



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
DE CORRIENTE DIRECTA HVDC-LCC Y HVDC-VSC PARA DETERMINAR EL APORTE Y
EFICIENCIA EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA**

José Antonio Barales Cruz

Asesorado por el MA. Ing. Josué Miguel Ramírez Lemus

Guatemala, julio de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
DE CORRIENTE DIRECTA HVDC-LCC Y HVDC-VSC PARA DETERMINAR EL APOORTE Y
EFICIENCIA EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ ANTONIO BARALES CRUZ

ASESORADO POR EL MA. ING. JOSUÉ MIGUEL RAMÍREZ LEMUS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antinio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA HVDC-LCC Y HVDC-VSC PARA DETERMINAR EL APORTE Y EFICIENCIA EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 13 de junio de 2020.

José Antonio Barales Cruz

Ref. EEPFI-1539-2020
Guatemala, 21 de noviembre de 2020


Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera:

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA HVDC-LCC Y HVDC-VSC PARA DETERMINAR EL APOORTE Y EFICIENCIA EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA**, presentado por el estudiante **José Antonio Barales Cruz** carné número **201213003**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en Artes en Energía y Ambiente.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.


Atentamente,


José Miguel Ramírez Lemus
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 14951
Mtro. Josué Miguel Ramírez Lemus
Asesor

"Id y Enseñad a Todos"


Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Área
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético




Mtro. Edgar Darío Álvarez Coti
Director




Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



EEP-EIME-033-2020

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA HVDC-LCC Y HVDC-VSC PARA DETERMINAR EL APOORTE Y EFICIENCIA EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario Jose Antonio Barales Cruz, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingeniería en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Armando Alonso Rivera Cafrillo
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial



Guatemala, noviembre de 2020

DTG. 305-2021

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA HVDC-LCC Y HVDC-VSC PARA DETERMINAR EL APORTE Y EFICIENCIA EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **José Antonio Barales Cruz**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, julio de 2021

AACE/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por bendecir e iluminar mi vida, por permitirme cumplir este sueño y vivir este momento.
- Mis padres** Eddy Barales y Gladys Cruz, por todo su amor, esfuerzo y buen ejemplo, que me han llevado a ser la persona que soy.
- Mis hermanos** Edy y Zoila Barales, por sus consejos y por ser una importante influencia en mi carrera.
- Mis seres queridos** Los cuales me han apoyado tanto en los momentos buenos y en los momentos difíciles.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	A la gloriosa Tricentenaria, por ser mi casa de estudios y permitir mi formación académica como profesional, de la cual estoy orgulloso de egresar.
Facultad de Ingeniería	Por forjarme y desarrollar en mí las habilidades y conocimientos para ejercer con honestidad y excelencia.
Mis amigos	Por compartir conmigo estos años en la carrera. Por los buenos momentos compartidos y por ser parte importante de mi crecimiento profesional.
Mi asesor	MA. Ing. Josué Miguel Ramírez Lemus, por brindarme el apoyo y conocimiento.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	5
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	9
4. JUSTIFICACIÓN.....	11
5. OBJETIVOS.....	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Introducción a la corriente continua	17
7.2. Conexiones de los sistemas HVDC	19
7.2.1. Conexión monopolar.....	19
7.2.2. Conexión bipolar	21
7.2.3. Conexión homopolar.....	23

7.3.	Tipos de configuraciones de los sistemas HVDC	24
7.3.1.	Configuración <i>back-to-back</i>	24
7.3.2.	Configuración punto a punto	25
7.3.3.	Configuración multiterminal	26
7.4.	Convertidores en sistemas HVDC	28
7.4.1.	Convertidor de conmutación de línea (LCC)	28
7.4.2.	Convertidor fuente de voltaje (VSC)	31
7.4.3.	Comparación de los convertidores LCC y VSC	33
7.4.4.	Inversor multinivel	34
7.5.	Interconexión de redes eléctricas	34
7.5.1.	Tipos de conexión	35
7.5.2.	Conexiones síncronas	35
7.5.3.	Conexiones asíncronas	36
7.6.	Componentes de un sistema HVDC	36
7.6.1.	Componentes de un sistema HVDC-VSC	37
7.6.2.	Componentes de un sistema HVDC-LCC	41
7.7.	Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia	44
7.7.1.	Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia	44
7.7.2.	Estabilidad de voltaje	44
7.7.3.	Estabilidad de frecuencia	45
7.7.4.	Estabilidad angular	46
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	49
9.	METODOLOGÍA	53
9.1.	Tipo de estudio	53
9.2.	Fases del estudio	54
9.2.1.	Fase 1: exploración bibliográfica	54

9.2.2.	Fase 2: definición y delimitación del sistema.....	55
9.2.3.	Fase 3: recolección de datos	57
9.3.	Fenómenos dinámicos.....	57
9.4.	Metodología propuesta para estudios dinámicos	58
9.5.	Investigación de la red	61
9.6.	Implementación de las tecnologías HVDC	61
9.6.1.	Fase 4: análisis de datos	62
9.6.2.	Fase 5: costos del proyecto	63
9.6.3.	Fase 6: transacciones de energía en la interconexión	65
9.6.4.	Fase 7: presentación y discusión de resultados	65
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	67
11.	CRONOGRAMA.....	69
12.	FACTIBILIDAD DE LA INVESTIGACION.....	71
13.	REFERENCIAS.....	73
14.	APÉNDICES	83

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama de una conexión simple de un sistema de transmisión HVDC.....	18
2.	Configuración monopolar: a) retorno por tierra, b) retorno metálico	20
3.	Esquema de conexión monopolar tradicional	21
4.	Conexión bipolar	22
5.	Conexión homopolar	23
6.	Configuración <i>back to back</i>	25
7.	Configuración punto a punto	26
8.	Configuración multiterminal	27
9.	Sistema LCC HVDC	30
10.	Sistema VSC HVDC	32
11.	Topología de un sistema VSC HVDC	38
12.	Topología de un sistema LCC HVDC	41
13.	Sistema de transmisión eléctrico	56
14.	Interconexión eléctrica México-Guatemala y SIEPAC	57
15.	Fenómenos dinámicos básicos en sistemas eléctricos de potencia	58
16.	Metodología para estudios dinámicos	59
17.	Software de programación	62
18.	Oscilación de potencia en la línea DC modelo ilustrativo	63
19.	Cronograma de actividades.....	69

TABLAS

I.	Comparación entre sistemas de transmisión	33
II.	Variables	53
III.	Costos del proyecto	64
IV.	Recursos necesarios para la investigación	71

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
Θ	Ángulo
<i>α</i>	Ángulo de disparo
<i>dx</i>	Caída de tensión inductiva relativa
\$	Dólar estadounidense
GW	Gigavatio
Hz	Hercio
Km	Kilómetro
kWh	Kilovatio-hora
kVA	Kilovolt-amperio
kVAR	Kilovolt-amperio reactivo
kV	Kilovoltio
MW	Megavatio
MVA	Megavolt-amperio
%	Porcentaje
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
Q	Quetzales
P.U	Valores por unidad
V	Voltio

GLOSARIO

AC	Corriente alterna.
Armónicos	Frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental del sistema.
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.
Convertidores	Convierten la energía de corriente alterna a corriente directa.
DC	Corriente directa.
DIGSILENT POWER	Software de análisis de sistemas de potencia.
FACTS	Sistemas de transmisión AC flexibles.
HVAC	Corriente alterna de alta tensión.
HVDC	Corriente continua de alta tensión.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada.
INTERCONEXIÓN	Conexión eléctrica entre países.

Inversores	Convierte la energía de corriente directa a corriente alterna.
LCC	Convertidor de conmutación de línea.
Matriz energética	Combinación de fuentes de energía primaria que se utilizan en una zona geográfica, representada en porcentajes.
NEPLAN	Software de análisis de sistemas de potencia.
PWM	Modulación por ancho de pulsos.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central.
TCSC	Capacitor serie controlado por tiristores.
VSC	Convertidor fuente de voltaje.

RESUMEN

La transmisión de energía es un factor muy importante para el desarrollo de un país, por esto es fundamental tener una red de transmisión sólida, continua y sin fallas. La interconexión México-Guatemala es un punto importante no solo para la red de Guatemala, sino que también para los países que se encuentran interconectados en América Central. Por esto es importante conocer los tipos de problemas que afectan a la interconexión e implementar nuevas tecnologías para mitigarlos.

En este caso se evaluará dos tipos de transmisión en corriente continua HVDC-LCC y HVDC-VSC en la interconexión México-Guatemala. Para identificar las características que cada tecnología aporta en la red mitigando algunos problemas de oscilaciones que se presentan, como también conocer la eficiencia y flexibilidad que estos sistemas ofrecen a la red. El software a utilizar para realizar las simulaciones es *DigSilent Power Factory*, este nos mostrará los resultados de implementar las dos tecnologías en la interconexión y los beneficios. Para determinar la opción que concede mayor eficiencia en la interconexión México-Guatemala.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad el sector eléctrico es muy importante en el desarrollo de un país, tomando en cuenta que es factor transversal e importante para la realización de procesos industriales. Tener una red de transmisión sólida, continua y sin fallas es menester para el sector eléctrico, tanto en el Sistema Nacional Interconectado, como en el Sistema Eléctrico Regional, donde se encuentran los países de América Central interconectados. Por otra parte, la carencia de implementar nuevas tecnologías que ayuden a la interconexión eléctrica existente México-Guatemala trae consigo consecuencias en la red eléctrica, tales como oscilaciones de potencia, oscilaciones de voltaje y de frecuencia. Este tipo de problemas en la red afectan la continuidad del servicio y por lo tanto impactan al país y a la región centroamericana, afectando la transferencia de energía y la estabilidad de la red.

En ese sentido, se propone una evaluación de dos diferentes tipos de transmisión de corriente continua HVDC-LCC y HVDC-VSC en la interconexión México-Guatemala. Se conocerán las características que aportan los diferentes tipos de tecnología de corriente continua a la interconexión, tanto eficiencia y flexibilidad entre los sistemas eléctricos de transmisión entre países. Se utilizará el software *DigSilent Power Factory* para realizar simulaciones de las tecnologías implementadas en el sistema y estudiar el impacto y beneficio que causan estas dos tecnologías en la red, para determinar la opción que otorga mayor eficiencia en sistema.

El posible beneficio, al implementar nuevas tecnologías de transmisión a la red de energía eléctrica de Guatemala y del Sistema Eléctrico Regional (SER),

se espera que sea importante, ya que la utilización de estas nuevas tecnologías de transmisión ayuda a mitigar las fallas o perturbaciones que ocurren en la interconexión. Tener una interconexión estable entre las regiones conlleva también a un aumento en la diversificación de la matriz energética en el país haciéndola menos dependiente de la generación a base de combustibles fósiles y recursos no renovables, sustituyendo estos por generación importada desde México.

Para la realización del estudio, se tendrá una fase inicial de recolección de datos, donde se realizarán entrevistas para la obtención de datos para conocer el estado actual de la interconexión entre los países. Posteriormente con los datos obtenidos se procederá a la delimitación del área que se desea simular. La metodología propuesta para estudios dinámicos tiene consigo 5 estaciones donde se muestran los elementos principales que se deben tener en consideración para obtener una buena representación del sistema eléctrico de potencia, los fenómenos a estudiar, representación de elementos eléctricos, interconexión de elementos eléctricos, simulaciones de contingencias e indicadores. Con los datos obtenidos se procede a realizarse el análisis gráfico de las simulaciones del sistema interconectado, interpretando los valores obtenidos y determinando la tecnología HVDC implementada que mitiga los efectos o perturbaciones en la red.

En el capítulo 1, se presentarán los antecedentes más importantes para la investigación. En el capítulo 2, se hará una revisión bibliográfica sobre los fundamentos teóricos del tema, tales como, introducción a la corriente continua, tipos de configuraciones de los sistemas HVDC, convertidores en sistemas HVDC, interconexiones de redes eléctricas, componentes de un sistema HVDC y estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. En el capítulo 3, se delimitará la interconexión México-Guatemala para utilizar los datos requeridos, se hará la

recolección de datos que son importantes para la investigación, como también se realizará la simulación de las dos tecnologías HVDC a implementar en la interconexión. Por último, se hará un análisis de los datos obtenidos por la simulación y se determinará cuál de las dos tecnologías es la más eficiente a implementar en la red. En el capítulo 4, se determinará cuánto aumentan las transacciones entre los países. En el capítulo 5, se hará un estudio económico sobre los costos de implementar el proyecto en el área. En los capítulos 6 y 7, se presentarán los resultados más significativos de la investigación y la discusión de los mismos respectivamente. Finalmente se darán las conclusiones de la investigación y las recomendaciones para la continuidad.

2. ANTECEDENTES

En Guatemala no se encontró un estudio publicado sobre la implementación de sistemas de transmisión de corriente continua (HVDC) en la red. No obstante, se encuentra realizado un trabajo comparativo de tecnologías de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y de corriente alterna (HVAC), que se presenta a continuación.

En la tesis *Estudio técnico comparativo de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y sistemas de transmisión de corriente alterna (HVAC)*, Cán (2017) analiza la inversión y los costos como un factor importante en la implementación de nuevas tecnologías, además de cuantificar las ventajas y desventajas que esta nos puede proporcionar. La transmisión HVDC soporta más potencia con menos conductores comparándola con la tecnología HVAC, así mismo las pérdidas por transmisión son mucho menores hasta un 67 % debido a que en la transmisión de corriente continua no se presentan los fenómenos en los conductores como lo son el efecto piel y el efecto corona. Un criterio para la implementación es la distancia neutral o crítica muestra la relación entre la longitud de la línea y la inversión. Arriba de los 600 km de línea los costos son menores comparándolos con HVAC, y en cables submarinos la distancia neutral es mucho menor alrededor de 50 km.

En otros países se han encontrado los siguientes estudios, publicaciones y artículos.

En la tesis de graduación de especialidad titulada *Metodología para el planeamiento del sistema de transmisión integrado con la conversión de líneas*

de HVAC a HVDC, Novoa (2016) propone un planteamiento que considera la conversión de líneas HVAC a HVDC, el estudio considera la utilización de FACTS-tipo TCSC ante una indisposición de las líneas de transmisión durante el tiempo que dure la conversión. Se utilizó el programa Neplan para determinar la confiabilidad y los flujos de carga del sistema, este sistema de prueba implementa un modelo de planeamiento del sistema de transmisión incorporando la modificación de líneas HVAC a HVDC, para identificar las líneas de transmisión que son convenientes cambiar tomando los factores como la redundancia o congestión en el sistema de transmisión.

En la publicación *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*, Tovar y Ventura (2016) analizan de forma preliminar alternativas para la interconexión México-Guatemala, tomando en cuenta el estudio económico de la transmisión entre estos países, con el objeto de observar su impacto sobre los precios de la energía y el aumento de transacciones. Se manejan 2 alternativas, la alternativa 1 es la interconexión asíncrona con un enlace HVCD convencional del lado de México con una capacidad de 300 MW, esta alternativa tiene un costo estimado de 90 millones de dólares, asociado a esto una línea de 230 kV con un costo de 69 millones de dólares y una nueva infraestructura en la interconexión por 58 millones. La alternativa 2 la interconexión asíncrona sería con un enlace HVCD del lado de Guatemala, esta alternativa tiene un costo de \$90 millones, con un costo de la línea de 230 kV de \$46,100,800, y un retiro y pago del transformador de la subestación de \$18,580,00. El estudio económico demostró que es más rentable realizar la conexión HVCD del lado de Guatemala, no se realizó un estudio técnico.

En la tesis de graduación de especialidad titulada *Diagnostico del potencial aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta*

dinámica en interconexiones regionales, Mendoza (2018) analiza la flexibilidad y la respuesta dinámica de los sistemas eléctricos a los cambios de condiciones, incorporando enlaces HVDC-VSC. Utilizan para el caso un programa de computación llamado *DigSilent Power Factory* donde simularon las condiciones dinámicas del sistema concluyendo que los enlaces aumentan el amortiguamiento de las oscilaciones e incrementan la respuesta dinámica del SEP (sistema eléctrico de potencia). También se realizó una modificación el sistema SIC chileno incorporando la tecnología HVDC-VSC implementando un control para aminorar las oscilaciones electromecánicas entre el Sur y el Norte del sistema, obteniendo una disminución en la oscilación de casi un 25 % en su magnitud y un aumento de amortiguamiento del 7 % a 9 % de acuerdo al cálculo de la NTSyCS chilena.

En la publicación *Una Revisión Acerca de Tecnologías y Modelación de Enlaces HVDC para Estudios Eléctricos*, Rosero (2020) propone un estudio de investigación sobre la modelación y simulación del sistema de transmisión HVDC en estado estático-dinámico, el estudio compara las diferentes tecnologías de convertidores tipo fuente de corriente (LCC) y convertidores tipo fuente de voltaje (VSC). Detallando las ventajas y desventajas de la aplicación de estos sistemas determinando que las pérdidas del sistema DC se reducen un 67 % y que cuenta con una confiabilidad superior al 90 %, comparado con el sistema HVAC. Mostrando así también los diferentes tipos de diagramas de las conexiones HVDC.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La carencia de una evaluación de la implementación para los sistemas de transmisión HVDC-LCC y HVDC en la interconexión México-Guatemala, es una dificultad que impacta a la transferencia de energía y la estabilidad de la red. Esto afecta al país y a la región de América Central, ya que el buen estado y correcto funcionamiento de la interconexión es muy importante para el crecimiento y desarrollo del sector eléctrico en el país y en la región.

El poco capital de inversión con el que se cuenta para la implementación de un estudio de evaluación de corriente continua es muy recurrente, ya que el capital de inversión está dirigido a otros sectores del país dejando de lado el desarrollo del sistema eléctrico de potencia, un factor importante para la poca inversión es el desconocimiento de este tipo de tecnologías.

Esta tecnología se viene usando desde hace varios años en diferentes partes de Europa como una solución para la interconexión entre países, pero en Centroamérica hay desconocimiento en las diferentes aplicaciones que esta tecnología puede tener en nuestro sistema de transmisión regional, también la presunción de la poca viabilidad de implementar estas tecnologías a nuestros sistemas interconectados.

La carencia de una evaluación para estos sistemas de transmisión determina que las transacciones de energía no aumenten por el problema de las oscilaciones en el sistema, esto impactaría en la poca diversificación de la matriz energética ya que las transacciones no aumentarían en la interconexión.

La inestabilidad en el sistema eléctrico sería otro efecto, ya que teniendo un sistema poco estable implicaría una variación de voltaje y pérdida de sincronismo en la red afectando equipos protección, sistemas de medición y líneas de transmisión. Creando también oscilaciones en el sistema de potencia y variación de frecuencia.

Es por lo que se plantea la siguiente pregunta: ¿cuál será el resultado de evaluar los sistemas de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC para determinar la flexibilidad y eficiencia energética en la interconexión México-Guatemala?

Para responder esta pregunta se debe dar respuestas a las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cuál es el estado en la que se encuentra actualmente el sistema de transmisión en la interconexión México-Guatemala?
- ¿Cuáles son las diferencias entre las tecnologías de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC?
- ¿Cuál es el costo de implementar la tecnología de transmisión de corriente directa más eficiente en la interconexión México-Guatemala?
- ¿Cuál será el impacto en las transacciones de energía eléctrica en la interconexión México-Guatemala aplicando la tecnología HVCD más eficiente?

4. JUSTIFICACIÓN

La realización de la presente investigación se justifica en la línea de investigación de gestión y uso eficiente de la energía del Área de Gestión Energética de la Maestría en Energía y Ambiente.

La interconexión eléctrica entre países es un factor importante en el desarrollo de la matriz energética de un país, tiene un gran impacto en lo técnico eléctrico, energético, comercial, ambiental y en lo estratégico. Por ende, implementar nuevas tecnologías como la transmisión en corriente directa HVDC puede ser un factor importante para aumentar las transacciones de energía eléctrica en el sistema interconectado México-Guatemala.

Este trabajo presentara un método de evaluación de la interconexión México-Guatemala aplicando dos de las diferentes tecnologías de la transmisión en corriente directa (HVCD-LCC) Y (HVCD-VSC) para determinar tanto la eficiencia y flexibilidad que estas tecnologías pueden aportar a la interconexión entre estos dos países.

Con esta investigación se dará una descripción de las tecnologías de interconexión en corriente directa asíncronas, su utilidad para la matriz energética de Guatemala haciéndola más diversificada en los métodos de generación, esta tecnología también resulta útil al operar los sistemas eléctricos de manera independiente cuando se tratan de sistemas asimétricos.

El trabajo es pertinente para la ingeniería eléctrica porque otorga soluciones a un problema recurrente que presenta la interconexión México-Guatemala que son las perturbaciones de potencia y frecuencia. Este estudio orientado a la eficiencia y flexibilidad del sistema, beneficia a la red de transmisión de energía eléctrica de Guatemala y de Centroamérica, como también a la diversificación en la matriz energética del país. Reduciendo la dependencia de combustibles importados, y desplazando la generación eléctrica poco amigable con el ambiente.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Evaluar los sistemas de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC para determinar la flexibilidad y eficiencia energética en la interconexión México-Guatemala.

5.2. Específicos

- Identificar el estado en la que se encuentra actualmente el sistema de transmisión en la interconexión México-Guatemala.
- Explicar las diferencias entre las tecnologías de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC.
- Analizar el costo de implementar la tecnología de transmisión de corriente directa más eficiente en la interconexión México-Guatemala.
- Determinar el impacto en las transacciones de energía eléctrica en la interconexión México-Guatemala aplicando la tecnología HVCD más eficiente.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Se presentan deficiencias en la interconexión México-Guatemala, no solo en las transacciones potencia, sino también en las perturbaciones que pueden repercutir en el sistema eléctrico regional, por lo que se propone una evaluación de dos diferentes tipos de transmisión de corriente continua HVDC-LCC y HVDC-VSC en la interconexión México-Guatemala. Para esto se conocerán las características que aportan las diferentes tecnologías. Este dato es importante, porque aportará que tipo de tecnología es la más flexible y eficiente para implementarla en la interconexión.

Con la falta de alternativas en la transmisión de potencia, esta evaluación puede demostrar el impacto que tendrá esta tecnología en la transmisión de corriente continua en la interconexión. Las causas de ausencia de este tipo de estudios, radican principalmente en el poco capital de inversión con el que se cuenta para la implementación de dicha tecnología. Así como también existe un desconocimiento de dichas tecnologías en la región. Este estudio proporcionara el conocimiento de los sistemas de corriente continua implementados en interconexiones entre países de América y algunas regiones de Europa, como también un análisis financiero en la implementación de estas tecnologías.

La poca diversidad en la matriz de energía, la inestabilidad en el sistema, las oscilaciones de potencia y frecuencia son algunas de las consecuencias que trae consigo la falta de un estudio para la evaluación de implementación de nuevas tecnologías en la interconexión.

Se hará una simulación de la interconexión México-Guatemala en el programa *DigSilent Power Factory*, tomando en cuenta las diferentes variables que se encuentran en estos sistemas de transmisión como lo son la potencia, el voltaje, la frecuencia y la generación. El estudio otorgará un conocimiento amplio de las tecnologías de transmisión en corriente continua aplicadas en la interconexión, así como también un conocimiento de las transacciones de potencia, la frecuencia y voltaje con los que se encuentran conectados los sistemas de Guatemala y México.

El beneficio a la red de transmisión de energía eléctrica de Guatemala y de la región centroamericana, es inmenso ya que estabiliza la red interconectada entre los países. Otro beneficio es que aumenta la diversificación de la matriz energética en el país, haciéndola menos dependiente de la generación de energía a base de combustibles fósiles y reduciendo la contaminación que estos generan.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Introducción a la corriente continua

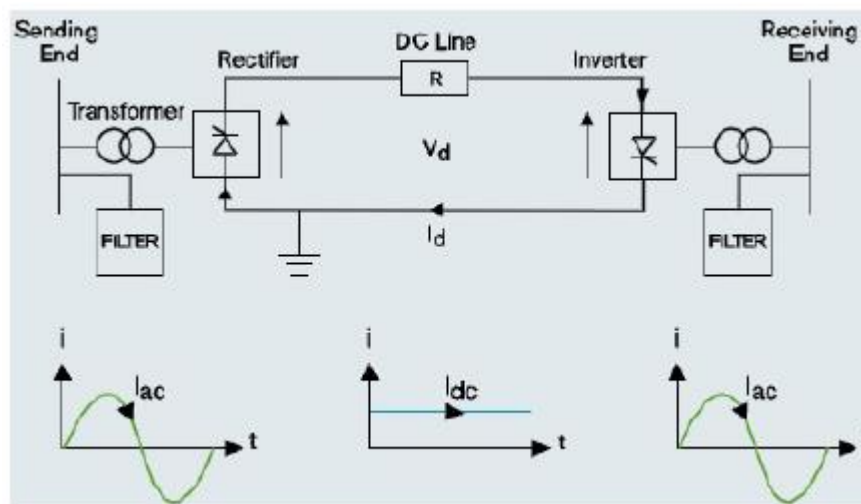
La transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC) tuvo su primera aplicación comercial en la interconexión entre la Isla de Gotland y Suecia en los años 50, con una extensión de 90 km con cable submarino y 20 MW de capacidad. El enlace al principio de su construcción utilizó válvulas de mercurio, en los años 60 estas fueron removidas e intercambiadas por válvulas de estado sólido. El avance en las tecnologías de las válvulas permitió que la transmisión de corriente continua fuera una solución real a los problemas que la transmisión de corriente alterna poseía, como las conexiones asíncronas, transmisión de potencias muy grandes a gran distancia y el problema de la transmisión por bajo el agua a distancias mayores a 30 km (Kundur, Paserba, Ajjarapu, Anderson, Bose, Canizares y Van, 1994).

Una interconexión HVDC contiene generalmente dos o más estaciones convertidoras entre enlazadas al sistema de transmisión de corriente alterna, conectados por medio de cables submarinos, aéreos y en algunos casos subterráneos. Esta tecnología es una opción muy eficaz en aspectos de control y seguridad, ya que este tipo de tecnología no se cuenta con oscilación de frecuencia, y se transmite únicamente potencia activa, mientras que en la transmisión de corriente alterna se cuenta con la potencia activa y reactiva (Cán, 2017).

Los sistemas de transmisión HVDC están diseñados para transportar energía a distancias grandes como también para interconectar sistemas de redes

asíncronas en corriente alterna. En la figura 1 se observa un diagrama de una conexión HVDC, donde se muestra la dirección que sigue la energía eléctrica, se transfiere energía a la estación rectificadora, que convierte la corriente alterna a corriente directa, luego es transportada por medio de la línea de transmisión en DC a la otra estación inversora que hace el proceso inverso y vuelve a la red en forma de corriente alterna.

Figura 1. **Diagrama de una conexión simple de un sistema de transmisión HVDC**



Fuente: González. (2018). *Estudio de la transmisión de alta potencia: alterna vs. continua.*

Consultado el 1 de julio de 2020. Recuperado de

https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/21194/Gonz%C3%A1lezSantos_Alejandro_TFG_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y.

Las características de los componentes que se utilizan en los sistemas HVDC dependen de la construcción del propio sistema y del tipo de tecnología. Los transformadores son imprescindibles para adecuar el voltaje necesario para el funcionamiento de los convertidores de potencia y proporcionar aislamiento

entre las redes. Otro dispositivo que ayuda al correcto funcionamiento del sistema de transmisión son los filtros, pues los convertidores generan armónicos (González, 2018).

7.2. Conexiones de los sistemas HVDC

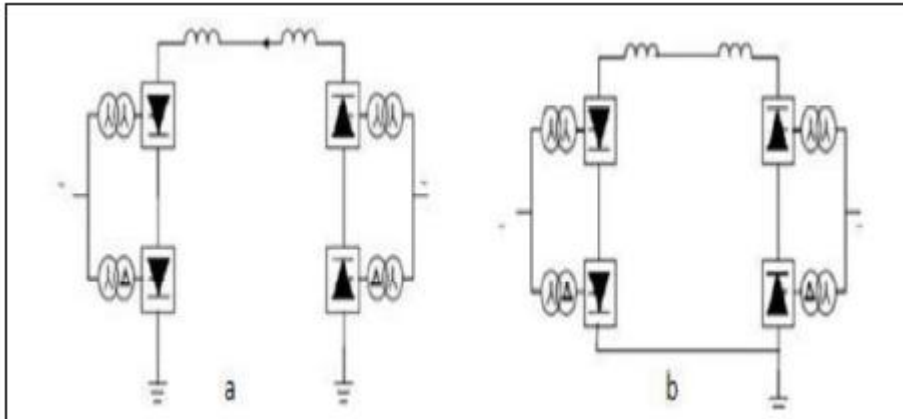
A continuación, describiremos los diferentes tipos de configuraciones empleadas en los sistemas de transmisión de corriente continua sus respectivas características.

En un sistema AC la corriente por el conductor de retorno es prácticamente inexistente, mientras que en DC la corriente de retorno es igual a la enviada a la carga.

7.2.1. Conexión monopolar

La conexión monopolar, utiliza dos convertidores de potencia separados por la línea de transmisión de corriente continua, con polarización positiva o negativa. En las líneas de transmisión el efecto corona tiene un impacto menor en caso de que la línea sea polarizada negativamente, por lo general los enlaces se utilizan con polaridad negativa, tal como se muestra en la figura 2 (Mendoza, 2018).

Figura 2. **Configuración monopolar: a) retorno por tierra, b) retorno metálico**



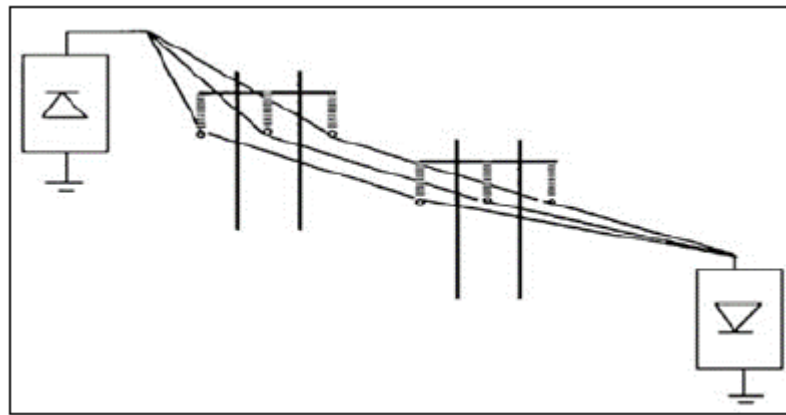
Fuente: Guamán. (2019). *Análisis comparativo de las alternativas de interconexión Ecuador-Perú usando sistemas de transmisión en corriente alterna y corriente directa*. Consultado el 15 de julio de 2020. Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20291>.

En algunas ocasiones los sistemas monopolares utilizan un retorno metálico esto ocurre cuando no es viable realizarlo por medio de los electrodos conectados a tierra, generalmente por cuestiones medioambientales o por pérdidas demasiado grandes, este tipo de conexión se llama monopolar simétrico (Cán, 2017).

La potencia que permite este sistema se encuentra entre los 1500 MW, ya que se utilizan menos conductores y contiene convertidores e inversores, su costo es mucho más bajo que las conexiones bipolar o multipolar. Este tipo de conexión es la menos confiable, debido a que si ocurriera un fallo en el enlace no se podría transmitir potencia (Guamán, 2019).

En la figura 3 se encuentra un esquema de conexión monopolar tradicional en un sistema HVDC, muestra la configuración de cómo realizar una transmisión monopolar, utilizando una línea de transmisión trifásica, y realizando el retorno por medio de la tierra física conectando el inversor y rectificador en ambos lados de línea, para después convertirlo en AC (Cán, 2017).

Figura 3. **Esquema de conexión monopolar tradicional**



Fuente: Cán. (2017). *Estudio técnico comparativo de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y sistema de transmisión de corriente alterna (HVAC)*. Consultado el 15 de julio de 2020. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/7517/1/L%C3%A1zaro%20Nathanael%20C%C3%A1n%20Yancoba.pdf>.

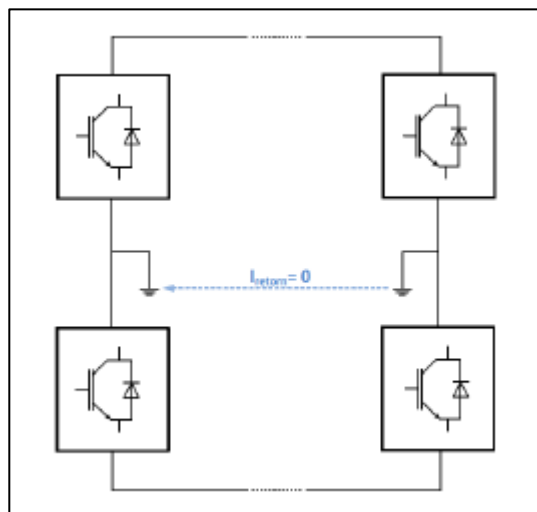
7.2.2. **Conexión bipolar**

Este tipo de conexión consta de dos conexiones monopolares independientes que pueden operar con polarización tanto negativa como positiva y tienen la capacidad de funcionar independientemente en caso de que ocurriera alguna falla en la línea la otra puede seguir transmitiendo potencia (González, 2018).

La potencia transmitida en los enlaces bipolares es superior a los enlaces monopolares, por lo tanto, este tipo de conexión se utiliza en casos donde la potencia que se requiere es alta. Esta conexión se utiliza mayormente cuando los proyectos requieren de líneas de transmisión áreas (Garcia, 2020).

La conexión bipolar puede tener el retorno metálico, cuando las distancias son cortas y no es posible un retorno a tierra (Lopez, 2017).

Figura 4. **Conexión bipolar**



Fuente: Garcia. (2020). *Descripción y estudio de los enlaces HVDC en los sistemas eléctricos*.

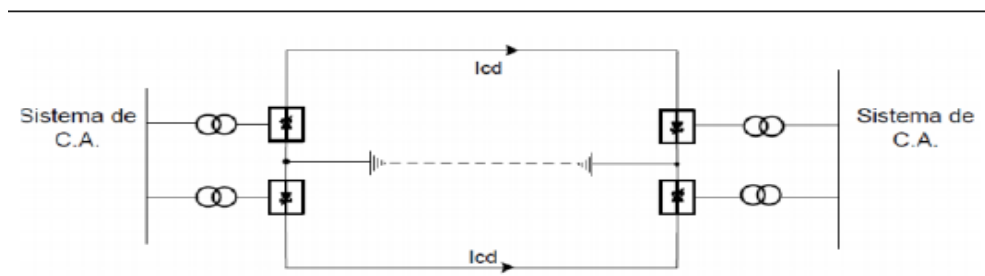
Consultado el 18 de julio de 2020. Recuperado de
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/185216/tfg-cristina-garcia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

7.2.3. Conexión homopolar

Este tipo de conexión posee dos o más conductores con la misma polaridad. Este tipo de configuración utiliza la polaridad negativa, similar a la conexión monopolar esto debido al efecto corona que se presenta en el conductor, situación que no crea interferencia. El retorno para esta clase de conexión es por medio de la tierra y esta conduce el doble de corriente que circula por cada polo. En caso de una falla en los conductores, el convertidor está disponible para proveer al otro circuito, el cual cuenta con una capacidad de sobrecarga el cual podría transmitir una potencia mayor de cada circuito (Mendoza, 2018).

Una desventaja de esta conexión es la gran corriente que recorre el retorno, esto implica un aumento en el costo al tener que seleccionar los electrodos instalados en medio de cada terminal convertidora, lo que conlleva a que su uso no sea muy habitual; la figura 5 muestra el esquema de la configuración homopolar (Cán, 2017).

Figura 5. Conexión homopolar



Fuente: Cán. (2017). *Estudio técnico comparativo de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y sistema de transmisión de corriente alterna (HVAC)*. Consultado el 18 de julio de 2020. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/7517/1/L%C3%A1zaro%20Nathanael%20C%C3%A1n%20Yancoba.pdf>.

7.3. Tipos de configuraciones de los sistemas HVDC

Los sistemas de transmisión HVDC cuenta con diferentes tipos de configuraciones, dependiendo de la localización de las estaciones de conversión, la capacidad de transmisión y los requerimientos del proyecto.

7.3.1. Configuración *back-to-back*

Este tipo de configuración cuenta con dos convertidores que están instalados en la misma estación de conversión, por lo tanto, no es necesario contar con líneas de transmisión (Garcia, 2020).

Esta configuración se utiliza cuando se requiere acoplar dos sistemas de transmisión de diferentes frecuencias de operación (la conexión se encuentra en la misma estación de conversión). La configuración *back to back* no necesita de la instalación de una línea de transmisión, rectificadores e inversores son equipos que se ubicaran físicamente en la estación de conversión, lugar de la instalación de los equipos. Esta conexión cuenta con dos tipos de conexiones: monopolares y bipolares (Ephraim, Madhu, Mounika y Harish, 2015).

Figura 6. Configuración *back to back*



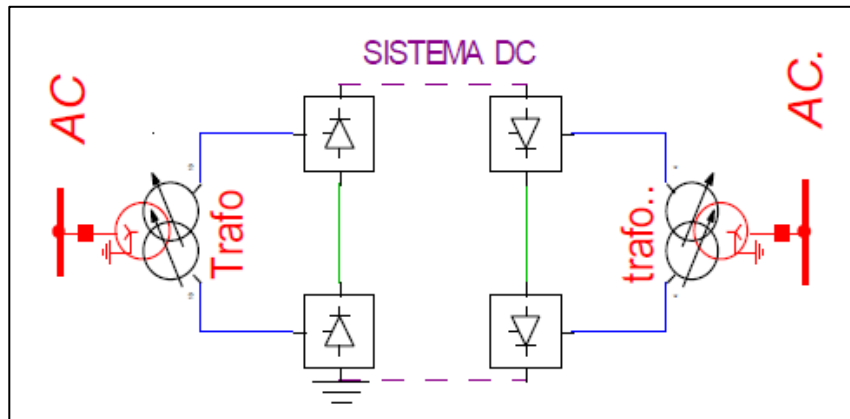
Fuente: Ospina. (2016). *Desarrollo de un método de localización de fallas en sistemas HVDC de transmisión de energía basado en las componentes resistivas del sistema*. Consultado el 31 de julio de 2020. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7100/62133C824.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

7.3.2. Configuración punto a punto

Este tipo de configuración es la más utilizada en transmisión HVDC, se utiliza cuando se transmite potencia entre una estación convertidora rectificadora y una estación inversora, instaladas a una larga distancia entre sí, debido a que es posible la transmisión a cargas aisladas. La configuración punto a punto utiliza conexiones submarinas estas pueden ser monopolares y bipolares (Castro y Fernández, 2013).

La configuración punto a punto se emplea para conectar dos estaciones cuando la conexión HVAC no es rentable y resulta la única solución técnicamente factible a implementar. Se utiliza enlaces submarinos para la conexión de los sistemas insulares, plataformas petroleras y para parques eólicos que se encuentran instalados en el mar, alejados de la costa (Monterrubio, 2013).

Figura 7. Configuración punto a punto



Fuente: Castro y Fernández. (2013). *Estado del arte de líneas de transmisión en alta tensión de corriente directa (HVDC)*. Consultado el 4 de agosto de 2020. Recuperado <https://es.scribd.com/document/426571543/HVDC>.

7.3.3. Configuración multiterminal

Se utiliza cuando se implementan más de tres subestaciones en un sistema HVDC. Este tipo de configuración permite la conexión en serie, paralelo y mixta de las subestaciones (Lopez, 2017).

- Serie

Las subestaciones que se encuentran en un sistema eléctrico de potencia les llegan una tensión de diferente valor, para no afectar el nivel de voltaje que llegan a las otras subestaciones, la subestación conectada en serie no consume más del 10 % de la potencia total en las estaciones rectificadoras (Jacho y Barrera, 2018).

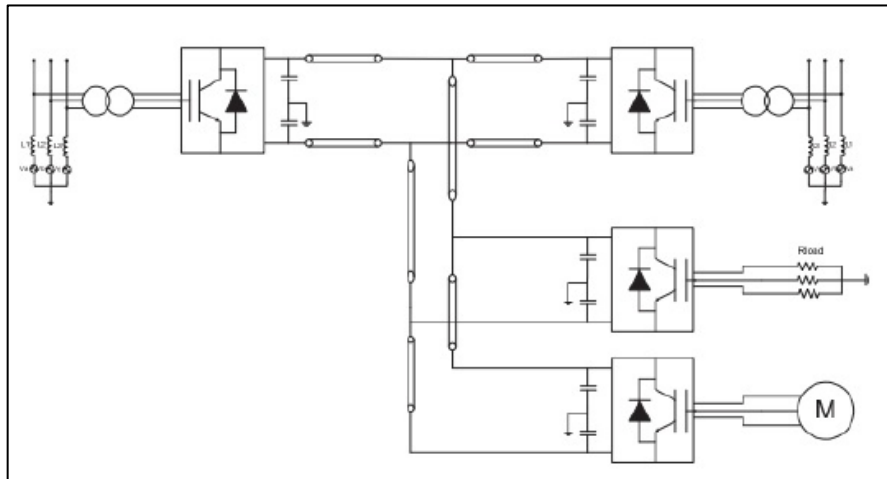
- Paralela

Las subestaciones que se encuentran conectadas en este tipo de configuración poseen la misma tensión entre ellas. Se emplea cuando las subestaciones rebalsan el 10% de la potencia total en las estaciones rectificadoras (González, 2018).

- Mixta

Es una combinación de las dos configuraciones anteriores, cada subestación puede conectarse de forma en serio o paralelo.

Figura 8. **Configuración multiterminal**



Fuente: González. (2018). *Estudio de la transmisión de alta potencia: alterna vs. continua.*

Consultado el 4 de agosto de 2020. Recuperado de

https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/21194/Gonz%C3%A1lezSantos_Alejandro_TF_G_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y.

7.4. Convertidores en sistemas HVDC

Las estaciones conversoras son un elemento importante en un sistema HVDC ya que estas son las encargadas de rectificar e invertir la señal, convertir la energía de corriente alterna a corriente directa. El esquema de las estaciones conversoras está definido por el uso de tiristores, estos dispositivos permiten o bloquean la circulación de la corriente, si tener nivel intermedio. Estos dispositivos electrónicos de potencia dieron origen a la tecnología *Line Commutated Converter* (LCC) que permiten el control de la potencia activa. La tecnología *Voltage Sourced Converter* (VSC) permite controlar el encendido y apagado de la transferencia de potencia eléctrica (Bahamón, 2016).

7.4.1. Convertidor de conmutación de línea (LCC)

En el mundo los convertidores de conmutación de línea (LCC) con tiristores son la tecnología más utilizada en los sistemas HVDC. El convertidor requiere un voltaje trifásico para su correcto funcionamiento. Un elemento primordial del convertidor de línea son los puentes de seis pulsos trifásicos, cada uno de los puentes contiene seis interruptores controlables habitualmente válvulas de tiristores. Estas válvulas están construidas por un arreglo de tiristores conectados en serie para obtener la tensión DC requerida. Actualmente los sistemas HVDC más modernos utilizan puentes de doce pulsos, esta configuración se forma a la conexión en serie de dos puentes de seis pulsos que ayudan a mitigar los requerimientos de filtrado de armónicos. Este tipo de conexión en serie necesita que las fuentes de corriente alterna estén desfasadas 30 grados, esto se logra utilizando transformadores configurados en delta o estrella en el secundario. Un puente puede utilizar una configuración delta en el secundario y el otro en configuración estrella (Amado, 2014).

El convertidor de potencia está diseñado con tiristores o SCR. La mayor desventaja de los tiristores es que poseen el control de encendido del SCR, pero no de corte o apagado, lo cual determina que es posible controlar el flujo de potencia activa pero no la potencia reactiva. Este tipo de tecnología depende únicamente de la potencia activa entregada. Ecuación 1.1 (Jacho y Barrera, 2018).

Fórmula 1

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

Donde:

Q = potencia reactiva

P = potencia activa

α = ángulo de disparo

dx = caída de tensión inductiva relativa

El consumo de la potencia reactiva del convertidor lo aporta la potencia activa entregando de un 30 a un 50 %. Ecuación 1.2 (Jacho y Barrera, 2018).

Fórmula 2

$$Q = (30 \% a 55 \%) * P$$

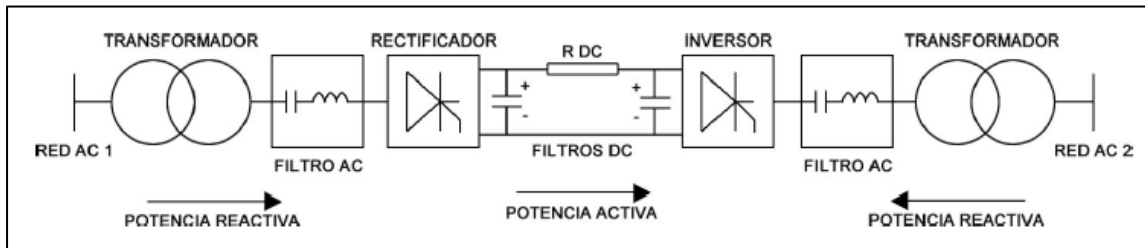
El consumo de potencia reactiva en la conversión se logra mediante a que la fuente realiza la conmutación, la reactancia de dispersión del transformador del convertidor es un factor importante a la hora de la conmutación. El consumo de potencia reactiva varía con la carga, por lo cual se necesita incluir capacitores

y filtros en cada terminal y que estos se encuentren conectados por medio de disyuntores para consolidar los requerimientos de potencia reactiva para realizar la conversión (González, 2018).

Las estaciones de conversión que utilizan los convertidores de conmutación de línea tienen pérdidas de operación entre un 0.65 % y el 0.75 % (Amado, 2014).

Los convertidores de conmutación de línea son la tecnología más utilizada a nivel mundial y son sistemas confiables a pesar de las limitantes en cuanto su control. Son utilizados en sistemas *back to back*, el cual tienen como ventaja de realizar la rectificación e inversión en la misma subestación y posibilita las conexiones de sistemas de redes asíncronas que a la vez controla el flujo de potencia entre ellas (González, 2018).

Figura 9. Sistema LCC HVDC



Fuente: Bahamón. (2016). *Impacto de la transmisión HVDC en la estabilidad transitoria del sistema de potencia*. Consultado el 20 de agosto. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/6188/6213743J61.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

7.4.2. Convertidor fuente de voltaje (VSC)

La tecnología VSC (*Voltage Source Converter*) utiliza dispositivos semiconductores de potencia de conmutación forzada de tipo IGBT. Esta tecnología tiene características especiales que la hacen ser llamativa en el momento de una implementación a pesar de no manipular potencias elevadas como la tecnología convencional. Su tensión llega a ser de 300 kV y su potencia entre 300-400 MW. Su gran ventaja radica en controlar simultáneamente o independiente la potencia activa y reactiva, logrando que estos semiconductores (IGBT) puedan conmutar sin necesidad de una red (Castro y Fernández, 2013).

Esta tecnología está basada en convertidores de potencia, con semiconductores de potencia del tipo IGBT. Los terminales VSC cuentan de manera independiente con el control de la potencia activa y reactiva en cada estación convertidora, por medio del cual se puede tener control de la potencia transmitida (Muñoz, López y Villada, 2018).

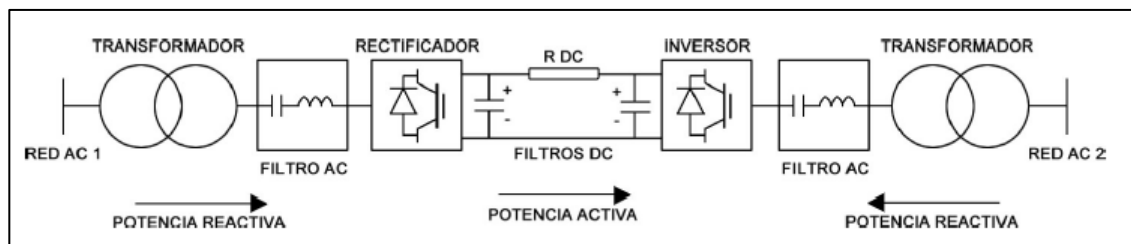
El otro tipo de tecnología es usando convertidores de potencia en cuya topología VSC con semiconductores de potencia, son del tipo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Este tipo de tecnología no puede operar a valores de potencia demasiado altos como en la tecnología convencional basada en tiristores (su potencia se encuentra en el orden de 1 GW con una tensión de aproximadamente 300 kV), las características que la convierte en una mejor opción al rato de seleccionar e implementar un tipo de tecnología, son las siguientes:

- 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.

- Control de la potencia activa y reactiva que circula por los enlaces.
- 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).
- 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).
- Facilidad de integrar dos redes AC lo cual permite aumentar su estabilidad y la capacidad de transmisión (Jacho y Barrera, 2018).

Figura 10. Sistema VSC HVDC



Fuente: Bahamón. (2016). *Impacto de la transmisión HVDC en la estabilidad transitoria del sistema de potencia*. Consultado el 20 de agosto de 2020. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/6188/6213743J61.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

7.4.3. Comparación de los convertidores LCC y VSC

Los sistemas de transmisión HVDC emplean enlaces con estaciones para la conversión de energía, sin embargo, es muy importante conocer ciertas características o particularidades de los dispositivos a utilizar en un proyecto y los requerimientos a satisfacer.

Tabla I. **Comparación entre sistemas de transmisión**

Comparación entre los sistemas de transmisión basados en LCC – HVDC y VSC – HVDC

Aspectos Técnicos	Tecnología HVDC-LCC	Tecnología HVDC-VSC
Control de Potencia Activa	Sí	Sí
Control de Potencia Reactiva	No	Sí
Capacidad de Potencia	7 GW	1 GW
Distorsión Armónica	Sí	En bajos niveles
Pérdidas en estaciones conversoras	0.8 – 0.9 %	1.1 – 1.4%
Compensación reactiva	30 – 60 % de la capacidad total	Consumir e inyectar potencia reactiva
Convertidores de potencia	Puentes de 6 y 12 pulsos	Multinivel y multiterminal
Infraestructura de las estaciones conversoras	Amplias áreas debido a los filtros y la compensación reactiva	Reducción del 40 – 50 % del área requerida para una estación LCC

Fuente: Sandino y Rodríguez. (2019). *Estudio y aplicación de un control de un enlace vsc-hvdc para el mejoramiento de la estabilidad de tensión de un sistema de potencia*. Consultado el 20

de agosto de 2020. Recuperado de

https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1248&context=ing_electrica.

7.4.4. Inversor multinivel

Una alternativa para los inversores convencionales son los inversores multinivel que son una llamativa tecnología en aplicaciones de media y alta potencia, un convertidor se considera multinivel si la forma de onda tiene más de tres niveles (Lopez, 2017).

La ventaja de los inversores multinivel radica en que mejora la señal AC al aumentar los niveles del inversor con ello disminuyen la cantidad de armónicos y a su vez disminuye la frecuencia de conmutación lo cual indica menores requerimientos en filtros armónicos y menores pérdidas de energía (Barcenas, 2000).

Su operación consiste en sintetizar la tensión AC de salida en varios escalones de tensión DC por lo tanto los dispositivos de estado sólido manejan un solo valor de tensión de un escalón, así de esta forma si se desea mejorar la forma de onda se deben aumentar los dispositivos de conmutación, pero con el inconveniente de que aumentan el costo del inversor y aumenta en gran medida la complejidad del control de la secuencia de conmutación, esta es la principal razón de que la aplicación de los inversores multinivel no sea tan extendida (Lopez, 2017).

7.5. Interconexión de redes eléctricas

A continuación, detallan los tipos de conexión que puede existir en las redes eléctricas e interconexiones entre países.

7.5.1. Tipos de conexión

Desde los comienzos del descubrimiento de como transportar la energía eléctrica, la transmisión desde un punto de generación hasta otro de consumo se pensó y discutió que la mejor manera de transferir era la corriente alterna. Esto dado que se podía elevar la tensión de transporte y así disminuir las pérdidas de trasmisión, sin embargo, hace más de 60 años con la instalación del primer enlace HVDC en Suecia la corriente continua y alterna conviven desde ese tiempo, teniendo la posibilidad de que los sistemas eléctricos se beneficien de las ventajas de cada tipo de tecnología (Jacho y Barrera, 2018).

7.5.2. Conexiones síncronas

Para que dos o más sistemas eléctricos que operan de manera aislada puedan interconectarse de manera síncrona se debe cumplir que: todos los involucrados en su funcionamiento coordinado tengan la misma frecuencia de operación (Mendoza, 2018).

Tal como se ha indicado anteriormente de las ventajas de las interconexiones, también existen desventajas para este tipo de uniones. Dentro de los perjuicios que conlleva las uniones eléctricas de dos sistemas se encuentran el control de flujo de potencia, estabilidad de tensión, oscilaciones de potencia, oscilaciones interárea y oscilaciones subsíncronas. En el caso de sistemas de transmisión para largas distancias las problemáticas que se pueden presentar son para el control de tensión, control de potencia reactiva, estabilidad en régimen permanente, estabilidad dinámica y oscilaciones subsíncronas (Mendoza, 2018).

7.5.3. Conexiones asíncronas

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 (Jacho y Barrera, 2018).

Las conexiones eléctricas del tipo asíncronas se realizan principalmente en sistemas que poseen diferentes frecuencias de operación. Este tipo de uniones se realiza solamente en sistemas de corriente continua, dada una configuración *back-to-back* o punto a punto. Este proceso se basa en que las estaciones independizan la frecuencia entre un punto y otro, lo cual hace muy flexible la transferencia de potencia. Una desventaja de este tipo de interconexión es que la inercia de ambos sistemas no interactúa en el proceso de transferencia dado que el enlace HVDC independiza los fenómenos que pasan en el lado inversor AC y lo que acontece en el rectificador AC.

Por lo anterior, el enlace funciona como filtro entre ambos sistemas y dependiendo del tipo de tecnología utilizada en el enlace pueden ser vistos como consumidor de reactivos en cualquier modo de operación o controladores de tensión de las estaciones convertoras dependiendo del tipo de tecnología utilizada en el enlace pueden ser vistos como consumidor de reactivos en cualquier modo de operación o controladores de tensión de las estaciones convertoras (Mendoza, 2018).

7.6. Componentes de un sistema HVDC

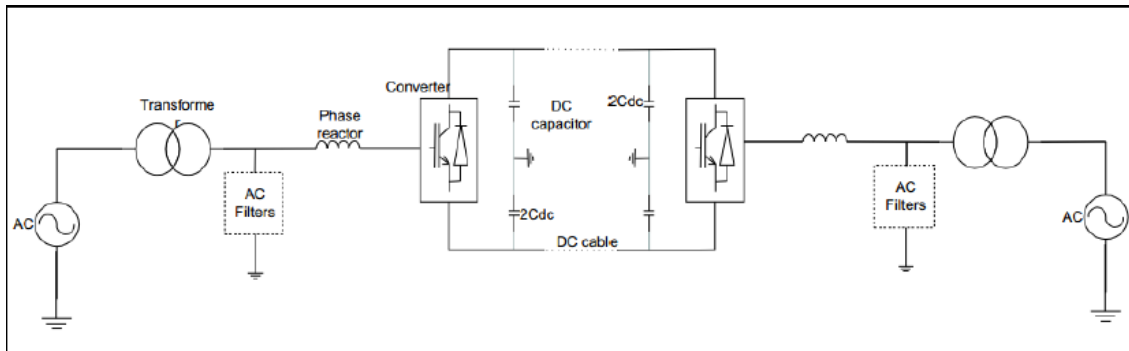
A continuación, se muestran y explican los diferentes componentes que contemplan las configuraciones HVDC-VSC y HVDC-LCC.

7.6.1. Componentes de un sistema HVDC-VSC

Los elementos que componen un sistema HVDC-VSC son en general idénticos a los descritos para los sistemas HVDC-LCC, encontrando similitudes entre ambos, como: generación de armónicos en las estaciones, que hacen necesarios filtros; uso de transformadores de conversión para adaptar la tensión de CA a la óptima del convertidor VSC para medida de tensiones y corrientes en los diferentes puntos del sistema para el control y protección óptimos. Los elementos esenciales de un sistema VSC son:

- Las válvulas IGBT del convertidor, y los controles, para realizar el cambio CC-CA y viceversa.
- Una reactancia en el lado de CA proporcionada por una reactancia en fase (inductancia), un transformador, o una combinación de ellos.
- Una fuente de tensión de continua, que es aportada por los condensadores instalados en el lado de CC del convertidor VSC (Monterrubio, 2013).

Figura 11. Topología de un sistema VSC HVDC



Fuente: Cán. (2017). *Estudio técnico comparativo de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y sistema de transmisión de corriente alterna (HVAC)*. Consultado el 30 de agosto de 2020. Recuperado de

<http://www.repositorio.usac.edu.gt/7517/1/L%C3%A1zaro%20Nathanael%20C%C3%A1n%20Yancoba.pdf>.

- Interruptor de la subestación VSC: este elemento eléctrico cumple la función principal de separar la subestación de transformación de corriente continua del sistema alterno. No existen grandes requerimientos para este dispositivo, salvo en el caso de partida del enlace HVDC-VSC donde se requeriría la puesta de una resistencia para disminuir las corrientes de carga del circuito de continua (Mendoza, 2018).
- Filtros del lado de alterna: tal como se dijo para el sistema HVDC-LCC, los filtros en el lado de corriente alterna previenen el traspaso de armónicos a la red eléctrica generados por las estaciones convertoras. En el caso de utilizar métodos apropiados de control como PWM o estaciones VSC multiniveles que puedan suprimir armónicos de bajo orden, estos componentes pueden ser sintonizados para alta frecuencia lo que llevaría a un menor costo y tamaño (Mendoza, 2018).

- Transformador del convertidor: los convertidores están conectados al sistema de corriente alterna a través de transformadores, la función importante es transformar la tensión del sistema de corriente alterna a un valor adecuado para el convertidor. Estos transformadores se caracterizan por estar diseñados para soportar el alto contenido de armónicos generado por las estaciones conversoras sin sobrecalentarse. Además, están diseñados para soportar la re magnetización continua del núcleo, el ruido y otras características de este tipo de montajes (Cán, 2017).
- Toma de tierra de la rama del neutro: para definir un punto de referencia u origen de potenciales se instala una toma de tierra que depende del diseño de la subestación se puede instalar directamente o a través de los siguientes elementos: reactancias, condensadores, resistencias, limitadores o electrodos. En el caso de conexión bipolar se suelen instalar dos bancos de condensadores en paralelo con el convertidor VSC, y en el punto medio común se realiza la conexión de puesta a tierra. En el caso de una instalación monopolar la toma de tierra se puede instalar en cualquiera de las subestaciones VSC (Monterrubio, 2013).
- Filtros DC: los puentes de 12 pulsos introducen armónicos de orden $12n$ (12, 24) en la señal de voltaje DC. Se utilizan filtros para estos armónicos de forma similar al lado AC. Las líneas de transmisión DC causan radio interferencia cuando estos armónicos no son reducidos. Además, se utilizan reactores en serie con la línea DC, conocidos como smoothing reactors, para suavizar la señal DC, limitando la tasa de aumento en la corriente DC (Olivares, 2014).
- Medio de transmisión DC: el medio de transmisión puede ser una línea aérea o un cable enterrado. Las líneas de transmisión tienen estructuras

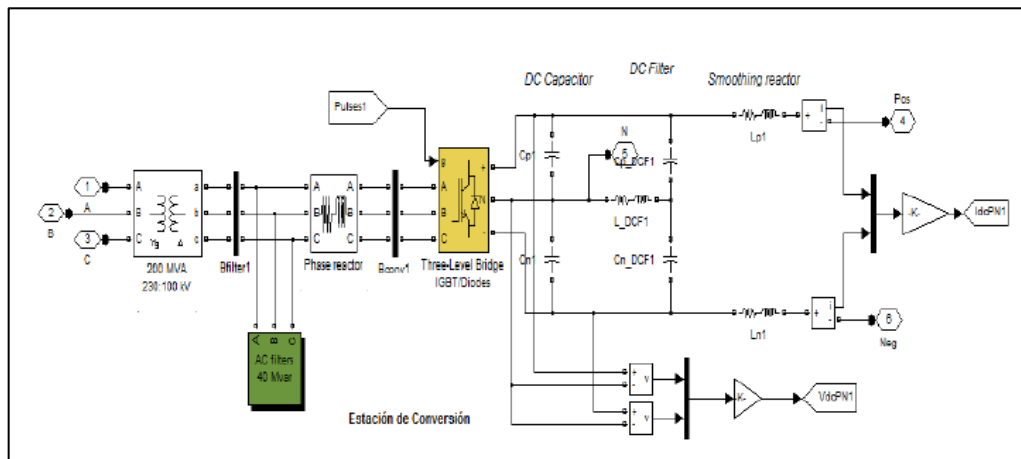
similares a las torres AC, aunque ocupan menor espacio. La línea puede ser monopolar (un solo polo DC) o bipolar (un polo positivo y otro negativo), y tener o no retorno metálico (Kim, Sood, Jang, Lim y Lee, 2009).

- Reactancia de bloqueo de armónicos en modo común: los armónicos en la corriente que circulan por las líneas de corriente continua se pueden separar en componentes en modo diferencial y en modo común. Las corrientes en modo diferencial circulan desde el polo positivo al negativo (en sentido opuesto), mientras que las corrientes en modo común circulan por el camino de retorno por tierra (en el mismo sentido que la corriente fundamental). Cuando el conductor de transporte y el de retorno están muy juntos el efecto del campo electromagnético debido a las corrientes diferenciales es casi nulo y no causan interferencias con otras líneas o sistemas de telecomunicaciones (Monterrubio, 2013).
- Módulo de IGBT: un módulo IGBT consiste de un IGBT, una unidad de compuerta, un divisor de voltaje y un disipador enfriado por agua. Cada unidad de compuerta incluye circuitos manejadores de compuerta, circuitos de supervisión e interface óptica. La electrónica de manejo de compuerta controla el voltaje de compuerta y la corriente de encendido y apagado, a fin de que el proceso de encendido y apagado sea el óptimo. El voltaje en el IGBT es medido durante el encendido; la información es enviada a la unidad de control de los módulos IGBTs a través de fibra óptica. El divisor de voltaje conectado a través del IGBT provee a la unidad de compuerta con la corriente necesaria para manejar la compuerta y alimentar a los circuitos de comunicación óptica y al control electrónico (Cán, 2017).

7.6.2. Componentes de un sistema HVDC-LCC

Actualmente, el sistema HVDC convencional o convertidor de línea conmutada es una tecnología madura con décadas de experiencia no solo a nivel de investigación sino también en la industria. Esta tecnología, como se indicó anteriormente, emplea convertidores que utilizan válvulas basadas en tiristores las cuales son dispositivos de electrónica de potencia semicontrolados. El que los dispositivos sean semicontrolados indican que solo se puede retrasar el momento de encendido, pero no así su apagado. En esta sección se abordan los componentes físicos que intervienen en el proceso de conversión y en la siguiente sección se mencionará una idea básica del control de este tipo de tecnología (Mendoza, 2018).

Figura 12. Topología de un sistema LCC HVDC



Fuente: Lopez. (2017). *Control predictivo en convertidores de corriente multi-nivel para aplicaciones HVDC*. Consultado el 30 de agosto de 2020. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7680/62131912L864.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- Convertidor LCC: son los que transforman corriente alterna a corriente continua y viceversa, siendo el corazón principal de este tipo de transmisión dado que son el elemento que se controla para tener el funcionamiento requerido. El clásico convertidor HVDC es conocido como conversor fuente de corriente dado que su principal estrategia es tener corriente constante en el enlace DC. Los principales arreglos son de 6 o 12 pulsos de las estaciones convertoras y dependerá de las potencias que se requieran transmitir (Mendoza, 2018).
- Filtros: los filtros AC se utilizan para anular los armónicos indeseados, estos se deben sintonizar a la frecuencia de los armónicos que se quieren eliminar. Los filtros cuando eliminan las corrientes de los armónicos para los que fueron sintonizados deben compensar la potencia reactiva consumida por las inductancias que los conforman. En este caso se seleccionó que la potencia nominal de los filtros fuera del 20 % de la potencia de la estación, pues el orden del valor de las inductancias esta entre 0,15 p.u. y 0,20 p.u (Lopez, 2017).
- Condensadores en paralelo: en transmisiones HVDC-LCC operando normalmente, se consume energía reactiva aproximadamente con un valor del 60 % de la energía activa que se está transmitiendo. Los condensadores en paralelo que se instalan en el lado de CA del convertidor, suministran la energía reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión en el convertidor. Estos se conectan o desconectan automáticamente mediante interruptores y pueden hacer las veces de filtros de armónicos (Kim *et al.*, 2009).
- Línea de CC: las líneas de transporte ya sean aéreas, subterráneas o submarinas están siempre presentes salvo en configuraciones back-to-

back. En función de la configuración y la conexión se empleará un determinado número de conductores. Muchas instalaciones utilizan electrodos para el retorno por tierra o mar, pero debido a la oposición por causas medioambientales es común emplear retorno metálico por cable, aunque encarezca la instalación, además en las últimas instalaciones se instala junto con los conductores de CC un enlace de comunicaciones a base de fibra óptica (Monterrubio, 2013).

- Interruptor de corriente continua: en las primeras configuraciones de los sistemas HVDC estos elementos solo correspondían a seccionadoras, dado que las fallas en el lado continuo eran despejadas a través del rápido control. Sin embargo, nuevas topologías (redes en continua) han llevado a la industria eléctrica y academia a lograr avances en término de este elemento. También es importante la utilización de interruptores a neutro de barra en el lado de continua en configuraciones de más de un polo para el caso de fallas a tierra, dado que parte de la corriente se desvía a tierra bloqueando el polo fallado y continuando la transmisión por el polo sano (Mendoza, 2018).
- Interruptor de corriente alterna: para despejar fallas en el transformador y para sacar de operación al sistema HVDC, los interruptores son esenciales en lado AC como protección. Los interruptores son utilizados para delimitar lo que corresponde a la parte alterna y continua principalmente para mantener la selectividad del sistema alterno. Entre los tipos de interruptores de corriente alterna más empleados en las subestaciones se encuentran: de gran volumen de aceite, de pequeño volumen de aceite, neumáticos, de vacío o de hexafluoruro de azufre (Mendoza, 2018).

7.7. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

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.

7.7.1. 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, frecuencia, potencia y carga.

7.7.2. Estabilidad de voltaje

En la literatura existen diversas definiciones de estabilidad de tensión. Las definiciones toman en cuenta los plazos, estados del sistema, grandes o pequeñas perturbaciones, entre otras características. Los diferentes enfoques, por lo tanto, reflejan el hecho de que existe un amplio espectro de fenómenos que podrían ocurrir durante el curso de la estabilidad de tensión. Dada la existencia de numerosos autores que poseen diferentes experiencias en

estabilidad de tensión, aparecen diferencias entre las definiciones. Entre ellos aparece Kundur, CIGRE e IEEE las cuales toman en consideración el sistema o las cargas (Mendoza, 2018).

El concepto de estabilidad de tensión se dirige a una gran variedad de fenómenos distintos dependiendo de qué parte del SEP se está analizando; por ejemplo, puede ser un fenómeno rápido como los motores de inducción, cargas de aire acondicionado o sistemas HVDC-LCC los cuales se encuentran involucrados en dinámicas rápidas. Por el contrario, fenómenos lentos tales como cambiadores mecánicos de tap pueden tomar algunos segundos en la actuación de dichos elementos. Hoy en día, es bien aceptado que la inestabilidad de tensión es un proceso dinámico ya que se relaciona con cargas dinámicas (Yang, Cheng y Xu, 2005).

7.7.3. 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 (Jacho y Barrera, 2018).

Este tipo de problema de estabilidad es asociado con la recuperación de la frecuencia del sistema después de un desbalance de potencia activa entre

generación y carga del sistema debido a una perturbación. Por consiguiente, el análisis de la estabilidad de frecuencia concentra la variación del estudio de la frecuencia del sistema debido a grandes cambios repentinos en el balance generación-carga (Gomez-Expósito, Conejo y Cañizares, 2008).

7.7.4. Estabilidad angular

La estabilidad angular del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas en un sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de haber sido sujeto a una perturbación. Sin embargo, la distinción debería ser hecha entre los tipos y severidad de perturbación porque el generador sincrónico tiene la habilidad de resistir solo algunas de ellas.

El eje del rotor del generador sincrónico rota aplicándole el torque mecánico desde máquina primaria (turbina). La energización del devanado del rotor con una fuente de corriente continua genera un campo magnético estacionario en el devanado del rotor, el cual induce tensiones alternas en los devanados del estator cuando el rotor del generador es impulsado por la maquina primaria (motor). Cuando el generador se encuentra conectado a la red eléctrica, corrientes balanceadas en las tres fases y de frecuencia iguales a la de la red fluirán en el circuito de estator, el cual genera un campo magnético rotacional. El campo magnético rotacional del estator interactúa con el campo magnético del rotor produciendo un torque electromagnético que se opone al de rotación del rotor. Por lo tanto, el torque mecánico es requerido para soportar el del rotor que gira a la velocidad deseada (Mendoza, 2018).

En condiciones de estado estacionario, ambos torques son iguales y opuestos teniendo como resultado que la velocidad del rotor se mantiene en un valor constante, siendo este punto denominado punto de equilibrio. A frecuencia

nominal, la velocidad del rotor es igual a la velocidad sincrónica para la cual la máquina fue diseñada. Como resultado, el monto de torque mecánico necesario para ser producido por la turbina es directamente relacionada con el monto de corriente que fluye en el estator. Cualquier cambio en la corriente de estator requiere un cambio en el torque mecánico (Kim *et al.*, 2009).

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

RESUMEN DE MARCO TEÓRICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Introducción a la corriente continua

1.2. Conexiones de los sistemas HVDC

1.2.1. Conexión monopolar

1.2.2. Conexión bipolar

1.2.3. Conexión homopolar

1.3. Tipos de configuraciones de los sistemas HVDC

1.3.1. Configuración back-to-back

1.3.2. Configuración punto a punto

1.3.3. Configuración multiterminal

1.4. Convertidores en sistemas HVDC

1.4.1. Convertidor de conmutación de línea (LCC)

1.4.2. Convertidor fuente de voltaje (VSC)

1.4.3. Comparación de los convertidores LCC y VSC

1.4.4. Inversor multinivel

- 1.5. Interconexión de redes eléctricas
 - 1.5.1. Tipos de conexión
 - 1.5.1.1. Conexiones síncronas
 - 1.5.1.2. Conexiones asíncronas
 - 1.6. Componentes de un sistema HVDC
 - 1.6.1. Componentes de un sistema HVDC-VSC
 - 1.6.2. Componentes de un sistema HVDC-LCC
 - 1.7. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia
 - 1.7.1. Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia
 - 1.7.1.1. Estabilidad de voltaje
 - 1.7.1.2. Estabilidad de frecuencia
 - 1.7.1.3. Estabilidad angular
-
- 2. METODOLOGÍA
 - 2.1. Delimitación de la interconexión México-Guatemala
 - 2.2. Recolección de datos
 - 2.3. Simulación de las tecnologías HVDC
 - 2.4. Análisis de datos
-
- 3. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN LA INTERCONEXIÓN
 - 4. COSTOS DEL PROYECTO
 - 5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS
 - 6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

9. METODOLOGÍA

9.1. Tipo de estudio

El presente estudio se considera de tipo cuantitativo descriptivo. En este se hará una propuesta para implementar tecnología de transmisión de corriente continua (HVDC) en la interconexión México-Guatemala, a través de simulaciones de la red de transmisión eléctrica y determinar el tipo de tecnología que es más eficiente en este tramo de la red.

Tabla II. **Variables**

Variable	Definición conceptual	Definición operacional
Transacciones de energía	Capacidad de realizar un trabajo.	Se mide en Mwh, es el intercambio de energía entre países o regiones.
Potencia activa	Es la cantidad total de potencia útil que consume un equipo eléctrico.	Se mide en megavatios (MW) en un sistema eléctrico de transmisión.
Frecuencia	Numero de ciclos de una forma de onda periódica que ocurren en un segundo.	Se mide en Hertz (Hz).
Voltaje	Diferencia de potencial entre dos puntos en un sistema eléctrico.	Se mide en voltios (V) por medio de un transformador de potencial.
Generación	Consiste en la transformación de alguna clase de energía no eléctrica, (sea esta química, mecánica, térmica, luminosa, entre otros) en energía eléctrica.	La generación de electricidad depende del tipo de central que se esté utilizando y la efectividad que esta tenga a la hora de la generación. (MW, GW).
Capacidad de conducción	Corriente máxima que un conductor puede transportar, bajo condiciones de uso sin exceder su rango de temperatura.	Los conductores eléctricos son los elementos que transportan energía eléctrica y se fabrican de materiales que ofrecen poca resistencia al paso de la corriente, estos materiales pueden ser cobre o aluminio.

Continuación tabla I.

Oscilaciones de potencia	de	Se presenta ante disturbios menores como las pequeñas variaciones en la carga y generación, provocando oscilaciones que pueden llevar al sistema a una condición inestable.	Las oscilaciones de potencia tienen un tiempo para entrar al régimen estable dependiendo el tipo de variación haya sufrido el sistema (MW).
Perdidas de energía	de	Que ocurren en las líneas de transmisión y distribución. Estas son inherentes al transporte de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía.	Existen pérdidas causadas por la histéresis, en el núcleo de los transformadores y por efecto corona en las líneas de transmisión. Pérdidas causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red.

Fuente: elaboración propia.

9.2. Fases del estudio

A continuación, se explican las fases de estudio que se implementaran para la realización de la investigación.

9.2.1. Fase 1: exploración bibliográfica

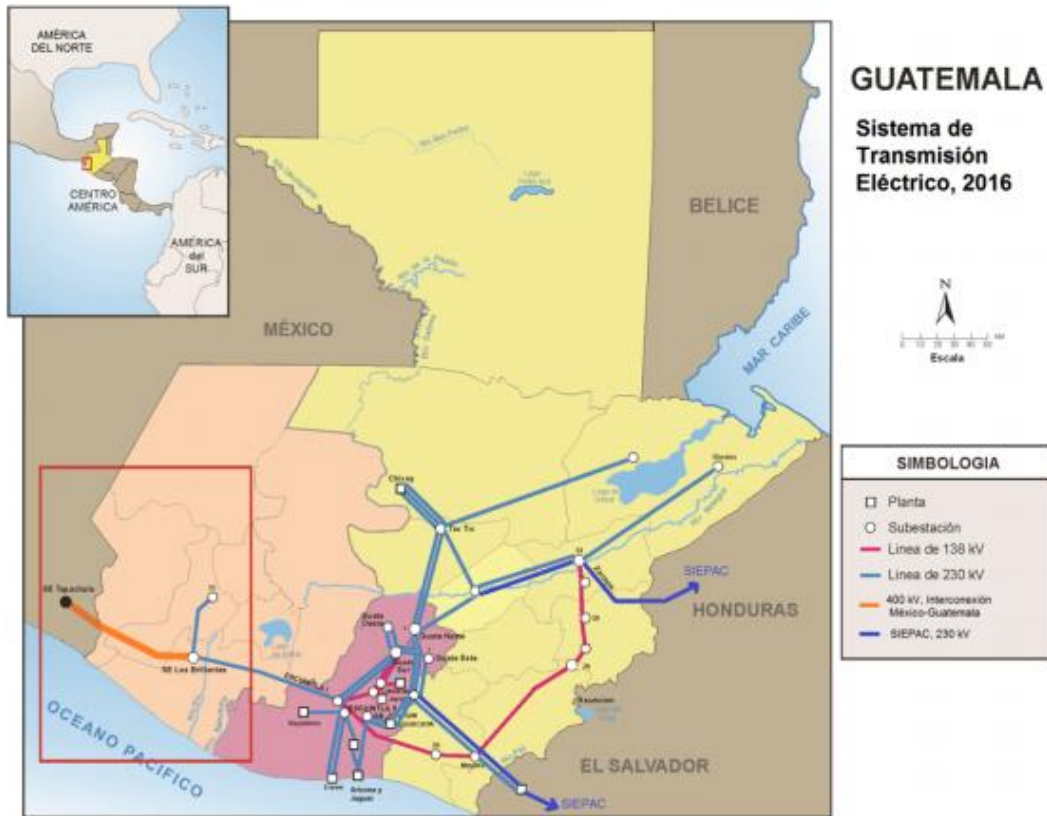
En esta fase se revisará toda la bibliografía pertinente para la explicación del tema de estudio y todos sus componentes. Se describirá la interconexión México-Guatemala, los equipos que se encuentran conectados, sus fallas y sus características. También las tecnologías de transmisión HVDC para determinar el aporte en la red eléctrica de transmisión nacional como regional y su impacto en la flexibilidad y eficiencia al sistema.

9.2.2. Fase 2: definición y delimitación del sistema

En esta fase se delimita el área de estudio, se toma solo un tramo del sistema eléctrico regional (SER), que es la interconexión México-Guatemala este punto es de importancia ya que se realizan transacciones de potencia entre estos países. Este tramo es importante para el sistema regional ya que estabiliza la red y la hace más confiable cuando ocurre alguna falla en la región.

La línea de transmisión de energía eléctrica es de 103 km a 400 kV, 32 km en el territorio de México y 71 km en territorio de Guatemala, la ampliación de dos subestaciones una en Tapachula (Chiapas, México) y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu (Guatemala, con relación de transformación 400/230/13.8 kV, capacidad de 225 MVA, y un banco de reactores en derivación de 50 MVAR). Se estimaba una capacidad inicial del enlace de 200 MW en la dirección México a Guatemala y de 70 MW en la dirección inversa, umbrales que después fueron reducidos por razones técnicas.

Figura 13. Sistema de transmisión eléctrico



Fuente: Tovar y Ventura. (2016). *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*. Consultado 15 de septiembre de 2020. Recuperado de https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/40123/S1600483_es.pdf.

Figura 14. **Interconexión eléctrica México-Guatemala y SIEPAC**



Fuente: Tovar y Ventura. (2016). *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*. Consultado 15 de septiembre de 2020. Recuperado de https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/40123/S1600483_es.pdf.

9.2.3. Fase 3: recolección de datos

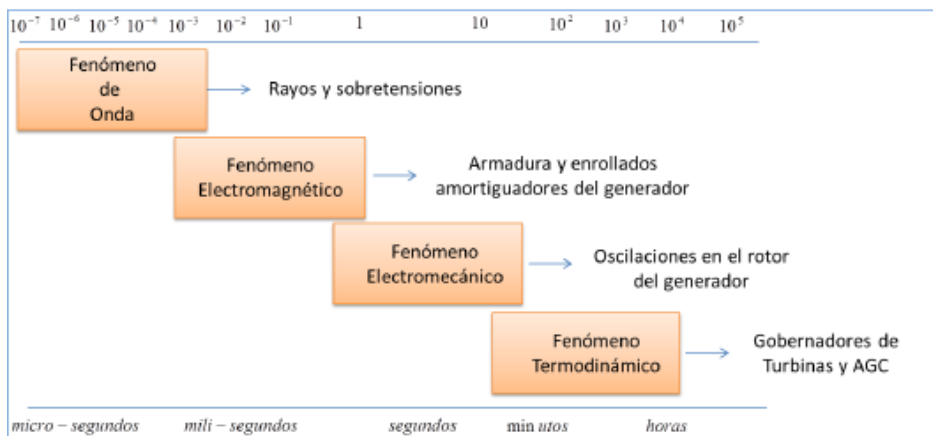
Esta fase muestra los pasos a seguir para la obtención de los datos que se desean, se explican los fenómenos dinámicos básicos en los sistemas eléctricos de potencia y la metodología para su estudio

9.3. Fenómenos dinámicos

La figura 15 muestra los fenómenos dinámicos básicos que se pueden encontrar en un sistema eléctrico de potencia. La estabilidad se encuentra estrechamente ligada con la flexibilidad que actualmente los sistemas eléctricos

de potencia deben poseer por la alta incorporación de fuentes de generación variable lo que hace que su control necesariamente posea una adecuación más rápida en el tiempo. El sistema en su conjunto debe permitir cambios bruscos de inyección/disminución de potencia variable, cambios de demanda, congestiones de líneas, entre otros manteniendo la estabilidad del conjunto.

Figura 15. **Fenómenos dinámicos básicos en sistemas eléctricos de potencia**



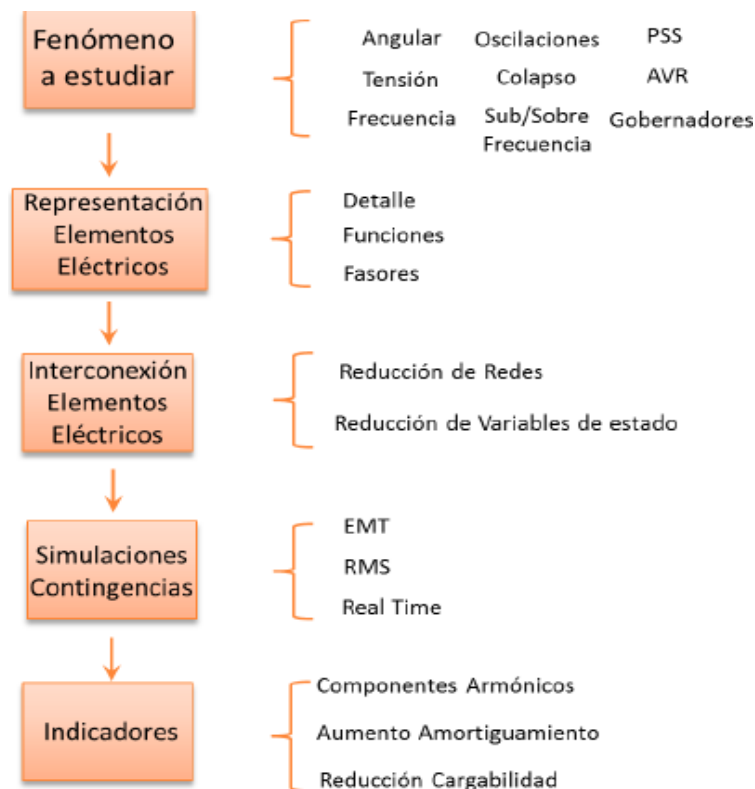
Fuente: Mendoza. (2018). *Diagnóstico del potencial aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta dinámica en interconexiones regionales*. Consultado el 18 de septiembre de 2020. Recuperado de <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151863/Diagnostico-del-potencial-aporte-de-enlaces-HVDC-VSC-para-otorgar-flexibilidad-y-mejorar-la-respuesta-dinamica-en.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

9.4. Metodología propuesta para estudios dinámicos

En la figura 16 se muestra cómo se puede tratar los fenómenos dinámicos, se utilizan 5 estaciones donde se muestran los elementos principales que se

deben tener en consideración para obtener una buena representación del sistema eléctrico de potencia y observar la respuesta del sistema.

Figura 16. **Metodología para estudios dinámicos**



Fuente: Mendoza. (2018). *Diagnóstico del potencial aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta dinámica en interconexiones regionales*. Consultado el 18 de septiembre de 2020. Recuperado de <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151863/Diagnostico-del-potencial-aporte-de-enlaces-HVCD-VSC-para-otorgar-flexibilidad-y-mejorar-la-respuesta-dinamica-en.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- Fenómenos por estudiar: distinguir el fenómeno más relevante en el SEP, una vez definido determinar las variables de estado del sistema en que se enfocara el estudio, así como también los sistemas de control. Las

variables de estado que se encuentran el sistema de potencia son: el ángulo, la tensión y la frecuencia, siendo para estas variables sus controladores los PSS, los AVR y los gobernadores.

- Representación de elementos eléctricos: corresponde a determinar el nivel de exactitud de la modelación del componente eléctrico, una vez definida la ventana temporal en la cual se desarrollará el estudio del fenómeno eléctrico.
- Interconexión de elementos eléctricos: consiste en establecer que todos los elementos que estarán sujetos al estudio deben ser representados en el mismo intervalo de tiempo para lograr tomar la dinámica de cada uno de los elementos que se han unido.

Lo que quiere decir es que esta estación corresponde a determinar cómo los distintos elementos electrónicos se conectan e interactúan entre sí de la misma naturaleza o que su respuesta no sea relevante para el fenómeno que se encuentra bajo estudio.

- Simulaciones de contingencias: corresponde a la etapa en la cual a través de la ayuda de software especializado se observan de manera gráfica el comportamiento del conjunto de elementos eléctricos modelados. En esta instancia se recomienda modificar la sintonización de controladores considerando que la topología del sistema ha sido alterada. Adicionalmente en esta estación se pueden sugerir incorporaciones de elementos de línea, controladores, cambio de conexiones de barras, entre otros.

Por último, esta estación genera los posibles escenarios de contingencias en los cuales el sistema debe comportarse de manera estable pre y post falla. En este sentido, la perturbación consiste en un evento probable (corto circuitos, desconexiones de generación, demanda, líneas entre otros) en el sistema y éste debe evolucionar en el tiempo de manera estable dependiendo de los indicadores que en el párrafo siguiente se describirá.

- **Indicadores:** para el análisis de las simulaciones se requiere la estación Indicadores de comportamiento del sistema para determinar el buen desempeño de las medidas de control que se realizan para mantener el sistema estable. En esta instancia, el SEP debe comportarse de manera segura en todo instante de la simulación y para determinar que ante las contingencias definidas sea confiable, se deben analizar los indicadores de estabilidad.

9.5. Investigación de la red

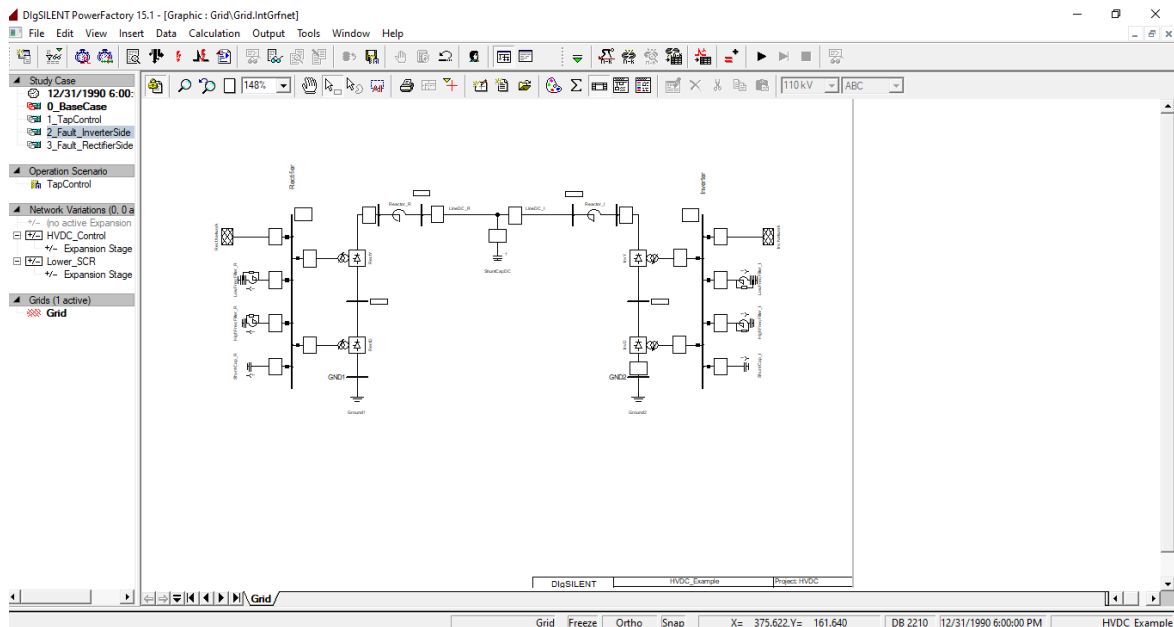
Se recopilarán datos de la interconexión México-Guatemala determinando el estado actual de la interconexión, tomando datos como las transacciones de potencia entre sistemas, las transacciones de energía, las fallas o contingencias que se han presentado en el sistema en los últimos años y los fenómenos que se han presentado en el SER.

9.6. Implementación de las tecnologías HVDC

Se implementará un software para simular los dos tipos de transmisión de corriente continua HVDC-LCC y HVDC-VSC en la interconexión México-Guatemala, implementando los diferentes equipos que utilizan estas tecnologías,

convertidores, filtros, transformadores, líneas de transmisión en corriente directa, capacitores, inversores y rectificadores.

Figura 17. Software de programación

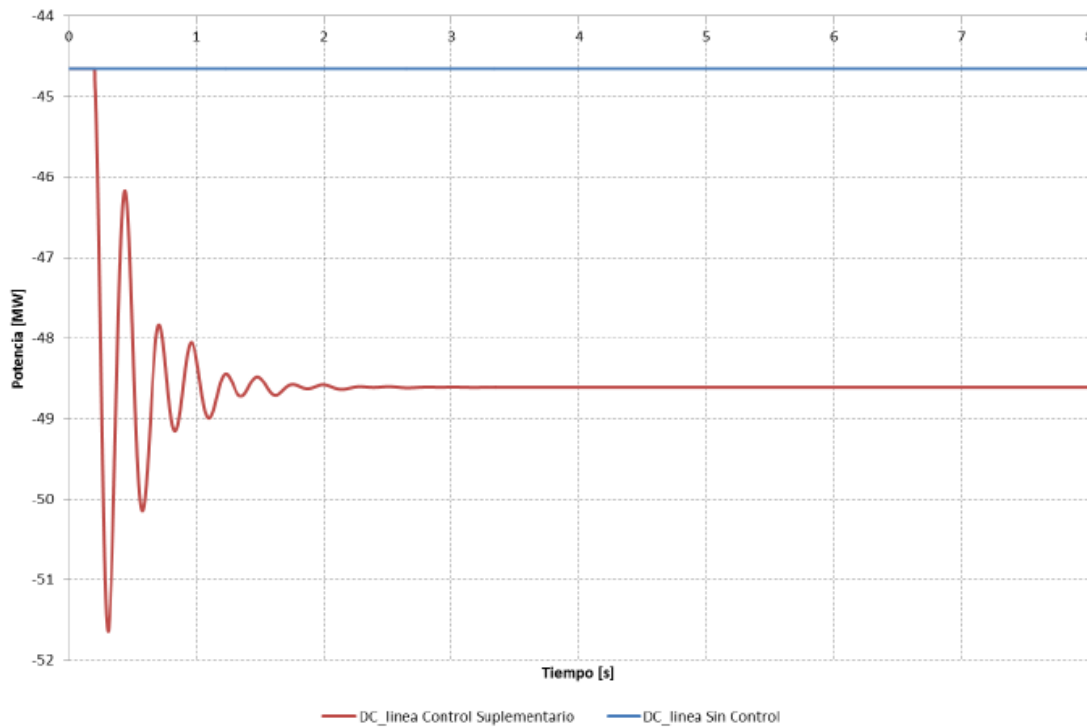


Fuente: elaboración propia.

9.6.1. Fase 4: análisis de datos

Con los datos obtenidos en las fases anteriores se procede a realizarse el análisis de las gráficas obtenidas por las simulaciones del sistema interconectado. Interpretando los valores obtenidos y determinando cuál de las dos tecnologías HVDC que se implementaron mitigan los efectos que se producen en la red y cuál de ellas es la que otorga mayor flexibilidad y eficiencia al sistema.

Figura 18. Oscilación de potencia en la línea DC modelo ilustrativo



Fuente: Mendoza. (2018). *Diagnóstico del potencial aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta dinámica en interconexiones regionales*. Consultado el 25 de septiembre de 2020. Recuperado de <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151863/Diagnostico-del-potencial-aporte-de-enlaces-HVDC-VSC-para-otorgar-flexibilidad-y-mejorar-la-respuesta-dinamica-en.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

9.6.2. Fase 5: costos del proyecto

Dentro de los análisis para la implementación de un proyecto con enlaces HVDC el factor asociado a costos de equipos (transformadores, convertidores), líneas de transmisión, selección de conductores y derecho de vía, debe ser precisado en función de obtener una adecuada propuesta técnica y económica.

Tabla III. **Costos del proyecto**

Costos asociados a enlaces HVDC	Descripción
Selección de conductores	Para seleccionar el conductor en forma adecuada se calcula la intensidad que tendrá que soportar la línea bajo cierta configuración. Las pérdidas aceptables por línea se toman con el criterio menor al 2 %.
Área de servidumbre	Muestra los requerimientos de área de servidumbre incluyendo las distancias polo a polo y distancias mínimas de seguridad.
Costo de la línea de transmisión	Se toman en cuenta los costos constructivos y de materiales que intervienen en el proyecto de tendido de líneas de transmisión. Costo de línea sin servidumbre: $COST(l_s) = a + bV + S(cN + d)$ Costo de servidumbre: $Land[\$] = ROW * L * Cost(tierra)(\$/m^2)$ $COST(TOTAL) = COST(l_s) + Land[\$]$
Costo de subestaciones convertoras	Estos costos están basados en el estudio de la Comisión Europea del proyecto REALISERGRID, los costos de un VSC están en función de la potencia (P[MW]). $Cost\ VSC[Meuro] = 0.083 * P + 28$
Costo anual de pérdidas	Analiza el costo de las pérdidas de efecto Joule sobre la línea y las pérdidas de las estaciones VSC. $Cost(perd) = Pe * F^2 * 8760 * Cpot.perd$
Costo anual equivalente	Permite comparar alternativas y tomar decisiones de inversión a través del valor actual, el tiempo de vida del proyecto y la tasa de retribución. $CAE_{tot} = CAE(línea) + Cost(perd_{línea}) + CAE(VSC) + Cost(perd_{VSC})$

Fuente: elaboración propia.

9.6.3. Fase 6: transacciones de energía en la interconexión

Se implementará la tecnología HVDC más eficiente en la interconexión México-Guatemala mostrando datos en forma de grafica al momento de realizar la simulación. Estas graficas muestran el comportamiento de las fallas y determinan el porcentaje de eficiencia que se lograra implementando esta tecnología HVDC en la interconexión.

9.6.4. Fase 7: presentación y discusión de resultados

En esta sección se presentarán los datos obtenidos de la simulación de las tecnologías de corriente continua HVDC en la interconexión México-Guatemala y se interpretarán los resultados obtenidos en el software en forma de grafica para su interpretación.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para cumplir con los objetivos que se han propuesto en la investigación, se analizarán las variables que presenta la interconexión entre México y Guatemala.

VARIABLES DE ESTUDIO:

- Voltaje (voltios)
- Frecuencia (Hertz)
- Potencia activa (vatios)
- Potencia reactiva (voltamperio reactivo)
- Potencia aparente (voltamperio)
- Factor de potencia
- Angulo (θ)

Los parámetros eléctricos antes mencionados serán recopilados por el software *DigSilent Power Factory* al momento de realizar las simulaciones de la interconexión México-Guatemala aplicando las dos tecnologías de corriente continua y con estos valores obtenidos determinar cuál de las dos es la más eficiente en el sistema.

Para ello se utilizarán las siguientes herramientas:

- Tabla de datos de voltaje.
- Gráfico del comportamiento del voltaje del sistema en el tiempo
- Tabla de datos de frecuencia.
- Tabla de datos de potencia activa.

- Grafico del comportamiento de la potencia activa del sistema en el tiempo.
- Tabla de datos de potencia reactiva.
- Tabla de datos de ángulos.
- Tabla de comparación de las tecnologías a implementar en la interconexión.
- Gráfico de comparación entre las dos tecnologías a las respuestas del sistema.
- Tabla de determinación de costos para la tecnología más eficiente en la interconexión.

Herramientas estadísticas:

- Gráfico de control comparativo para la potencia activa.
- Gráfico de control comparativo para el voltaje.
- Diagrama de barras para determinar el porcentaje eficiencia en el SNI.
- Tasa de inversión entre las opciones de inversión.
- Diagrama de barras comparativos entre costos de implementación y costo de mantenimiento.

11. CRONOGRAMA

Para darle seguimiento detallado al desarrollo de la metodología, se establecieron tiempos para el cumplimiento de cada una de las fases.

Figura 19. **Cronograma de actividades**

Actividades	Año 2021														
	Enero			Febrero			Marzo			Abril		Mayo		Junio	
Fase 1: Exploración bibliográfica	■	■	■												
Fase 2: Definición y delimitación del sistema				■	■	■									
Fase 3: Recolección de datos							■	■	■	■	■				
Fase 4: Análisis de datos											■	■	■		
Fase 5: Costos del proyecto													■	■	■

Fuente: elaboración propia.

12. FACTIBILIDAD DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación se llevará a cabo con fondos propios. La investigación se considera de tipo descriptiva, se tendrá una inversión de Q. 3466.20 detallada en la siguiente tabla:

Tabla IV. **Recursos necesarios para la investigación**

Recurso	Costo
Combustible	Q500.00
Software	Q466.20
Asesor	Q2,500.00
TOTAL:	Q3,466.20

Fuente: elaboración propia.

Siendo los recursos aportados suficientes para la investigación, se considera que es factible la realización del estudio.

13. REFERENCIAS

1. Amado, C. (2014). *Diseño conceptual y básico de una interconexión HVDC* (Tesis de grado). Universidad de los Andes, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/20014/u671845.pdf?sequence=1>.
2. Andersen, B., Xu, L., Horton, P., y Cartwright, P. (7 de agosto de 2002). Topologies for VSC transmission. *Power engineering journal*, vol. 16(3), 142-150. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/1015762>.
3. Bahamón, L. (2016). *Impacto de la transmisión HVDC en la estabilidad transitoria del sistema de potencia* (Tesis Doctoral). Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/6188/6213743J61.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
4. Bahrman, M. y Johnson, B. (7 de marzo de 2007). The ABCs of HVDC transmission technologies. *IEEE power and energy magazine*, vol. 5(2), 32-44. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/4126468?reload=true&tp=&arnumber=4126468>.

5. Barcenas, E. (2000). Analisis y Desarrollo de un Inversor Multinivel (Tesis de maestría). Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, Morelos, México. Recuperado de <https://www.cenidet.edu.mx/subplan/biblio/seleccion/Tesis/ME%20Ernesto%20Barcenas%20Barcenas%202002.pdf>.
6. Bautista, I., y González, A. (2008). *Modelado y simulación de un sistema de transmisión en corriente directa*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander, Colombia. Recuperado de <https://docplayer.es/33511111-Modelado-y-simulacion-de-un-sistema-de-transmision-en-corriente-directa-ivan-dario-bautista-barajas-alexander-gonzalez-galeano.html>.
7. Bengoa, J. (2018). *Energy Transition: Enabling technologies for demand flexibility, regulation & business models*. (Trabajo de doctorado). Universidad Politécnica de Madrid, España. Recuperado de http://oa.upm.es/53809/1/TFG_JESUS_SANTIAGO_SILVESTRE_BENGOA.pdf.
8. Cán, L. (2017). *Estudio técnico comparativo de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y sistema de transmisión de corriente alterna (HVAC)*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/7517/1/L%C3%A1zaro%20Nathanael%20C%C3%A1n%20Yancoba.pdf>.
9. Castro, R., y Fernández, C. (2013). *Estado del arte de líneas de transmisión en alta tensión de corriente directa (HVDC)* (Tesis de grado). Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga,

Colombia. Recuperado de
<https://es.scribd.com/document/426571543/HVDC>

10. Cortés, J. (2017). *Control predictivo en convertidores de corriente multi-nivel para aplicaciones HVDC*. (Tesis Doctoral). Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7680/62131912L864.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
11. Ephraim, R., Madhu, C., Mounika, K. y Harish M. (11 de marzo, 2015). *Modeling of VSC-HVDC Transmission system Using Newton Raphson Method*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.slideshare.net/mdhsudhan/vsc-based-hvdc-system>.
12. Flourentzou, N., Agelidis, V., y Demetriades, G. (3 de febrero de 2009). VSC-based HVDC power transmission systems: An overview. *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24(3). 592-602. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/4773229>.
13. Garcia, C. (2020). *Descripción y estudio de los enlaces HVDC en los sistemas eléctricos*. (Tesis de grado). Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, España. Recuperado de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/185216/tfg-cristina-garcia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
14. Gomez-Expósito, A., Conejo, A., y Cañizares, C. (2008). *Electrical Energy System, Analysis and Operation*. Estados Unidos: CRC Press. Recuperado de https://books.google.com.gt/books?hl=es&lr=&id=DS_3DwAAQBA

J&oi=fnd&pg=PP1&dq=Antonio+Gomez-
Exp%C3%B3sito%3B+Antonio+J.+Conejo%3B+Claudio+Ca%C3
%B1izares,+%E2%80%9CElectrical+Energy+System,+Analysis+a
nd+Operation%E2%80%9D,+CRC+Press,+2008.&ots=bSsBnF8yfl
&sig=hfhBm4NnNF74MiduY-
UuhCmrQUo&redir_esc=y#v=onepage&q=Antonio%20Gomez-
Exp%C3%B3sito%3B%20Antonio%20J.%20Conejo%3B%20Clau
dio%20Ca%C3%B1izares%2C%20%E2%80%9CElectrical%20En
ergy%20System%2C%20Analysis%20and%20Operation%E2%80
%9D%2C%20CRC%20Press%2C%202008.&f=false.

15. González, A. (2018). *Estudio de la transmisión de alta potencia: alterna vs. continua*. (Tesis de licenciatura). Universidad de Coruña. La Coruña, España. Recuperado de https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/21194/Gonz%C3%A1lezSantos_Alejandro_TFG_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y.
16. Guamán, G. (2019). *Análisis comparativo de las alternativas de interconexión Ecuador-Perú usando sistemas de transmisión en corriente alterna y corriente directa*. (Tesis de grado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20291/1/CD%209758.pdf>.
17. Hammons, T., Lescale, V., Uecker, K., Haeusler, M., Retzmann, D., Staschus, K. y Lepy, S. (2011). State of the art in ultrahigh-voltage transmission. *Proceedings of the IEEE*, vol. 100(2), pp. 360-390.

18. Hart, D. (2001). *Electrónica de potencia*. Madrid, España: Prentice Hall. Recuperado de https://www.academia.edu/38932177/ELECTR%C3%93NICA_DE_POTENCIA.
19. Jacho, A., y Barrera, F. (2018). *Estudios de estabilidad permanente y transitoria de conexión entre las subestaciones pasaje (machala) y posorja mediante conexión hvdc* (Tesis de grado). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador. Recuperado de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/132161/CD106626.pdf>.
20. John, W., y Sons. (2013). *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. Edited by Mircea Eremy and Mohammad Shahidehpour, Institute of Electrical and Electronics Engineers. Estados Unidos: e Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6743617>.
21. Kim, C., Sood, V., Jang, G., Lim, S., y Lee, S. (2009). *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. Singapore: John Wiley & Sons. Recuperado de https://books.google.com.gt/books?hl=es&lr=&id=ohJ7Z2Cc5G0C&oi=fnd&pg=PR5&dq=transmission+power+conversion+applications+kim&ots=Hn18L70asS&sig=AouwXsu1jv8rCtIFwXFPYFAMPT4&redir_esc=y#v=onepage&q=transmission%20power%20conversion%20applications%20kim&f=false.

22. Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., y Van Cutsem, T. (2 de agosto de 1994). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 19(3), pp. 1387-1401. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/1318675>.
23. León, P. (2017). *Control droop sobre una red HVDC multiterminal*. (Tesis de licenciatura). Universidad Técnica Federico Santa María. Valparaíso, Chile. Recuperado de <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/14052/3560900231505UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
24. Lopez, J. (2017). *Control predictivo en convertidores de corriente multi-nivel para aplicaciones HVDC*. (Tesis de grado) Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7680/62131912L864.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
25. Meah, K., y Ula, S. (16 de febrero, 2007). *Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.semanticscholar.org/paper/Comparative-Evaluation-of-HVDC-and-HVAC-Systems-Meah-Ula/33ff6ff1f188b5692343f9dc6faa29aec6466100>.
26. Mendoza, C. (2018). *Diagnóstico del potencial aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta dinámica en interconexiones regionales*. (Tesis de maestría). Universidad de Chile. Santiago de Chile, Chile. Recuperado de <http://repo>

positorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151863/Diagnostico-del-potencial-aporte-de-enlaces-HVCD-VSC-para-otorgar-flexibilidad-y-mejorar-la-respuesta-dinamica-en.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

27. Monterrubio, M. (2013). *Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Enlaces HVDC-VSC*. (Tesis de licenciatura). Universidad de Valladolid. Valladolid, España. Recuperado de <http://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/2963/PFC-P-60.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
28. Muñoz, N., López, J., y Villada, F. (2018). Deducción de los Estados de Conmutación para los Inversores Multinivel VSC-MMC. Descripción Orientada a la Enseñanza en Ingeniería. *Formación universitaria*, 11(1), 115-126. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-50062018000100115>.
29. Novoa, J. (2016). *Metodología para el planeamiento del sistema de transmisión integrado con la conversión de líneas de HVAC a HVDC*. (Tesis de maestría). Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/13338/u722071.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
30. Olivares, S. (2014). *Estudio de fenómenos transitorios en líneas HVDC* (Tesis de grado). Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/16781/u702992.pdf?sequence=1>.

31. Ospina, M. (2016). *Desarrollo de un método de localización de fallas en sistemas HVDC de transmisión de energía basado en las componentes resistivas del sistema* (Tesis Doctoral). Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7100/62133C824.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
32. Rodríguez, I. (2016). *Transporte de energía eléctrica por corriente continua*. (Tesis de licenciatura). Universidad de Cantabria. Santander, Cantabria, España. Recuperado de <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9151/386942.pdf?sequence=1>.
33. Rosero, R. (2020). Una Revisión Acerca de Tecnologías y Modelación de Enlaces HVDC para Estudios Eléctricos. *Innovation and development in engineering and applied sciences*, vol. 2(1), pp. 19-19.
34. Rüberg, S., L'Abbate, A., Fulli, G., y Purvins, A. (2013). *High-Voltage Direct-Current Transmission*. Estados Unidos: Springer. Recuperado de <https://www.springerprofessional.de/en/high-voltage-direct-current-transmission/1782622>.
35. Sandino, W., y Rodríguez, J. (2019). *Estudio y aplicación de un control de un enlace vsc-hvdc para el mejoramiento de la estabilidad de tensión de un sistema de potencia* (Tesis de grado). Universidad de Salle, Bogotá, Colombia. Recuperado de https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/249.

36. Tor, O., Guven, A., y Shahidehpour, M. (22 de abril de 2008). Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23(2), 781-789. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/4487653>.
37. Tovar, J., y Ventura, V. (2016). *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*. México: Comisión Económica para América Latina y El Caribe. Recuperado de https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/40123/S1600483_es.pdf.
38. Yang, J., Cheng, G., y Xu, Z. (18 de agosto de 2005). Dynamic Reduction of Large Power System in PSS/E. *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution. Conference & Exposition: Asia and Pacific*. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/1546815>.

14. APÉNDICES

Apéndice 1. Árbol del problema



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Matriz de coherencia

Problema	Objetivos	Variables	Metodología	Plan de acción
<i>Pregunta principal:</i>	<i>Objetivo general:</i>			
¿Cuál es el resultado de evaluar los sistemas de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC para determinar la flexibilidad y eficiencia energética en la interconexión México-Guatemala?	Evaluar los sistemas de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC para determinar la flexibilidad y eficiencia energética en la interconexión México-Guatemala.	Transacciones de energía. Potencia. Frecuencia del sistema eléctrico. Estado de la interconexión México-Guatemala.	Simulación en software. Análisis de los datos obtenidos. Recopilación de datos.	Utilizar el software DigSilent Power Factory para simular los dos tipos de tecnologías de transmisión de corriente directa aplicado a la interconexión México-Guatemala (15 días).
<i>Preguntas auxiliares:</i>	<i>Objetivos específicos:</i>			
1. ¿Cuál es el estado en la que se encuentra actualmente el sistema de transmisión en la interconexión México - Guatemala?	1. Identificar el estado en la que se encuentra actualmente el sistema de transmisión en la interconexión México - Guatemala.	Voltaje de la red. Frecuencia del sistema. Generación de potencia. Exportaciones e importaciones de energía. Fases.	Recopilación de datos. Entrevistas.	Entrevistas con el personal encargado de realizar el monitoreo a la interconexión México-Guatemala (1 día). Recolección de datos en entidades pertenecientes al sector de transmisión eléctrica (5 días).
2. ¿Cuáles son las diferencias entre las tecnologías de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC?	2. Explicar las diferencias entre las tecnologías de transmisión de corriente directa HVCD-LCC y HVCD-VSC.	Sistemas convencionales de transmisión (LCC). Costo. Capacidades de potencia. Flexibilidad de control de flujos de potencia. Capacidad de control de los sistemas. Proceso de conmutación. Perdidas de la energía transmitida.	Exploración bibliográfica.	Investigar sobre las diferencias de las dos tecnologías de transmisión de corriente directa (HVDC) que se van a evaluar en la interconexión México-Guatemala (3 días).

Continuación apéndice 2.

<p>3. ¿Cuál es el costo de implementar la tecnología de transmisión de corriente directa más eficiente en la interconexión México-Guatemala?</p>	<p>3. Analizar el costo de implementar la tecnología de transmisión de corriente directa más eficiente en la interconexión México-Guatemala.</p>	<p>Capacidad de potencia. Características de las diferentes tecnologías de interconexión en corriente continua. Precios de los equipos según el fabricante.</p>	<p>Exploración bibliográfica. Investigación técnica de las tecnologías HVDC en catálogos del fabricante de los equipos.</p>	<p>Analizar los datos obtenidos por el software de simulación y determinar la tecnología más eficiente en la interconexión México-Guatemala (2 días). Investigar sobre los costos de los equipos en catálogos de los diferentes fabricantes que ofrecen estas tecnologías (2 días).</p>
<p>4. ¿Cuál será el impacto en las transacciones de energía eléctrica en la interconexión México-Guatemala aplicando la tecnología HVCD más eficiente?</p>	<p>4. Determinar el aumento de las transacciones de energía eléctrica en la interconexión México-Guatemala aplicando la tecnología HVCD más eficiente.</p>	<p>Transacciones de potencia. Capacidad de conducción. Generación. Oscilaciones de potencia en la red de transmisión.</p>	<p>Mediciones de potencia y frecuencia del sistema eléctrico por medio de software. Análisis de resultados de las simulaciones por medio de software.</p>	<p>Hacer un análisis de los resultados obtenidos por la simulación, comparando los datos de la transacción de potencia antes y después de implementar la tecnología de transmisión de energía en corriente directa HVDC más eficiente en la interconexión México-Guatemala (5 días).</p>

Fuente: elaboración propia.