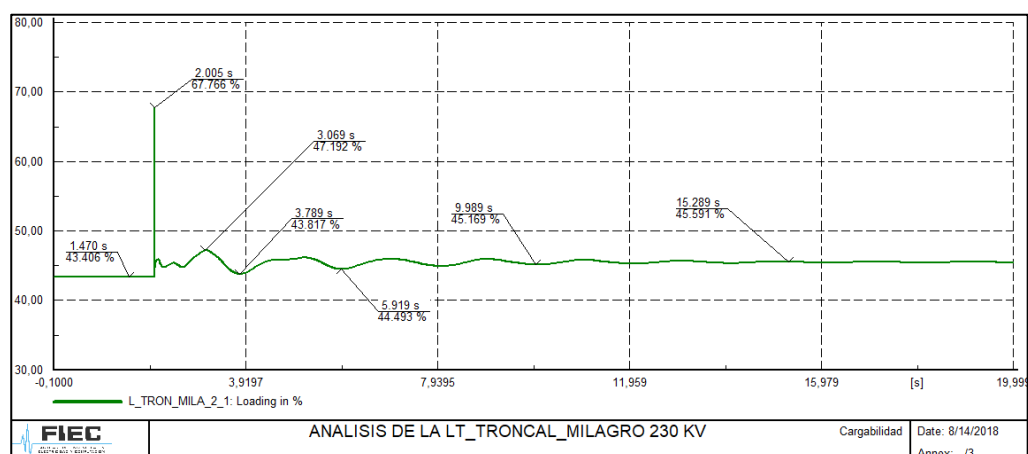


Figura 4.52 Cargabilidad Línea de Transmisión Troncal - Milagro.

4.3.3 Estabilidad Potencia Activa y Reactiva de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento de la potencia activa y reactiva de los generadores eléctricos; Daule Peripa, HidroPaute, Coca-Codo Sinclair que

pertencen al SNI de acuerdo con la Tabla 9, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Tisaleo, como indica la Figura 4.37.

Obtenemos los siguientes gráficos de las señales de potencia activa y reactiva de los generadores eléctricos:

En la Figura 4.53 podemos observar el comportamiento de la potencia activa en estado de operación normal tiene un valor de 51,07 MW, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 58,74 MW, luego la señal trata de estabilizarse y se toma alrededor de casi 13 segundos para tomar un valor de 50,50 MW.

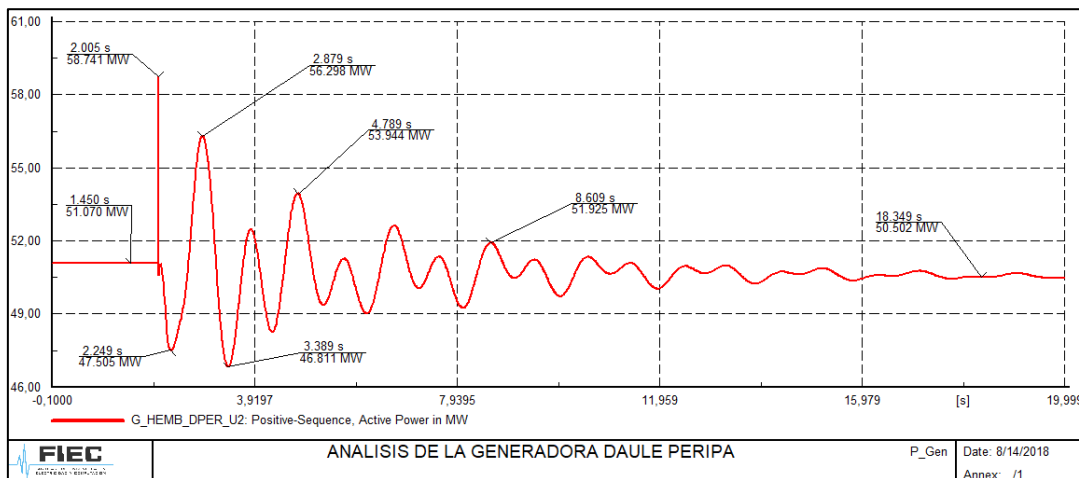


Figura 4.53 Potencia Activa Generador Daule Peripa.

En la Figura 4.54 podemos observar el comportamiento de la potencia reactiva en estado de operación normal tiene un valor de 17,66 MVAR, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 65,06 MVAR, luego la señal trata de estabilizarse para tomar un valor de 25,03 MVAR.

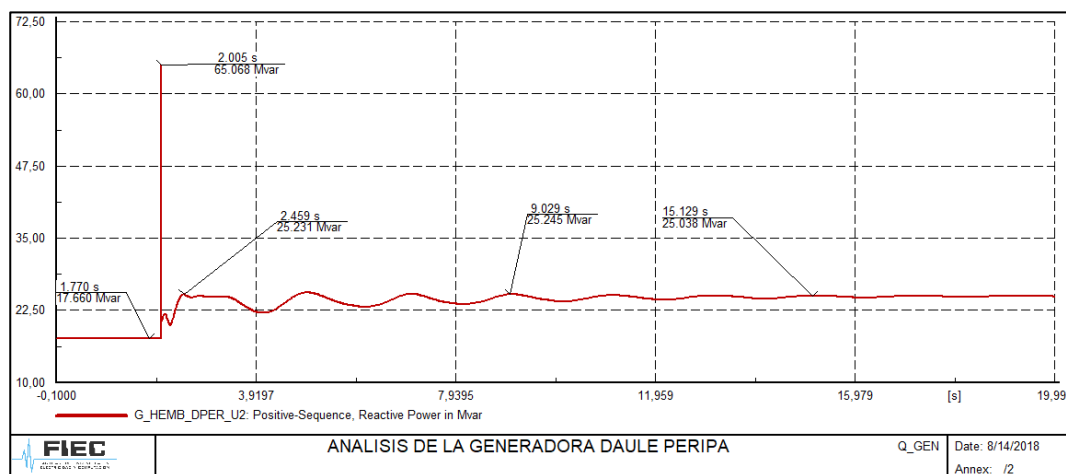


Figura 4.54 Potencia Reactiva Generador Daule Peripa.

En la Figura 4.55 podemos observar el comportamiento de la potencia activa en estado de operación normal tiene un valor de 90 MW, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 70,41 MW, luego la señal trata de estabilizarse y le toma un tiempo de casi 12 segundos para tomar un valor de 89,86 a 90 MW.

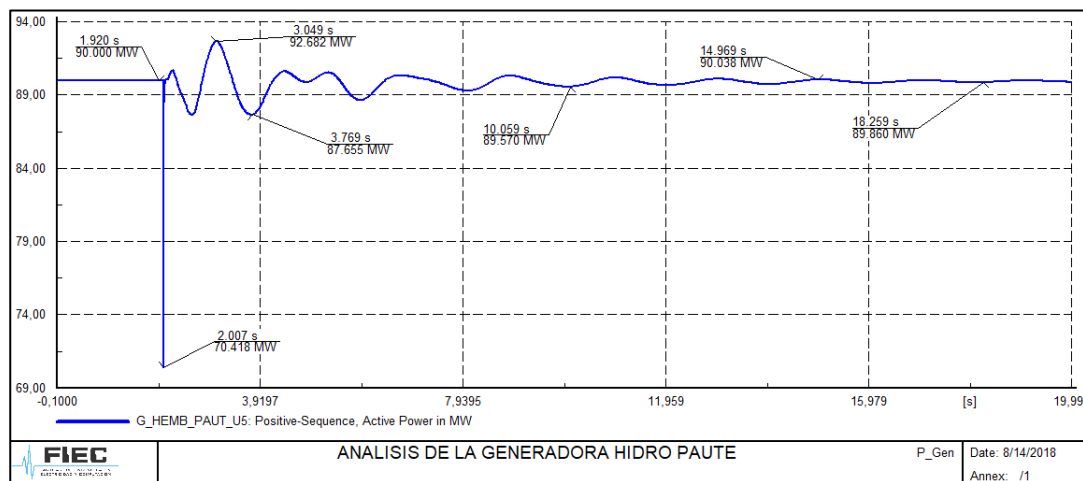


Figura 4.55 Potencia Activa Generador Hidro Paute.

En la Figura 4.56 podemos observar el comportamiento de la potencia reactiva en estado de operación normal tiene un valor de 14,10 MVAR, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 102,07 MVAR, luego la señal se estabiliza y toma un valor de 15,73 MVAR.

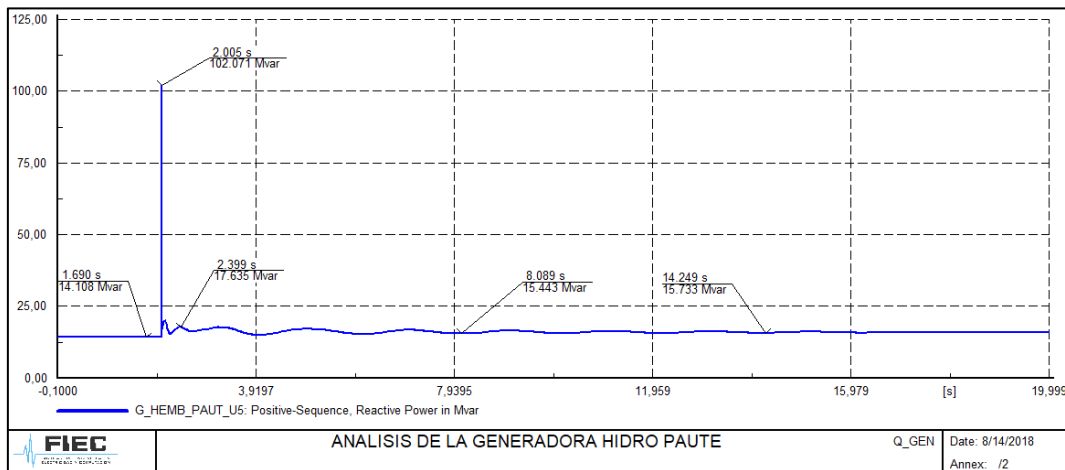


Figura 4.56 Potencia Reactiva Generador Hidro Paute.

En la Figura 4.56 y Figura 4.57 podemos observar el comportamiento de la potencia activa en estado de operación normal tiene un valor de 153 MW, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 100,77 MW, luego la señal trata de estabilizarse y le toma alrededor de casi 12 segundos para tomar un valor de 153,60 MW.

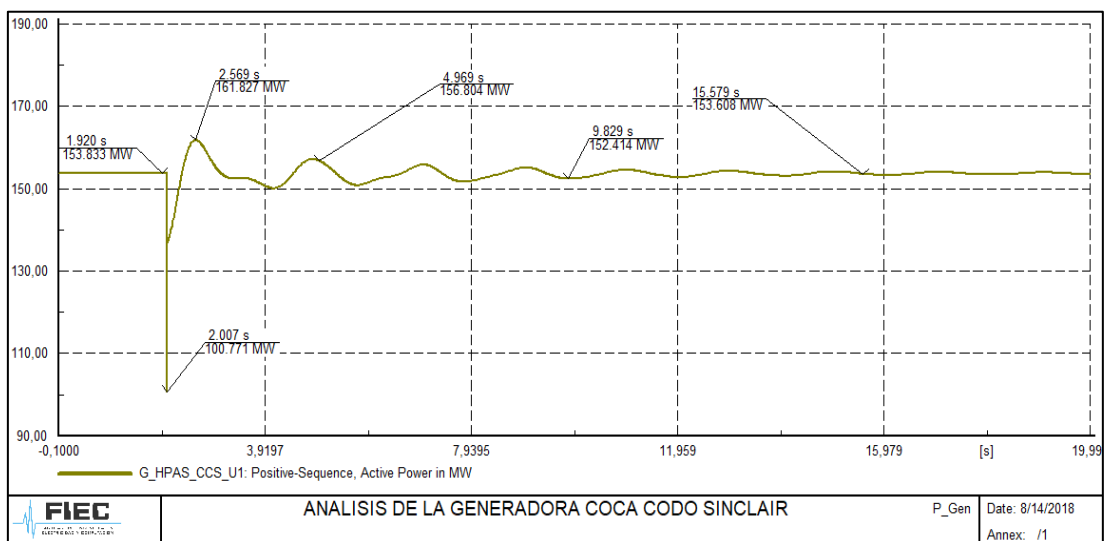


Figura 4.57 Potencia Activa Generador Coca Codo Sinclair.

En la Figura 4.58 podemos observar el comportamiento de la potencia reactiva en estado de operación normal tiene un valor de 2,97 MVAR, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito

alcanza un valor de 180,62 MVAR, luego la señal se estabiliza y toma un valor de 8,27 MVAR.

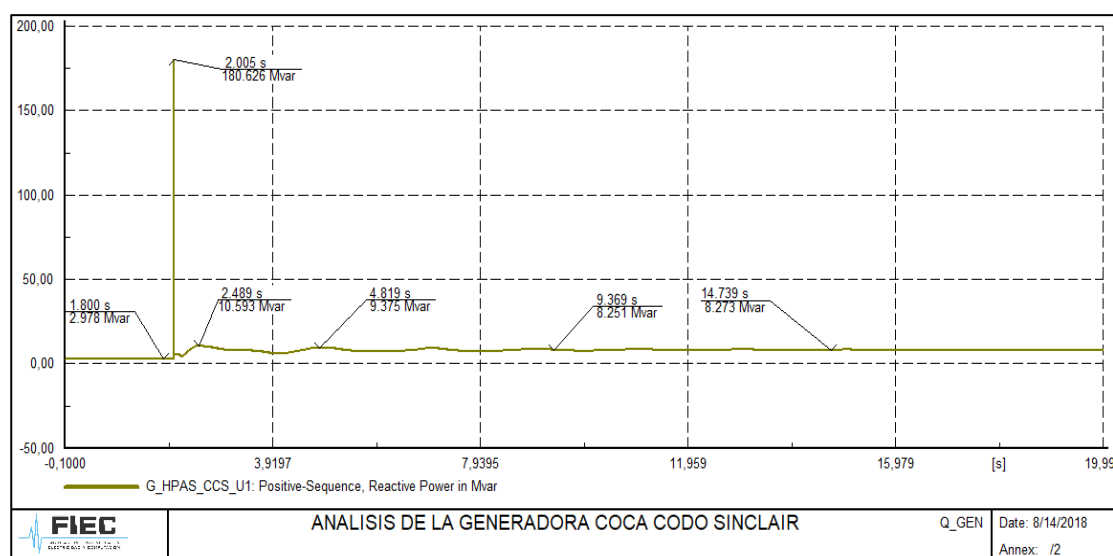


Figura 4.58 Potencia Reactiva Generador Coca Codo Sinclair.

4.3.4 Estabilidad - Ángulo de rotor de los Generadores eléctricos durante falla trifásica en línea de transmisión Chorrillos-Tisaleo

En esta sección se obtienen gráficos con los resultados del comportamiento del ángulo del rotor de los generadores eléctricos; Daule Peripa, Hidro Paute, Coca Codo Sinclair que pertenecen al SNI de acuerdo a la Tabla 9, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Tisaleo, como indica la Figura 4.37.

Obtenemos los siguientes gráficos de la señal del Ángulo de rotor de los generadores eléctricos:

En la Figura 4.59 podemos observar el ángulo de rotor que tiene un valor de -27,33 grados en estado de operación normal, sin embargo cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de -20,09 grados, luego la señal oscila hasta estabilizarse en un valor aproximado de -23,76 grados.

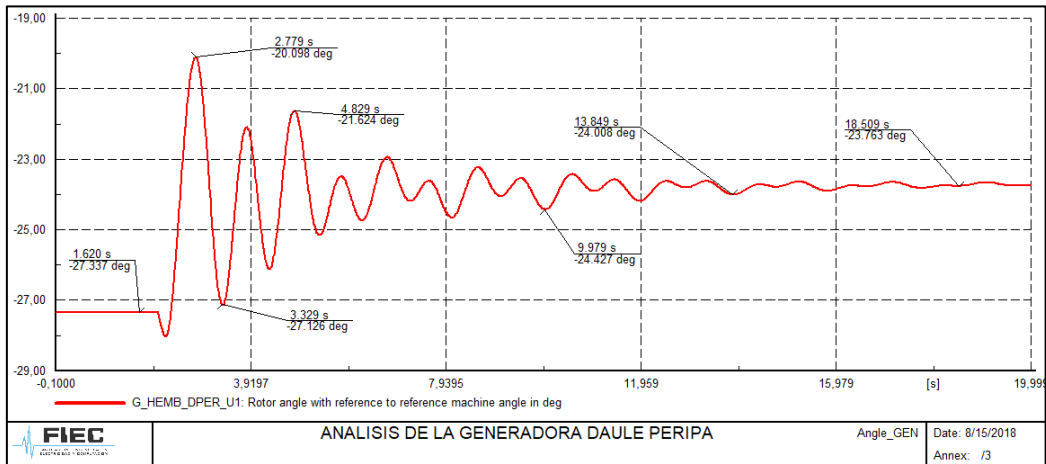


Figura 4.59 Ángulo de Rotor del Generador Daule Peripa.

En la Figura 4.60 podemos observar el ángulo de rotor que tiene un valor de -1,13 grados en estado de operación normal, sin embargo cuando se realiza la simulación de cortocircuito alcanza un valor de 0,49 grados, luego la señal se estabiliza rápidamente en un valor aproximado de 1 grado.

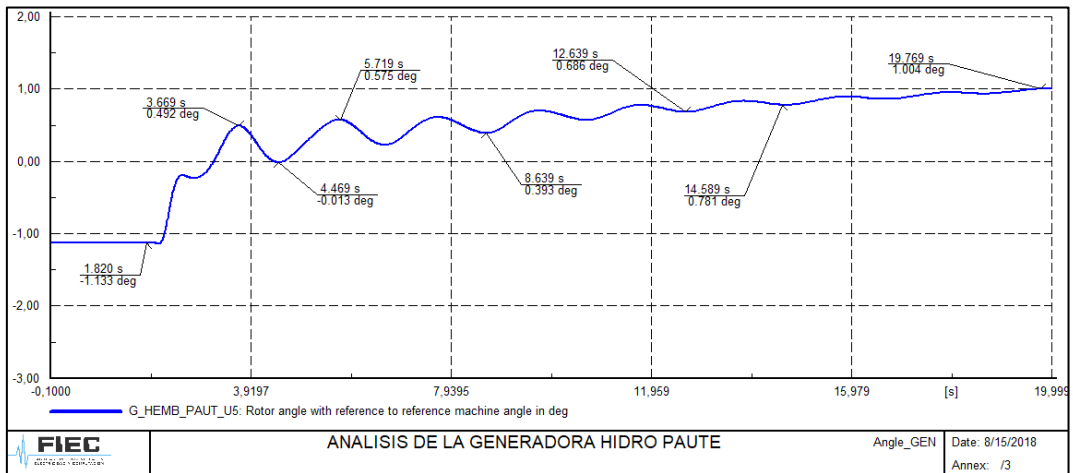


Figura 4.60 Ángulo de Rotor del Generador Hidro Paute.

En la Figura 4.61 podemos observar el ángulo de rotor que tiene un valor de -6,91 grados en estado de operación normal, sin embargo, cuando se realiza la simulación de cortocircuito la señal empieza a oscilar y busca estabilizarse en un tiempo superior a los 13 segundos, esto es debido al alto valor de inercia que tiene esta máquina.

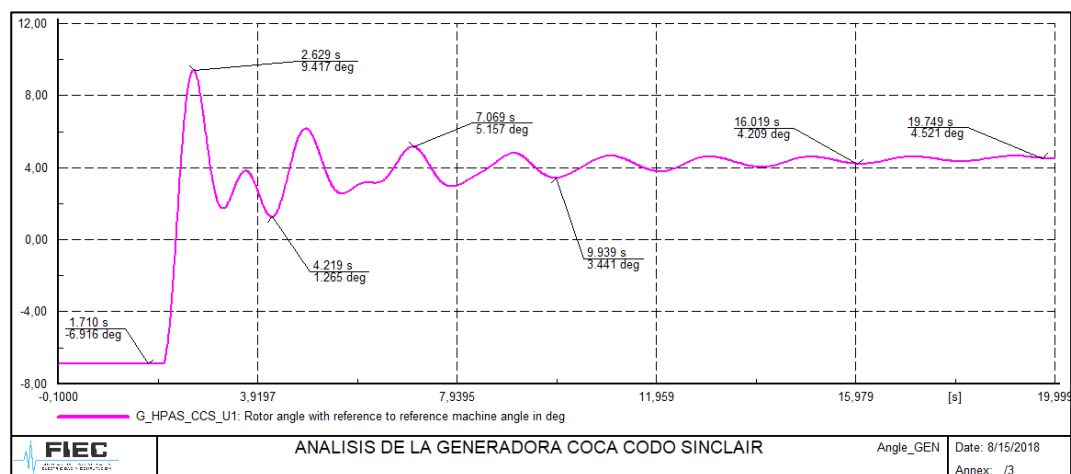


Figura 4.61 Ángulo de Rotor del Generador Coca Codo Sinclair.

4.4 Análisis económico

Esta sección describe un análisis económico entre las dos tecnologías planteadas como solución a nuestro problema de interconexión, en contexto; los costos de los elementos del sistema principal van a ser desarrollados para cada una de las tecnologías propuestas en cuestión, con la finalidad de dar un resumen completo de los costos totales de las alternativas de interconexión planteadas, permitiendo una comparación informada de las dos tecnologías.

Los costos de los componentes de una línea de transmisión de energía eléctrica con tecnología convencional AC predominan y los costos de una subestación eléctrica AC son relativamente pequeños, mientras que para un sistema de transmisión de energía eléctrica con tecnología HVDC los costos de las convertidoras pueden predominar e incluso llegar a compararse con los costos de una línea de transmisión convencional.

4.4.1 Costos de la propuesta de interconexión eléctrica AC a 500 kV.

En esta sección tenemos los costos totales de dos subestaciones eléctricas que son requeridas para realizar el enlace con tecnología convencional AC, se indica en la siguiente Tabla 3 un resumen de los costos correspondientes a la subestación eléctrica de Pasaje y en la Tabla 4 un resumen de costos correspondientes a la subestación eléctrica de Chorrillos.

Descripción	AC
Potencia Nominal [MW]	900,00
Costo de Subestación [M\$]	67,06
Longitud de la línea [Km]	211,00
Costo de la línea de transmisión [M\$/Km]	0,31
Costo de la línea de transmisión [M\$]	64,99
Inversión Total [M\$]	132,05

Tabla 11. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Pasaje 500 kV.

La línea de transmisión considerada en la Tabla 3 corresponde a la interconexión que va desde Pasaje hasta Chorrillos con una distancia de 211 kilómetros.

Descripción	AC
Potencia Nominal [MW]	1200
Costo de Subestación [M\$]	80,76
Longitud de la línea [Km]	90
Costo de la línea de transmisión [M\$/Km]	0,31
Costo de la línea de transmisión [M\$]	27,72
Inversión Total [M\$]	108,48

Tabla 12. Tabla de Costo de inversión para la subestación eléctrica Posorja 500 kV.

La línea de transmisión considerada en la Tabla 4 corresponde a la interconexión que va desde Chorrillos hasta Posorja con una distancia de 90 kilómetros.

El total de los costos para la construcción de estas dos subestaciones eléctricas incluido las líneas de transmisión en 500 kV es de aproximadamente \$ 240,53 Millones de dólares, cabe recalcar que estos cálculos han sido realizados usando las tablas que estiman valores de acuerdo a proyectos ya realizados anteriormente.

4.4.2 Costos de la propuesta de interconexión eléctrica DC a 500 kV.

En esta sección tenemos los costos totales de la subestación eléctrica y la interconexión requerida para hacer el enlace con tecnología HVDC, se indica en la siguiente Tabla 7 que muestra un resumen de los costos de una estación convertidora y la línea de transmisión HVDC.

Descripción	DC
Potencia Nominal [MW]	900
Costo de Subestación [M\$]	210,1
Longitud de la línea [Km]	90
Costo de la línea de transmisión [M\$/Km]	0,99
Costo de la línea de transmisión [M\$]	89,4
Inversión Total [M\$]	299,5

Tabla 13. Costos de inversión para la alternativa DC.

Los costos son elevados por las estaciones convertidoras; sin embargo el peso de la diferencia de precio es irrelevante respecto a los beneficios que otorga este sistema. El total de los costos para la construcción de estas dos subestaciones eléctricas DC incluido las líneas de transmisión es de aproximadamente \$ 300 Millones de dólares, cabe recalcar que estos cálculos han sido realizados usando las tablas que estiman valores de acuerdo a proyectos ya realizados anteriormente, como el Proyecto de interconexión Rómulo citado en el capítulo 1 esta cotizado en 420 millones de euros; esto quiere decir 492 millones de dólares, es decir que esta opción saldría mucho más costoso puesto que se hablando de distancia casi 3 veces mayor. Por otra parte, si se desea saber con exactitud el precio actual de alguna de las tecnologías expuestas, se tendría que pedir un análisis de costos directamente a las empresas que realiza estos tipos de proyectos.

En resumen, este cuarto capítulo mostramos las gráficas de las señales eléctricas correspondientes a los voltajes de las barras, porcentaje de cargabilidad en las líneas de transmisión eléctrica, potencia activa, reactiva y ángulo de los generadores eléctricos pertenecientes al SNI, cabe recalcar que para ambas propuestas de transmisión de energía eléctrica se han realizado las simulaciones al incorporarlas al SNI mediante herramienta computacional Powerfactory DigSilent , en la Sección 4.1 se encuentra detallado el estudio de estabilidad, graficas del comportamiento de las señales eléctricas cuando se incorpora la alternativa de interconexión HVAC al SNI, mientras que en la Sección 4.2 se encuentra detallado el estudio de estabilidad, graficas del comportamiento de las señales eléctricas cuando se incorpora la interconexión HVDC al SNI. Para el análisis de estabilidad con HVAC se simulo una falla eléctrica trifásica en la línea de transmisión de Chorrillos con Posorja mientras que para el análisis de estabilidad con HVDC se simulo una falla eléctrica trifásica en la línea de transmisión de Chorrillos con Tisaleo, escogimos estas líneas de transmisión eléctrica porque son las peores fallas que podrían ocasionar una inestabilidad en el SNI.

Capítulo 5. Discusión

Capítulo 5. Discusión

5.1	Introducción.....	183
5.2	Datos de entrada.....	184
5.3	Desarrollo.....	184
5.4	Datos de salida	185
5.5	Conciliación con otros métodos.....	186

5.1 Introducción

En este capítulo, se realiza la discusión de nuestro trabajo, pues el propósito es identificar y describir aquellas experiencias que se obtuvieron durante el proceso de realizar el estudio de estabilidad, la simulación de las alternativas de interconexión eléctrica, el ingreso de parámetros y características técnicas al simulador DigSilent.

Se indica resumidamente los descubrimientos de este trabajo mediante investigaciones, pues durante el proceso de investigación se logró conocer el principio de operación de un sistema de transmisión eléctrica con tecnología HVDC-VSC, pues, esta investigación nos llevó a conocer también el elemento principal que hace posible la conversión de la señal eléctrica de corriente alterna a corriente continua, elemento cuyo nombre es Transistor IGBT, también al efectuarse la correspondiente investigación acerca de los tipos de convertidores AC/DC encontramos que existen dos, el primero de cuya tecnología es usando tiristores mientras que el otro tipo de convertidor es usando IGBT.

En la Sección 5.1 se realiza la discusión de los datos obtenidos previo a ingresarlos al simulador DigSilent, estos datos fueron solicitados de manera puntual a Transelectric, un ejemplo de los datos de entrada fue el nivel de tensión de operación, las distancias del recorrido del cableado eléctrico, así también las dimensiones de las torres de transmisión y los reactores de línea. En la Sección 5.2 se realiza la discusión acerca del proceso de ingresar los datos de entrada a DigSilent y las limitaciones que se presentaron al momento de implementar el sistema de transmisión eléctrica HVDC-VSC en Powerfactory, uno de los inconvenientes al cual queremos darle relevancia fue al proceso de simulación, y esto debido a que teníamos resultados que no se encontraban dentro de los parámetros, viabilidad técnica y aceptación por nuestra parte. En la Sección 5.3 se realiza la discusión acerca de los datos de salida que se obtuvieron luego de la simulación, en esta se verifican los resultados que muestran ambas alternativas de interconexión eléctrica entre las subestaciones de Pasaje con Posorja, resultados del enlace HVAC y HVDC-VSC también se discute acerca de las temáticas que no fueron cubiertas en la simulación de este trabajo, por ejemplo, simular un enlace HVDC con configuración Bipolar en Powerfactory, y finalmente

así poder comparar datos de salida entre configuración Bipolar y Monopolar usando la misma herramienta de simulación.

5.2 Datos de entrada

En esta sección se realiza la discusión de los datos de entrada, primero fue necesario realizar un listado de los datos, en donde cada uno de ellos posee características, parámetros técnicos, número de elementos, servicios y configuraciones que serán necesarias para luego ingresarlos a la herramienta de simulación de DigSilent, pues previo a la solicitud de los datos a Transelectric, también fue necesario tener el conocimiento del tipo de datos de entrada que se pueden ingresar a DigSilent, fue muy relevante tener un sólido conocimiento de uso de este simulador, otra apreciación que consideramos aunque no es una variable de dato y estudio, es la configuración de las barras de las subestaciones eléctricas al momento de realizar las simulaciones, a pesar de esto, en la Sección 2.5 y 2.7 describimos el tipo de configuración de las barras.

Otro tipo de datos de entrada fueron las características técnicas de los convertidores AC/DC, pues para aquello primero se tuvo que realizar una investigación respectiva al tema de conversión de la energía eléctrica en corriente alterna a corriente continua, para así poder tener los conocimientos del tipo y características técnicas del convertidor que usamos en este trabajo. Una de las limitaciones que tuvo esta investigación fue tratar de hallar un proyecto que se encuentre con las mismas características de operación al de nuestro trabajo, es por esto por lo que; los proyectos que se muestran en la Sección 1.9 fueron elegidos como resultados de la investigación, en donde cumplen con similares características de diseño de transmisión HVDC-VSC y distancias de recorrido eléctrico submarino al de nuestro trabajo.

5.3 Desarrollo

En esta sección se realiza la discusión acerca de cómo fue el ingreso de los datos de entrada a DigSilent para más detalles del ingreso se invita al lector a la Sección 3.4 y 3.6, se tuvieron que crear en la carpeta de Variaciones de proyectos dentro de DigSilent dos tipos de escenarios, el primero que contenía el enlace HVAC y el segundo un enlace HVDC-VSC Monopolar, y esto con la finalidad de

tener la facilidad de activar o desactivar el enlace de transmisión seleccionado dentro del simulador, para luego correr flujos de potencia y realizar un estudio de estabilidad con el enlace de transmisión de energía eléctrica seleccionado. Por otro lado, al efectuarse el análisis de estabilidad tuvimos que simular fallas eléctricas del tipo trifásica, durante este proceso de simulación tuvimos errores y esto debido al desconocimiento de tener que activar una opción en los parámetros de la línea de transmisión a la cual se le hizo la falla eléctrica. Una vez superado este error se procedió a simular la falla eléctrica, y así observar el comportamiento de las diferentes señales eléctricas del SEP.

Para cuando queríamos hacer pruebas de estabilidad con el enlace HVDC-VSC con configuración Monopolar, tuvimos el inconveniente en la simulación dinámica, pues nos mostraba un error de convergencia matemática, debido a este error nos como resultado en las gráficas un comportamiento de las señales eléctricas inestables, esto provocaba un colapso de todo el SNI. Para corregir este error, con la ayuda de soporte técnico de DigSilent y una vez entendido los parámetros que se tenían que configurar, las siguientes simulaciones fueron un éxito, mostrando resultados aceptables y confiables. Como discusión a este punto de simulación, es necesario observar desde otro punto de vista el comportamiento de estas señales eléctricas y para aquello se plantea poder realizar este mismo tipo de simulaciones, pero usando otra herramienta computacional que posea las características similares al análisis que se puede realizar con Powerfactory.

5.4 Datos de salida

En esta sección se realiza la discusión acerca de los datos de salida, datos que fueron obtenidos luego de la simulación de ambos enlaces de transmisión de energía eléctrica propuestos en este trabajo, para ver los resultados que obtuvimos del comportamiento de las señales eléctricas se invita al lector a la Secciones 4.1 y 4.2, en estos datos de salida tenemos como diferencia el tiempo de despejar la falla eléctrica, pues para el enlace HVAC se tiene un tiempo de aproximadamente 100 mili-segundos, mientras que el enlace HVDC se tiene un tiempo de 10-12 mili-segundos, si escogemos al tiempo como un parámetro que nos permita seleccionar la mejor viabilidad en despejar fallas eléctricas, pues

escogeríamos el sistema de transmisión eléctrica HVDC, sin embargo el tiempo no es el único parámetro, pues también es necesario observar si estos datos de salida luego de la simulación no provocan un colapso del SNI, se invita al lector a leer la Sección 3.2 que es acerca de estos parámetros, los cuales sino se encuentran en sus niveles de operación normal, podrían causar una inestabilidad al SEP.

Como se ha descrito según la Sección 1.7 en este trabajo se realizó la configuración Monopolar, sin embargo, se sugiere que también se realice la propuesta de emplear un sistema de transmisión eléctrica HVDC-VSC con configuración Bipolar, para así poder observar que datos de salida se pueden obtener luego de una simulación, se recomienda usar esta misma herramienta computacional Powerfactory con la finalidad de comparar resultados con la configuración Monopolar.

5.5 Conciliación con otros métodos

En esta sección se describe la conciliación del método que escogimos para poder realizar este trabajo, el método le llamaremos a la configuración escogida de la línea de transmisión eléctrica que en nuestro caso fue la Monopolar, pues existe el otro método que es la configuración Bipolar que también nos ofrece mejores características técnicas y que aportan a un sistema eléctrico de potencia, sin embargo para este trabajo hemos solamente considerado realizar la Monopolar, debido a lo que queríamos tener resultados de costos de menor inversión posible, ya que en usar el otro método los costos superan al primero.

Capítulo 6. Conclusiones

Capítulo 6. Conclusiones

6.1	Introducción.....	189
6.2	Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones	194

6.1 Introducción

Este trabajo de grado se lo realizo con la finalidad de obtener el estudio de estabilidad y el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) cuando se emplean dos diferentes tipos de tecnologías de transmisión eléctrica de las cuales hemos mencionado en los capítulos anteriores, simular líneas de transmisión eléctrica mediante el software Powerfactory ha permitido estudiar la estabilidad del SNI ante las principales fallas eléctricas que podrían afectar al sistema eléctrico, el trabajo se lo puede categorizar en cuatro etapas; una etapa de introducción al problema de interconexión y a la teoría HVDC junto sus componentes, una etapa donde se realiza una revisión literaria; que es donde se comparan las tecnologías HVAC y HVDC, así como también se describen las características técnicas de los elementos que se usaran para poder realizar la interconexión entre dos subestaciones eléctricas, una etapa acerca de la metodología que es donde se indica como fue el ingreso de estos datos y parámetros técnicos al software de simulación Powerfactory previo a su simulación y finalmente una etapa donde se analizan los resultados obtenidos de la simulación , y de ambos enlaces de transmisión de energía eléctrica.

Al incorporar un enlace HVDC, realizar flujos de potencia y el análisis de la estabilidad transitoria y dinámica simulando las peores fallas eléctricas que se describen en el capítulo cuatro, se pudo mostrar el comportamiento de las señales eléctricas del SNI, el sistema HVDC muestra un comportamiento aceptable, con los resultados obtenidos podemos destacar que aporta en la rápida recuperación de las señales eléctricas a sus valores de operación nominal o nuevo valor de operación ante fallas eléctricas del tipo trifásica, siendo considerada que una falla trifásica es la peor falla que pueda someterse un sistema eléctrico de potencia.

La literatura teórica general sobre la modelización de los elementos de una línea HVDC no es concluyente en varias cuestiones vitales dentro del discurso de la estabilidad. El estudio buscó responder las siguientes preguntas:

¿Cuáles son las diferencias de usar HVDC o HVAC en un escenario donde el recorrido es submarino?

La diferencia es que debido a las altas capacitancias que en la transmisión eléctrica convencional HVAC se presentaría en este recorrido, pues tendría que requerir estaciones de compensación lo cual incrementan los costos, mientras que un enlace HVDC no presenta este tipo de inconvenientes, este párrafo corresponde a la Sección 1.3.

¿Cuál es el motivo de querer usar tecnología HVDC para interconectar dos subestaciones eléctricas pertenecientes al SNI?

Debido a que para el año 2023 se va a incorporar una nueva carga de consumo eléctrico con una potencia de 900 MW denominada carga Siderúrgica en Posorja, lo cual obliga a buscar una solución de tal manera que se pueda transmitir esta potencia eléctrica requerida hasta Posorja, la dificultad y motivo de realizar este proyecto se presenta cuando tenemos que definir la trayectoria óptima de la línea de transmisión, debido a la ubicación geográfica de dichas subestaciones se usará el sistema de transmisión eléctrica HVDC con un recorrido submarino de 100 km, este párrafo corresponde a la Sección 1.1.

¿Cuáles son los tipos convertidores de energía eléctrica AC a DC?

Existen dos tipos de convertidores empleados para la transmisión eléctrica en DC;

- (i) El primer tipo es usando tecnología HVDC tiene como característica elemento principal en su convertidor de potencia a los semiconductores en este caso son los tiristores, llamados 'Silicon Controlled Rectifiers' (SCR). La desventaja de este tipo de semiconductores (Aguirre Zambrano & Escobar Quishpe, 2013) es que solamente tenemos el control del encendido pero no del apagado o comúnmente llamado corte, lo que hace posible de controlar la potencia activa pero no la potencia reactiva, este párrafo corresponde a la Sección 1.5.
- (ii) El otro tipo de convertidor HVDC-VSC usa semiconductores de potencia del tipo IGBT ('Insulated Gate Bipolar Transistor'). A pesar que no puede operar con valores de potencia altos como lo puede hacer la SCR, tiene características que la hacen más viable

técnicamente y atractiva al momento de seleccionar un tipo de convertidor, este párrafo corresponde a la Sección 1.5.1

¿Cuál tipo de cable conductor se va a usar para la línea de transmisión eléctrica HVAC y HVDC?

Para la transmisión HVDC el circuito se tenderá con 2 cables del tipo Masa Impregnada cable submarino la línea de transmisión DC que interconecta Pasaje y Posorja, tiene una extensión aproximada de 90 kilómetros, con configuración Monopolar, este párrafo corresponde a la Sección 2.6.

Para la transmisión HVAC el circuito se tenderá con un haz de 4 cables ACAR 750 MCM por fase en esta etapa de construcción de la línea, la línea de transmisión AC que interconecta Chorrillos y Pasaje. Este primer tramo de la interconexión tiene una extensión aproximada de 211 kilómetros, con estructuras metálicas de doble terna, este párrafo corresponde a la Sección 2.4.

¿Cuál es el modo de control para poder lograr el control de la potencia activa y reactiva?

La potencia activa se controla regulando el ángulo de fase de la tensión. Si el ángulo de la tensión de salida del convertidor VSC adelanta al de la red AC, el convertidor VSC inyecta potencia activa y por tanto funciona como inversor. En cambio, si el ángulo de la tensión de salida del VSC retrasa al de la tensión de la red AC, el VSC absorberá potencia activa es decir opera como rectificador, este párrafo corresponde a la Sección 2.1.4.

¿Cuáles son las líneas de transmisión eléctrica perteneciente al SNI a las cuales se les va a hacer una simulación de falla eléctrica usando la herramienta computacional Powerfactory para así observar el comportamiento y estabilidad de las líneas de transmisión y generadores cercanos a la falla eléctrica?

Las líneas de transmisión eléctrica pertenecientes al SNI a las cuales mediante la herramienta computacional Powerfactory se procederá a realizar un análisis del comportamiento de la señal de potencia de transmisión y nivel

de cargabilidad de la línea, con la finalidad de conocer si existe una sobrecarga de potencia de transferencia, las líneas de transmisión que hemos escogido son las que muestra la Tabla 10, este párrafo corresponde a la Sección 3.3.4.

¿Al usar tecnología HVDC en una línea de transmisión eléctrica, cual es el impacto que tiene sobre el SNI?

Mejorar los perfiles en por unidad del voltaje de las subestaciones eléctricas que se encuentran alrededor del enlace HVDC, así como también la capacidad de transmitir potencia activa del sistema, manteniendo constante e independiente de la distancia como se muestra en la Figura 2.1 de la Sección 2.1.

Tiene la posibilidad de realizar una interconexión entre dos redes eléctricas en AC que se encuentran operando en distinto valor de frecuencia eléctrica. Al usar una línea de transmisión HVDC no tenemos problemas en la transferencia de potencia entre dos nodos en una red AC, este párrafo corresponde a la Sección 2.1.2.

¿Existen proyectos de transmisión de energía eléctrica submarina en el mundo, con el cual podamos usar sus características técnicas y tipos de configuraciones de línea de transmisión HVDC requeridas para nuestro trabajo?

Existen muchos proyectos que ya se encuentran en operación normal, pero hemos escogido dos que usan tecnología HVDC; son el proyecto Rómulo (España, 2012) y NorNed (Worzyk & Skog, 2007), los cuales nos servirán para tener una referencia a nuestro proyecto que vamos a realizar con tecnología HVDC, este párrafo corresponde a la Sección 1.9.

En esta sección también se revisan los objetivos planteados en el Capítulo 1, sección de tal forma que se va verificando que cada uno haya sido logrado:

Conocer la tecnología y la aplicación real de un sistema de transmisión de energía eléctrica HVDC, pues la primera transmisión de energía eléctrica comercial en HVDC se realizó en el año 1954 (Johansson, 2013). A diferencia

de la transmisión de energía eléctrica convencional en AC, se utiliza la corriente continua lo que da ventajas técnicas, económicas y de impacto al medio ambiente, este objetivo responde la pregunta 1 y 3, este objetivo fue logrado en las Secciones 1.3 y 1.9.

Identificar las dos rutas que van a realizar las líneas de transmisión de energía eléctrica tanto con HVAC y HVDC que interconectan las subestaciones Posorja con Pasaje, pues la demanda eléctrica que se tiene proyectado en Posorja con un valor de potencia a 900 MW en el año 2023, es la razón por la cual nos planteamos en buscar alternativas de interconexión que resuelvan esta necesidad de la forma más óptima y confiable, este objetivo responde la pregunta 2, este objetivo fue logrado en la Sección 1.9.3.

Seleccionar y justificar el tipo de conductor eléctrico a usar en las líneas de transmisión de energía eléctrica, tanto en HVAC y HVDC, este objetivo responde la pregunta 4, este objetivo fue logrado en las Secciones 2.4 y 2.6.

Analizar las ventajas y desventajas que tiene un sistema de transmisión de energía con tecnología *HVDC-Voltage Source Converter* (HVDC-VSC) y *HVDC-Line Commutated Converter* (HVDC-LCC), este objetivo responde a la pregunta 5, este objetivo fue logrado en las Secciones 1.5 y 1.6

Realizar una comparación técnica y económica de las alternativas que son usar líneas de transmisión de energía eléctrica del tipo: convencional AC o tecnología HVDC, de manera que sirva como base para estudios posteriores que permitirán la inclusión de esta tecnología HVDC en un futuro cercano, mejorando así las condiciones actuales que presenta el SNI, este objetivo fue logrado en las Secciones 2.1 y 2.8.

Modelar los enlaces de transmisión de energía eléctrica con HVDC utilizando la herramienta computacional Powerfactory, describe como fueron ingresados los parámetros técnicos correspondientes a la línea de transmisión eléctrica y los reactores de línea al software Powerfactory y luego procedimos a mostrar un flujo de potencia con la finalidad de observar los niveles de voltaje en por

unidad de las barras, generadores y líneas de transmisión, este objetivo fue logrado en las Secciones 3.4 y 3.6.

Simular y correr flujos de potencia para los diferentes escenarios de demanda eléctrica incorporando las dos alternativas planteadas; que es la transmisión convencional en AC y la transmisión HVDC, que interconecte la subestación Pasaje con Posorja, este objetivo fue logrado en las Secciones 3.5 y 3.7.

Realizar el análisis de estabilidad mediante la herramienta computacional Powerfactory -DigSilent a la tecnología de transmisión HVDC que interconecta la subestación Pasaje con Posorja, este objetivo responde a la pregunta 6 y 7, este objetivo fue logrado en la Sección 3.7 y la Sección 4.2.

Evaluar la estabilidad del SNI ante fallas eléctricas del tipo trifásico cuando se encuentra operando el enlace HVDC ó la transmisión convencional en AC, se obtuvieron gráficos con los resultados del comportamiento del voltaje (unidad en kilovoltios) de las barras pertenecientes al SNI de acuerdo con la Tabla 8, simulando una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Tisaleo, mientras que para la transmisión HVAC se simuló una falla eléctrica del tipo trifásico en una línea de transmisión que interconecta la S/E de Chorrillos con Posorja, este objetivo fue logrado en la Sección 4.2.1.

6.2 Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones

En esta sección se describen las limitaciones y recomendaciones para próximas investigaciones y proyectos a realizar usando tecnología HVDC, el uso de la herramienta computacional como Powerfactory DigSilent ha sido de una gran ayuda y brinda también una opción de verificar las simulaciones y no existan errores de simulación.

Esta base de datos que se le ha implementado un sistema de transmisión eléctrica DC, servirá como un referente guía para próximos proyectos o realizarlos en otra plataforma de simulación, es importante mencionar que estos resultados

no pueden ser tomados como definitivos puesto que es recomendable realizar una comparación de estos con otros programas de análisis de estabilidad y contingencias, para poder comparar el comportamiento de la señal de voltaje en por unidad, la cargabilidad de las líneas de transmisión eléctricas, las potencias activa, reactiva y ángulo de rotor de los generadores eléctricos pertenecientes al SNI.

En resumen, al principio de este trabajo fue necesario adquirir la información del sistema eléctrico de potencia, esta información fue facilitada por Transelectric, así como también la base de datos para importarla en Powerfactory, la debilidad de esta base de datos fue la versión del software, pues para solucionarla se tuvo que obtener una base de datos para la versión del simulador que teníamos disponible. Una fortaleza importante que destacar fue la participación en conjunto de ESPOLE y Transelectric, como designado para nuestro proyecto de graduación fue el Ingeniero Juan Plazarte quien con sus sólidos y lucidos conocimientos nos colaboró en guiarnos al objetivo planteado. Finalmente, este trabajo ha podido demostrar que realizar una transmisión de energía eléctrica usando tecnología HVDC-VSC con configuración Monopolar es factible para un SEP, pues la teoría afirma que se mejoran los niveles de voltaje en por unidad de las redes eléctricas que se encuentran alrededor del enlace de transmisión DC, y lo confirmamos mediante el programa Powerfactory DigSilent corriendo flujos de potencia eléctrica, y observando como las subestaciones vecinas a los dos puntos de interconexión de Pasaje y Posorja, se mejoraban esto lo vimos en la Sección 3.7, nuestro trabajo selecciona como mejor alternativa el tipo de transmisión eléctrica la que tenga la mejor viabilidad técnica y que contribuya a mejorar el SNI sin tomar en cuenta el costo que implica adquirir esta tecnología, a pesar que realizamos un estudio económico breve de dichas tecnologías, se invita al lector a leer la Sección 2.8 correspondiente al análisis económico, en este caso nuestra selección será por escoger la transmisión eléctrica HVDC, destacamos también que este estudio ha sido realizado con la ayuda del programa Powerfactory DigSilent que es una herramienta interesante en cuanto al análisis de señales eléctricas y otras operaciones.

Apéndice A

A.1 Guía para la simulación de Flujos de potencia.

En este apéndice se describe un manual para el usuario indicando los pasos que se siguieron en la ejecución de este trabajo y sus simulaciones usando la herramienta computacional Powerfactory DigSilent.

Empezaremos con lo básico que es un flujo de potencia, cuyo símbolo dentro del interfaz del simulador es como indica la siguiente Figura A.1.

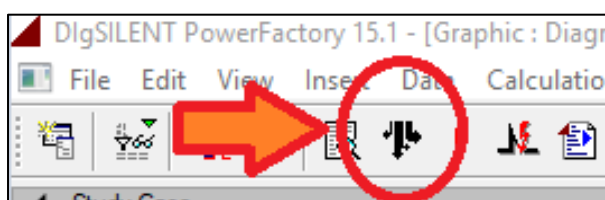


Figura A.1 Flujo de Potencia - Powerfactory

Luego de haber configurado toda la red eléctrica que se va a simular, presionamos el botón indicado anteriormente para correr flujos de potencia, inmediatamente se nos abrirá una ventana pidiendo al usuario que seleccione el tipo de carga que tendrá la red eléctrica, como se indica en la siguiente Figura A.2 Selección del método de cálculo

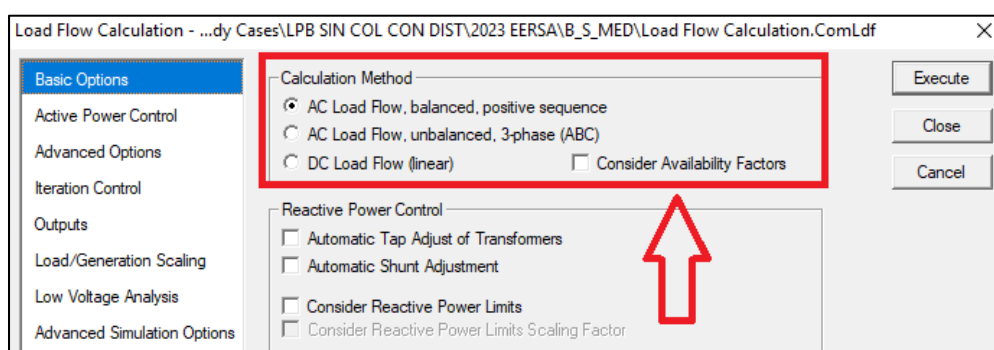


Figura A.2 Selección del método de cálculo

Seleccionamos correr un flujo de potencia con carga balanceada para nuestro trabajo ya que así usará la impedancia positiva de todos los elementos para resolver el flujo de potencia, cuando hacemos click en carga desbalanceada pues allí usará las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero para resolver el flujo de potencia.

Para observar los resultados del flujo de potencia vamos a tener dos opciones, la primera es seleccionando el tipo de elementos o equipos eléctricos al cual queremos observar sus valores, por ejemplo, si queremos mostrar valores de flujo de potencia solamente en las barras tendremos que seguir los pasos que indica la siguiente Figura A.3 Selección de Barras SNI.

y Figura A.4 Resultados de Barras SNI.

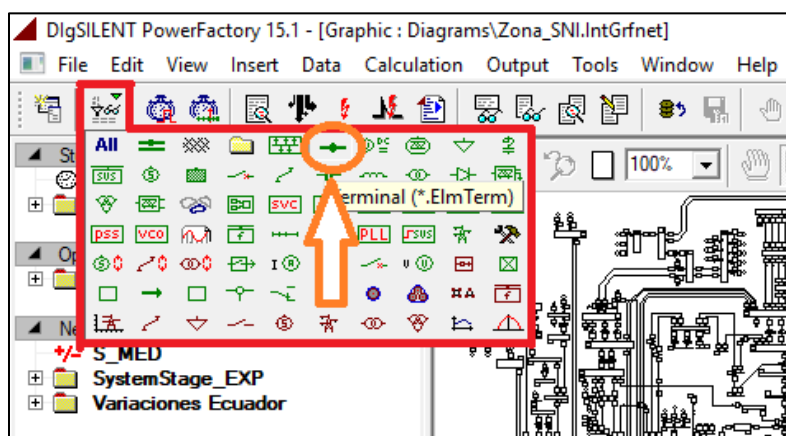


Figura A.3 Selección de Barras SNI.

Object Filter: *.ElmTerm

RESULTADOS DEL FLUJO EN LAS BARRAS

Name	Grid	Out of S...	Nom. L-L Volt kV	U _i Magnitude kV	u _i Magnitude p.u.
B_CMP_CHOR_500_5	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225
B_CMP_CHOR_500_5(1)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225
B_CMP_CHOR_6	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225
B_CMP_CHOR_7	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225
B_CMP_CHO_POS_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225
B_CMP_CHO_POS_2	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225
B_CMP_INGA_500_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	514.8892	1.02977
B_CMP_INGA_500_2	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	514.8892	1.02977
B_CMP_INGA_500_3	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	514.8892	1.02977
B_CMP_PASA_500_1(1)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	500.	1.
B_CMP_PASA_500_2(1)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	500.	1.
B_CMP_PASA_500_3(1)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	500.	1.
B_CMP_PASA_500_4	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	500.	1.
B_CMP_PASA_500_5	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	500.	1.
B_CMP_PIUR_500_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	505.	1.01
B_CMP_POS_CHO_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	507.5558	1.01511
B_CMP_POS_CHO_2	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	507.5558	1.01511
B_CMP_SRAF_500_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	520.4433	1.04088
B_CMP_SRAF_500_2	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	520.4433	1.04088
B_CMP_TADA_500_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	507.4661	1.01493
B_CMP_TADA_500_2	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	507.4661	1.01493
B_CMP_TADA_500_3(1)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	507.4661	1.01493
B_CMP_TADA_500_3(2)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	507.4661	1.01493
B_CMP_TISA_500_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	518.4132	1.03682
B_CMP_TISA_500_1(1)	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	518.4132	1.03682
B_CMP_ZAMO_500_1	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	505.4862	1.01097
B_CMP_ZAMO_500_2	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	505.4862	1.01097
B_CMP_ZAMO_500_3	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	505.4862	1.01097
B_CMP_ZAMO_500_4	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	505.4862	1.01097
B_Chemilico_500	Zona_SNI	<input type="checkbox"/>	500.	506.1282	1.01225

Flexible Data Scales Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete

Figura A.4 Resultados de Barras SNI.

Estos datos son los que usamos para mostrarlos en el Capítulo 4, cabe indicar que también se lo puede hacer para hallar los valores de flujos de potencia en transformadores, líneas de transmisión eléctrica, generadores eléctricos, etc.

A.2 Guía para la simulación de fallas eléctricas.

En esta sección describimos los pasos que se realizan para efectuar una simulación de falla eléctrica dentro de una red eléctrica AC, para aquello vamos a escoger como ejemplo la línea de transmisión de 500kV Chorrillos - Tisaleo como se indica en la siguiente Figura A.5 Selección de LT para evento de cortocircuito.

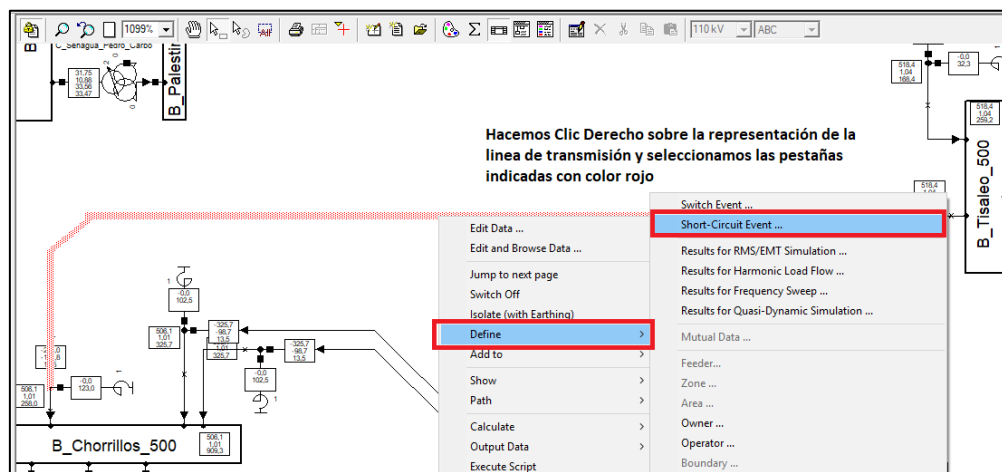


Figura A.5 Selección de LT para evento de cortocircuito.

Una vez realizada esta selección de la línea de transmisión en donde se va a simular un evento de falla eléctrica, tenemos que habilitar a la línea de transmisión para que se pueda efectuar el cortocircuito a simular, como indica la siguiente Figura A.6 Habilitar LT para evento de cortocircuito.

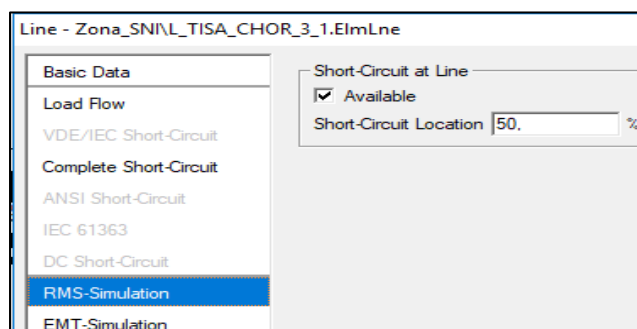


Figura A.6 Habilitar LT para evento de cortocircuito.

Luego que se encuentra habilitado está lista para realizar la simulación de falla eléctrica, pero antes tenemos que seleccionar el tipo de falla eléctrica que queremos simular, para aquello vamos a ir al siguiente símbolo donde se pueden editar los eventos de simulación, ver la Figura A.7

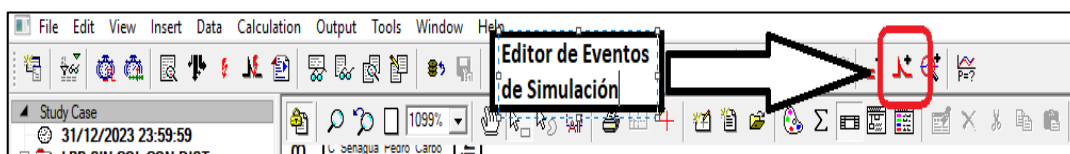


Figura A.7 Editor de Eventos de Simulación.

Una vez que hacemos clic sobre el editor de eventos de simulación escogemos el tipo de falla eléctrica a simular y el tiempo en que inicia la falla eléctrica, pues en la siguiente Figura A. se muestran algunos tipos de falla eléctrica que el usuario puede escoger, y también el tiempo de 2 segundos que es donde inicia la falla eléctrica.

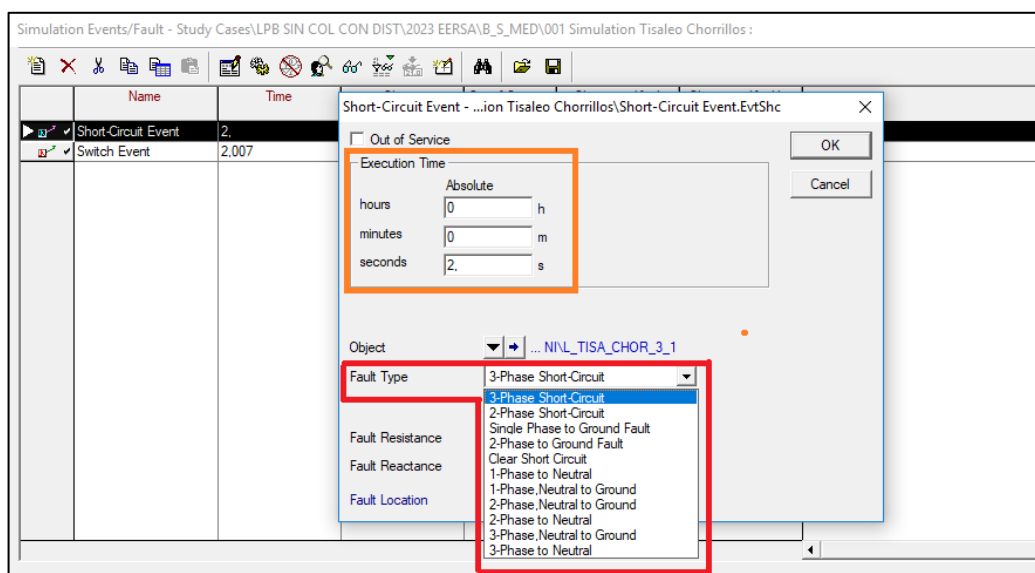


Figura A.8 Tipo de falla eléctrica y tiempo de duración.

A.3 Guía para seleccionar las señales eléctricas a observar durante eventos de simulación.

En esta sección describimos los pasos que se realizan para poder seleccionar las señales eléctricas que queremos observar durante una simulación de falla eléctrica, para aquel evento de simulación vamos a escoger como ejemplo

la falla eléctrica del tipo trifásica en la línea de transmisión de 500kV Chorrillos – Tisaleo.

Para poder seleccionar las señales eléctricas primero el usuario debe escoger el tipo de equipo o elemento perteneciente a la red eléctrica al cual quiere observar; por ejemplo, escogeremos la señal de voltaje en las barras del SNI, para aquello seleccionamos las barras (en nuestro caso del listado de la Tabla 8, Sección 3.4.1) como indica la siguiente Figura A.9

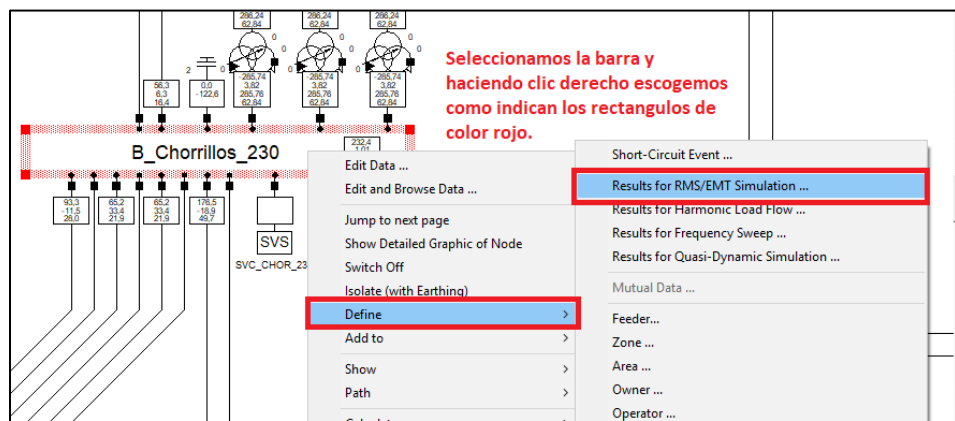


Figura A.9 Selección de Barras, para observar señales eléctricas.

Luego que hemos realizado la selección de la barra, pues procedemos a editar las variables o señales eléctricas que queremos observar durante la simulación de falla eléctrica, como indica la siguiente Figura y Figura

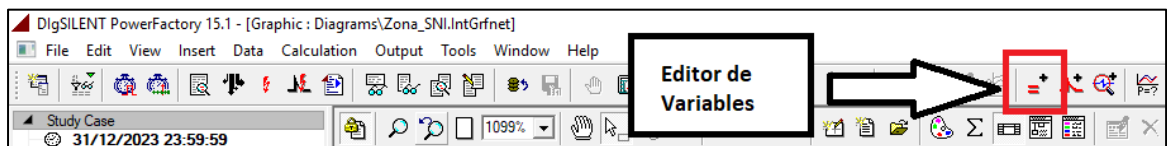


Figura A.10 Editor de variables y Señales eléctricas.

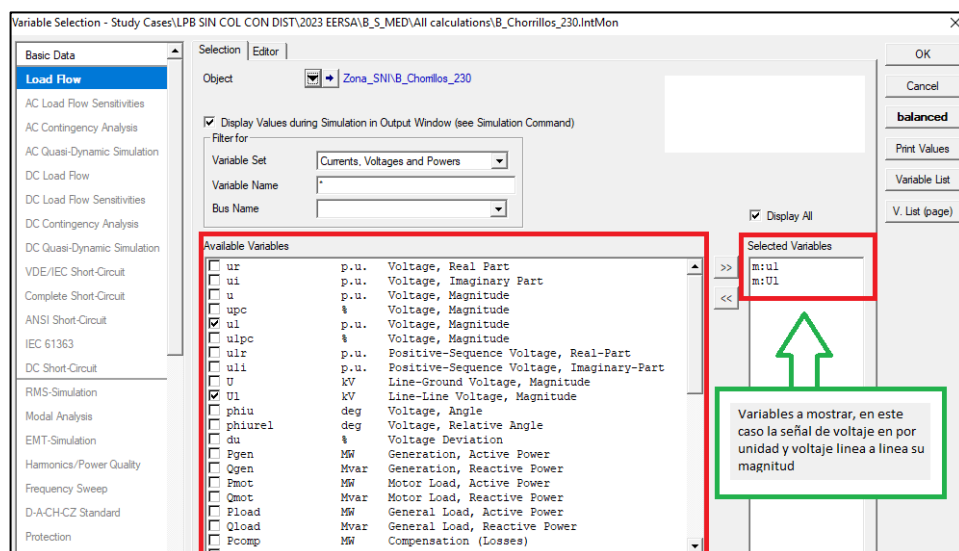


Figura A.11 Selección de variables y Señales eléctricas.

A.4 Guía para observar las señales eléctricas durante eventos de simulación.

En esta sección describimos los pasos que se realizan para poder visualizar las señales eléctricas durante una simulación de falla eléctrica, para aquel evento de simulación vamos a escoger como ejemplo la falla eléctrica del tipo trifásica en la línea de transmisión de 500kV Chorrillos – Tisaleo. Para lograr crear un gráfico primero tenemos que correr las condiciones iniciales, luego de esto se podrá hacer clic sobre el botón de crear graficas ‘Plot’ como indica la Figura

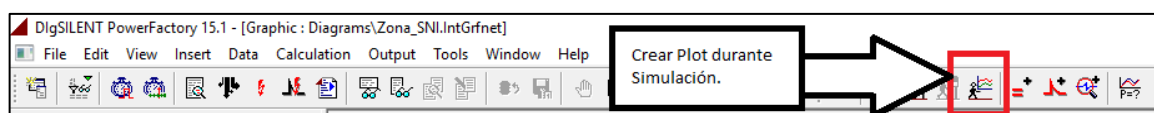


Figura A.12 Crear Plot durante simulación.

En la siguiente Figura A.A.13 tenemos que hacer doble clic sobre la gráfica para poder abrir las opciones en donde seleccionamos el equipo o elemento del cual anteriormente habíamos seleccionado.

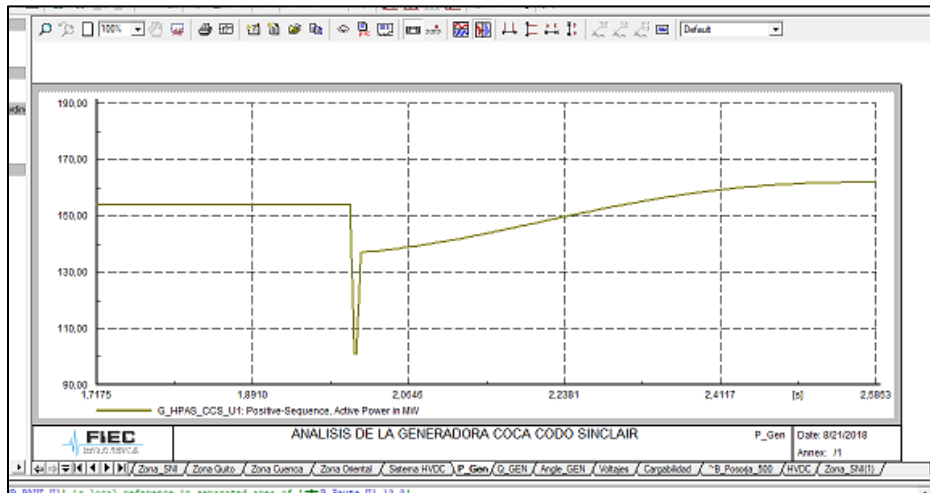


Figura A. 13 Plot durante simulación.

En la siguiente Figura A.14 tenemos que hacer doble clic sobre la gráfica para poder abrir las opciones en donde seleccionamos el equipo o elemento del cual anteriormente habíamos seleccionado (barra) y la variable que queremos visualizar (voltaje)

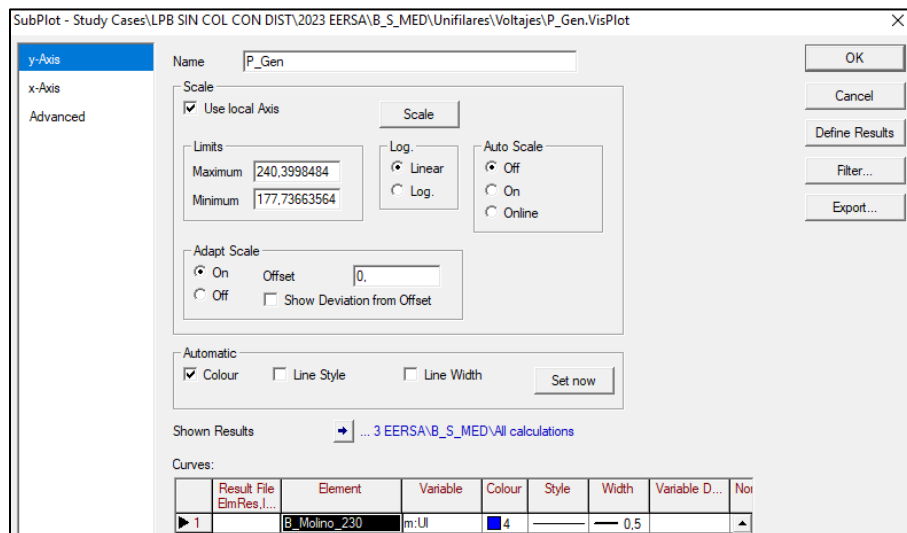


Figura A.14 Selección de Equipo o Elemento a graficar y su variable.

Tenemos para este ejemplo la selección del 'Element' B_Molino_230 que es una barra perteneciente al SNI , y junto al cuadro de 'Element' se encuentra el de 'Variable' que muestra el voltaje de línea a línea en magnitud.

Referencias

- ABB, 2011. *HVDC Development Topics*. [Online]
Available at:
<http://www.ece.uidaho.edu/hvdcfacts/Presentations/MBahrman07.pdf>
- ABB, 2013. *HVDC Development Topics*. *ABB HDVC*, p. 30.
- ACEVEDO, G. G. R., 2008. *DISEÑO SISTEMA DE FILTROS DE ARMÓNICAS EN CORRIENTE*. [Online]
Available at:
http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103154/rogers_ga.pdf?sequence=4&isAllowed=y
- Aguilar, F., 2016. CNEL EP. *Mejora la calidad del servicio eléctrico en El Oro*, 15 Diciembre, p. 2.
- Aguirre Zambrano, W. R. & Escobar Quishpe, L. A., 2013. *Estudio de las ventajas y desventajas de usar HVDC sobre sistemas de generacion eolica*. [Online]
Available at: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4787/6/UPS-KT00091.pdf>
- CONELEC, 2013. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. In: *Perspectiva y expansion del sistema electrico ecuatoriano*. Quito: CELEC EP, p. 23.
- Diaz Martin, J. A., 2013. *Trabajos y proyectos fin de estudios de la E.T.S.I..* [Online]
Available at:
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5221/fichero/Capitulo+2.pdf>
- EP, T., 2016. *CELEC EP Transelectric*. [Online]
Available at:
<https://twitter.com/search?q=posorja%20cnel&src=typd&lang=ca>
- España, R. E. d., 2012. Operación de sistemas HVDC. Particularidades. *Red Electrica de España*, p. 36.

- ESPAÑA, R. E. D., 2012. *Red Electrica de España*. [Online]
Available at: <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-peninsula-baleares>
- Frau, J. I. & Gutierrez, J., 2005. Transporte de energia electrica en corriente continua: HVDC. *Automatico e Instrumentacion Electronica de Potencia*, p. 13.
- Ingenieria, F. d., 2016. Sistemas de Proteccion - Estabilidad en Frecuencia. *Universidad dela Republica de Uruguay*, p. 8.
- Ingenieria, I., 2012. Transmision en Alta Tension Continua (HVDC). *Electrica Testing Group*, p. 5.
- Johansson, J. G., 2013. Tecnologia HVDC. *Caracteristicas y Beneficios*, p. 4.
- Kundur, P. et al., 2004. *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*. [Online]
Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1318675/>
- León Torres, P. C., 2017. *Control Droop sobre una red HVDC Multiterminal*. [Online]
Available at: <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/14052/3560900231505UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Monterrubio Diaz, M., 2013. *Transporte de energia electrica en corriente continua*. Valladolid: Universidad de Valladolid.
- Noticias, N., 2016. *Evaluan construccion de linea electrica submarina para abastecer de energia renovable a BCS*. [Online]
Available at: <http://www.bcsnoticias.mx>
- OAK RIDGE, L., 1987. *Comparison of Costs and Benefits for DC and AC Transmission*. s.l.:Central Research Library.

- P. Bahman, M. & K. Johnson, B., 2017. The ABCs of HVDC Transmission Technologies. *IEEE power & energy magazine* .
- Plazarte, J. & Pesantez, L., 2015. *Transmision de energia con esquema HVDC*, Quito: Transelectric.
- Prieto Monterrubio, J. & Granadino Goenechea, R., 2007. Interconexion electrica Peninsula-Baleares en HVDC. *Mecanica y Electricidad*, p. 6.
- R.Ephraim, C. M. K. K. M., 2015. *slideshare.net*. [Online] Available at: <https://www.slideshare.net/mdhsudhan/vsc-based-hvdc-system>
- Sevilla, D. G., 2017. el ciudadano. *Con una súper autopista de transmision, Ecuador exportará más electricidad*, 14 Febrero, p. 1.
- Tesla, A. D. d. C., 2017. Compensadores En Lineas de Transmision. *Cursos Tesla*, p. 2.
- Worzyk, T. & Skog, J. E., 2007. The NORNE HVDC Link Cable Design and Performance. *Jicable*, p. 1.