

Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

Campus Monterrey

Escuela de Ingeniería y Ciencias



“Estudio de planeación para sistemas de potencia, incluyendo enlaces de Corriente Directa en alta tensión, basado en pérdidas de potencia activa”

Tesis presentada por

Luis Fernando Cayetano Cortés

sometida a la

Escuela de Ingeniería y Ciencias

como un requisito parcial para obtener el grado académico de

Maestro en Ciencias

con especialidad en

Ingeniería Energética

Monterrey Nuevo León, 9 de Diciembre de 2019

Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

Campus Monterrey

Escuela de Ingeniería y Ciencias

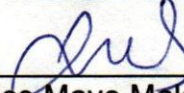
Los miembros del comité aquí citados certificamos que hemos leído la tesis presentada por Luis Fernando Cayetano Cortés y consideramos que es adecuada en alcance y calidad como un requisito parcial para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Energética,



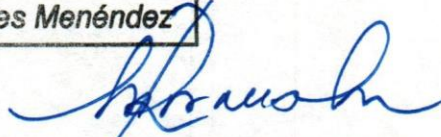
Dr. Daniel Guillén Aparicio
Tecnológico de Monterrey
Escuela de Ingeniería y Ciencias
Asesor principal



Dr. Gerardo Escobar Valderrama
Tecnológico de Monterrey
Escuela de Ingeniería y Ciencias
Miembro del comité



Dr. Jonathan Carlos Mayo Maldonado
Tecnológico de Monterrey
Escuela de Ingeniería y Ciencias
Miembro del comité



Dr. Rubén Morales Menéndez
Director Nacional de Posgrado
Escuela de Ingeniería y Ciencias

Monterrey Nuevo León, 9 de Diciembre de 2019

Declaración de autoría

Yo, Luis Fernando Cayetano Cortés, declaro que esta tesis titulada, "Estudio de planeación para sistemas de potencia, incluyendo enlaces de Corriente Directa en alta tensión, basado en pérdidas de potencia activa", y el trabajo que se presenta en ella es de mi autoría. Adicionalmente, confirmo que:

- Realice este trabajo en su totalidad durante mi candidatura al grado de maestría en esta universidad.
- He dado crédito a cualquier parte de esta tesis que haya sido previamente sometida para obtener un grado académico o cualquier otro tipo de titulación en esta o cualquier otra universidad.
- He dado crédito a cualquier trabajo previamente publicado que se haya consultado en esta tesis.
- He citado el trabajo consultado de otros autores, y la fuente de donde los obtuve.
- He dado crédito a todas las fuentes de ayuda utilizadas.
- He dado crédito a las contribuciones de mis coautores, cuando los resultados corresponden a un trabajo colaborativo.
- Esta tesis es enteramente mía, con excepción de las citas indicadas.



Luis Fernando Cayetano Cortés

Monterrey Nuevo León, 9 de Diciembre de 2019

Dedicatoria

A mis padres

Marcelino
Cayetano
Valle

Fabiana
Cortés
Contreras

A todos aquellos que creyeron en mí, apoyaron moralmente, y me dieron razones para continuar con este proyecto

Agradecimientos

Me gustaría agradecer en estas líneas, la ayuda que algunas personas me han prestado durante el proceso de investigación:

Al Dr. Osvaldo Micheloud, por ofrecerme ser parte de este programa y apoyarme mientras me acoplaba a estar lejos de lo que conocía.

Al Tecnológico de Monterrey, por permitirme el ingreso a la maestría, y vivir la experiencia que las clases y sus instalaciones me brindaron a lo largo de mi estancia.

Al Dr. Daniel Guillén, quien me apoyó en todo momento para la realización de este trabajo, y por tenerme la suficiente confianza durante el proceso.

A mi hermana Brenda, por mostrarme que es posible conseguir grandes cosas mediante esfuerzo y motivación.

A mis amigos más cercanos, Axel y Axl, por evitar que me sintiera solo, y por animarme cuando lo necesitaba.

A los profesores, por haber compartido su conocimiento y experiencias conmigo.

A CONACyT, por brindar su apoyo económico para que pudiera terminar este proyecto si tener que preocuparme por mi situación.

Finalmente, a todos los que me apoyaron y acompañaron durante todo el tiempo que estuve lejos.

Estudio de planeación para sistemas de potencia, incluyendo enlaces de Corriente Directa en alta tensión, basado en pérdidas de potencia activa

por

Luis Fernando Cayetano Cortés

Resumen

En este documento, se presenta un estudio en el que se analiza el comportamiento de las pérdidas energéticas en los sistemas eléctricos de potencia, en distintas condiciones de operación. En un inicio, el estudio se realizará con el sistema en condiciones normales de operación, es decir, alimentando las cargas con su valor nominal, y sus respectivos generadores inyectando potencia al sistema.

Posteriormente, se incorporará un enlace de Corriente Directa en Alta Tensión, el cual, se colocará en distintas ubicaciones del sistema, para determinar la manera en que cambian las variables operativas (valor de tensión nodal y ángulo de desfase), las cuales, influyen directamente en el valor de las pérdidas de potencia eléctrica. Finalmente, se someterá el sistema a distintos escenarios de contingencia, y se volverá a observar el comportamiento del sistema ante estas condiciones operativas, obteniendo una metodología que permita conocer cuando un sistema de potencia se encuentra operando en situaciones críticas.

Para comprobar los resultados obtenidos, se aplicarán las mismas pruebas a un sistema de transmisión de 33 nodos. Es decir, se incorporará un enlace HVDC, y se presentarán escenarios de contingencia, para poder determinar la mejor ubicación del enlace HVDC.

Lista de Figuras

2.1 Representación de un sistema eléctrico de potencia	9
2.2 Modelo básico de un enlace HVDC	15
2.3 Comparación de costo en sistemas CD contra CA.....	18
2.4 Arreglo monopolar	21
2.5 Arreglo bipolar.....	22
2.6 Configuración punto a punto	23
2.7 Configuración “Back to Back”	23
2.8 Rectificador trifásico de onda completa	25
2.9 Modelo básico de convertidor VSC	27
3.1 Configuración de la red de prueba	30
3.2 Matriz de admitancias	31
3.3 Forma general del método de Newton - Raphson.....	32
4.1 Sistema sin enlace HVDC.....	44
4.2 Enlace HVDC entre nodos 1 y 2	46
4.3 Enlace HVDC entre nodos 2 y 4	48
4.4 Enlace HVDC entre nodos 3 y 4	49
4.5 Enlace HVDC entre nodos 1 y 3	50
4.6 Enlace HVDC entre nodos 1 y 4	51
4.7 Enlace HVDC entre nodos 2 y 3	52
4.8 Representación del caso 1A.....	55
4.9 Perfiles de carga durante un día.....	62
4.10 Resultados de perfiles de carga en el caso 1.....	64
4.11 Resultados de perfiles de carga en el caso 3.1	66
4.12 Resultados de perfiles de carga en el caso 3.2.....	69

4.13 Variaciones de voltaje durante los 3 casos	70
4.14 Pérdidas de potencia durante los 3 casos	71
4.15 Diagrama unifilar del sistema de 30 nodos IEEE	72
4.16 Pérdidas de potencia en casos de contingencia.....	76
4.17 Índices de contingencia.....	77

Lista de Tablas

3.1 Impedancias y cargas del sistema	31
3.2 Variables conocidas y desconocidas	32
4.1 Resultados de flujos de potencia del caso 1	45
4.2. Resultados del caso 2	47
4.3 Resultados del caso 3	48
4.4 Resultados del caso 4	49
4.5 Resultados del caso 5	50
4.6 Resultados del caso 6	51
4.7 Resultados del caso 7	52
4.8 Comparación de resultados.....	53
4.9 Comparación en casos de contingencia, casos A	56
4.10 Comparación de índices de contingencia, casos A	57
4.11 Comparación en casos de contingencia, casos B	57
4.12 Comparación de índices de contingencia, casos B	58
4.13 Comparación en casos de contingencia, casos C	59
4.14 Comparación de índices de contingencia, casos C	60
4.15 Comparación en casos de contingencia, casos D	60
4.16 Comparación de índices de contingencia, casos D	61
4.17 Resultados del caso 1, con 65.5% de carga.....	63
4.18 Resultados del caso 1, con 58.1% de carga.....	63
4.19 Resultados del caso 3, con 65.5% de carga y enlace HVDC al 50%	65
4.20 Resultados del caso 3, con 65.5% de carga y enlace HVDC al 100%	68
4.21 Pérdidas e índices de contingencia, caso 1.....	74
4.22 Pérdidas e índices de contingencia, caso 2.....	75
4.23 Pérdidas e índices de contingencia, caso 3 y 4.....	75

Contenido

Capítulo 1	1
1.1 Introducción	1
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivos	5
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	5
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	5
1.4 Hipótesis	5
1.5 Organización de la tesis	6
Capítulo 2: Fundamentos teóricos	7
2.1 Estado del arte	7
2.2 Planeación de sistemas de potencia	11
2.2.1 <i>Pérdidas de energía</i>	13
2.3 Transmisión de energía con enlaces HVDC	14
2.3.1 <i>Control de los sistemas en CD</i>	19
2.3.2 <i>Arreglos en HVDC</i>	21
2.3.3 <i>Configuraciones en HVDC</i>	22
2.4 Convertidores	24
2.4.5 <i>Modelado de convertidores</i>	26
Capítulo 3: Flujos de potencia	29
3.1 Introducción	29
3.2 Descripción del sistema	30
3.3 Método de Newton-Raphson	31
3.4 Modelo del enlace HVDC	36
3.5 Análisis de contingencia n-1	39
3.5.1 <i>Índices de contingencia</i>	40

Capítulo 4: Resultados	43
4.1 Introducción	43
4.2 Caso de sistema con 4 nodos	43
4.2.1 Caso 1: Red de prueba sin enlace HVDC	43
4.2.2 Caso 2: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 1 y 2	46
4.2.3 Caso 3: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 2 y 4	48
4.2.4 Caso 4: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 3 y 4	49
4.2.5 Caso 5: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 1 y 3	50
4.2.6 Caso 6: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 1 y 4	50
4.2.7 Caso 7: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 2 y 3	52
4.3 Resultados de contingencia	54
4.3.1 Contingencia para la línea A	54
4.3.2 Contingencia para la línea B	57
4.3.3 Contingencia para la línea C	59
4.3.4 Contingencia para la línea D	60
4.4 Análisis con distintos perfiles de carga	62
4.4.1 Red de prueba con enlace HVDC operando al 50% de su capacidad	65
4.4.2 Red de prueba con enlace HVDC operando al 100% de su capacidad	67
4.5 Comparación de resultados considerando diferentes escenarios de operación en el enlace HVDC	69
4.6 Caso de sistema con 30 nodos	72
4.6.1 Análisis de resultados	73
Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones	78
Bibliografía / Referencias	80

Capítulo 1

1.1 Introducción

La energía eléctrica se ha convertido en parte fundamental de la sociedad, esto se debe a que, es la fuente principal de energía que da origen a la infinita variedad de actividades realizadas por el ser humano. Los aparatos eléctricos y electrónicos se han desarrollado con el propósito de facilitar las actividades laborales, de educación, salud, gubernamentales, entre otras. Por este motivo, y considerando factores adicionales como lo es el constante aumento de la población mundial, así como el consumo creciente de aparatos que requieren del suministro de energía eléctrica para funcionar, han dado lugar a una demanda energética que va en aumento con el pasar de los años.

Con el incremento de la demanda, las plantas de generación deben ser capaces de producir más energía según de demande para satisfacer el consumo. Por lo tanto, las líneas de transmisión en alta tensión son una pieza fundamental en el proceso de transmisión de energía, porque transportan la potencia eléctrica a varios cientos de kilómetros de distancia, y cada vez más deben soportar una mayor carga de energía, que en ocasiones da lugar a problemas de congestión o sobrecarga en las líneas de transmisión de acuerdo con sus límites operativos. Esto también afecta a las subestaciones eléctricas, que elevan o reducen el nivel de voltaje para transportar la energía a través de la red de transmisión de una forma más eficiente, hasta que ésta llegue con el usuario final.

Si el aumento de la demanda continua con la misma tendencia, se deben tomar medidas para que el sistema eléctrico sea capaz de transmitir la energía de manera segura y eficiente, es decir, que las pérdidas de potencia activa sean menores en la red de transmisión. Para resolver este problema, una medida bastante utilizada consiste en aumentar la capacidad del sistema de potencia, esto se logra al aumentar la generación de energía eléctrica en diferentes puntos de la red, por

consiguiente, es posible controlar los perfiles de voltaje y a su vez disminuir las pérdidas de potencia activa. Con la anterior medida, se espera que el sistema de potencia sea más eficiente; sin embargo, si se incrementa la capacidad de los generadores (usando tecnologías convencionales o a través de fuentes renovables), aunque también es posible aumentar el número de plantas generadoras en el sistema de potencia, significa que se debe realizar una gran inversión económica.

Otra manera de incrementar la capacidad de un sistema de potencia es, expandir o ampliar la red de transmisión, lo que significa que se deben instalar más líneas de transmisión para que el sistema sea capaz de transportar mayores cantidades de energía. Sin embargo, cuando se instalan más líneas de transmisión, generalmente se requiere de un proceso de planeación para definir los aspectos técnicos y a su vez definir la inversión requerida de acuerdo a la infraestructura.

Adicionalmente, otra opción para lograr aumentar la capacidad del sistema, consiste en incrementar la eficiencia del mismo, es decir, que el sistema pueda seguir alimentando todas las cargas de la misma manera, pero reduciendo las pérdidas por efecto Joule generadas en las líneas de transmisión. Esto es posible cuando se redistribuyen los flujos de potencia del sistema de transmisión. De hecho, una manera para redistribuir flujos de potencia es mediante la reconfiguración del sistema, de manera que, se reduzcan las pérdidas de potencia activa al disminuir la corriente en las líneas; sin embargo, para determinar la configuración óptima, se requiere un algoritmo o metodología de reconfiguración, el cual debe de ser lo suficientemente robusto para obtener resultados satisfactorios en un tiempo de cálculo reducido.

El enfoque que se utilizará en ésta tesis se centra en incrementar la capacidad del sistema de transmisión, mediante la instalación de un enlace de Alta Tensión en Corriente Directa (HVDC por las siglas de High Voltage Direct Current). En los últimos años, esta tecnología ha generado mucho mayor interés por los beneficios operativos que se obtienen.

La tecnología de transmisión por medio de enlaces HVDC, se basa en incorporar dispositivos electrónicos de gran potencia, que convierten la corriente alterna (CA) en corriente directa (CD), operando como rectificadores o como inversores. El control de estos dispositivos es mucho más complejo que el de los transformadores de potencia convencionales y ampliamente utilizados en los sistemas de transmisión en CA.

Los enlaces HVDC deben ser evaluados desde el punto de vista de planeación, ya que, los problemas asociados con las diferentes condiciones operativas que se presentan en una red, se pueden solucionar tomando las medidas adecuadas durante la operación del sistema, y en caso de que se presente alguna falla en el sistema. Es por estas razones, que varios países han implementado líneas de transmisión en CD en coexistencia con sus sistemas de CA. Principalmente, los enlaces HVDC han sido utilizados para interconectar distintos puntos dentro del mismo país (conectar zonas de generación con grandes zonas de demandas de energía), o simplemente para transportar energía entre países vecinos y que operan a frecuencia diferentes.

En México, el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), en sus programas de planeación, ya está evaluando la factibilidad de instalar enlaces de HVDC en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los primeros estudios de factibilidad toman en consideración las ventajas que se mencionaron anteriormente, así como las dificultades que se pueden presentar al implementar esta tecnología en el SEN.

La principal ventaja que se reporta es, que el perfil de voltaje en el sistema es mucho mejor cuando existen enlaces HVDC, en comparación cuando el sistema solo con está operando con líneas en Alta Tensión en Corriente Alterna (HVAC). Además, los enlaces HVDC ofrecen una versatilidad para aislar problemas entre zonas de generación, además, se sabe que, a partir de cierta distancia, una línea en CD es más económica y eficiente.

En este sentido, para éste trabajo se evaluarán las variables operativas del sistema eléctrico de potencia como son los perfiles de voltaje, pérdidas de potencia

activa e índices de contingencia. Lo anterior, con el objetivo de generar una metodología de planeación, asumiendo que, es posible instalar un enlace HVDC en cualquier punto del sistema de potencia con el propósito final de incrementar la eficiencia del sistema y su capacidad de transmisión. Por lo tanto, surge la necesidad de realizar estudios desde la etapa de planeación, que permitan determinar dónde y porque es necesario robustecer la red eléctrica a través del uso de enlaces HVDC en los sistemas de transmisión.

1.2 Justificación

Los sistemas de transmisión HVDC han sido empleados para facilitar la transmisión de energía eléctrica a través de distancias muy largas, mejorando los perfiles de tensión en los nodos del sistema, y a su vez permitiendo la interconexión entre sistemas de transmisión que operan en CA con distintas frecuencias. Una de las aplicaciones más utilizadas para las líneas HVDC, consiste en transportar la energía mediante cables subterráneos y submarinos, ya que, en estas instalaciones, la impedancia de los cables sería demasiado grande, ocasionando grandes pérdidas energéticas [1].

La manera en que operan los enlaces HVDC consiste en mantener constante la transferencia de potencia activa entre dos áreas de control, brindando un mejor control en la regulación de potencia activa y reactiva. La operación de los sistemas HVDC es muy compleja, por ende, se deben enfocar esfuerzos en desarrollar e implementar modelos matemáticos adecuados para evaluar su comportamiento en estado estable, y desarrollar herramientas de análisis que permitan determinar el impacto en los sistemas de potencia, después de incorporar un enlace HVDC en la red de transmisión ya existente.

Por lo tanto, la principal justificación y motivación de ésta tesis parte de la relevancia que ha toma ésta tecnología en México, donde algunos estudios señalan y evalúan la instalación de enlaces HVDC en el Sistema Eléctrico Nacional. Es por esta razón, que se propone una metodología que permita aprovechar de mejor manera los beneficios que la tecnología HVDC conlleva, considerando un análisis en estado estable y bajo escenarios de contingencia.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar la eficiencia de un sistema eléctrico de potencia desde el punto de vista de planeación, cuando se incorpora un enlace HVDC, y mediante los valores de voltaje nodal y las pérdidas de potencia activa totales; obteniendo como resultado una metodología que garantice la reducción de pérdidas de energía, en la etapa de planeación y operación del sistema de potencia.

1.3.2 Objetivos específicos

Los objetivos particulares que se abordan con éste trabajo de tesis son los siguientes:

- Definir las ventajas que presentan los enlaces HVDC en los sistemas de potencia y el estado de arte de los mismos.
- Estudiar los modelos matemáticos que se han utilizado en la formulación del problema de flujos de potencia.
- Analizar modelos matemáticos donde se incluya un enlace en Corriente Directa en un sistema de transmisión.
- Generar una red de prueba y definir distintos escenarios operativos considerando un enlace HVDC.
- Emplear los métodos de análisis seleccionados para evaluar la red de prueba.
- Definir los índices de confiabilidad que garanticen la confiabilidad durante el proceso de planeación.
- Evaluar los resultados obtenidos de acuerdo a los índices definidos considerando diferentes condiciones de operación en la red de prueba.

1.4 Hipótesis

Partiendo de los beneficios que se logran con enlaces HVDC en los sistemas de transmisión, se podrá determinar índices de confiabilidad si se garantiza la eficiencia del sistema ante diferentes escenarios de operación. Por ende, se alcanzará la flexibilidad que el sistema requiere ante diferentes escenarios de operación, y por

consiguiente se podrá expandir el sistema de transmisión, el cual será capaz de satisfacer la demanda energética sin comprometer la operación del sistema. Además, el índice de confiabilidad en un sistema de potencia dependerá de la ubicación del enlace HVDC, por lo tanto, es posible determinar la ubicación óptima del mismo, siempre y cuando sea posible su instalación.

1.5 Organización de la tesis

Los capítulos de este trabajo están organizados de la siguiente manera:

Capítulo 2: Se describen de manera general la historia de los sistemas eléctricos de potencia, iniciando desde su primer uso comercial en 1870, hasta el uso de HVDC en la actualidad, además de mencionar algunos métodos que se han utilizado en trabajos anteriores para analizar los sistemas en CD. Posteriormente, se explican de manera breve los convertidores de potencia que se utilizan para transformar la energía eléctrica, así como algunos arreglos, configuraciones y métodos de control más utilizados.

Capítulo 3: Se explican los modelos matemáticos para resolver flujos de potencia en los sistemas de transmisión. De la misma manera, se presentan los modelos que representan los convertidores de potencia que conectan a las redes de transmisión con los enlaces HVDC en estado estable, para ser incluidos junto con los modelos en los sistemas en CA.

Capítulo 4: Se presentan las aplicaciones de los modelos descritos en el capítulo 3. Se presentan varios casos en donde se incorpora el enlace HVDC al sistema de transmisión, y se coloca en distintas posiciones para analizar el comportamiento del sistema ante estos cambios. Posteriormente, se aplicará la metodología que indicará la situación en la que se encuentra operando el sistema, y que permita conocer las mejores condiciones de operación.

Capítulo 2: Fundamentos teóricos

2.1 Estado del arte

El uso comercial de la electricidad comenzó en la década de 1870, cuando se empezaron a utilizar lámparas eléctricas para la iluminación en zonas públicas. El primer sistema de transmisión fue construido por Thomas Edison, para que funcionara en la Estación “Pearl Street”, en Nueva York [2]. Este sistema operaba en CD, el cual consistía en un generador impulsado por vapor, que transmitía potencia eléctrica con un voltaje de 110 V a través de una red de cables subterráneos, en un radio de apenas 1.5 kilómetros. Con el pasar de los años, más ciudades fueron implementando este tipo de sistemas, sin embargo, no fue sino hasta que, en 1884 se añadieran motores como una de las cargas más importantes, generando una necesidad de sistemas de transmisión de energía más complejos.

A pesar de la propagación de estos sistemas de potencia, las limitaciones operativas que presentaban se hacían cada vez más notorias, siendo los más importantes las siguientes:

- Sólo se podía transportar la energía por distancias cortas, tomando a los generadores como referencia.
- Para que las pérdidas de energía por efecto Joule (I^2R) sean menores, y mantener las caídas de tensión dentro de un rango aceptable, los valores de voltaje debían ser más elevados en los puntos de generación, sin embargo, no era posible que los generadores entregarán tan altos niveles de voltaje, y mucho menos era posible que las cargas funcionen con esos valores.

Para solucionar el problema de los perfiles de voltaje, se volvió necesario encontrar una manera de cambiar los valores de tensión en el sistema. La solución para esto fue la Corriente Alterna y los transformadores de potencia. Fue en 1886 que se desarrolló y se probó un transformador para un sistema de distribución en CA, siendo hasta 1889 que se puso en funcionamiento en Estados Unidos,

conectando a Willamette Falls y Portland. Se trataba de una línea monofásica de 21 km de largo, operando con 4 kV.

La longitud de las líneas de transmisión es uno de los factores principales que impactan en sus parámetros [3]. Los cables largos que conectan puntos distantes del sistema de potencia, presentan una resistencia eléctrica que intenta frenar a la corriente de energía que fluye a través del cable, produciendo caídas de tensión, y pérdidas de energía en las líneas de transmisión.

Después, los sistemas en CA se volvieron más atractivos gracias al desarrollo de sistemas polifásicos, que fueron resultado de las investigaciones de Nikola Tesla. Gracias a las patentes que obtuvo por motores, generadores, transformadores y sistemas de transmisión, fue que se sentaron las bases para construir los sistemas de potencia que se utilizan hasta el día de hoy.

En la década de 1890, se desarrolló un debate con bastante peso, en el que Edison y Westinghouse discutieron si la industria eléctrica debía estandarizarse en CD o AC, respectivamente. La discusión terminó a favor de Westinghouse, por las siguientes razones:

- Los generadores de CA son mucho más simples que los de CD.
- Los motores de CA son mucho más simples y baratos que los de CD.
- Los niveles de voltaje pueden ser transformados fácilmente en sistemas de CA, dando la flexibilidad necesaria para poder utilizar diferentes valores de tensión para la generación de energía, transmisión, distribución y finalmente, su consumo.

En la Figura 2.1, es mostrado de manera general el proceso que define a los sistemas de potencia.

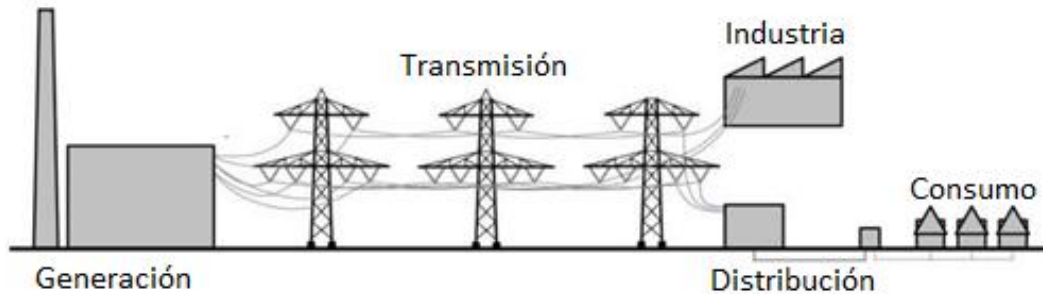


Figura 2.1 Representación de un sistema eléctrico de potencia

La primera línea trifásica fue instalada en Estados Unidos, entrando en operación desde 1893 [4], y se trataba de una línea de 12 km, transportando 2.3 kV en la parte sur de California. Gracias a los beneficios de los sistemas en CA, el resto del mundo fue reemplazando los sistemas que aún funcionaban con CD por líneas en CA y transformadores de potencia.

En los inicios de la transmisión, no se había estandarizado una frecuencia para la señal de voltaje, se utilizaban frecuencias desde 25 Hz, pasando por 50, 60, 125, y hasta 133 Hz [2], lo que ocasionaba problemas para interconectar distintos sistemas de transmisión. Eventualmente, se tomó como frecuencia estándar 60 Hz en los sistemas norteamericanos, aunque varios países europeos adoptaron 50 Hz como su estándar.

Debido a que la necesidad de transportar mayores cantidades de potencia, a través de distancias más largas se fue incrementando, y se inició el incentivo de usar niveles de tensión cada vez mayores. Los primeros sistemas de transmisión en CA utilizaban valores de 12, 44 y hasta 60 kV (valor rms del voltaje entre líneas). Con el pasar del tiempo, estos valores fueron creciendo, usando 165 kV desde 1922, hasta llegar a 1965, con un valor de 500 kV. Para evitar que se acumule un gran número de estos valores, se tuvieron que estandarizar los niveles de tensión. Los estándares son:

- Para Alta Tensión: 115, 138, 161, y 230 kV.
- Para Extra Alta Tensión: 345, 500 y 765 kV.

Debido a que un sistema de potencia puede ser demasiado grande, la proporción entre la energía pérdida en la transmisión y la energía que se obtiene mediante la generación puede llegar a ser considerable [3]. Entonces, se vuelve importante optimizar el funcionamiento de las líneas de transmisión para poder reducir las pérdidas.

El problema que surge con las pérdidas de potencia resulta en, la reducción de energía que llega hasta los usuarios finales, ocasionando pérdidas económicas a los generadores de energía, ya que, se debe producir más potencia eléctrica para compensar las pérdidas y satisfacer la demanda.

En este sentido, diferentes trabajos de investigación se han enfocado en estudiar esta problemática sobre la reducción de pérdidas en sistemas de transmisión. Por ejemplo, en 2004, El-Arab [5] propuso un método, el cual define una aproximación práctica para determinar la relación de pérdidas energéticas durante el periodo de demanda pico. La metodología se basa en utilizar la información que se tiene disponible como lo es la energía total, la proporción en las pérdidas de energía, y las demandas máximas y mínimas.

En 2014, Fandi [6] mencionó algunos beneficios que se obtienen al instalar dispositivos de Sistemas de Transmisión Flexibles en Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés, que pueden mantener los niveles de voltaje y controlar los flujos de potencia activa y reactiva, debido a la necesidad de mejorar las capacidades del sistema. Después, se realiza un estudio sobre la influencia de los dispositivos en las pérdidas de potencia, proporcionando un análisis comparativo de la manera en que estos dispositivos influyen en las pérdidas en el sistema, ya sea de forma positiva o negativa.

En 2015, Tuttelberg [7] propuso la aplicación de Unidades de Medición Fasorial (PMU por sus siglas en inglés: Phasor Measurement Unit), de esta manera, en vez de calcular directamente la diferencia entre la potencia transmitida y la recibida, se estiman como componentes separadas, proporcionando más información sobre las pérdidas, y el balance de potencia activa y reactiva, separando las pérdidas

inductivas y el voltaje generado por efecto capacitivo a través de las líneas de transmisión. Con estos datos, se puede realizar un estudio para determinar el control de potencia reactiva que se debe implementar en convertidores, para aumentar la eficiencia del sistema al incorporar un enlace en CD.

En 2017, Li [8] declaró que no hay suficiente atención hacia las pérdidas de energía en las líneas de transmisión de alto voltaje, mencionando que el método más utilizado para evaluar éstas pérdidas de energía, es mediante un análisis matemático. Sin embargo, la construcción, el clima, las condiciones de operación, las propiedades físicas de los materiales que conforman los cables de potencia, entre otros factores, provoca que los resultados obtenidos matemáticamente no sean satisfactorios.

Después, en 2018, Tuttelberg [9] propuso un método similar al de Li. Este método consiste en estimar componentes de las pérdidas medidas en las líneas de transmisión por separado, es decir, se trata de separar las pérdidas de potencia activa disipadas, además de la potencia reactiva consumida y generada, debido a los elementos capacitivos e inductivos, con el propósito de brindar una nueva manera para detectar pérdidas por efecto corona en los sistemas de transmisión.

También, en 2018, Ahmed [10] propuso que se dividieran las pérdidas de transmisión en dos componentes, componentes reales y reactivas, mencionando que estas dos componentes de pérdidas, se deben a la transacción de potencia real desde el generador hacia la carga y a la demanda de potencia reactiva, además de que los cambios en las pérdidas de potencia real cambian a causa de las cargas que demandan potencia reactiva.

2.2 Planeación de sistemas de potencia

Las decisiones para expandir la capacidad del sistema, son tomadas a diario por agencias gubernamentales, corporaciones privadas, distintas asociaciones, e individuos. La mayor parte de las decisiones no tienen gran repercusión en las ganancias y pérdidas de las compañías. Sin embargo, algunas decisiones son lo

suficientemente grandes, como para determinar la situación financiera a futuro de la nación, compañías e individuos. Por ejemplo, la expansión en la capacidad de instalaciones hidroeléctricas podría requerir capital financiero que exceda los ingresos de países pequeños. La expansión de plantas térmicas a base de combustible fósil no es tan severa, pero requiere una gran cantidad de recursos financieros, incluyendo préstamos bancarios, bonos para una deuda a largo plazo, e incluso, acuerdos de empresas conjuntas con otros suministradores o clientes, para compartir el costo y riesgo de la expansión.

Por estos motivos, se deben implementar técnicas de optimización matemáticas para ayudar al proceso de planeación [7]. Es recomendable que estos modelos y métodos funcionen como herramientas para tomar mejores decisiones basadas en la incertidumbre de la demanda a futuro, costos de proyecto, costos de préstamo, avances tecnológicos, etc.

La planeación es el proceso recurrente de estudiar, y determinar las instalaciones y procedimientos que se deben proveer para satisfacer la demanda energética de forma confiable a futuro. En este contexto, el sistema eléctrico debe balancear las metas de la sociedad, incluyendo: disponibilidad de la obtención de energía a los usuarios potenciales al menor costo posible, daño mínimo al medio ambiente, alto nivel de seguridad y confianza, etc. [11]. Los planes deben ser factibles tanto en el ámbito técnico como en el económico, además, deben satisfacer los objetivos de la entidad que realiza la planeación, incluyendo, la reducción de los riesgos.

El sistema de potencia eléctrica es un sistema de conversión de la energía, que consiste de tres elementos principales:

- Equipo que produce, transmite, y consume potencia (voltaje y corriente).
- Dispositivos de control y protección.
- Prácticas y procedimientos de regulación, planeación, operación, y comercialización.

La planeación toma en consideración: opciones, incertidumbres, y atributos. Las opciones son las elecciones de quien se encuentra a cargo de la planeación, éstas

involucran a la generación de potencia, transformadores, sistema de transmisión, subestaciones, protecciones, operaciones y control.

Las incertidumbres son parámetros cuyos valores no se conocen con precisión, aun así, es posible eliminarlas en muy raras ocasiones. De hecho, como la planeación y el pronóstico están ligados, incluso si los pronósticos se equivocan, la planeación puede ser la correcta. Algunas incertidumbres que se presentan son: crecimiento de la demanda, uso de combustibles, disponibilidad de recursos, tiempos de construcción, tecnologías, administración de la demanda, recuperación de la inversión, regulación y frecuencia de fallas.

Los atributos determinan la calidad, estos varían dependiendo del punto de vista. Por ejemplo, para los usuarios se considera el costo y calidad del servicio, para los accionistas el capital requerido y el flujo de efectivo, y para los empleados los salarios y las oportunidades de crecimiento laboral [4]. El problema de la planeación consiste en identificar y escoger entre las distintas opciones disponibles, en la presencia de incertidumbres, así como, minimizar o maximizar (según sea el caso) los atributos.

2.2.1 Pérdidas de energía

Las pérdidas de potencia se dividen en dos categorías, pérdidas técnicas y no técnicas. Generalmente, las pérdidas técnicas se generan cuando la energía es transportada a través de las líneas de potencia, transformadores y otros equipos que consumen energía; las pérdidas no técnicas, se refieren principalmente al robo de energía eléctrica [12].

Las pérdidas de las líneas dependen de la conductividad del material del cable, la sección transversal del conductor, la longitud de la línea, y de otras condiciones que pueden cambiar en el futuro, como la temperatura del ambiente y la densidad de corriente en el conductor.

Las pérdidas en el transformador se dividen en dos categorías: pérdidas en vacío (también llamadas pérdidas en el hierro), que están presentes en todo momento,

como consecuencia de la corriente de magnetización que induce el campo magnético en el transformador, para tener el voltaje inducido en el secundario del transformador, se presentan por la histéresis y corrientes Eddy en el núcleo; y las pérdidas de corto circuito (también llamadas pérdidas en el cobre), éstas son causadas por el flujo de corriente a través de los devanados del transformador, donde su magnitud depende directamente de la carga conectada al transformador.

Las pérdidas en un componente semiconductor ocurren como consecuencia de la tensión, y a la corriente que fluyen por el dispositivo, las pérdidas se disipan en forma de calor, además, para convertidores HVDC grandes, los requerimientos para remover el calor del dispositivo pueden ser significativos, alcanzando varios MW. Generalmente, los convertidores HVDC usan sistemas de enfriamiento líquidos, teniendo un efecto en pérdidas, costos, y confiabilidad del sistema. Las principales causas de pérdidas en tiristores de convertidores HVDC incluyen: conducción (efecto Joule), por encender y apagar el convertidor, por amortiguadores, o por corrientes de fuga [4].

2.3 Transmisión de energía con enlaces HVDC

Generalmente, los sistemas de transmisión operan mediante Alto Voltaje en CA, sin embargo, con los avances que se están logrando en tecnologías de electrónica de potencia, la instalación de sistemas que trabajan con Alto Voltaje de Corriente Directa se ha vuelto más relevante con el paso de los años [3].

Desde que se inició el estudio de la transmisión de electricidad por medio de HVDC, se ha notado que, para distancias muy largas, es mejor alternativa usar esta tecnología, ya que, puede transportar la energía con valores de voltaje aún más altos, que pueden alcanzar hasta 1,500 kV [13]. La tecnología en HVDC que se está utilizando en la actualidad, inició su desarrollo desde la década de 1930, una parte en Alemania, y por otro lado en Suecia [14], por la compañía que se conoce hoy en día como ABB. En la Figura 2.2, se muestra un diagrama con la configuración básica de un enlace HVDC.

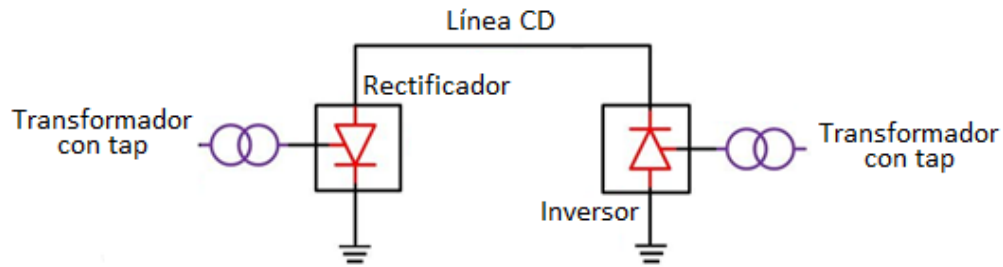


Figura 2.2 Modelo básico de un enlace HVDC

De hecho, el sistema de transmisión HVDC más grande que existe en la actualidad, se encuentra en Europa, conectando países como Islandia, el Reino Unido, Noruega, Irlanda, Francia, Suecia, Finlandia, Estonia, España, Alemania, Italia, Dinamarca, entre otros; logrando interconectarse mediante cables de potencia submarinos.

Con el desarrollo de interruptores de mercurio en la década de 1950, los sistemas de transmisión en HVDC se volvieron una opción económica en situaciones específicas. La primera aplicación comercial de transmisión en HVDC, se puso en operación con una línea de 96 km que cruzaban el mar, transportando 20 MW entre la parte continental de Suecia y la isla de Gotland [1].

Transmisión mediante HVDC inició su uso en lugares donde transportar la energía mediante HVAC no es viable tanto de manera técnica como económica, tales como: líneas demasiado largas, y sistemas de transmisión con cables instalados bajo tierra o en ambientes marítimos, ya sea por encima o por debajo del agua. Aunado a esto y con la invención de los convertidores con puentes de tiristores, los sistemas en HVDC se volvieron aún más atractivos. La primera aplicación de un sistema con esta tecnología se dio en 1972, con un esquema de enlace asíncrono entre los sistemas de potencia ubicados en Quebec y en New Brunswick, con capacidad de hasta 320 MW [4]. Con la disminución en el costo y el tamaño de los equipos de conversión, y una confiabilidad en aumento, ha habido un incremento continuo en el uso de la transmisión de energía con enlaces HVDC.

Algunas aplicaciones en donde se ha utilizado la tecnología en HVDC son:

- Cables submarinos de longitud mayor a 30 km. Transmitir en CA es impráctico para estas distancias debido a la alta capacitancia que se inducirá en el cable, haciendo que la línea requiera estaciones intermedias para compensar este efecto.
- Enlace asíncrono entre dos sistemas en CA, donde un enlace directo no sería factible debido a problemas de estabilidad, o al cambio de fase en las señales de voltaje.
- Varios métodos se pueden usar en la transmisión HVDC para reducir el impacto hacia el medio ambiente, por ejemplo, los sistemas pueden ser elevados, ir bajo tierra, y por debajo del mar, permitiendo que el sistema pueda alcanzar lugares remotos, a los cuales sería imposible llegar usando cables aéreos [15].

La razón principal por la que no se utiliza transmisión en CA para transmitir la energía por medios subterráneos y submarinos, es la reactancia que se presenta en los cables del sistema, provocando que los valores de potencia reactiva se eleven demasiado debido a las distancias. Este efecto se empieza a manifestar en cables a partir de 40 a 70 kilómetros de largo en sistemas subterráneos (siendo una distancia relativamente corta para su uso), teniendo efectos perjudiciales durante la operación del sistema. Aunque con ayuda de compensadores de energía reactiva se puede extender la distancia. Un ejemplo de un sistema de transmisión submarino es el que conecta a Noruega [16] con Países Bajos, transmitiendo 700 MW a una tensión de 450 kV, recorriendo 580 kilómetros.

En las líneas aéreas, los efectos de la reactancia se empiezan a manifestar a partir de 600 u 800 kilómetros, un ejemplo de esto es el sistema que recorre la costa oeste de Estados Unidos, transmitiendo 3.1 GW a una tensión de 500 kV, recorriendo hasta 1,360 kilómetros. Este ejemplo ayuda a entender que, para líneas muy largas, sigue siendo más económico transmitir en CD, por estos motivos, solo se puede usar HVDC en estos entornos [17].

Los sistemas en HVDC tienen la capacidad de controlar rápidamente la potencia transmitida, por lo tanto, tienen un impacto significativo en la estabilidad de los sistemas CA conectados al enlace. La comprensión de las características de los

sistemas HVDC es esencial para el estudio de la estabilidad del sistema, más importante aún, el diseño apropiado y sintonización de los controles en CD es esencial para asegurar un desempeño adecuado de ambos sistemas.

HVDC permite la interconexión con sistemas en CA, ya que, primero se pasa la corriente por un rectificador, transformándola en Corriente Directa [18], para finalmente, usar un inversor de corriente que la regresará a CA con la frecuencia a la que se encuentra funcionando el sistema a conectar; razón por la cual se pueden interconectar sistemas en HVAC sin importar que estos funcionen con diferentes frecuencias [19], porque para que dos sistemas CA se interconecten, es necesario que estos operen a la misma frecuencia. Cuando la corriente alterna es rectificadas, la frecuencia con la que solía trabajar se vuelve poco relevante en el lado de CD.

Un ejemplo de sistemas que operan a distintas frecuencias, conectados por medio de un enlace HVDC se presenta entre Uruguay y Brasil, transmitiendo 500 MW a 79 kV, siendo que el sistema eléctrico de Uruguay opera a una frecuencia de 50 Hz, y el de Brasil a 60 Hz.

Por otro lado, aunque dos sistemas se encuentren operando con la misma frecuencia, si el desfase entre los voltajes es grande, los sistemas no se pueden interconectar directamente; el desfase se genera debido a las caídas de tensión que se producen en el sistema mientras se encuentra en operación. El punto en el que la transmisión en CD se vuelve una alternativa competitiva contra CA se encuentra alrededor de los 600 km para líneas aéreas, y 50 km para cables submarinos o subterráneos. En la Figura 2.3, es presentado de manera gráfica la relación entre la distancia del enlace y el costo del mismo, comparando CD y CA.

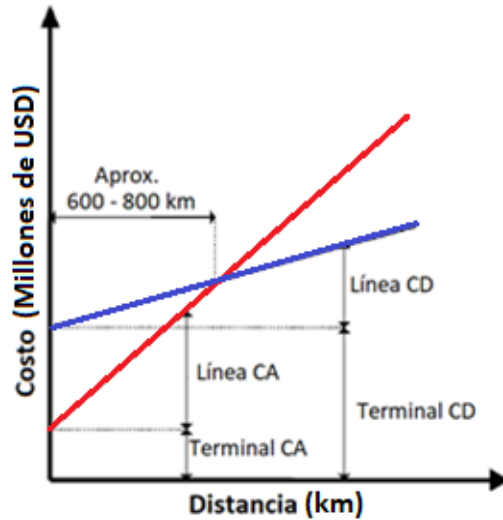


Figura 2.3 Comparación de costo en sistemas CD contra CA

Los flujos de potencia en CA dependen de las impedancias en las líneas, por lo tanto, no se puede determinar directamente la potencia que fluye por cada línea. Es común observar que algunas líneas se sobrecarguen, mientras que, en otras, fluye poca corriente, principalmente esto se debe a las impedancias de las líneas y la distribución de los centros de carga en los sistemas de transmisión. Por otro lado, los sistemas HVDC participan directamente en el intercambio de potencia y pueden controlar el intercambio de potencia. Esta tarea no es tan sencilla cuando se usan líneas de transmisión de CA. Por ejemplo, el sistema que conecta a Quebec con Vermont, transporta 200 MW a 57 kV [20].

Otro argumento importante para utilizar sistemas HVDC se debe a la contribución de corriente de corto circuito durante una falla, ya que, en CD se puede limitar la corriente de falla. Por lo tanto, no se requerirá de equipo especializado para proteger las subestaciones; además, la interconexión de instalaciones vecinas generalmente lleva una mejora en seguridad y costo de operación.

Las mejoras en seguridad resultan de la asistencia mutua ante las emergencias, mientras que, las mejoras económicas resultan de una menor demanda en la capacidad de generación de cada sistema. Además, la interconexión permite a los

sistemas de potencia tomar ventaja de las fuentes de energía más económicas. Gracias a estos beneficios, varias redes en Estados Unidos y Canadá ahora son parte de un sistema interconectado, dando como resultado, una red más grande y de gran complejidad, haciendo que su diseño y su operación se vuelven problemas desafiantes.

Algunas desventajas que presentan los enlaces HVDC para la transmisión de energía son: la dificultad de interrumpir corrientes en DC, resultando en altos costos para interruptores de CD. No se pueden utilizar transformadores de potencia para cambiar los niveles de voltaje. El equipo requerido es muy costoso; la rectificación e inversión de la corriente produce armónicos en el sistema. Por ende, se necesitan filtros que los eliminen, o que puedan reducir su impacto durante la operación; el control de esta tecnología es bastante más complejo en comparación con un sistema CA [21].

2.3.1 Control de los sistemas en CD

La efectividad alcanzada con el uso de la transmisión HVDC dependerá de la forma en que se controla el enlace, con el propósito de asegurar el desempeño deseado en el sistema de potencia. Con el objetivo de proporcionar una operación estable y eficiente, además de maximizar la flexibilidad del control de potencia sin comprometer la seguridad del equipo, se utilizan varios niveles de control.

Una medida básica de control consiste en controlar el voltaje y la corriente dentro del convertidor, mediante las señales de disparo en los tiristores, o cambiar el tap del transformador que se encuentra antes del convertidor. El control en los tiristores es rápido, tomando de 1 a 10 ms para tomar acción, por otro lado, al tap del transformador le toma alrededor de 5 segundos cambiar de posición [10], correspondiente a una acción lenta. Por lo tanto, estos dos métodos se utilizan de manera complementaria, es decir, primero se cambia el ángulo de disparo en los tiristores, y después, se cambia el valor del tap para reestablecer los valores operativos del convertidor a su rango nominal.

Algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta para seleccionar el método de control consisten en:

- Prevenir grandes fluctuaciones de corriente del lado de CD, debido a perturbaciones que se manifiestan del lado de CA, por consiguiente, se requiere que el convertidor reaccione de manera rápida.
- Mantener el voltaje CD en su valor nominal, para controlar la corriente que demanda el sistema.
- Mantener el factor de potencia lo más cercano posible a la unidad, tanto en el rectificador, como en el inversor, para reducir los costos por suministrar potencia reactiva al convertidor, y minimizar las caídas de tensión en las terminales de CA.
- Prevenir fallas de conmutación y conducción en los inversores y rectificadores, respectivamente.

Para mejorar la operación de los sistemas CA se pueden utilizar señales auxiliares derivadas de los valores de voltaje para controlar los convertidores; esta estrategia de control puede incluir modulación del voltaje o corriente del lado de CD.

Los sistemas HVDC son controlados por corriente constante para limitar la sobre corriente, minimizando los daños provocados por fallas, previniendo que el sistema detenga su funcionamiento, debido a las fluctuaciones de voltaje en el lado de CA, es por esta característica de control, que la operación en HVDC es muy estable.

Bajo circunstancias normales, el rectificador se encuentra operando con corriente constante, pero, si se reduce el valor de voltaje CA, éste responde disminuyendo el ángulo de disparo en los tiristores hasta su límite, una vez se ha llegado a este punto, es el inversor quien toma control de la corriente. Todos los esquemas de control han utilizado este método de operación, sin embargo, pueden ocurrir sucesos que obliguen al inversor a tomar el control de la corriente la mayor parte del tiempo. Para asegurar que se cumplen las condiciones de operación y seguridad en los equipos, se establecen varios límites a los niveles de corriente.

En un sistema de transmisión HVDC, es posible controlar de mejor manera la corriente, por medio del voltaje rectificado, y, de acuerdo con la potencia transmitida,

es posible conocer el nivel de voltaje recibido en el inversor. Un enlace HVDC controlado de esta manera, amortigua algunas perturbaciones del lado de CA, sin embargo, no ayuda a mantener estabilidad del lado de CA. Para los sistemas de CA, los convertidores aparentan ser cargas insensibles a la frecuencia, esto puede contribuir a un amortiguamiento negativo en las oscilaciones del sistema, es más, los enlaces de CD pueden contribuir a colapsos de voltaje ocasionados por demandar mucha potencia reactiva [4].

Los objetivos de desempeño varían dependiendo de las características de los sistemas en CA asociados a la red; algunos motivos para utilizar controles suplementarios son: mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en los sistemas CA, aislar perturbaciones, mejorar la estabilidad transitoria, tener control sobre la frecuencia de sistemas pequeños aislados, y regular la potencia reactiva, para dar soporte ante las variaciones de voltaje.

2.3.2 Arreglos en HVDC

Los arreglos que más se utilizan en un sistema de transmisión HVDC son: monopolar, bipolar, y homopolar.

Arreglo monopolar: Consiste de solo un conductor para transmitir potencia desde el rectificador hasta el inversor, formando el neutro por medio de los electrodos en las subestaciones que se encuentran conectados a tierra [22]. Con este tipo de conexión se ahorra en el uso de un cable. No siempre se aconseja su uso, principalmente, porque las pérdidas generadas por la resistencia de puesta a tierra suelen ser muy grandes, además, puede haber razones medioambientales que impidan este tipo de conexión.

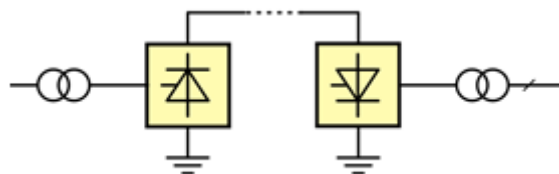


Figura 2.4 Arreglo monopolar [22]

Arreglo bipolar: Consiste de dos conductores, uno funciona como fase, y el otro como neutro, transmitiendo la misma potencia en ambos conductores [22]. En circunstancias normales de operación, este arreglo permite que la corriente de retorno sea igual a cero, ya que, al aplicar la Ley de Corrientes de Kirchhoff, en el nodo donde se conectan los conductores y los electrodos conectados a tierra, la corriente que fluye por el conductor de fase es igual a la que fluye por el neutro. Por lo tanto, no hay corriente en el retorno. En caso de que se produzca una falla, o que se deba desconectar algún conductor para realizar mantenimiento, el resto del sistema puede funcionar como un arreglo monopolar.

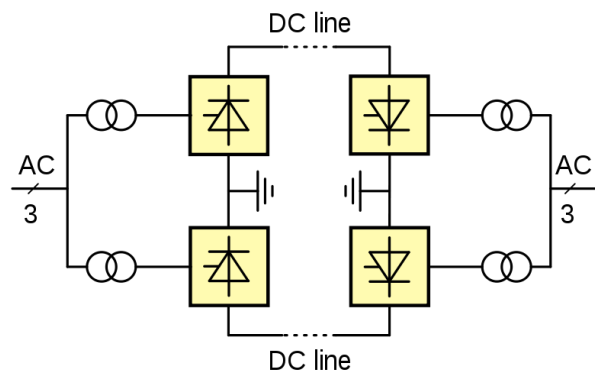


Figura 2.5 Arreglo bipolar [22]

Arreglo homopolar: Consiste en la operación de dos conductores, generalmente, funcionan como neutro, utilizando los electrodos conectados a tierra, o un cable que los conecte de manera directa como retorno, por el cual circulará el doble de corriente de las otras líneas. En caso de una falla, los convertidores se pueden reconectar para para que la otra línea pueda suministrar la energía.

2.3.3 Configuraciones en HVDC

Configuración punto a punto: Consiste en dos convertidores conectados por medio de una línea de transmisión. Esta configuración es la más utilizada para interconectar dos puntos a grandes distancias.

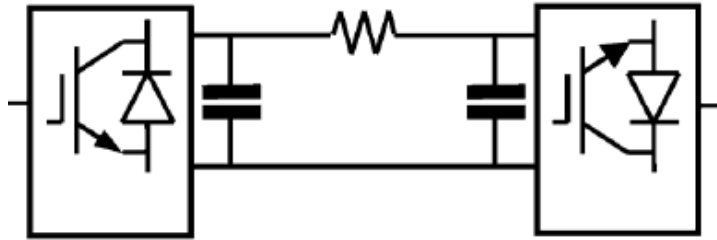


Figura 2.6 Configuración punto a punto [20]

Configuración “Back to Back”: Consiste en la interconexión del rectificador y el inversor que se encuentran en la misma estación convertidora por medio de una conexión en CD, sin la necesidad de una línea de transmisión. Esta configuración se utiliza para conectar dos sistemas que operan a diferentes frecuencias, aunque, también se pueden conectar sistemas que operen a la misma frecuencia.

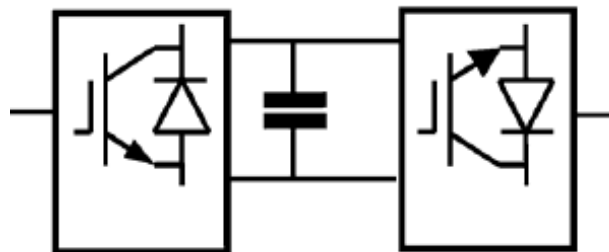


Figura 2.7 Configuración “Back to Back” [20]

Configuración multiterminal: Existen dos tipos: la primera, consiste en la interconexión de los convertidores en paralelo, mientras que, en la segunda se conectan en serie. También se pueden realizar conexiones híbridas y se utilizan cuando se necesita la conexión de tres o más subestaciones separadas.

Configuración tripolar: Consiste en tres conductores, dos serán operados como un dipolo, mientras que, el tercero se utiliza como monopolo en paralelo; este conductor se encarga de liberar un poco de corriente a los dipolos cambiando de polaridad periódicamente [23]. Esta configuración se utiliza para evitar un sobrecalentamiento en los conductores dipolares cuando se transmiten grandes

valores de potencia, sobrecalentando los conductores, por lo tanto, al agregar el tercer conductor, se puede transmitir más corriente.

2.4 Convertidores

Para transmitir potencia de un sistema en CA, a uno en CD, se requiere un convertidor de potencia entre los dos sistemas, la función del convertidor depende de si la potencia entra, o sale del sistema en CD [4], y sus funciones son:

- Rectificador, convierte los voltajes trifásicos a uno constante. En este caso, se controla el nivel de voltaje del enlace HVDC, y la potencia que se le entrega.
- Inversor, transforma el voltaje constante, a voltajes trifásicos balanceados. En este caso, se debe controlar tanto el nivel de tensión trifásica, como la frecuencia con la que operará el sistema en CA.

El elemento más fundamental del convertidor, que lleva a cabo la conversión de CA a CD y provee un medio para controlar el flujo de potencia, es el puente de diodos o tiristores, junto con un transformador regulador. El puente rectificador consiste en un arreglo de semiconductores de alta tensión que, secuencialmente conectan las tres fases, alternando el voltaje hacia las terminales de CD, logrando la conversión y el control de potencia deseados, mientras que, el transformador regula el nivel de tensión antes de ser rectificado.

Los primeros sistemas HVDC utilizaban interruptores de mercurio con corriente nominal de 1,000 a 2,000 A, y voltaje de operación pico desde 50 hasta 150 kV; entre sus desventajas se encuentran su gran tamaño y tendencia a conducir en la dirección contraria. Por estos motivos, todos los sistemas desde entonces contaban con tiristores, éstos tienen valores nominales de operación desde 2,500 hasta 3,000 A, y de 3 a 5 kV. Los tiristores tienen la ventaja de ser de un tamaño reducido, además de que pueden ser diseñados de distintas maneras.

Cada estación de convertidores está compuesta de una conexión en serie de un VSC (Voltage Source Converter, por sus siglas en inglés) y un transformador cambiador de derivaciones taps [24]. La potencia rectificadora, fluye a través de la

línea en CD, hasta llegar al otro del VSC, que invierte la potencia recibida, y la inyecta nuevamente al sistema en CA. Este modelo representa un cambio de paradigma en la manera de modelar los enlaces HVDC, donde los VSC's no se consideran como fuentes de voltaje controlables, sino como dispositivos transformadores, tomando en consideración los límites de potencia reactiva que puede entregar, debido a los efectos inductivos y capacitivos.

El modelo más básico de un convertidor consiste en un puente rectificador de onda completa trifásico, mostrado en la Figura 2.8. Aunque existen varias alternativas a esta configuración, es el más utilizado en convertidores HVDC, ya que, aprovecha mejor el uso del transformador con cambiador de derivaciones (taps) del lado de CA. Que por lo general están conectados en estrella, con neutro aterrizado, mientras que, del lado del rectificador, puede estar conectado en delta o en estrella, con neutro flotante.

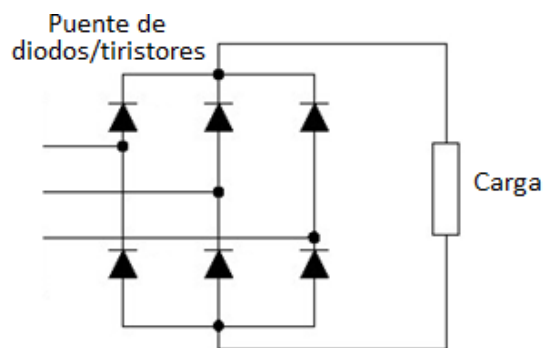


Figura 2.8 Rectificador trifásico de onda completa

Generalmente, se utilizan tiristores porque permiten manipular el ángulo de disparo, afectando directamente el valor de voltaje CD que percibe la carga, es decir, que se controla el voltaje con el que operará el sistema HVDC. No solo el voltaje se ve afectado por esto, también es posible regular el ángulo de desfase entre la señal de voltaje y la de corriente, es decir, el factor de potencia.

En resumen, el convertidor opera como un dispositivo que convierte la Corriente Alterna en Corriente Directa, de manera que, la proporción de corriente sea fija, pero

la de voltaje sea variable, dependiendo del tiempo de activación de los tiristores. De esta manera, el rectificador puede extraer potencia reactiva del sistema en CA.

El primer sistema de transmisión que utilizó VSC's, se reportó en 1997, y consistía en una línea que conectaba dos ciudades en Suecia, aunque se trataba de un sistema experimental, con capacidad de 3 MW, operando a un voltaje de 10 kV [12]. Después de haber implementado sistemas HVDC en distintos lugares, y de haber estudiado su comportamiento en diferentes estados de operación, se han realizado varios estudios para mejorar los sistemas CA que ya se encuentran en operación, con enlaces HVDC. La razón de esto, es la necesidad de incrementar la capacidad del sistema, o evitar restricciones de estabilidad, realizar estos cambios, por lo general, requiere modificaciones que pueden llegar a ser muy costosas.

2.5 Modelado de convertidores

La transmisión de potencia por medio de HVDC ha tenido un crecimiento considerable desde sus primeras implementaciones, siendo una tecnología relativamente reciente para sistemas de transmisión. Por consiguiente, el modelado de los enlaces HVDC debe ser confiable para poder visualizar el impacto y la interacción sobre las redes de transmisión de corriente alterna.

Una manera de modelar una estación convertidora es a través de un VSC, que consiste en, un transformador con cambiador de derivaciones (tap), el cual permitirá cambiar tanto la relación de transformación, como el ángulo de desfasamiento, tal como es mostrado en la Figura 2.9.

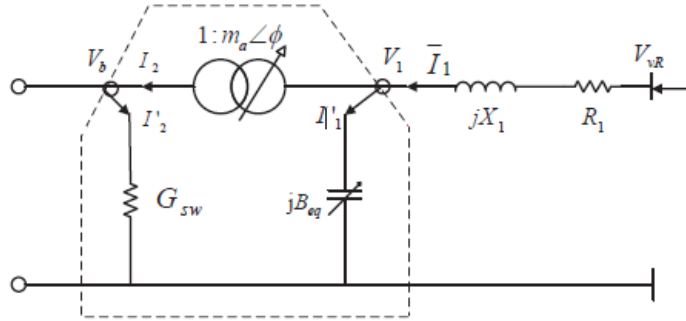


Figura 2.9 Modelo básico de convertidor VSC [25]

En el modelo, se considera que, el lado primario se encuentra conectado a un nodo en CD, mientras que, el lado del secundario está conectado con un nodo en CA. Esta interpretación fue concebida por una relación básica ampliamente utilizada en circuitos de electrónica de potencia [25], y su expresión matemática es (2.1):

$$V_1 = k_2 m_a E_{cd} e^{j\phi} \quad (2.1)$$

donde: V_1 es el voltaje del lado de CA, en su forma compleja; m_a corresponde al coeficiente de modulación de amplitud del VSC; dicho de otra manera, es la relación de transformación que se controla mediante el tap; E_{cd} es el voltaje del nodo CD; k_2 define la constante de modulación, para un convertidor trifásico de dos niveles, se puede utilizar un valor de $\sqrt{3/8}$; ϕ es el ángulo de fase de V_1 , es decir, su desfaseamiento respecto al voltaje en el nodo de referencia.

En el modelo, la reactancia X_1 representa la interfaz magnética del VSC, y la resistencia R_1 se utiliza para representar las pérdidas del convertidor por efecto Joule. Del lado de CA del transformador, se encuentra una susceptancia variable B_{eq} , mientras que, en el lado de CD, se encuentra en derivación una conductancia G_{sw} , la cual, tiene como función representar las pérdidas de potencia activa por conmutación del convertidor en presencia de un voltaje CD, esta conductancia se calcula mediante (2.2):

$$G_{sw} = G_0 \left(\frac{I_v}{I_{nom}} \right)^2 \quad (2.2)$$

donde: G_0 se trata de una conductancia constante, en condiciones nominales de operación; I_v se refiere a la corriente con la que se encuentra operando el convertidor; I_{nom} , es la corriente nominal del convertidor.

Para agregar flexibilidad de control de voltaje y potencia en el punto donde se interconectan las redes de CA y CD, las estaciones de convertidores se conectan en serie con transformadores cambiadores de taps, cuya función es aumentar o disminuir la magnitud de voltaje que reciben del sistema, permitiendo controlar la potencia reactiva que fluye a través del transformador (y que llega finalmente al convertidor).

Capítulo 3: Flujos de potencia

3.1 Introducción

La principal utilidad que presentan los resultados de los flujos de potencia es, estimar los perfiles de tensión ante el aumento de carga o expansión del sistema, y tener la capacidad de realizar una evaluación continua al desempeño del sistema de potencia. En este sentido, existen varios métodos para dar solución al problema de flujos de potencia.

Un método de solución para flujos de potencia debe ser lo suficientemente robusto y eficiente, el cual debe generar resultados confiables, con un tiempo de cálculo reducido. Los métodos más utilizados para resolver flujos de potencia son: el método de Gauss – Seidel, y Newton – Raphson. Estos métodos iterativos son utilizados ampliamente en la solución de ecuaciones no lineales. A pesar de tener algunas limitantes, estos métodos han demostrado ser eficientes, entregando resultados satisfactorios en un tiempo de cálculo reducido. La ventaja de utilizar estos métodos, consiste en que se pueden modificar condiciones de operación en el sistema de una forma muy sencilla, teniendo una mayor flexibilidad para realizar estudios de estado estable.

Las consideraciones generales que definen una solución del problema de flujos de potencia, radica en la operación de un sistema eléctrico de potencia, que en condiciones de estado estable debe cumplir con las siguientes condiciones:

- La potencia generada debe ser igual a la potencia demandada, más las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión.
- Los generadores deben operar dentro de los límites establecidos de potencia real y reactiva, de acuerdo a su capacidad.
- Las líneas de transmisión y los transformadores no deben operar con sobrecarga por un tiempo prolongado.

- Los perfiles de voltaje nodal deben permanecer dentro de los límites establecidos, generalmente, el límite de caída de tensión nominal es del 5%.
- Modelar correctamente cada elemento del sistema a resolver, con las condiciones iniciales adecuadas para cada elemento que lo compone.

3.2 Descripción del sistema

Para fines prácticos, la red de prueba será pequeña, de esta manera, se podrán analizar con más detalle los efectos que se producen al incorporar el enlace HVDC en el sistema [25]. La red de prueba que se propone consiste en un sistema de 4 nodos, todos ellos alimentando una carga. El sistema considera 2 nodos de generación. Por lo tanto, se trata de un sistema con un nodo de compensador, dos nodos de carga y un nodo de voltaje controlado.

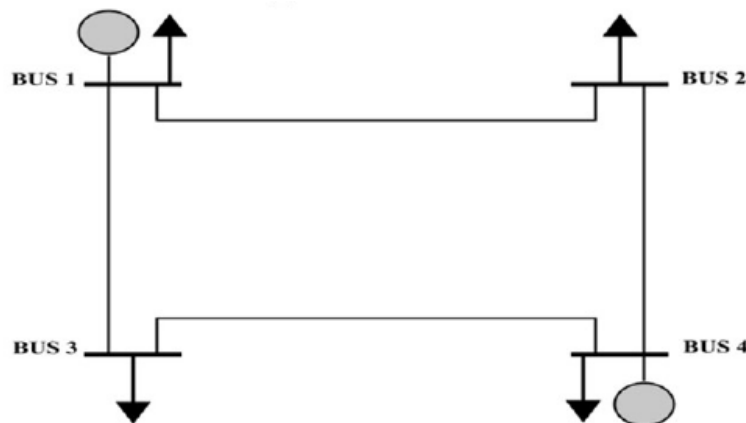


Figura 3.1 Configuración de la red de prueba

De acuerdo con la configuración mostrada en la Figura 3.1, la red de prueba representa un sistema en configuración en anillo. Los datos del sistema se presentan en la Tabla 3.1, donde se observa que las líneas del sistema son mayormente inductivas, además, el generador que se encuentra en el nodo 4, inyecta al sistema una potencia de 318 MW, con un voltaje al 102% sobre su valor nominal.

Tabla 3.1 Impedancias y cargas del sistema

Inicio y final de línea		Impedancia de la línea (p.u.)	Carga del nodo receptor	
Inicio	Final		(MW)	(MVAR)
1	2	0.01008 + j0.0504	170	105.35
2	4	0.00744 + j0.0372	80	49.58
4	3	0.01272 + j0.0636	200	123.94
3	1	0.00744 + j0.0372	50	30.99

A partir de los datos del sistema, se procede a generar la matriz de admitancia, también llamada Y_{BUS} , donde los elementos fuera de la diagonal, corresponden a las admitancias que conectan dos nodos con signo negativo, es decir, el elemento 2,1 y 1,2 de la matriz contendrá la admitancia que conecta a los nodos 1 y 2; mientras que, en la diagonal, se coloca la suma de las admitancias que inciden en el nodo. Por ejemplo, para el caso estudiado se tiene la siguiente Y_{BUS} :

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} 8.9852 - j44.8359 & -3.8156 + j19.0781 & -5.1696 + j25.8478 & 0 + j0 \\ -3.8156 + j19.0781 & 8.9852 - j44.8359 & 0 + j0 & -5.1696 + j25.8478 \\ -5.1696 + j25.8478 & 0 + j0 & 8.1933 - j40.8638 & -3.0237 + j15.1185 \\ 0 + j0 & -5.1696 + j25.8478 & -3.0237 + j15.1185 & 8.1933 - j40.8638 \end{bmatrix}$$

Figura 3.2 Matriz de admitancias

Con esta información, se empleará el método Newton–Raphson, y se calcularán los flujos de potencia, obteniendo los voltajes nodales y las corrientes que fluyen a través de las líneas, y a partir de estos datos, se calcularán las pérdidas de potencia.

3.3 Método de Newton-Raphson

El método es un procedimiento de aproximación sucesiva, basado en un valor inicial estimado de la función desconocida. Este método utiliza la serie de expansión de Taylor y consiste en suponer una aproximación inicial de la variable, para después obtener una aproximación más refinada mediante el valor de la función, y el de su derivada, evaluadas en ese punto inicial:

$$\begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix}_{(k)} = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix}_{(k-1)} - \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix}_{(k-1)}^{-1} \begin{pmatrix} f_1(x_1 \dots x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1 \dots x_n) \end{pmatrix}_{(k-1)}$$

Figura 3.3 Forma general del método de Newton - Raphson

Para emplear este método en el contexto de sistemas de potencia, se deben especificar cuáles son las variables que se buscan. En este sentido, se consideran tres tipos de nodos en la red:

- **Nodo compensador:** También llamado “nodo de referencia”. Se trata de un nodo de generación, donde la magnitud del voltaje, y su ángulo de desfase son constantes. Su principal función consiste en compensar la potencia que los otros generadores no pueden inyectar al sistema, de modo que facilitan el balance de potencia, es decir, que la potencia generada sea igual a la demandada.
- **Nodo PV:** También llamado “nodo de voltaje controlado”. Se trata de un nodo de generación que inyecta potencia constante al sistema y considera una magnitud de voltaje constante.
- **Nodo PQ:** También llamado “nodo de carga”. Se trata de un nodo que consume potencia real y reactiva constante debido a las cargas conectadas.

Cada uno de los nodos tiene información que determinará el comportamiento de la red. Por lo tanto, es importante saber las variables que ya se conocen y cuáles se buscan obtener mediante los flujos, esta información es mostrada en la Tabla 3.2:

Tabla 3.2 Variables conocidas y desconocidas

Tipo de nodo	Variables conocidas	Variables desconocidas	Abreviatura
De referencia	V δ	P Q	Slack
Voltaje controlado	V P	Q δ	PV
Carga	P Q	V δ	PQ

Una vez que se conocen las variables que se buscan obtener, se deben establecer las ecuaciones a resolver. Para el caso de los sistemas de potencia, se deben resolver las ecuaciones de potencia activa y reactiva del sistema (3.1) y (3.2):

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.1)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.2)$$

Entonces, partiendo del método de Newton Raphson, se obtienen las derivadas de las ecuaciones a resolver, las cuales son el voltaje nodal y su ángulo de desfase. De esta forma, es posible establecer la forma general del método como en (3.3):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

donde: ΔP y ΔQ son las diferencias entre las potencia calculadas y las programadas; $\Delta \delta$ y $\Delta |V|$ son las correcciones que se deben realizar a las incógnitas, hasta llegar a la solución; y $\frac{\partial P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial P}{\partial |V|}$, $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$, $\frac{\partial Q}{\partial |V|}$ son las derivadas de las ecuaciones de potencia respecto a las variables.

Las derivadas de las ecuaciones de potencia respecto al ángulo de desfase y la magnitud de voltaje, para cada uno de los nodos del sistema, a excepción del nodo de referencia, se pueden obtener como sigue [25]:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) = - \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (3.5)$$

Derivadas de P respecto a δ

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = 2 |V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.7)$$

Derivadas de P respecto a V

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) = - \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (3.9)$$

Derivadas de Q respecto a δ

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -2 |V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.11)$$

Derivadas de Q respecto a V

Como se mostró en (3.3), para obtener las correcciones de las variables $\Delta\delta$ y $\Delta|V|$, se deben conocer las variaciones de potencia ($\Delta\mathbf{P}$ y $\Delta\mathbf{Q}$), las cuales se obtienen de acuerdo con (3.12) y (3.13):

$$\Delta\mathbf{P} = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{i,gen} - P_{i,dem}) - P_{i,calc} \quad (3.12)$$

$$\Delta\mathbf{Q} = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{i,gen} - Q_{i,dem}) - Q_{i,calc} \quad (3.13)$$

donde: las potencias generadas y demandadas se especifican de acuerdo a la condición de operación, tal como se mostró en la Tabla 3.1, y las calculadas se obtienen mediante (3.1) y (3.2).

Entonces, una vez que se han establecido las ecuaciones que se requieren para ejecutar el método, se establece la matriz Jacobiana, en la cual se incluyen las

derivadas de las ecuaciones a resolver, el vector de potencias, y el vector de las incógnitas (3.14):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_3|} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_3|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_4}{\partial |V_3|} & \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \\ \Delta |V_2| \\ \Delta |V_3| \\ \Delta |V_4| \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Para el caso de la red de prueba mostrada en la Figura 3.1, que consiste de un sistema de 4 nodos, no se toma en consideración el nodo 1, ya que, como se trata del nodo de referencia, los valores de voltaje y ángulo permanecerán constantes durante todo el método, por lo tanto, sus derivadas son iguales a cero.

En caso de que en un nodo se encuentre un generador (nodo PV), se eliminará la fila y columna correspondiente a la magnitud de voltaje de su nodo, porque este valor permanecerá constante, reduciendo el tamaño de la matriz. Por ejemplo, como en este caso, el nodo 4 es PV, entonces, la matriz se reduce de una matriz cuadrada de orden 6, a una matriz cuadrada de 5x5; una vez que se eliminó la fila de ΔQ_4 y la columna de $|V_4|$ en (3.14), se obtiene (3.15):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \\ \Delta |V_2| \\ \Delta |V_3| \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

De acuerdo con las derivadas de las ecuaciones, y con los datos mostrados en la Tabla 3.3, el vector de voltajes y ángulos debe estar del otro lado de la igualdad, ya que, los valores en las derivadas de las ecuaciones y el vector de potencias pueden ser calculados con las ecuaciones descritas (3.16):

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \Delta\delta_3 \\ \Delta\delta_4 \\ \Delta|V_2| \\ \Delta|V_3| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_4}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Entonces, cada vez que se realice la operación matricial, se debe obtener la inversa de la matriz Jacobiana, lo cual, dependiendo de su tamaño, puede aumentar el tiempo de cálculo, en ese caso, es necesario contar con una herramienta computacional que realice los cálculos correspondientes. También, es importante asegurarse que la matriz esté correctamente estructurada, ya que, un error al introducir los datos puede tener como consecuencia, que la matriz sea singular, entorpeciendo los cálculos, provocando que los valores obtenidos no logren la convergencia.

El método de Newton Raphson es utilizado para resolver ecuaciones no lineales, garantizando llegar rápido a la solución, si el punto de partida está cercano a ésta; al estar trabajando con sistemas de potencia, se espera que la solución se encuentra cerca del 100% del voltaje nominal, con un desfase mínimo. Por lo tanto, es seguro obtener una respuesta rápida partiendo de estos valores iniciales.

3.4 Modelo del enlace HVDC

El modelo en estado estable del VSC, dentro del método de flujos de potencia se puede determinar partiendo del modelo de un transformador con tap, definido por (3.17):

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_t & -TY_t \\ -TY_t & |T^2|Y_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde: I_k, V_k, I_{vR} y V_{vR} son los voltajes y corrientes complejas en los nodos k y v_R (lado CD y CA, respectivamente); T se refiere al valor del tap en el transformador, y Y_t es la admitancia del mismo.

Al utilizar la definición de la potencia compleja $S = V I^*$, y considerando (3.17), se obtienen las ecuaciones de flujos de potencia para los nodos en ambos extremos del VSC:

$$P_k = |V_k|^2 |G_{ltc} - T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + B_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.18)$$

$$Q_k = -|V_k|^2 |B_{ltc} - T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.19)$$

$$P_{vR} = T^2 |V_{vR}|^2 |G_{ltc} - T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.20)$$

$$Q_{vR} = -T^2 |V_{vR}|^2 |B_{ltc} - T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k) - B_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.21)$$

donde: V_k, θ_k, V_{vR} y θ_{vR} son la magnitud y ángulo de fase de su respectivo nodo; G_{ltc} y B_{ltc} son las componentes real e imaginaria de la admitancia del transformador con tap.

La función principal del tap consiste en regular el voltaje, ya sea del nodo k o en el nodo v_R . Por lo tanto, se cumplen las mismas ecuaciones tanto en el lado de rectificación, como en el lado del inversor. Las incógnitas que se buscan obtener con estas ecuaciones son: ángulo de desfase, tanto del lado primario como del secundario, la magnitud de voltaje en v_R , y el valor del tap en el transformador. De esta manera, se obtiene un sistema de cuatro ecuaciones y cuatro incógnitas, sistema que puede ser resuelto al aplicar el método de Newton – Raphson para obtener el valor de las incógnitas. En (3.22), se muestra el sistema de ecuaciones que debe ser resuelto:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial T} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial T} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial T} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial T} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta T \\ \Delta \theta_{vR} \\ \Delta V_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Las variaciones en los ángulos de fase siguen siendo totalmente dependientes de las variaciones de potencia activa en el sistema, lo mismo sucede en el lado del nodo v_R , donde la variación de potencia reactiva controla el valor de voltaje, sin embargo, a diferencia del método convencional, la variación de potencia reactiva en el nodo k , en vez de afectar el valor de voltaje, controla el valor del tap en el transformador.

Las derivadas de las ecuaciones de potencia, que aparecen en el Jacobiano (3.22) para emplear el método de Newton-Raphson son las siguientes:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -T |V_{vR}| |V_k| [B_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) - G_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial T} = -|V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} = -T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.25)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} = -T |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.26)$$

Derivadas de P_k

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + B_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial T} = -|V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} = T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + B_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} = -T |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.30)$$

Derivadas de Q_k

$$\frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} = T |V_{vR}| |V_k| [B_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) - G_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial P_{vR}}{\partial T} = 2 T |V_{vR}^2| G_{ltc} - |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_{vR}} = -T |V_{vR}| |V_k| [B_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) - G_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} = 2 |V_{vR}| T^2 G_{ltc} - T |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.34)$$

Derivadas de P_{vR}

$$\frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} = T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial Q_{vR}}{\partial T} = -2 T |V_{vR}^2| B_{ltc} - |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k) - B_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_{vR}} = -T |V_{vR}| |V_k| [G_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} = -2 |V_{vR}| T^2 B_{ltc} - T |V_k| [G_{ltc} \sin(\theta_{vR} - \theta_k) - B_{ltc} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.38)$$

Derivadas de Q_{vR}

Estas ecuaciones se deben cumplir de la misma manera que en el Jacobiano de la Sección 3 de este capítulo; calculando las derivadas en cada iteración, y actualizando el vector solución en cada iteración, se puede alcanzar la convergencia.

3.5 Análisis de contingencia n-1

Los análisis de contingencia forman parte de un estudio de seguridad más general de los sistemas eléctricos de potencia. De hecho, este estudio puede formar parte del sistema de generación, transmisión, y distribución. Por consiguiente, un sistema de potencia debe tener la capacidad de continuar operando bajo condiciones de falla. Sin embargo, esto es difícil de lograrse por los sobrecostos que conlleva.

En vez de esto, se considera que un sistema debe operar normalmente ante condiciones de contingencia simple, esto es, ante la salida de una línea, transformador, generador o carga, también conocido como contingencia n-1. Después de la salida de un elemento del sistema, éste debe regresar un nuevo punto de operación, alcanzando los límites de magnitud de voltaje y no rebasar la capacidad nominal de los elementos instalados en el sistema de potencia.

Los análisis de contingencia estudian la respuesta del sistema ante una sobrecarga térmica, desviación de voltaje, pérdida de carga, corriente de corto circuito excesiva y desviaciones de frecuencia [26]. Antes de realizar un análisis de contingencia, se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que se considera aceptable para el sistema. El criterio más utilizado, considera aceptable que el sistema opere de manera normal para contingencia simple n-1, y que no sufra de grandes perturbaciones bajo una segunda condición de contingencia.

En general, este análisis de contingencia consiste de un estándar aplicable a las actividades de planificación y operación de los sistemas eléctricos. Esto permite que los sistemas puedan enfrentar la falla de alguno de sus componentes, sin que dicha falla genere una caída general del sistema, o provoque la operación de los elementos por encima de sus capacidades nominales, ocasionando que la falla se agrave.

Generalmente, para reducir el esfuerzo computacional requerido para realizar estos estudios, se requiere implementar una técnica que limite los casos que deben ser analizados, considerando solamente los que efectivamente pueden causar problemas. Esto puede lograrse con un adecuado “*ranking*” de contingencias, el cual se construye a partir del cálculo de un índice de contingencia para cada caso.

3.6 Índices de contingencia

La severidad de la contingencia para cada caso puede ser medida a través de un índice de contingencia, que permita evaluar la confiabilidad del sistema ante una nueva condición de operación resultado de una situación crítica. Las situaciones en

las que se obtienen los índices más grandes, son denominadas contingencias críticas, mientras que, los índices con menor valor se consideran menos severos.

El “*ranking*” de contingencias puede ser de dos tipos: exacto y aproximado, el exacto requiere la convergencia de flujos en CA para cada caso de contingencia, mientras que, el aproximado puede ser calculado usando algún método para resolver flujos CD, o CA desacoplados [26]. En general, es preferente usar el método aproximado, esto se debe a que, la convergencia completa de los flujos en CA no es viable técnicamente en sistemas de gran escala, debido a la cantidad de elementos y a las ecuaciones por resolver.

Para calcular un índice de contingencia adecuado, el cual es una función matemática que describe el estado del sistema a través de un valor continuo, se deben satisfacer las siguientes condiciones:

- Confiabilidad: un caso crítico no debe haber sido mal interpretado.
- Eficiencia: la evaluación de los casos debe ser rápida.
- Expresar de manera adecuada el impacto total de la contingencia.
- Reconocer adecuadamente el grado de severidad relativa de las contingencias.

El índice de contingencia es una cantidad escalar que considera el nivel de carga en las líneas, y se calcula mediante la expresión (3.39):

$$J = \sum_{i=1}^i \frac{W_i}{m} \left(\frac{f_i}{f_{i \max}} \right)^m \quad (3.39)$$

donde: m es un exponente de la relación $\frac{f_i}{f_{i \max}}$, para el cual se sugiere en un valor entero mayor o igual a 2, de preferencia que sea un número par; W_i es el factor de peso que enfatiza la severidad de alguna contingencia sobre las demás; f_i es una función escalar que representa la variable del sistema evaluado, ya sea flujo de carga o voltaje nodal, el valor de $f_{i \max}$ se establece de acuerdo a los límites de operación de las líneas. Este factor se puede igualar con los flujos de potencia en las líneas, o con la variación de voltaje entre nodos (3.40) [27]:

$$\frac{f_i}{f_{i \max}} = \frac{P_i}{P_{i \max}} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_{i \max}} \quad (3.40)$$

Partiendo de la definición de $P_{i \max} = \frac{V_i V_j \text{sen}(\Delta \delta_{\max})}{X_{ij}}$, considerando que la potencia máxima sea la base (100 MW), y que los voltajes tienen valor de 1 p.u., al despejar a $\Delta \delta_{\max}$, y sustituir en (3.40) con la diferencia angular, es posible calcular el índice de contingencia a partir de la diferencia angular entre los voltajes nodales (3.43):

$$\frac{f_i}{f_{i \max}} = \frac{\Delta \delta_i}{\text{ar sen}(X_{ij})} \quad (3.41)$$

Una vez se haya determinado el índice de contingencia para los casos resultantes en un sistema de potencia, donde se considera la salida de n elementos, uno a la vez, se ordenan de mayor a menor, verificando que en los primeros lugares aparezcan los casos más severos. Estos casos corresponderán a aquellos donde se han incurrido en violaciones del límite de capacidad de transmisión, y a los límites superiores e inferiores de voltajes nodales.

Por consiguiente, si en los primeros lugares aparecen casos donde no hubo violación a los límites, y los casos donde hubo violaciones aparecen en lugares intermedios o bajos de la lista, deben ajustarse los factores de peso W_i correspondientes a los elementos o nodos donde hubo violación de límites, aumentando su valor. De tal forma que, al recalcular los índices de contingencia para los n casos, estos eventos aparezcan en los primeros lugares de la lista y por orden de severidad.

Capítulo 4: Resultados

4.1 Introducción

En esta sección, se presentan y se analizan diferentes casos de estudio mediante los resultados obtenidos de simulaciones. Los resultados presentados tienen como objetivo analizar índices de confiabilidad, seguridad y eficiencia. Lo anterior, con base en el hecho de que los enlaces HVDC facilitan la operación y control de las redes eléctricas de potencia. En este sentido, los enlaces HVDC son estudiados desde el punto de vista de planeación con el objetivo de evaluar diferentes índices operativos que determinan el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia, al considerar enlaces HVDC en diferentes posiciones de una red eléctrica.

4.2 Caso de sistema con 4 nodos

Las variables operativas más relevantes de un sistema de potencia radican en sus perfiles de tensión y flujos de carga, éstos últimos definen las pérdidas que se generan en las líneas de transmisión, las cuales, desde el punto de vista de operación y planeación, se buscan reducir.

4.2.1 Caso 1: Red de prueba sin enlace HVDC

En primera instancia, para tener una referencia en cuanto a las pérdidas en el sistema, se evaluará el comportamiento del sistema cuando aún no se le incorpora el enlace HVDC.

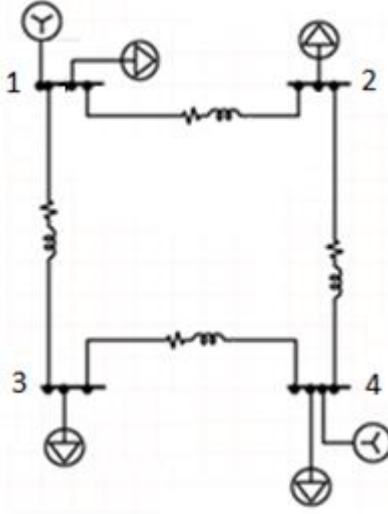


Figura 4.1 Sistema sin enlace HVDC

Desde el punto de vista de planeación, un sistema es eficiente cuando las pérdidas de energía son mínimas; la minimización de las pérdidas de potencia en la red puede incluir las pérdidas asociadas a las líneas de transmisión de corriente alterna y corriente directa cuando se incluyen enlaces HVDC, más las pérdidas de las estaciones convertidoras, definidas por los VSC [28]:

$$\text{Minimizar: } P_{loss} = \alpha P_{loss,line} + \beta P_{loss,conv} \quad (4.1)$$

donde, $P_{loss,line}$ son las pérdidas en las líneas de transmisión, y $P_{loss,conv}$ son las pérdidas que se generan en los convertidores HVDC.

Las pérdidas en las líneas de transmisión se pueden obtener mediante la siguiente expresión:

$$P_{loss,line} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m G_{ij} (V_i - V_j)^2 \quad (4.2)$$

En general, cuando se están considerando únicamente las pérdidas en el sistema de transmisión, no se tomarán en consideración las pérdidas en los convertidores, por lo tanto, $\beta=0$ [29]. En este contexto, el sistema de prueba mostrado en la Fig. 4.1 es estudiado para conocer las variables operativas de la red de prueba; inicialmente se resuelve inicialmente el problema de flujos de potencia sin

considerar enlaces HVDC, obteniendo como resultado, los perfiles de voltaje en cada nodo y las pérdidas de potencia real que se generan en cada una de las líneas de la red. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Resultados de flujos de potencia del caso 1

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	1.0988
2	0.9824	-0.9740	1.7772
3	0.9690	-1.8736	0.2500
4	1.0200	1.5241	1.8968
Total			5.0228

En la Tabla 4.1, las pérdidas totales se definen por la suma de las pérdidas en cada una de las líneas de transmisión. Entonces, de acuerdo con los datos obtenidos, las pérdidas totales de potencia real son iguales a 5.0228 MW, siendo la línea 3 la que genera menor cantidad de pérdidas, equivalentes a 250 kW. Por otro lado, las pérdidas de potencia activa están directamente relacionadas con los perfiles de voltaje de la red, entonces, cuando las variaciones de voltaje son considerablemente grandes, las pérdidas de potencia tienden a incrementar.

Para calcular la máxima variación de voltaje, se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta V_{max} = V_{max} - V_{min} \quad (4.3)$$

Para todos los casos, el voltaje máximo siempre estará definido por lo generadores de voltaje controlado, valor máximo de acuerdo los todos los buses de generación. En casos no ideales, pueden existir buses de carga con valores mucho más altos que los de voltaje controlado cuando el efecto capacitivo de las líneas es muy grande, es decir, el efecto capacitivo se vuelve dominante con respecto al efecto inductivo. Por consiguiente, para el caso estudiado, el máximo valor será de 1.02 p.u., debido a que el nodo de voltaje controlado está ajustado a este valor; mientras que el voltaje mínimo puede variar para los distintos escenarios analizados.

Para asegurar que las variaciones de tensión están por debajo del límite deseado, cabe recordar que los perfiles de voltaje no pueden estar por debajo de 0.95 p.u.,

por lo tanto, el límite para la variación de voltaje es 0.07., para el primer caso, la máxima variación de voltaje es igual a:

$$\Delta V_{max} = 1.02 - 0.969 = 0.051 \text{ p. u.}$$

4.2.2 Caso 2: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 1 y 2

Generalmente, cuando se incorpora un enlace HVDC al sistema, se tiene entendido que mejorará las variables de operación. Sin embargo, no necesariamente se cumplirá en todos los casos, ya que, en esencia, el enlace aumenta la demanda del nodo en el que se encuentra conectado el rectificador, la cantidad que se aumenta debe ser igual a la potencia que transporta el enlace, mientras que, del lado del inversor, sucede lo mismo, pero de manera inversa, es decir, que disminuye la demanda del nodo al que está conectado, en la misma proporción.

Para observar el impacto que el enlace tiene sobre la operación de la red de prueba y dependiendo de su ubicación, se procede a resolver nuevamente las ecuaciones del sistema considerando una primera posición del enlace. Cuando el enlace está conectado entre los nodos 1 y 2 de la red como se muestra en la Figura 4.2, se considerará como el caso 2.

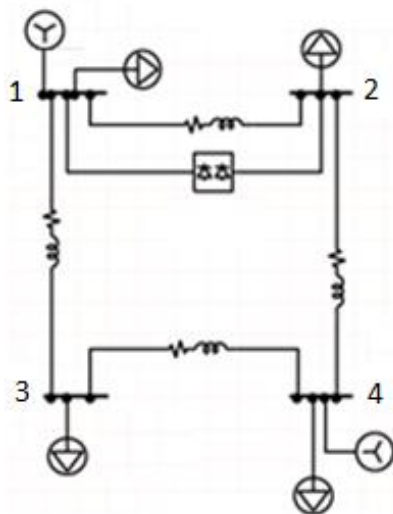


Figura 4.2 Enlace HVDC entre nodos 1 y 2

En la Figura 4.2 se observa que el enlace está conectado en paralelo con una línea de corriente alterna, ya existente. Simulando esta configuración, se obtienen los siguientes resultados de flujos de potencia, los cuales se presentan en la Tabla 4.2. Los valores de tensión nodal son ligeramente diferentes al caso original, donde la desviación de voltaje es de 0.0535, este valor puede tener un impacto positivo o negativo en la eficiencia de la red de acuerdo con las pérdidas de transmisión obtenidas.

Tabla 4.2 Resultados del caso 2

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	0.9521
2	0.9798	0.97	1.5928
3	0.9665	-1.63	0.1573
4	1.0200	2.31	2.2202
Total			4.9224

Finalmente, al comparar las pérdidas de potencia activa totales que se generan, se puede notar que, en este segundo caso, las pérdidas disminuyeron, pasando de 5.0227 MW a 4.9224 MW, mostrando que, en efecto, se logran disminuir las pérdidas al operar en HVDC. Sin embargo, esto no significa que el enlace está ubicado de la mejor manera, ya que, de acuerdo con la configuración del sistema. Para determinar su ubicación óptima desde el punto de vista de planeación, el enlace en analizado considerando otras 5 posiciones posibles, aprovechando que se trata de una red de solamente cuatro nodos.

En general, se puede inferir que la mayor eficiencia en el sistema dependerá de las variables del enlace, posición, flujo en el enlace y el soporte que este brinde ante una contingencia en la red. Sin embargo, esto se puede convertir en un problema de optimización mucho más complejo por la infinidad de variables involucradas en un sistema de potencia. En este caso, el enlace se consideró operando al 50 % de su capacidad nominal, asumiendo una capacidad de 100 MVA; de forma similar se realizará en análisis para los siguientes casos que se presentan.

4.2.3 Caso 3: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 2 y 4

Para el tercer caso, el enlace se colocará entre los nodos 2 y 4, conectado en paralelo con la línea ya existente, como se muestra en la Figura 4.3.

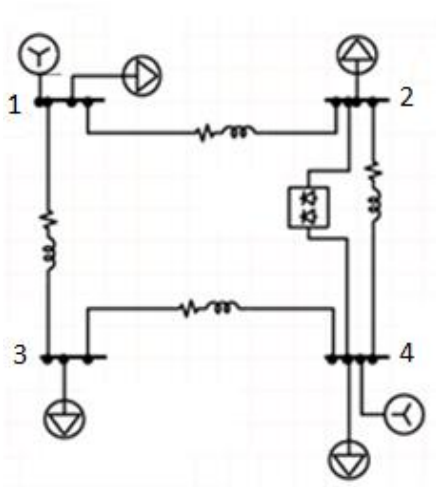


Figura 4.3 Enlace HVDC entre nodos 2 y 4

Al igual que en el caso anterior, se obtienen los resultados de los flujos de potencia, los cuales se observan en la Tabla 4.3. Para este caso, comparándolo con el caso original, los valores de voltaje en los nodos de carga son ligeramente mayores, siendo la variación de tensión igual a 0.0534.

Tabla 4.3 Resultados del caso 3

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	1.2183
2	0.9799	-0.67	1.2507
3	0.9666	-2.09	0.2029
4	1.0200	1.01	1.6958
Total			4.3677

Como consecuencia de los aumentos de voltaje respecto al caso original, se puede apreciar que las pérdidas de potencia se redujeron considerablemente,

pasando de 5.0227 MW a 4.3677 MW, es decir, se reducen las pérdidas en el sistema hasta 645.2 kW cuando se coloca el enlace HVDC entre los nodos 2 y 4.

4.2.4 Caso 4: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 3 y 4

Para este caso, se colocará el enlace HVDC en paralelo con la línea que conecta a los nodos 3 y 4, como se muestra en la Figura 4.4.

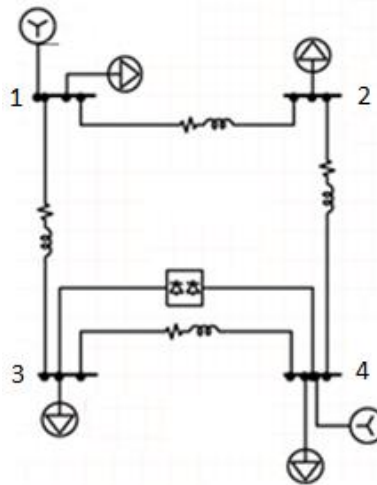


Figura 4.4 Enlace HVDC entre nodos 3 y 4

De la misma manera, en la Tabla 4.4 se muestran los resultados. En este caso, los voltajes nodales son menores que en el caso original, con una variación de voltaje de 0.0575. Para este mismo caso, las pérdidas de potencia son incluso mayores que en el caso original, pasando de 5.0227 MW a 6.4395 MW.

Tabla 4.4 Resultados del caso 4

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	1.4395
2	0.9804	-0.49	2.0421
3	0.9625	-2.23	0.1785
4	1.0200	2.32	2.7794
Total			6.4395

4.2.5 Caso 5: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 1 y 3

Se colocará el enlace HVDC en paralelo con la línea que conecta a los nodos 1 y 3, como se muestra a continuación:

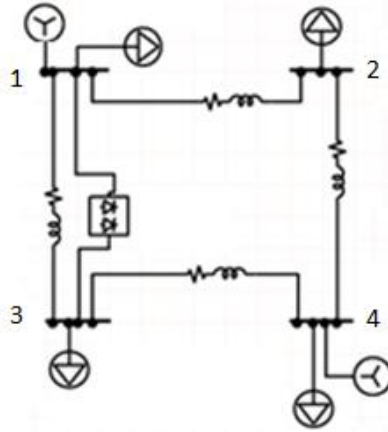


Figura 4.5 Enlace HVDC entre nodos 1 y 3

Los resultados de los flujos de potencia se muestran en la Tabla 4.5. Para este caso, la máxima variación de voltaje es igual a 0.054 y las pérdidas totales son 4.6146 MW, siendo menores que el caso original, pero siendo mayores que en el caso 3, por lo tanto, aunque se logra mejorar el desempeño del sistema, se infiere que no es el lugar óptimo para este sistema de prueba.

Tabla 4.5 Resultados del caso 5

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	0.7644
2	0.9804	-0.72	1.9496
3	0.9660	-1.03	0.1977
4	1.0200	2.03	1.7029
Total			4.6146

4.2.6 Caso 6: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 1 y 4

En este caso, se colocará el enlace HVDC entre los nodos 1 y 4, ahora conectando dos nodos donde no había una línea existente.

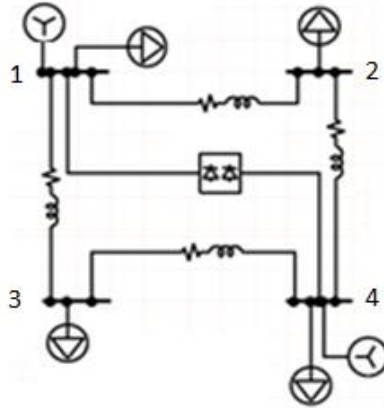


Figura 4.6 Enlace HVDC entre nodos 1 y 4

Este caso es más interesante, ya que se están conectando dos nodos con generación. Este arreglo es muy común en sistemas punto a punto, donde se realizan interconexiones de sistemas asíncronos, por consiguiente, se pueden tener 2 nodos compensadores. Tras resolver los flujos de potencia, los resultados se muestran en la Tabla 4.6, para este caso, la máxima variación de voltaje es igual a 0.0536.

Tabla 4.6 Resultados del caso 6

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	0.8579
2	0.9802	-0.19	2.2904
3	0.9664	-1.31	0.1519
4	1.0200	2.92	2.4989
Total			5.7991

Nuevamente, sucede que las pérdidas de potencia son mayores que en el caso original, por lo tanto, esto da a entender que colocar el enlace entre los nodos 1 y 4 afecta de manera negativa la operación del sistema, tal y como se observó en los resultados del caso 4, pero se puede mejorar, considerando todas las variables de la red y sus restricciones. Es por ello que, el análisis previo de los enlaces HVDC durante el proceso de planeación juega un rol muy importante para los sistemas de potencia.

4.2.7 Caso 7: Red de prueba con enlace HVDC entre nodos 2 y 3

Se colocará el enlace HVDC entre los nodos 2 y 3, nuevamente conectando dos nodos donde no había una línea antes.

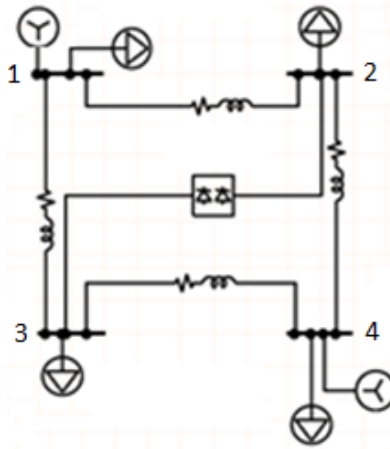


Figura 4.7 Enlace HVDC entre nodos 2 y 3

De manera muy similar que, en el caso anterior, ahora se conectan dos nodos de carga, cuyos resultados se muestran a continuación, ver Tabla 4.7. Además, las pérdidas son mayores que en el caso original.

Tabla 4.7 Resultados del caso 7

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (MW)
1	1.0	0.0	1.6439
2	0.9799	-0.22	1.4505
3	0.9612	-2.43	0.1586
4	1.0200	1.81	2.6293
Total			5.8823

Con el objetivo de analizar los resultados obtenidos en los distintos casos, se procede a comparar los resultados. Estos se pueden ver en la Tabla 4.8. A partir de estos resultados y considerando las pérdidas de potencia activa que se generan durante una condición de operación, se puede determinar la mejor ubicación para el enlace.

Tabla 4.8 Comparación de resultados

Caso	Pérdidas totales (MW)	Máxima variación de voltaje (p.u.)
1	5.0227	00534
2	4.9318	00535
3	4.3772	00534
4	6.4471	0.0575
5	4.6060	0.0540
6	5.8085	0.0536
7	5.8917	0.0588

De la Tabla 4.8 se observa que las máximas variaciones de voltaje en el sistema no son muy distintas entre sí, además, de que ninguno de los valores es mayor al 7% establecido anteriormente, por lo tanto, todos los casos son aceptables en cuanto a nivel de tensión se refiere. Entonces, las pérdidas de potencia serán la variable inicial para determinar la ubicación óptima, que corresponde al caso 3 (cuando el enlace HVDC se encuentra en paralelo con la línea que conecta a los nodos 2 y 4), porque es donde las pérdidas de potencia activa son mínimas, además de que, en este caso, también se obtiene el mejor perfil de tensión.

Resumiendo, el caso 3, es el mejor para colocar el enlace HVDC, obteniendo resultados favorables en varios aspectos, mientras, el caso menos favorable resulta ser el caso 4, que es en donde se obtiene el valor más grande de pérdidas de potencia activa. Cabe resaltar, que muchas veces los enlaces se colocan en donde hay mayor concentración de generación, por ejemplo, para evacuar generación eólica de regiones muy puntuales, sin embargo, el otro punto de conexión dependerá de varios aspectos que pueden ser técnicos, económicos y ambientales.

Es por esta razón que se analiza el impacto que un enlace HVDC tendrá sobre una red de potencia, porque, aunque se conozcan los beneficios que se obtienen al usar HVDC en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, si no se planea adecuadamente las posibles opciones para instalar el enlace, puede resultar que el sistema se vuelva menos eficiente. Por otro lado, el análisis de contingencias es

crucial en la operación de sistemas de potencia y puede ser analizado desde un proceso de planeación, a fin de garantizar la confiabilidad del sistema.

4.3 Resultados de contingencia

Para obtener la información del comportamiento de la red de prueba bajo condiciones de contingencia n-1, se optará por evaluar el comportamiento de las variables operativas cuando se le retira una línea al sistema, manteniendo a los generadores siempre en funcionamiento, ya que éstos también pueden ser causa de una contingencia.

De acuerdo con la configuración del sistema, se analizarán 4 diferentes escenarios para cada caso, iniciando con el caso 1, es decir, cuando el sistema funciona únicamente con CA. La numeración de los casos será la misma que se utilizó al analizar el sistema con el enlace HVDC cambiando de posición, donde el caso 1 corresponde a un sistema que no incluye el enlace HVDC, mientras que, para los casos del 2 al 7, se incorpora el enlace HVDC al sistema. En general, los parámetros a considerar en análisis inicial son las máximas variaciones de voltaje, y las pérdidas de potencia activa presentes en el sistema.

4.3.1 Contingencia para la línea A

Para iniciar con el análisis, se les asignará la letra A, a todos los casos en los cuales se elimina la línea A, que conecta a los nodos 1 y 2 del sistema, analizando siete casos, es decir, que en el caso 1A corresponderá al sistema cuando no hay enlace HVDC, y la línea A entre los nodos 1 y 2 se encuentra fuera de servicio, como se muestra en la Figura 4.8.

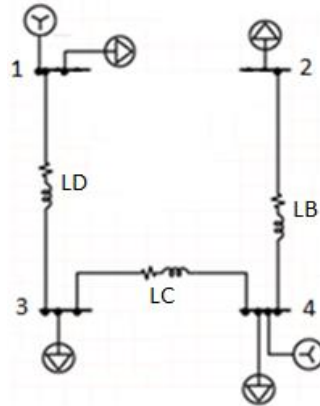


Figura 4.8 Representación del caso 1A

Para evaluar el efecto del enlace ante diferentes escenarios de contingencia, se resolverán los flujos de potencia para todos casos de interés, tomando en consideración la posición del enlace HVDC en el sistema. De acuerdo con los resultados mostrados en la Tabla 4.9, el caso 3A (cuando el enlace HVDC se encuentra entre los nodos 2 y 4) es donde las pérdidas de potencia activa son mínimas, sin embargo, el valor más pequeño en las variaciones de voltaje se encuentra en los casos 1, 5 y 6. Entonces, para esta condición en la que se debe desconectar la línea entre 1 y 2, se obtiene que en tres casos distintos que pueden definir los mejores resultados de planeación considerando contingencias dependiendo del parámetro considerado como índice de referencia.

En este caso, desviación de voltaje o pérdidas de potencia activa. En este sentido, se puede ver que las pérdidas son el índice más representativo para el análisis, por lo tanto, el caso 3 sigue siendo el mejor escenario para colocar el enlace HVDC. Además, se puede observar que, en algunos casos, nuevamente las pérdidas de energía son mayores que cuando no hay enlace HVDC en el sistema, y son los mismos casos que en los anteriores ya reportados (4, 6 y 7).

Tabla 4.9 Comparación en casos de contingencia, casos A

Caso	Pérdidas totales (MW)	Máxima variación de voltaje (p.u.)
1A	6.1044	0.0554
2A	5.4439	0.0560
3A	5.2578	0.0560
4A	7.1481	0.0574
5A	5.4160	0.0554
6A	6.3215	0.0554
7A	6.5149	0.0594

Por otro lado, y con el objetivo de evaluar un índice de contingencia, asumiendo que la concentración de carga en las líneas dependerá de la diferencia angular en los nodos y de la reactancia de la línea. Entonces, se calculará el índice de contingencia, como se explicó en la ecuación (3.39), tomando un factor $W_i=1$, y $m=2$. Por ejemplo, para el caso 1A, se sustituirán los datos en la ecuación:

$$J = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\delta_1 - \delta_3}{ar \ sen(X_{13})} \right)^2 + \left(\frac{\delta_2 - \delta_4}{ar \ sen(X_{24})} \right)^2 + \left(\frac{\delta_3 - \delta_4}{ar \ sen(X_{34})} \right)^2 \right]$$

$$J = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{0 - (-0.0485)}{ar \ sen(0.0372)} \right)^2 + \left(\frac{(-0.0721) - (-0.0157)}{ar \ sen(0.0372)} \right)^2 + \left(\frac{(-0.0485) - (-0.0157)}{ar \ sen(0.0636)} \right)^2 \right] = 2.1275$$

De acuerdo con el resultado anterior, no se tomó en consideración la línea A por ser la que se desconectó del sistema, obteniendo un índice de contingencia igual a 2.1275. De igual forma se procede a calcular los demás índices usando la misma expresión, y reemplazando los ángulos por los resultados de operación que se obtienen en cada caso, es decir, cambiando de posición el enlace HVDC. Estos resultados se pueden ver en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Comparación de índices de contingencia, casos A

Caso	Índice de contingencia
1A	2.1275
2A	1.9509
3A	1.8356
4A	3.0490
5A	2.1232
6A	2.5464
7A	2.3803

De los resultados mostrados en la Tabla 4.10, se puede observar el índice de contingencia más bajo, el cual se presenta en el caso 3, siendo igual a 1.8356 mientras que el más grande está durante el caso 4, con un valor de 3.049. Si se comparan estos valores con las pérdidas mostradas en la Tabla 4.9, se puede observar que el valor de los índices coincide con las pérdidas totales en cada caso, es decir, que la menor cantidad de pérdidas se presenta en el caso 3, y la mayor cantidad de pérdidas se muestra durante el caso 4. Esto nos da un indicio de que el índice de contingencia está relacionado con las pérdidas totales del sistema, siendo un indicativo del comportamiento del sistema ante situaciones de contingencia.

4.3.2 Contingencia para la línea B

Se les asignará la letra B a la línea que conecta a los nodos 2 y 4. En este caso, la contingencia será aplicada en la línea B, la cual se desconectará del sistema; volviendo a resolver el sistema para este caso, se obtuvieron los resultados de la Tabla 4.11.

Tabla 4.11 Comparación en casos de contingencia, casos B

Caso	Pérdidas totales (MW)	Máxima variación de voltaje (p.u.)
1B	13.0147	0.0996
2B	11.8027	0.0999
3B	9.2218	0.0999
4B	16.0544	0.0996

5B	13.6486	0.0996
6B	16.8467	0.0996
7B	12.0663	0.0999

En este caso de contingencia, en la Tabla 4. 11 se puede observar que las pérdidas en general, comparándolos con los casos originales, se elevaron considerablemente alcanzando un valor cercano al 200%. Esto se puede explicar por las variaciones de tensión, que tienen un valor muy cercano al 10%, por lo tanto, se infiere que la línea B es muy importante para la operación de la red, ya que, al dejarla fuera de servicio, la eficiencia del sistema disminuye considerablemente en todos los aspectos. Por otro lado, el caso en el que las pérdidas son menores, en comparación con los otros, es el tercero.

El índice de contingencia para el caso 1B se calculará de la misma manera que en el caso 1A. Sin embargo, la línea que no se considerará en el cálculo será la línea B:

$$J = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\delta_1 - \delta_2}{ar\ sen(X_{12})} \right)^2 + \left(\frac{\delta_1 - \delta_3}{ar\ sen(X_{13})} \right)^2 + \left(\frac{\delta_3 - \delta_4}{ar\ sen(X_{34})} \right)^2 \right] = 4.1086$$

En este caso, el índice es mucho mayor, respecto a los índices que se obtuvieron anteriormente, siendo que, las pérdidas tuvieron el mismo comportamiento.

Tabla 4.12 Comparación de índices de contingencia, casos B

Caso	Índice de contingencia
1B	4.1086
2B	3.7149
3B	2.7196
4B	5.5078
5B	4.6548
6B	5.9406
7B	3.6789

De acuerdo con los resultados mostrados en la Tabla 4.12, el mayor índice se presenta durante el caso 6, con un valor de 5.9406, al comparar con las pérdidas

mostradas en la Tabla 4.11, vuelve a coincidir que el caso 6 también es donde se presenta la mayor cantidad de pérdidas de potencia. De igual manera, la menor cantidad de pérdidas se presenta durante el mismo caso, en el que el índice es menor, es decir, el caso 3.

4.3.3 Contingencia para la línea C

Se les asignará la letra C a la línea que se encuentra entre los nodos 3 y 4; ésta línea se desconectará para evaluar la contingencia. Por consiguiente, se procede nuevamente a resolver el problema de flujos de potencia, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13 Comparación en casos de contingencia, casos C

Caso	Pérdidas totales (MW)	Máxima variación de voltaje (p.u.)
1C	9.9098	0.0879
2C	10.9439	0.0879
3C	8.5653	0.0879
4C	14.0104	0.0700
5C	8.8428	0.0882
6C	12.7470	0.0879
7C	12.6046	0.0950

En esta situación, las pérdidas en general siguen siendo muy elevadas en comparación con los casos A, aunque disminuyeron un poco respecto a los casos anteriores (contingencia en la línea B). Además, las variaciones de voltaje también siguen el mismo comportamiento. Tal como sucedió en los casos de contingencia anteriores, es en el caso 3 donde se obtiene la menor cantidad de pérdidas de potencia.

Entonces, al retirar la línea C del sistema, la eficiencia del sistema disminuye de manera considerable. Por otro lado, el índice de contingencia para el caso 1C es el siguiente:

$$J = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\delta_1 - \delta_2}{\ar \text{sen}(X_{12})} \right)^2 + \left(\frac{\delta_1 - \delta_3}{\ar \text{sen}(X_{13})} \right)^2 + \left(\frac{\delta_2 - \delta_4}{\ar \text{sen}(X_{24})} \right)^2 \right] = 4.5624$$

El valor del índice de contingencia es mayor que en los casos anteriores, dando a entender que, al desconectar la línea C, el sistema se encuentra operando en una situación más crítica que en los casos anteriores.

Tabla 4.14 Comparación de índices de contingencia, casos C

Caso	Índice de contingencia
1C	5.1301
2C	5.5389
3C	4.1290
4C	7.5055
5C	4.2958
6C	6.8304
7C	6.4522

Los resultados mostrados en la Tabla 4.14 indican que, los índices son mayores que los que se encuentran en la Tabla 4.12, reafirmando la suposición de que el sistema se encuentra en una situación más crítica que en los casos anteriores. Por otro lado, el comportamiento del índice de contingencia es igual a lo observado anteriormente con las pérdidas totales, obteniendo el valor mínimo y máximo de índices y pérdidas en los casos 3 y 4, respectivamente.

4.3.4 Contingencia para la línea D

Se le asignará la letra D a la línea que se encuentra entre los nodos 1 y 3. Entonces, se vuelve a resolver el sistema cuando se ha retirado la línea D.

Tabla 4.15 Comparación en casos de contingencia, casos D

Caso	Pérdidas totales (MW)	Máxima variación de voltaje (p.u.)
1D	11.7130	0.1240
2D	10.5959	0.1240
3D	11.9159	0.1272

4D	15.5062	0.1591
5D	8.8682	0.1230
6D	10.7753	0.1240
7D	15.5634	0.1499

De acuerdo con los resultados mostrados en la Tabla 4.15, ahora es el caso 5 (enlace HVDC entre nodos 1 y 3) en donde se obtiene la menor cantidad de pérdidas de potencia, con una diferencia significativa con respecto a las demás. Entonces, bajo este escenario, el caso 3 ya no es el más favorable. A su vez, las variaciones de voltaje son analizadas, donde se obtiene que son mucho mayores que en los casos anteriores, rebasando el 12%.

Analizando los índices de contingencia mostrados en la Tabla 4.16, se observa que el valor del índice disminuyó respecto a los casos B y C, aunque es mayor que el obtenido en el caso A, esto pudiera indicar que el sistema ya no se encuentra en operación crítica y es una condición viable desde el punto de vista de planeación.

Tabla 4.16 Comparación de índices de contingencia, casos D

Caso	Índice de contingencia
1D	3.2547
2D	2.6775
3D	3.2339
4D	4.2713
5D	2.0932
6D	2.9247
7D	4.2545

De acuerdo con los resultados mostrados en la Tabla 4.16, el caso más favorable ya no es el 3, sino el caso 5, como sucedió con las pérdidas, mientras que, el mayor índice de contingencia se presenta durante el caso 4. Una vez que se ha evaluado el comportamiento de las variables de operación en el sistema de potencia, ubicando el enlace HVDC en distintas posiciones, ya sea, mientras la red opera normalmente, y en situaciones de contingencia, se llega a la conclusión de que, para este sistema de potencia, la posición óptima del enlace HVDC se encuentra en paralelo con la línea B, es decir, el caso 3.

4.4 Análisis con distintos perfiles de carga

Con el objetivo de relacionar las variables operativas de un sistema eléctrico, una vez que se incluyen enlaces HVDC, se consideró que, la red de prueba opera con diferentes perfiles de carga que se presentan durante el día, su comportamiento se muestra en la Figura 4.9.

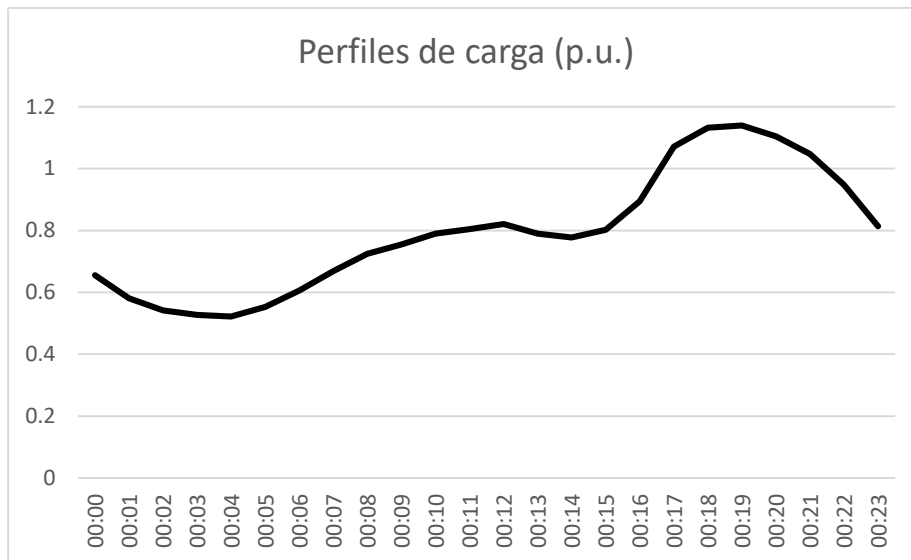


Figura 4.9 Perfiles de carga durante un día

Los valores que se muestran en la Tabla 4.17 como perfiles de carga, se refieren al nivel de carga con la que estará operando el sistema, suponiendo que las cargas presentadas en la Tabla 3.1 representan el 100% de la carga nodal. Es decir, que a las 00:00 horas todos los nodos trabajarán con el 65.5% de la carga total instalada o contratada, por ejemplo, a las 01:00 trabajará con el 58.1%, y así hasta cubrir las horas restantes.

Para mostrar un ejemplo de la manera en que cambian los parámetros de operación, primero se resolverá el sistema durante el primer perfil de carga, es decir, a las 00:00 horas, mostrando los resultados en la Tabla 4.17. La máxima variación de voltaje para esta condición operativa es de 0.0363.

Tabla 4.17 Resultados del caso 1, con 65.5% de carga

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (kW)
1	1.0	0	400.0
2	0.9935	-0.6777	798.7
3	0.9837	-1.2404	76.3
4	1.0200	0.9212	857.7
Total			2,132.7

Con el objetivo de realizar la comparación, se vuelve a resolver el sistema de prueba, pero ahora considerando el perfil de carga asignado para las 01:00 horas; los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.18. En este caso, la máxima variación de voltaje para esta nueva condición es de 0.0332.

Tabla 4.18 Resultados del caso 1, con 58.1% de carga

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (kW)
1	1.0	0	299.8
2	0.9958	-0.6158	641.4
3	0.9868	-1.1085	55.7
4	1.0200	0.7918	690.9
Total			1,687.8

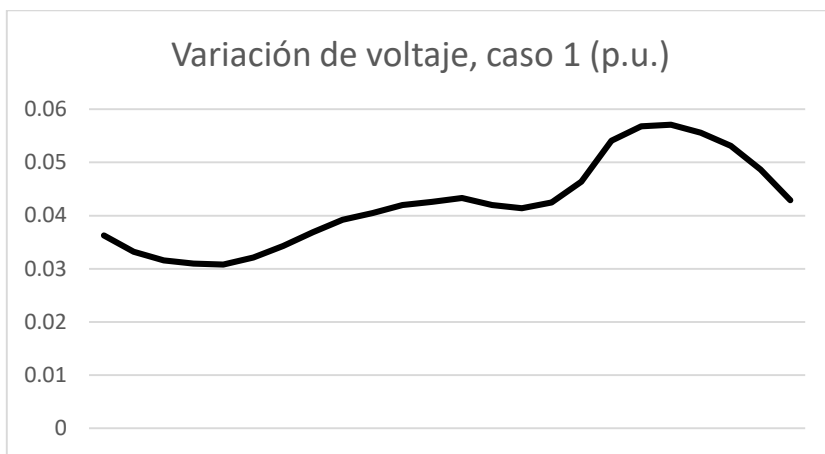
De acuerdo con los resultados mostrados en las Tablas 4.17 y 4.18, cuando se disminuye el valor del perfil de carga, también disminuyen las pérdidas en las líneas, lo cual tiene sentido, ya que, si las cargas son menores, entonces el sistema demandará menos corriente para alimentarlas. Por consiguiente, las caídas de tensión también disminuyen, obteniendo variaciones de voltaje de menor valor.

Con el objetivo de comparar el comportamiento de las variables de operación cuando el sistema se encuentra operando con distintos niveles de carga, se hace un barrido de los perfiles de carga presentes durante el transcurso del día.

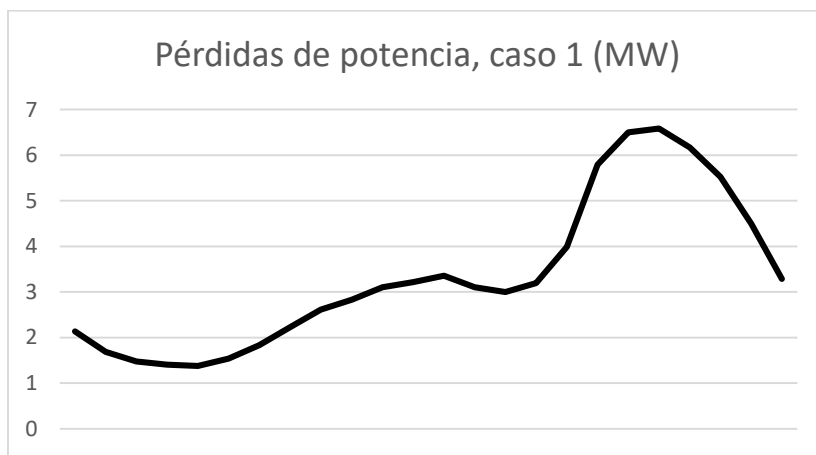
Los resultados presentados en la Figura 4.10 muestran el comportamiento de las máximas desviaciones de voltaje y las pérdidas totales del sistema considerando un

perfil de carga diario. A partir de estos resultados, se puede ver que la máxima variación de voltaje ocurre a las 19:00 horas, con un valor del 5.71%, mientras que la variación mínima es a las 04:00 horas, con un valor del 3.08%.

En cuanto a las pérdidas de potencia, éstas son menores a las 04:00 horas, con un total de 1.3758 MW, mientras que, las máximas se presentan a las 19:00 horas, llegando a 6.5839 MW. Cabe destacar que, los valores máximos y mínimos de pérdidas, y las variaciones de voltaje se presentan en las mismas horas. Además, a estas horas, es cuando se presentan el mayor y el menor perfil de carga, respectivamente.



(a)



(b)

Figura 4.10 Resultados de perfiles de carga en el caso 1 (a) Máxima variación de voltaje (b) Pérdidas de potencia

La finalidad de evaluar los enlaces HVDC, consiste en demostrar de forma general, la manera en que se mejora la eficiencia del sistema de transmisión al redistribuir los flujos del sistema. Por consiguiente, si se logra disminuir la corriente que fluye por las líneas de transmisión, se tendrá como consecuencia, una reducción en las pérdidas de potencia activa, y mejores niveles de voltaje nodal, generando las condiciones de operación óptimas.

4.4.1 Red de prueba con enlace HVDC operando al 50% de su capacidad

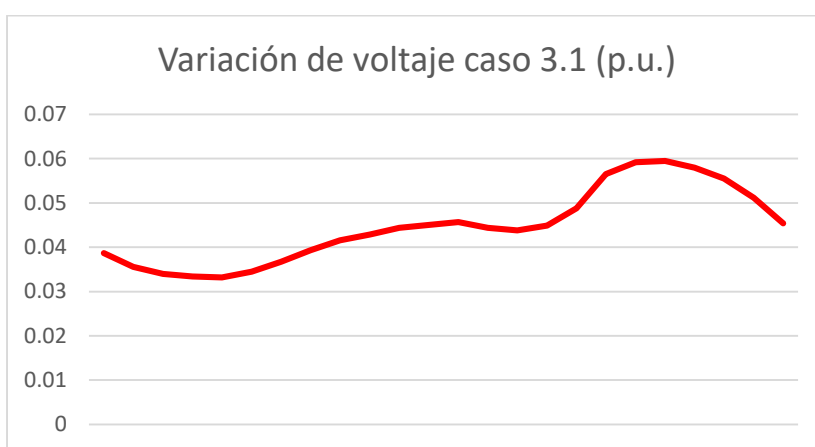
Una vez se han obtenido las variables de referencia del sistema bajo estudio y sin tomar en consideración el enlace HVDC, se analizará el comportamiento de los mismos parámetros, pero esta vez, incluyendo el enlace HVDC. Para este análisis, se considera el enlace operando al 50% de su capacidad total, siendo esta, 50 MW. Sin embargo, cabe aclarar que, como ya se está incluyendo el enlace HVDC en el sistema, ya no se trata del caso 1, más bien corresponde al caso 3.

Para tener una mejor idea sobre el comportamiento de la red, se analizan nuevamente los flujos de potencia, para ello, se resolverá nuevamente el sistema durante el primer perfil de carga, es decir, a las 00:00 horas, los resultados del análisis se presentan en la Tabla 4.19. En este caso, la máxima desviación de voltaje es igual a 0.0387. Se puede notar que, las tensiones nodales son más bajas con respecto a los resultados del caso 1 a la misma hora, sin embargo, se puede ver que las pérdidas en las líneas de transmisión se redistribuyen debido a la incorporación del enlace HVDC en el sistema, dando como resultado, una disminución en las pérdidas totales, pasando de 2.1327 a 1.8978 MW.

Tabla 4.19 Resultados del caso 3, con 65.5% de carga y enlace HVDC al 50%

Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (kW)
1	1	0	551.2
2	0.9942	-0.6544	752.9
3	0.9813	-1.2091	78.9
4	1.02	0.9432	514.8
Total			1,897.8

De la misma manera que en el caso anterior, se volverá a realizar un barrido de los perfiles de carga presentes durante el transcurso del día, obteniendo las pérdidas y las desviaciones de voltaje de acuerdo a los perfiles de carga. Los resultados para este caso se presentan en la Figura 4.11. De acuerdo con los datos obtenidos, la variación de voltaje aumentó respecto al caso 1, en el cual, la variación más baja fue del 3.08% y la máxima del 5.95%, mientras que, en el caso 3.1, donde ya se incluye el enlace, la variación mínima es del 3.32%, y la máxima es del 5.95%, teniendo un incremento de, aproximadamente 0.2%.



(a)



(b)

Figura 4.11 Resultados de perfiles de carga en el caso 3.1 (a) Máxima variación de voltaje (b) Pérdidas de potencia

Por otro lado, las pérdidas de potencia se vieron reducidas, por ejemplo, al comparar los valores que se presentan durante las 00:00 horas, mostradas en las Tablas 4.17 y 4.19, se puede notar que, en las líneas 1 y 3 éstas disminuyeron, mientras que, en las líneas 2 y 4 aumentaron. El cambio se debe a la redistribución de los flujos de potencia al momento de incorporar el enlace en el sistema, sin embargo, a pesar de los cambios, las pérdidas totales disminuyeron.

Las pérdidas mínimas obtenidas durante el día, para el primer caso tienen un valor de 1.3758 MW, y las máximas son iguales a 6.5839 MW, mientras que, para el caso 3.1, las pérdidas mínimas tienen un valor de 1.2106 MW, y las máximas son iguales a 5.9977 MW. Es decir, que los máximos y mínimos de las pérdidas se presentan en las mismas horas que en el caso anterior, a las 19:00 y 00:00 horas, respectivamente.

4.4.2 Red de prueba con enlace HVDC operando al 100% de su capacidad

El siguiente paso en el estudio, consiste en observar el comportamiento de los mismos parámetros, pero ahora cuando el enlace HVDC se encuentra operando al 100% de su capacidad nominal, es decir, 100 MW.

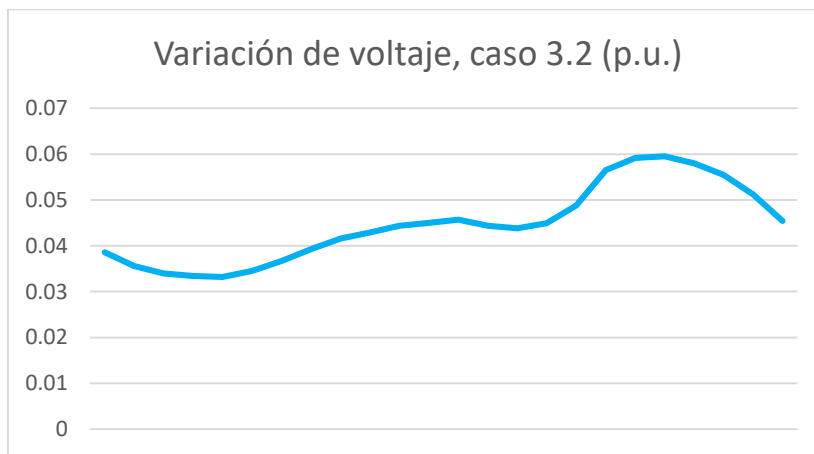
De la misma manera que en los casos anteriores, se analizarán los flujos de potencia, del sistema durante el primer perfil de carga, los resultados del análisis se presentan en la Tabla 4.20. Para este caso, la máxima desviación de voltaje es igual a 0.0386. Además, se puede notar que, las tensiones nodales prácticamente no cambiaron respecto al caso anterior, es posible que exista una mejoría en los valores, pero es casi imperceptible. Por otro lado, las pérdidas en casi todas las líneas disminuyeron nuevamente, debido al aumento en el flujo del enlace HVDC, de hecho, solamente aumentaron las pérdidas de potencia en la línea 4.

Tabla 4.20 Resultados del caso 3, con 65.5% de carga y enlace HVDC al 100%

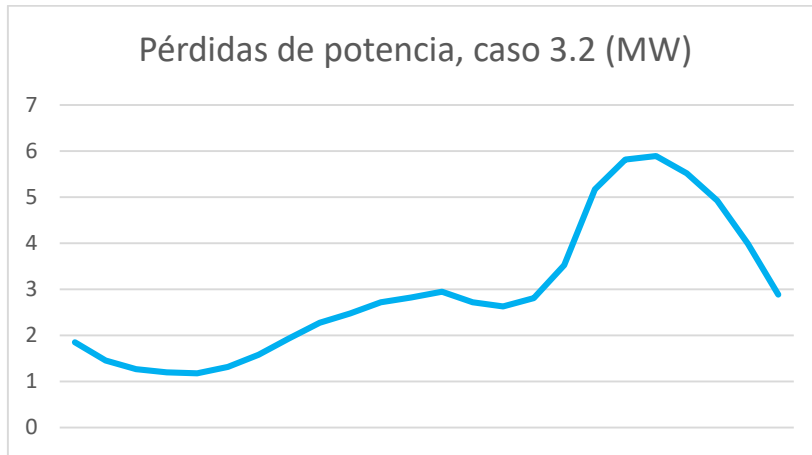
Nodo / Línea	Voltaje (p.u.)	Ángulo (°)	Pérdidas de línea (kW)
1	1	0	549.4
2	0.9961	-0.6605	711.3
3	0.9814	-1.2054	71.0
4	1.02	0.9529	516.2
Total			1,847.9

Finalmente, el valor total de pérdidas también es menor respecto al caso anterior, cuando el enlace HVDC funcionaba al 50% de su capacidad, aunque el cambio no es muy notorio, pasando de 1.8978 MW en el caso anterior, a 1.8479 MW, con una diferencia de 49.9 kW.

Nuevamente, se volverán a analizar los parámetros de acuerdo a los cambios en los perfiles de carga durante el transcurso del día, mostrando su comportamiento en la Figura 4.12. De acuerdo con los datos obtenidos, la variación de voltaje no cambió, o al menos no lo suficiente como para ser percibido por las cifras decimales que se utilizaron, por lo tanto, su comportamiento es exactamente el mismo que en el caso del enlace al 50%.



(a)



(b)

Figura 4.12 Resultados de perfiles de carga en el caso 3.2 (a) Máxima variación de voltaje (b) Pérdidas de potencia

Por otro lado, las pérdidas de potencia disminuyeron nuevamente, sin embargo, como se mencionó anteriormente, esta vez la diferencia fue pequeña. Las pérdidas mínimas que se generan durante el día, para el caso anterior, tienen un valor de 1.2106 MW, y las máximas de 5.9977 MW, mientras que, para el caso del 100%, las pérdidas mínimas son de 1.1752 MW, y las máximas son de 5.8918 MW, en las mismas horas.

4.5 Comparación de resultados considerando diferentes escenarios de operación en el enlace HVDC

Para analizar de mejor manera los resultados obtenidos de desviaciones de voltaje y pérdidas de potencia obtenidos en cada caso, se graficarán estos valores en función de la hora. La Figura 4.13 presenta las variaciones de voltaje correspondiente a los valores tanto de los casos 1 y 3.1. No se graficarán los valores del caso 3.2, porque sus valores son iguales con los del caso 3.1, por lo tanto, se mostrarán con la misma gráfica.

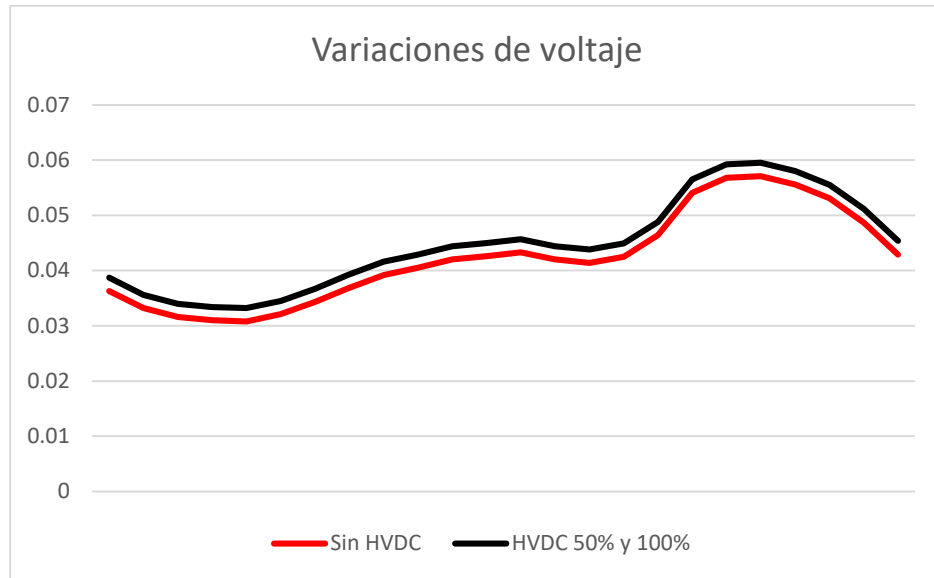


Figura 4.13 Variaciones de voltaje durante los 3 casos

En la Figura 4.13 es mostrado que los escenarios operativos analizados producen prácticamente el mismo comportamiento que la curva de perfiles de carga. La diferencia que se observa entre las dos gráficas es, que durante el caso 3.1, las variaciones son mayores que las obtenidas en el caso 1, sin embargo, en ningún momento se viola el límite de variación establecido, estando todos los valores por debajo del 7%.

De la misma manera, se graficarán los valores de las pérdidas totales en el sistema. Estos se muestran en la Figura 4.14, donde las curvas de pérdidas presentan la misma tendencia de comportamiento que la gráfica de perfiles de carga, al menos hasta las 15:00 horas, a partir de este punto, la curvatura es más pronunciada cuando los perfiles de carga son mayores.

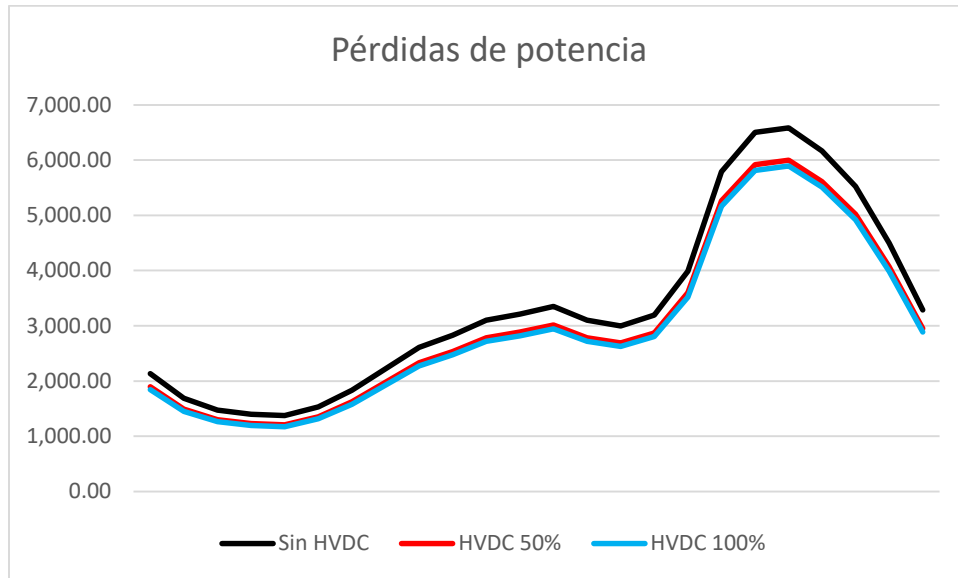


Figura 4.14 Pérdidas de potencia durante los 3 casos

Lo anterior indica que, las pérdidas aumentan considerablemente cuando la carga es mayor a la nominal, lo cual tiene sentido, principalmente, porque las altas corrientes hacen que se calienten los conductores de las líneas, esto hace que la resistencia de las líneas aumente, y que la carga demande aún más corriente para compensar este efecto, teniendo como resultado, un mayor incremento en las pérdidas de potencia activa I^2R .

Entre las tres gráficas mostradas en la Figura 4.11, es evidente que presentan el mismo comportamiento, la única diferencia entre ellos es el valor de las pérdidas. Por ejemplo, en el caso 1 (sin HVDC), el valor máximo se encuentra cercano a los 7.0 MW, mientras que, el máximo durante el caso 3.1 (HVDC al 50%) apenas alcanza los 6.0 MW.

Respecto a los valores del caso 3.2 (HVDC al 100%), es casi idéntica a la del caso 3.1, ya que, la diferencia de pérdidas entre los dos casos es pequeña para a la escala utilizada (del orden de MW).

4.6 Caso de sistema con 30 nodos

Se realizarán las mismas pruebas de análisis de pérdidas de potencia y de índices de contingencia para un sistema más grande, para este trabajo, se consideró el sistema de transmisión de 30 nodos de la IEEE. La configuración del sistema, así como las posiciones en las que se ubicará el enlace HVDC para evaluar las pérdidas de potencia y los índices de contingencia (líneas de color rojo), se muestra en la Figura 4.15:

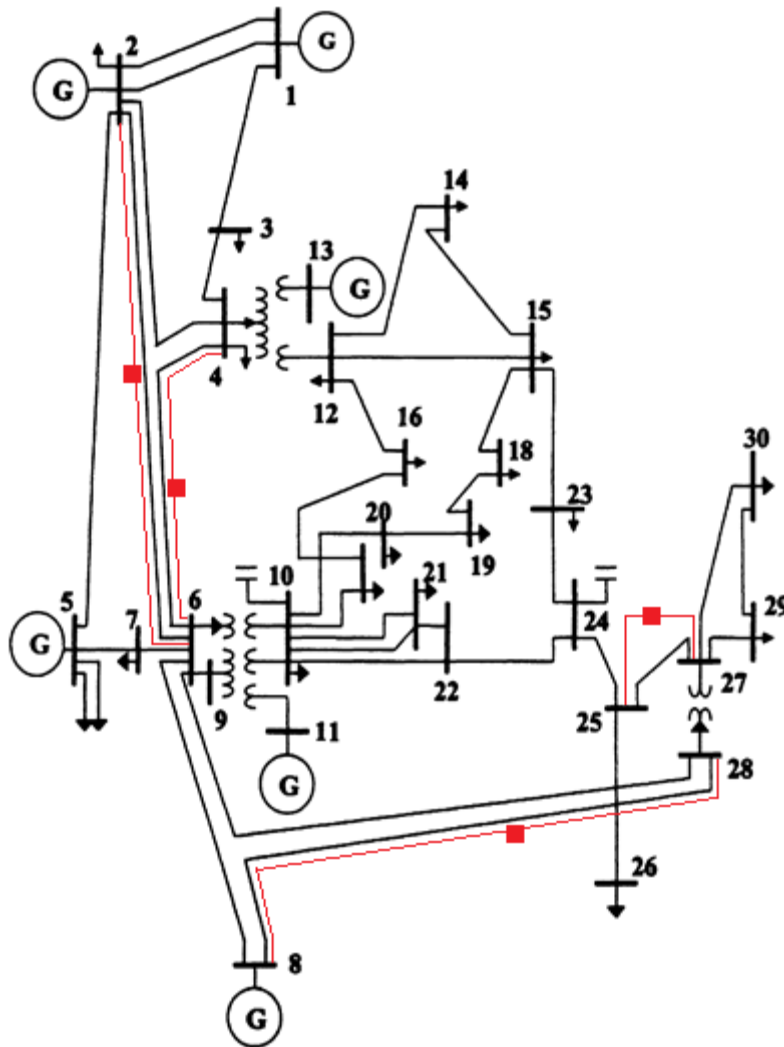


Figura 4.15 Diagrama unifilar del sistema de 30 nodos IEEE

De igual forma que para el sistema de 4 nodos, primero se resolverá el sistema cuando éste opera normalmente, es decir, sin incorporar aún el enlace HVDC, obteniendo un total de 2.8604 MW.

Para este sistema, se colocará el enlace en 4 posiciones distintas, estas son:

- 1: Enlace entre nodos 2 y 6
- 2: Enlace entre nodos 8 y 28
- 3: Enlace entre nodos 27 y 25
- 4: Enlace entre nodos 4 y 6

Mientras que, para las situaciones de contingencia, se considerarán 10 escenarios, en los cuales, también se desconectará una línea del sistema, con el objetivo de comparar las pérdidas energéticas, y obtener los índices de contingencia en los siguientes escenarios:

- A: Desconectar la línea entre nodos 1 y 3
- B: Desconectar la línea entre nodos 2 y 5
- C: Desconectar la línea entre nodos 6 y 8
- D: Desconectar la línea entre nodos 10 y 21
- E: Desconectar la línea entre nodos 12 y 14
- F: Desconectar la línea entre nodos 16 y 17
- G: Desconectar la línea entre nodos 19 y 20
- H: Desconectar la línea entre nodos 21 y 22
- I: Desconectar la línea entre nodos 4 y 6
- J: Desconectar la línea entre nodos 29 y 30

4.6.1 Análisis de resultados

En el caso 1, se colocará el enlace HVDC en paralelo con la línea que conecta a los nodos 2 y 4, y se resolverán los flujos de potencia, las pérdidas totales obtenidas para este caso son 2.4929 MW. Como este valor es menor al obtenido anteriormente, el enlace beneficia al sistema en este caso.

De la misma manera que en el sistema pequeño, se desconectará una de las líneas mencionadas a la vez, se resolverá el sistema, para obtener las pérdidas totales y calcular el índice de contingencia de acuerdo con (3.39), con los mismos valores de W_i y m .

Tabla 4.21 Pérdidas e índices de contingencia, caso 1

Caso de contingencia	Pérdidas totales (MW)	Índice de contingencia
A	2.8401	0.2885
B	2.6861	0.2669
C	3.7682	0.4834
D	2.5829	0.2290
E	2.6245	0.2405
F	2.5148	0.2381
G	2.6615	0.2415
H	2.9842	0.2566
I	2.5102	0.2388
J	2.6271	0.2367

De acuerdo con los resultados obtenidos para este caso, mostrados en la Tabla 4.21, se observa que los valores de pérdidas son mayores que si no hay contingencia, sin embargo, los índices son bastante menores que los valores obtenidos en el sistema de 4 nodos. Esto se debe a que, para este sistema, sus líneas no están tan cargadas como en el sistema de 4 nodos, a pesar de esto, estos valores muestran el mismo comportamiento, es decir, que son mayores cuando las pérdidas también lo son, y viceversa.

Se continua con el caso 2, conectando el enlace HVDC en la posición mencionada anteriormente, las pérdidas totales para este caso son 2.9814 MW. En este caso, las pérdidas son mayores que cuando aún no se incluye el enlace, por lo tanto, en esta posición, el enlace afecta de manera negativa el sistema, desde el punto de vista de pérdidas.

Tabla 4.22 Pérdidas e índices de contingencia, caso 2

Caso de contingencia	Pérdidas totales (MW)	Índice de contingencia
A	3.3282	0.3322
B	3.1523	0.3262
C	3.7451	0.4674
D	2.8764	0.2689
E	2.9903	0.2799
F	2.8681	0.2776
G	3.0309	0.2803
H	3.3575	0.2976
I	2.9420	0.2830
J	3.0358	0.2769

De acuerdo con los valores mostrados en la Tabla 4.22, tanto las pérdidas como los índices de contingencia son mayores, mostrando la relación que se ha observado hasta el momento

Se realizará el mismo procedimiento para los casos 3 y 4, los resultados se muestran en la Tabla 4.23.

Tabla 4.23 Pérdidas e índices de contingencia, caso 3 y 4

Caso de contingencia	Pérdidas totales (MW)		Índice de contingencia	
	Caso 3	Caso 4	Caso 3	Caso 4
Sin contingencia	2.8604	2.8269	NA	NA
A	3.4480	3,3608	0.3229	0.3369
B	3.2536	3.1118	0.3181	0.3036
C	3.6325	3.6143	0.4675	0.4845
D	2.9989	2.8691	0.2597	0.2564
E	3.1139	2.9545	0.2720	0.2678
F	3.0183	2.8473	0.2702	0.2661
G	3.1537	2.9957	0.2729	0.2699
H	3.5582	3.3299	0.2923	0.2845
I	3.0889	2.8195	0.2775	0.2642
J	3.0301	2.9828	0.2655	0.2645

De acuerdo con los resultados de los cuatro casos, en la situación de contingencia C, es cuando se obtiene el mayor índice, dando a entender que la línea que conecta a los nodos 10 y 21 es muy importante para la operación correcta del sistema. Tal como ocurrió con el sistema de 4 nodos, se observó que hay una relación entre el índice de contingencia y las pérdidas en el sistema, para determinar mejor su comportamiento, se graficarán las pérdidas y los índices en función de los casos de contingencia.

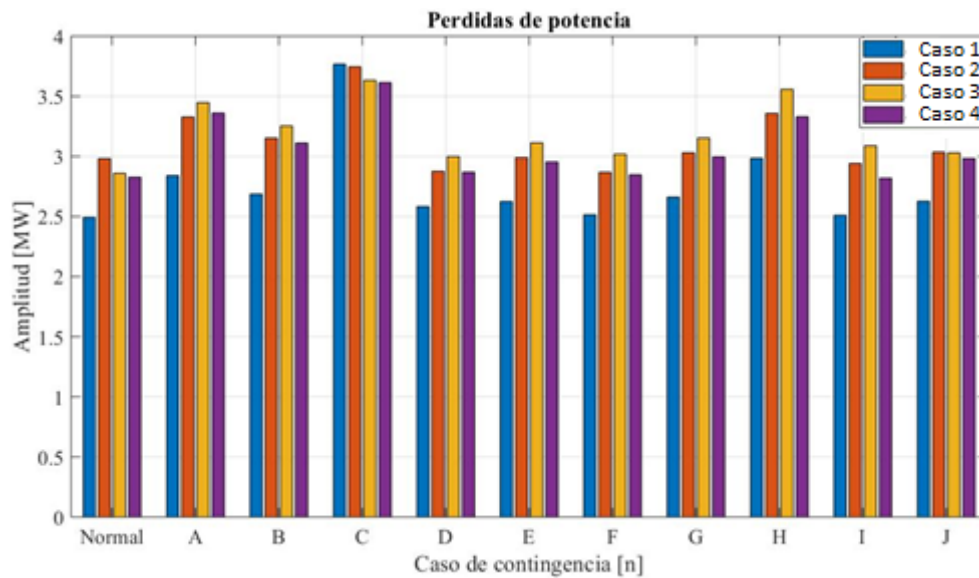


Figura 4.16 Pérdidas de potencia en casos de contingencia

De acuerdo con la Figura 4.16, los cuatro casos tienen un comportamiento similar, teniendo su pico en contingencia C, y siendo el caso 1, en el que las pérdidas son menores en las contingencias consideradas.

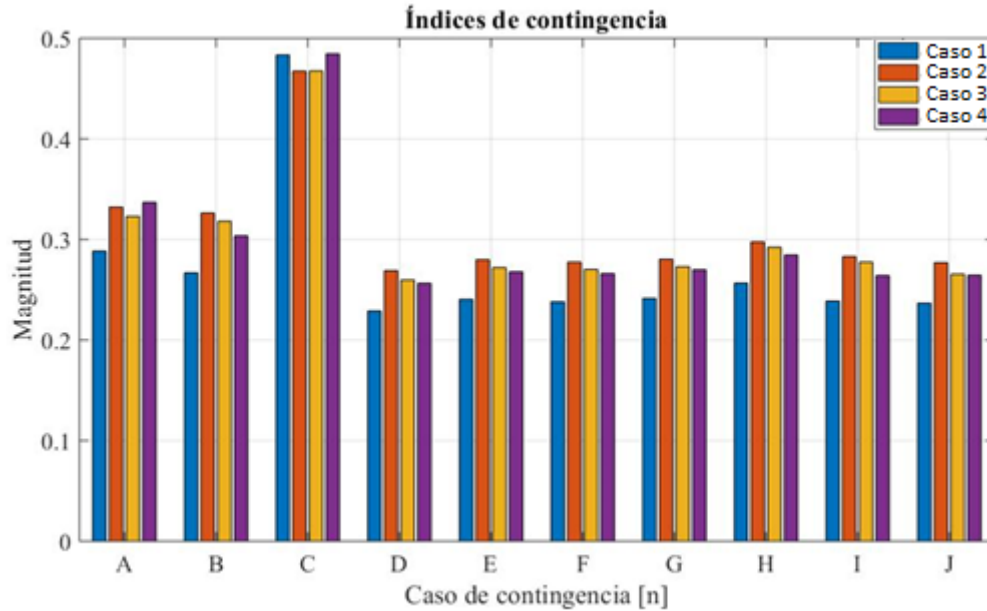


Figura 4.17 Índices de contingencia

Por otro lado, en la Figura 4.17, los índices presentan un comportamiento muy similar a las pérdidas, entre A y B sus valores disminuyen, teniendo su pico en C, por lo tanto, es en esta contingencia donde el sistema opera de manera crítica, en comparación con las demás. Nuevamente, es el caso 1 en el que los índices son de menor valor.

Al analizar la información obtenida, de las cuatro posiciones propuestas para el enlace, la mejor opción es que se ubique en paralelo con la línea que conecta a los nodos 2 y 6. En cuanto a las contingencias, de los escenarios mostrados, indican que se debe tomar precauciones para evitar alguna falla en la línea entre 6 y 8, ya que, al desconectarse, afecta de manera considerable su eficiencia.

Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos para cada caso, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

Aunque el enlace HVDC pueda colocarse en cualquier parte del sistema, se debe analizar el comportamiento del sistema tras su incorporación, ya que, se observó la manera en que las pérdidas de potencia activa se incrementaban cuando el enlace se encontraba en ciertas posiciones. Por lo tanto, es necesario realizar un estudio que permita conocer la manera en la que se redistribuirán los flujos de potencia al incorporar el enlace HVDC en un sistema de transmisión. De esta manera, se podrá elegir el lugar óptimo del enlace en el sistema, aprovechando de mejor manera los beneficios que brindan esta tecnología.

No siempre es conveniente que el enlace HVDC opere al 100% de su capacidad, o que el enlace tenga una capacidad demasiado grande respecto a los flujos en el sistema. De acuerdo con los resultados, los perfiles de tensión no cambiaron lo suficiente como para considerar que hubo una mejoría. Por otro lado, en cuestión de pérdidas, la reducción fue relativamente pequeña, en comparación con la disminución que se presentó entre que el sistema contaba con el enlace operando al 50% y cuando aún no se instalaba el enlace.

Entonces, para aprovechar de mejor manera el enlace, éste debe funcionar a una fracción de su capacidad total, dando flexibilidad al sistema y al mismo enlace, para en caso de que suceda alguna falla o sobrecarga en la red, y se deba desconectar alguna de las líneas por un periodo de tiempo.

El índice de contingencia calculado para cada uno de los casos operativos del sistema en un excelente indicativo de la eficiencia con la que se encuentra operando la red, ya que, el valor de los índices era mayor cuando las pérdidas tenían un valor

elevado, mientras que, el valor del índice fue menor cuando hubo reducciones en las pérdidas de potencia. Por lo tanto, es seguro afirmar que, el valor del índice de contingencia refleja el estado en el que se encuentra operando el sistema de potencia.

Se recomienda realizar un estudio más extenso sobre este asunto: con sistemas eléctricos de mayor capacidad, y con un mayor número de nodos. Tomar en consideración otras condiciones de operación en el sistema, como un análisis en estado dinámico, de fallas de corto circuito o sobre voltajes transitorios ocasionados por descargas atmosféricas, por “switching”, o por puesta en operación de bancos de capacitores.

Bibliografía / Referencias

[1] M. P. BAHMAN and B. K. JOHNSON, "The ABCs of HVDC transmission technologies," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 2 (2007), pp. 32-44

[2] C. SILVA, M. A. ANDRIANOELY, L. MANIN, S. AYASAMY, and D. REMOND, "Optimization of power losses in poly-V belt transmissions via genetic algorithm and dynamic programming," *Mechanism and Machine Theory*, Vol. 128 (2018), pp. 169-190.

[3] A. UKIL, "Theoretical analysis of tuned HVAC line for low loss long distance bulk power transmission," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 73 (2015), pp. 433-437

[4] P. KUNDUR, "Power System Stability and Control", *Electric Power Research Institute, McGraw-Hill*, pp. 3-5, 548-552

[5] S. E. EL-ARAB, M. EL-HADIDY and H. ZARZOURA, "A simplified method for estimating the saving in power losses due to certain energy losses reduction," in *39th International Universities Power Engineering Conference*, Vol. 2 (2004) pp. 1347-1350.

[6] G. FANDI, Z. MULLER, L. STRAKA and J. SVEC, "FACTS devices influence on power losses in transmission systems," *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)* (2014), pp. 29-33.

[7] K. TUTTELBERG, J. KILTER, "Real-time estimation of transmission losses from PMU measurements," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven* (2015) pp. 1-5.

[8] T. LI T. WU, L. LIU, B. LUO and L. TANG, "Simulation and experiment research of fittings power loss in high voltage transmission line," *2017 1st International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE)* (2017), pp. 1-4.

[9] K. TUTTELBERG, J. KILTER, "Estimation of transmission loss components from phasor measurements," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 98 (2018), pp. 62-71.

[10] K. S. AHMED, S. P. KARTHIKEYAN, "Modified penalized quoted cost method for transmission loss allocation including reactive power demand in deregulated electricity market," in *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 16 (2018), pp. 370-379.

[11] L. GOEL, K. DEBNATH "Power system planning – a reliability perspective", in *Electric Power Systems Research* (1995)

[12] G. ASPLUND, "Application of HVDC light to power system enhancement", in *Proc. IEEE PES Winter Meeting* (2000).

[13] N.M. KIRBY, M.J. LUCKETT, L. XU, W. SIEPMANN, "HVDC transmission for large offshore windfarms", *Seventh International Conference on AC and DC Transmission* (2001), pp. 162 – 168.

[14] BARTHOLD, O. LIONEL, "Current modulation of direct current transmission lines", (2004).

[15] R. RUDERVALL, J.P. CHARPENTIER; R. SHARMA, "High Voltage Direct Current (HVDC)Transmission Systems Technology", *Presented at Energy Week* (2000)

[16] S. KHAN, S. BHOWMICK "Generalized power flow models for VSC based multi-terminal HVDC systems," in *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 82, (2016)

[17] A. J. FERRÉ; Y. PIPELZADEH; T. C. GREEN, "Blending HVDC-Link Energy Storage and Offshore Wind Turbine Inertia for Fast Frequency Response", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (2014)

[18] N. G. HINGORANI, "High-voltage DC transmission: a power electronics workhorse," in *IEEE Spectrum*, vol. 33, no. 4 (1996), pp. 63-72

[19] T. W. MAY, Y. M. YEAP and A. UKIL, "Comparative evaluation of power loss in HVAC and HVDC transmission systems," in *IEEE Region 10 Conference (TENCON)* (2016), pp. 637-641.

[20] D. JOVCIC, K. AHMED, "High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids" *John Wiley & Sons*, pp. 3-10

[21] C. K. KIM, V. K. SOOD, G. S. JANG, S. J. LIM, and S. J. LEE, "HVDC TRANSMISSION: Power Conversion Applications in Power Systems," *John Wiley & Sons*, pp. 359 -364

[22] D. J. FLORES, A. REY, "Transmisión de Energía en Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC)", *Semillero en Prospectiva Energética de Colombia*

[23] S. EL-ARAB, M. EL-HADIDY and H. ZARZOURA, "A simplified method for estimating the saving in power losses due to certain energy losses reduction," in *39th International Universities Power Engineering Conference, Vol. 2* (2004) pp. 1347-1350.

[24] E. ACHA, B. KAZETAMBRIZI, "A new VSC-HVDC Model for Power Flows Using the Newton-Raphson Method", in *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3* (2013)

[25] J. GRAINGER, and W. STEVENSON JR. "Power System Analysis", *McGraw-Hill* (1994)

[26] S. GUSEV, and V. OBOSKALOV, "Recursion Based Contingency Analysis of an Electrical Power System", in *International Symposium on Industrial Electronics* (2016)

[27] Z. LI, J. WANG, H. SUN, and Q. GUO, "Transmission Contingency Screening Considering Impacts of Distribution Grids", in *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 2* (2016)

[28] K. SADOVSKAIA, D. BOGDANOV, S. HONKAPURO, and C. BREYER, "Power transmission and distribution losses—A model based on available empirical data and future trends for all countries globally", in *Electrical Power and Energy Systems, Vol. 107* (2019)

[29] S. SAYED, and A. MASSOUD, "Minimum transmission power loss in multi-terminal HVDC systems: A general methodology for radial and mesh networks", in *Alexandria Engineering Journal* (2018)