



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODELO DE ASIGNACIÓN DE UNIDADES CONSIDERANDO ENLACES VSC-HVDC
PUNTO A PUNTO

TESIS
PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
LEONARDO ENRIQUE HERNÁNDEZ AMADOR

TUTOR (ES) PRINCIPAL(ES)

DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA, FACULTAD DE INGENIERÍA
DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ, FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, (JULIO) 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

Secretario: DR. PAUL ROLANDO MAYA ORTIZ

1 er. Vocal: DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA

2 do. Vocal: DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ

3 er. Vocal: DR. FRÉDÉRIC TRILLAUD

Lugar donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM, CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.

TUTORES DE TESIS:

DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA

DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ



FIRMA



FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico para la realización de mis estudios de Maestría, como becario con registro No. CVU: **1003881**.

A mis profesores del Posgrado, por sus consejos y aportaciones realizados a lo largo de estos 2 años de trabajo.

Al Dr. Frédéric Trillaud, Dr. Paul R. Maya Ortiz y Dra. Cecilia M. del Campo Márquez, por ser parte del comité sinodal y por sus comentarios realizados al presente trabajo.

A mis compañeros del Posgrado, que me brindaron su amistad y apoyo en mis estudios de maestría.

Finalmente le agradezco a mis asesores el Dr. Néstor González Cabrera y el Dr. Luis Miguel Castro González, por la oportunidad de colaborar junto a ellos, así como la orientación y el conocimiento brindado durante estos 2 años que llevamos trabajando.

RESUMEN

Durante los últimos años, la inserción de la tecnología de alto voltaje en corriente directa basada en convertidores de fuente de voltaje, en redes eléctricas convencionales ha aumentado significativamente. Debido a este incremento, la inclusión de enlaces HVDC en el problema de asignación de unidades se ha convertido en una alternativa importante para desarrollar herramientas que ayuden a obtener resultados más precisos y una mejor representación del comportamiento real de las redes híbridas de CA/CD.

En este trabajo de tesis se propone un modelo de asignación de unidades considerando enlaces VSC-HVDC punto a punto utilizando programación lineal entera mixta. La formulación propuesta se basa en un modelado lineal de las redes de CA/CD, donde se consideran las pérdidas de la red de transmisión, así como las pérdidas de potencia en las estaciones VSC. La linealización por segmentos de las curvas de costos de los generadores se utiliza para insertarlas en el problema MILP y obtener resultados más precisos. Se eligieron diferentes simulaciones implementadas en el software MATLAB para demostrar la aplicabilidad del modelo propuesto. Los resultados permitirán determinar la programación horaria óptima de redes eléctricas de gran escala, considerando enlaces VSC-HVDC punto a punto, en el contexto de los mercados eléctricos de un día en adelante.

ABSTRACT

During the last few years, the insertion of high voltage direct current technology, based on voltage source converters, in conventional power grids has increased significantly. Due to this increase, the inclusion of HVDC links in the unit commitment problem has become an important alternative to develop tools that help obtain more accurate results and a better representation of the real behavior of hybrid AC/DC networks.

This document proposes an alternative approach to solve the unit commitment problem in hybrid AC/DC power grids using mixed-integer linear programming. The proposed formulation is based on the linear modeling of AC/DC networks where transmission network losses, as well as VSC power losses are considered. Piecewise linearization of the generator cost curves is used to include them into the MILP problem, thus yielding more accurate results. Different simulations implemented in MATLAB software were chosen to demonstrate the applicability of the proposed model. The results allow determining the optimal hourly scheduling of large-scale power grids, considering point-to-point VSC-HVDC links, in the context of day-ahead electricity markets.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN.....	ii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE	iv
LISTA DE FIGURAS.....	vi
LISTA DE TABLAS.....	vii
LISTA DE SÍMBOLOS	viii
LISTA DE ACRÓNIMOS	ix
Capítulo 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 La nueva industria eléctrica.....	1
1.2 Motivación y justificación	2
1.3 Hipótesis.....	3
1.4 Objetivos generales y específicos	3
1.5 Estado del arte.....	4
1.6 La novedad de la propuesta de tesis	7
1.7 Estructura de la tesis.....	8
Capítulo 2.....	1
2. PROBLEMA DE ASIGNACIÓN DE UNIDADES.....	1
2.1. Introducción.....	1
2.2. Formulación clásica del problema de asignación de unidades.....	1
Horizonte de planificación.....	2
Unidades generadoras.....	2
Costos de producción de las unidades generadoras.....	2
Expresiones lógicas	4
Límites de generación	5
Rampas arriba.....	5
Rampas abajo.....	6
Balance de potencia.....	6
Restricción de reserva.....	6
Tiempos mínimos de encendido y apagado.....	7
2.3. Modelo clásico del problema de UC	8
Capítulo 3.....	10
3. MODELADO DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y LINEALIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS	
10	

3.1	Introducción	10
3.2	Modelado de la red de transmisión	10
3.2.1.	Flujos de potencia a través de las líneas de transmisión	11
3.2.2.	Límites de capacidad de las Líneas de Transmisión	11
3.2.3.	Nodo de referencia	12
3.2.4.	Formulación general para el problema de UC considerando las restricciones de la red 12	
3.3	Linealización por segmentos de las curvas cuadráticas de los generadores	13
3.4	Modelo PWL de las pérdidas por transmisión	15
3.5	Modelo de UC con red, linealización de curvas de costos y pérdidas	17
3.5.1.	Ejemplo de UC con pérdidas y sin pérdidas.	19
Capítulo 4		23
4.	SISTEMAS VSC-HVDC	23
4.1.	Introducción	23
4.2.	Modelo del VSC y sus equipos auxiliares en estado estable	23
4.2.1.	Linealización de la red híbrida y de los modelos de VSC con sus equipos auxiliares 25	
4.3.	Obtención de la matriz linealizada de sistemas de potencia con enlaces HVDC.	26
4.3.1.	Ejemplo 1. Interconexión de dos redes de CA mediante un enlace VSC-HVDC punto a punto 27	
4.3.2.	Ejemplo 2. Enlaces internos VSC-HVDC punto a punto en redes de CA	30
Capítulo 5		35
5.	MODELO DE UC CON ENLACES VSC-HVDC PUNTO A PUNTO	35
5.1.	Introducción	35
5.2.	Modelo eficiente del UC-HVDC	35
5.3.	Sistema de CA con un enlace VSC-HVDC punto a punto	38
5.4.	Redes de CA multialimentadas por enlaces internos VSC-HVDC punto a punto	40
5.5.	Interconexión de redes aisladas de CA usando enlaces VSC-HVDC punto a punto.	45
5.6.	Sistema mexicano	50
Capítulo 6		54
6.	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	54
6.1.	Conclusiones	54
6.2.	Aportaciones	56
6.3.	Trabajos futuros	57
Referencias bibliográficas		58
A.	Anexo	62
A.1	Descripción del sistema de 48 nodos y 2 áreas	62

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 Curva de costo total de un generador.	3
Fig. 3.1 Linealización por segmentos (PWL) del costo total del generador.	14
Fig. 3.2 Linealización por segmentos (PWL) de P_{mk}^2	16
Fig. 3.3 Diagrama esquemático del sistema de 5 nodos.	19
Fig. 4.1 Diagrama de un enlace VSC-HVDC punto a punto junto al esquema de conexión para las redes de CA.	23
Fig. 4.2 Representación equivalente de un VSC y sus equipos auxiliares en estado estable.	24
Fig. 4.3 Diagrama de un VSC y sus equipos auxiliares linealizado, para enlaces VSC-HVDC punto a punto.	25
Fig. 4.4 Interconexión de 2 redes CA de 3 nodos mediante un enlace VSC-HVDC punto a punto.	27
Fig. 4.5 Red de 24 nodos con un enlace HVDC interno.	30
Fig. 5.1 Diagrama esquemático del sistema híbrido de 9 nodos.	38
Fig. 5.2 Despacho económico de generación para el caso de estudio 4.1.	39
Fig. 5.3 Diagrama esquemático del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos con tres enlaces VSC-HVDC internos.	41
Fig. 5.4 Patrón de demanda del sistema durante el horizonte de planificación.	42
Fig. 5.5 Potencia despachada para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos con tres enlaces VSC-HVDC internos.	43
Fig. 5.6 Diagrama esquemático del sistema de prueba de dos áreas con el IEEE RTS-24 y tres enlaces VSC-HVDC.	46
Fig. 5.7 Patrón de demanda del sistema para las redes CA 1 y CA 2.	46
Fig. 5.8 Potencia despachada para las redes CA 1 y CA 2.	48

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Características de las unidades térmicas.	20
Tabla 3.2 Demanda horaria del sistema (MW) - 8 horas de planificación.....	20
Tabla 3.3 Asignación de unidades - sin pérdidas.	20
Tabla 3.4 Asignación de unidades - con pérdidas.	20
Tabla 3.5 Potencia de salida total (MW) - ambos casos.....	21
Tabla 3.6 Pérdidas totales del sistema por periodo (MW).	21
Tabla 3.7 Flujos de potencia en el periodo de máxima demanda sin pérdidas y con pérdidas.	21
Tabla 4.1 Variables de estado para los diferentes tipos de VSC.....	26
Tabla 5.1 Demanda horaria del sistema (MW) - 8 horas de planificación.....	38
Tabla 5.2 Asignación de unidades - Caso 5.1.....	39
Tabla 5.3 Pérdidas totales del sistema por periodo - Caso 5.1.....	39
Tabla 5.4 Flujos de potencia en el periodo de máxima demanda - Caso 5.1.	40
Tabla 5.5 Parámetros de los generadores del IEEE-RTS 24 Nodos.....	41
Tabla 5.6 Datos de líneas para el sistema de prueba IEEE-RTS 24.....	42
Tabla 5.7 Asignación de unidades - Caso 5.2.....	44
Tabla 5.8 Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC en el periodo de máxima demanda - Caso 5.2.....	45
Tabla 5.9 Asignación de unidades - Caso 5.3.....	47
Tabla 5.10 Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC en el periodo de máxima demanda - Caso 5.3.....	49
Tabla 5.11 Potencia de salida de las unidades - Caso 5.4.....	51
Tabla 5.12 Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC en el periodo de máxima demanda - Caso 5.4.....	53
Tabla A.1 Datos de líneas para el sistema de 48 nodos y 2 áreas.....	62
Tabla A.2 Parámetros de los generadores para el sistema de 48 nodos y 2 áreas.	62

LISTA DE SÍMBOLOS

N^T	Número total de periodos dentro del horizonte de planificación.
N^G	Número total de generadores.
N^{NT}	Número de nodos totales del sistema.
N^{Slack}	Nodos que conectan a un generador slack.
N_{TLCA}	Número total de líneas de CA.
N_{TLCD}	Número total de líneas de CD.
n_{CA}	Nodos de CA.
n_{CD}	Nodos de CD.
a, b, c	Parámetros de las curvas de costo de cada unidad de generación.
C^F	Costo fijo de cada unidad de generación.
C^V	Costo variable de cada unidad de generación.
C^{SU}	Costo de arranque de cada unidad de generación.
C^{SD}	Costo de parada de cada unidad de generación.
CT	Costo total de operación de cada unidad de generación.
u, y, z	Variables binarias que representan asignación, arranque y parada de las unidades, respectivamente.
P_g	Potencia generada por cada unidad.
$P_g^{Máx}$	Potencia máxima que puede generar cada unidad.
P_g^{Min}	Potencia mínima que puede generar cada unidad.
R^U, R^{SU}	Rampas de subida y arranque de cada unidad, respectivamente.
R^D, R^{SD}	Rampas de bajada y parada de cada unidad, respectivamente.
P_d	Potencia activa demandada.
TU, TD	Tiempo mínimo de encendido y apagado de cada unidad, respectivamente.
R	Reserva rodante del sistema.
V_n	Voltaje de CA en el nodo n .
θ_n	Ángulo de voltaje en el nodo n .
G_{mk}	Conductancia de las líneas que conectan los nodos $m-k$.
B_{mk}	Susceptancia de las líneas que conectan los nodos $m-k$.
P_{mk}	Flujo de potencia activa entre los nodos m y k .
P_{mk}^{Max}	Flujo de potencia máximo que se puede transmitir entre los nodos m y k .
L	Número total de segmentos seleccionados para la linealización de las pérdidas.
L_g	Número total de segmentos seleccionados para la linealización de las curvas de costos de los generadores.
VSC_{Slack}	VSC con control de voltaje.
VSC_{Pset}	VSC con control de potencia programable.
E_j	Voltaje de CD en el nodo j .
ϕ	Ángulo de desfase de los convertidores.
P_{set}	Potencia programada por el VSC_{Pset} .
r_{ph}	Resistencia del filtro de CA correspondiente a un enlace VSC-HVDC.
x_{ph}	Reactancia del filtro de CA correspondiente a un enlace VSC-HVDC.
r_{ltc}	Resistencia del transformador correspondiente a un enlace VSC-HVDC.
x_{ltc}	Reactancia del transformador correspondiente a un enlace VSC-HVDC.
r_{CD}	Resistencia de la línea de CD correspondiente a un enlace VSC-HVDC.
Y_{bus}	Matriz de admitancias.
$\Psi_{CA/CD}$	Matriz de la red híbrida linealizada.

LISTA DE ACRÓNIMOS

HVDC	Corriente Directa de Alto Voltaje (High Voltage Direct Current).
VSC	Convertidor de fuente de voltaje (Voltage Source Converter).
VSC-HVDC	Enlaces de corriente directa basados en VSCs.
CSC	Convertidor de fuente de corriente (Current Source Converter).
CSC-HVDC	Enlaces de corriente directa basados en CSCs.
CA	Corriente alterna.
CD	Corriente directa.
MILP	Programación lineal entera-mixta (Mixed-Integer Linear Programming).
PWL	Linealización por segmentos (Piecewise Linearization).
PURPA	Ley de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos.
PEI	Productores de Energía Independientes.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
ISO	Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator).
FACTS	Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (Flexible Alternating Current Transmission System).
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor).
UC	Asignación de unidades (Unit Commitment).
SCUC	Asignación de unidades con restricciones de seguridad (Security Constrained Unit Commitment).
PTDF	Factores de distribución de transferencia de potencia (Power Transfer Distribution Factors).
GGDF	Factores de distribución de generación generalizados (Generalized Generation Distribution Factors).

Capítulo 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 La nueva industria eléctrica

La historia de las redes eléctricas de corriente alterna comienza alrededor de 1880. En aquel entonces, todas las compañías generadoras de energía de E.E.U.U eran de propiedad privada y no estaban reguladas, por lo que todas competían por las locaciones donde se pudieran construir grandes plantas generadoras de electricidad y a su vez suministrar energía a la mayor cantidad de personas posibles [1]. Aunque más tarde, el gobierno las reguló para evitar el abuso del monopolio que se les había otorgado, hasta llegar al 1978, cuando se aprobó la Ley de Políticas Regulatoras de Servicios Públicos (PURPA). Esta ley cambió significativamente la forma en que las empresas reguladas compraban electricidad, dando lugar al primer mercado en la década de 1980, competitivo y libre, donde los Productores de Energía Independientes (PEI) podrían construir, operar y competir con las centrales eléctricas existentes [2].

En los mercados eléctricos actuales, las empresas generadoras, mediante la oferta/demanda ofrecen sus recursos y compiten por salir despachadas. El modelo utilizado en los mercados para la programación de la generación durante un período de varias horas o varios días, es el de asignación de unidades, siendo éste un problema de optimización que busca minimizar los costos de la generación, sometido a diferentes restricciones de seguridad, las cuáles son abordadas más adelante. La competencia en los mercados posibilita así, una reducción en los costos por generación y un crecimiento en su eficiencia, sin dañar el margen de ganancia justa para las entidades generadoras [3]. Alrededor del mundo existen diferentes modelos de mercados eléctricos y aunque no existe una clasificación única aceptada internacionalmente, en [4] podemos encontrar cuatro tipos de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema. El mercado eléctrico centralizado con competencia en el mercado mayorista es uno de los más abundantes en la actualidad. En estos mercados se establece un precio al contado (spot) [5] para intervalos definidos que permita un balance financiero por la inyección y retiro de energía del sistema interconectado.

En México, el mercado spot es regulado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y operado por

el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) quien es el operador independiente del sistema (*Independent System Operator - ISO*) [6], el cual determina la generación óptima para satisfacer la demanda del sistema mediante la solución de un modelo de asignación de unidades con restricciones de seguridad para un periodo de 24 horas [7]. Este modelo se formula como un problema de programación lineal entera mixta (*Mixed-Integer Linear Programming - MILP*), y está sujeto a las siguientes restricciones: balance de potencia activa, reserva rodante del sistema, límite máximo y mínimo de generación de potencia activa, restricción de rampas abajo y rampas arriba, restricción de tiempo mínimo de apagado y encendido y lógica de cambio de estado de las unidades generadoras.

Las redes eléctricas modernas de CA incorporan tecnologías que permiten un mejor control de las variables de estado del sistema. Estos son los sistemas de transmisión flexible de corriente alterna (*Flexible Alternating Current Transmission Systems - FACTS*), los que han tenido un desarrollo paulatino que se ha acrecentado en los últimos años [8], [9], teniendo a los sistemas de alto voltaje en corriente directa (*High Voltage Direct Current - HVDC*) como una de sus mejores aplicaciones [10]. El desarrollo creciente en la rama de la electrónica de potencia ha permitido perfeccionar los dispositivos semiconductores de las estaciones convertidoras y ampliar el diapazón de sus aplicaciones. Tal es el caso de los convertidores de fuente de voltaje (*Voltage Source Converters - VSC*) que están basados en el transistores IGBT [11]. Esta tecnología aplicada a los enlaces HVDC, conocida como VSC-HVDC, permite un control independiente de la potencia activa y reactiva y no es necesario implementar dispositivos electrónicos independientes para ayudar a la conmutación de los semiconductores del convertidor. El uso de la tecnología HVDC presenta además ventajas sobre la tecnología en CA tales como la conexión de redes eléctricas asíncronas (que operan a diferentes frecuencias), una transmisión más económica de potencia a grandes distancias y, debido a las características de los VSC, esta tecnología puede ser fácilmente adaptada a fuentes de energía limpia, por ejemplo, parques eólicos ubicados en ultramar, permitiendo su conexión con una red eléctrica en CA convencional [10], [12].

En este contexto, es de gran importancia el estudio del problema de asignación de unidades en las redes eléctricas modernas, cuando son introducidos los enlaces VSC-HVDC, y sobre todo el efecto que provoca la inserción de estos en la planificación de la generación. Esta fue la motivación principal para el desarrollo de este trabajo. En el próximo epígrafe daremos más detalle de la motivación y justificación de la investigación que en esta tesis se presenta.

1.2 Motivación y justificación

La asignación de unidades de generación (*Unit Commitment - UC*) es de suma importancia para

asegurar la operación económica de las redes eléctricas modernas. Esto cobra mayor relevancia en el ámbito de la transmisión de grandes bloques de energía eléctrica mediante el uso de enlaces VSC-HVDC. El uso de esta nueva tecnología viene dado por la necesidad de transmitir energía eléctrica a mayores distancias, y con menores pérdidas, en comparación con los sistemas de transmisión convencionales que operan en CA. Además, debido al uso de los VSC, estos componentes permiten mejorar la respuesta de los sistemas en ambos regímenes, estacionario y dinámico, mediante la regulación de la potencia reactiva/voltaje y el flujo de potencia activa.

Una de las estrategias de control en la operación clásica de los enlaces VSC-HVDC es que estos equipos fijen la transferencia de potencia de un punto a otro del sistema eléctrico, o que fijen el flujo de potencia entre dos áreas de control por razones de compra/venta de energía. Por tanto, la operación económica de los sistemas cobra relevancia, por lo que se deben desarrollar herramientas de análisis adecuadas para determinar el impacto que tiene sobre la asignación de unidades la introducción de enlaces VSC-HVDC en las redes eléctricas modernas.

De acuerdo con la reforma energética vigente en México, la aplicación del mercado eléctrico mayorista y las crecientes inversiones en este sector, se prevé la instalación de varios enlaces de transmisión en CD en un futuro próximo. Debido a ello, esta tesis se enfoca en el estudio del problema de asignación de unidades de generación en sistemas eléctricos de potencia que cuenten con enlaces VSC-HVDC.

1.3 Hipótesis

La inclusión de enlaces VSC-HVDC punto a punto, en una red de CA o para la interconexión de dos sistemas de CA diferentes, añade ventajas significativas a la operatividad del sistema como son:

- Posibilidad de controlar con éxito los flujos de potencia activa.
- Aumentar la capacidad de transferencia de la transmisión de corriente alterna.
- Mitigar las congestiones de flujos de corriente alterna.
- Liberar unidades generadoras costosas y mejorar los costos operativos.

1.4 Objetivos generales y específicos

El objetivo general de este trabajo de tesis consiste en desarrollar e implementar un modelo matemático para darle solución al problema de asignación de unidades en sistemas eléctricos de potencia que incorporen enlaces VSC-HVDC punto a punto.

Los objetivos específicos se describen a continuación:

1. Identificar las prácticas vigentes y las tendencias en la resolución del problema de asignación de unidades en los sistemas eléctricos de potencia con enlaces VSC-HVDC punto a punto.
2. Desarrollar un modelo matemático de enlaces VSC-HVDC que permita resolver el problema de asignación de unidades en sistemas eléctricos de CA de gran escala.
3. Extender la formulación del problema de asignación de unidades para incluir las pérdidas por transmisión mediante la linealización por segmentos de las pérdidas cuadráticas por transmisión de energía.
4. Implementar casos de estudio que incluyan las pérdidas y flujos de potencia en todos los elementos de transmisión de la red de CA/CD, para analizar los costos de generación y el costo total de los sistemas eléctricos interconectados.

1.5 Estado del arte

El problema de UC se remonta a la década de 1940 [13], con una amplia participación de la comunidad científica que permitió en 1977 resolver este problema mediante la programación estocástica [14]. Sin embargo, debido a la falta de capacidad computacional de la época los resultados fueron insatisfactorios. Luego, el avance de la tecnología y el aumento de la capacidad computacional proporcionaron un auge de las investigaciones en este campo.

La historia recoge una gran variedad de algoritmos matemáticos para dar solución a dicha problemática, con diferentes métodos y técnicas que van desde las más simples hasta las complejas [15], [16]. Un método simple como el listado de prioridad puede ser revisado en [17]. Otros, utilizan algoritmos muy utilizados en automatización como lógica difusa [18], [19] y programación evolutiva [20], que ofrecen soluciones robustas pero con un costo computacional alto dada la complejidad intrínseca de sus algoritmos.

Para simplificar los cálculos, las primeras formulaciones de UC ignoraban algunas restricciones como la congestión de la red [21]. En ese entonces era utilizado un modelo donde toda la generación disponible y la carga se encontraban dispuestas en el mismo nodo (modelo uninodal). La operación de los sistemas reales, sin embargo, debe considerar factores adicionales como las restricciones de generación, combustible y transmisión. Con la mejora de la capacidad computacional, las formulaciones que incluyen estas restricciones adicionales han evolucionado desde la década de 1980 y tales formulaciones se denominan asignación de unidades con restricciones de seguridad (*Security Constrained Unit Commitment* - SCUC), [22], [23]. La palabra "seguridad" se asigna principalmente a la viabilidad de la red de transmisión, y es el factor esencial para diferenciar el modelo SCUC del UC tradicional [24]. En

el modelo SCUC de [25] solo se agrega restricción de transmisión al problema de UC. Sin embargo, en el modelo de [26] se consideran todas las restricciones de combustible, transmisión y generación. Lo más importante de estas metodologías, es que incorporan las restricciones de seguridad y físicas, asociadas a cada generador, cumpliendo a su vez con el requerimiento de reservas operativas dentro de los límites de transmisión de la red. Estas son las metodologías a tomar en cuenta para dar una solución más cercana a un escenario real y posiblemente viable para la operación.

A partir de los modelos previos de SCUC se fueron desarrollando otras formulaciones que han permitido reducir el número de variables de decisión del problema de optimización. Por ejemplo, en [27], [28] se propone una metodología basada en el uso de factores de distribución de transferencia de potencia (*Power Transfer Distribution Factors* - PTDF). Esta formulación requiere menos variables continuas y restricciones de igualdad que la formulación SCUC clásica, lo cual reduce el tiempo de simulación sin sacrificar la optimización. En [28] fueron incluidas también las pérdidas por transmisión, utilizando la aproximación lineal por partes. Por otro lado, [29] propone utilizar los factores de distribución de generación generalizados (*Generalized Generation Distribution Factors* - GGDF), para modelar las restricciones de la red de transmisión. Así, esta metodología es más compacta computacionalmente que la formulación clásica, reduciendo con ello el tiempo de simulación. La formulación con GGDF es muy similar a la formulación basada en PTDF, pero a diferencia de esta última que utiliza un nodo de referencia (slack) para calcular sus valores, la matriz GGDF obtenida es la misma independientemente del nodo slack que se utilice para el cálculo de sus factores. Otra de las ventajas de la metodología que utiliza GGDF es que se mejora la definición de las restricciones de desigualdad para el flujo de potencia activa. La comunidad científica agradece los aportes de las formulaciones descritas en este párrafo, ya que permite compactar computacionalmente el problema de optimización, reduciendo sus variables de decisión asociadas a la red de transmisión (ángulos nodales), lo que reduce el tiempo de simulación sin sacrificar la veracidad de los resultados de la optimización.

Un reto para las redes eléctricas modernas es el aumento creciente de la demanda. Esto conlleva a que las regiones deban prever las inversiones que se deben realizar para incrementar la capacidad instalada y así poder mantener el balance entre la generación y la demanda. Una alternativa por la que han optado varias naciones en las últimas décadas es el comercio internacional de energía eléctrica entre países vecinos, ejemplo de ello es la interconexión eléctrica en la región del medio oriente, la ya conocida interconexión entre Estados Unidos y Canadá, y las varias interconexiones eléctricas en la comunidad europea, etc. [30]. Otras interconexiones como la del Paso del Águila entre E.E.U.U. y México, la interconexión Caprivi entre Namibia y Zambia, la red multiterminal Zhoshuan en China, entre otras,

utilizan tecnología VSC-HVDC [31].

Debido a que los convertidores VSC presentan ventajas operativas muy atractivas para su implementación en sistemas de potencia, ganando así más interés que los convertidores de fuente de corriente (*Current Source Converters* - CSC), se han buscado modelos que representen adecuadamente este tipo de convertidores para los diversos estudios de estado estacionario y régimen dinámico en los sistemas eléctricos. Algunos de los primeros intentos para incorporar convertidores electrónicos y enlaces de CD en las redes de CA se abordan en [32]–[35]. Quizás, la forma más común de representarlos para estudios de sistemas eléctricos ha sido a través de una fuente de voltaje variable detrás de una impedancia de acoplamiento, como se reportó en [8], [36]–[40]. Esta forma de modelar un VSC puede ser aceptable para estudios que no requieran determinar las variables internas del convertidor, es decir, su índice de modulación o el voltaje de CD. Una de sus desventajas es que no se puede modelar explícitamente su nodo de CD. Por esta razón, [41] presenta un novedoso modelo de VSC para estudios de flujos de potencia en redes CA/CD basado en un modelo de dos puertos con el nodo de CD explícitamente representado, mientras [42] realiza la comprobación de este modelo RMS del VSC propuesto para estudios dinámicos. En [43], se presenta un marco de referencia generalizado para la solución de flujos de potencia en redes CA/CD con múltiples terminales, en el cual la red híbrida CA/CD es linealizada y el método de Newton-Raphson es utilizado para obtener las soluciones del sistema alrededor de un punto de equilibrio. Gracias al desarrollo de estos modelos para el VSC que incluyen el índice de modulación y las variables de estado de la red de CD se obtienen soluciones más realistas, motivo por el cual son pieza medular para el desarrollo de este proyecto de investigación.

Para la operación de sistemas híbridos de CA/CD, el problema de asignación de unidades debe expandirse para incluir los enlaces VSC-HVDC. Varios han sido los esfuerzos por incluir los modelos de VSC-HVDC en el problema de asignación de unidades con restricciones de seguridad. Por ejemplo, en [44] se presenta una metodología donde se linealizan las ecuaciones de CA/CD y se emplea el método Newton-Raphson para resolver la red linealizada del caso operativo base y frente a contingencias. Se analiza además el control y la programación de los sistemas de transmisión VSC-HVDC de múltiples terminales y se proporciona el cronograma óptimo para el control de los sistemas de transmisión VSC-HVDC en el caso base y las contingencias. Al incluir el modelo de VSC-HVDC en el SCUC se utiliza una programación lineal secuencial para encontrar una solución factible al subproblema de optimización, aun cuando esta no garantiza una solución óptima global. No obstante, las comparaciones realizadas en [44], muestran las ventajas que ofrece la tecnología VSC-HVDC en los mercados sobre la CSC-HVDC, ya que estas últimas necesitan de compensación de potencia reactiva en las estaciones convertidoras para

garantizar la seguridad del sistema. Por otro lado, en [45] se presenta una solución del SCUC para la integración óptima de la energía eólica marina a gran escala en una red eléctrica. La solución considera una representación lineal en estado estable de la red VSC-HVDC e incorpora este modelo en el SCUC. Este algoritmo coordina simultáneamente la programación de la red CA con el VSC-HVDC para ofrecer una integración segura y económica de la energía eólica en ultramar a gran escala.

En cambio, [46] establece un modelo de UC con restricciones de seguridad utilizando el método de balance de carga zonal y optimización unificada, teniendo en cuenta varias áreas de una misma red. El problema SCUC del sistema interconectado CA/CD se resuelve utilizando una optimización unificada, mediante el modelado equivalente de los terminales de envío y recepción de las líneas de transmisión HVDC, así como del modelado equivalente de la capacidad de transmisión de las líneas de CA. Este modelo logra considerar los factores de acoplamiento de las líneas de transmisión de CA/CD y permite realizar la optimización conjunta de la asignación de unidades multiárea y ajustar la potencia de las líneas CA/CD entre áreas.

A pesar de todos los esfuerzos analizados, aún se carece de soluciones ágiles que incluyan las restricciones de seguridad, las pérdidas por transmisión y los enlaces VSC-HVDC, en la resolución del problema de asignación de unidades de sistemas híbridos CA/CD de gran escala, elementos que han dado pie al modelo matemático que se muestra en este trabajo.

1.6 La novedad de la propuesta de tesis

La revisión del estado del arte abordada en la sección anterior nos revela la necesidad de nuevos modelos de redes CA/CD con enlaces VSC-HVDC que faciliten la solución del problema de UC. Esta tesis brinda una solución con un modelo eficiente considerando restricciones de red para resolver el problema de asignación de unidades con enlaces VSC-HVDC punto a punto, que considera:

- Tanto la interconexión de dos sistemas diferentes como la de múltiples enlaces internos en un mismo sistema de CA.
- El modelado de las pérdidas en las líneas de transmisión, las cuales son linealizadas mediante una aproximación por segmentos.
- Linealización de las curvas cuadráticas de costos de los generadores, con el objetivo de obtener resultados más precisos en comparación con métodos de UC que solo consideran curvas lineales.

El modelo en su conjunto es novedoso en la representación y solución del problema de asignación de unidades para redes CA/CD formadas por enlaces VSC-HVDC.

1.7 Estructura de la tesis

Los capítulos subsecuentes de esta tesis se encuentran organizados de la siguiente manera:

Capítulo 2: Problema de asignación de unidades

Se presenta toda la teoría necesaria para la solución el problema de asignación de unidades, así como una descripción general de cada una de las restricciones aplicadas sobre el mismo, y se describe el modelo clásico uninodal (sin considerar la red de transmisión).

Capítulo 3: Modelado de la red de transmisión y linealización de las pérdidas

En este capítulo se muestra cómo incluir el modelo de red, así como las restricciones de transmisión en el problema de UC. Por último, se detalla la inclusión de un modelo para linealizar las curvas de costos de los generadores y las pérdidas debido a la transmisión. A lo largo de este capítulo se detalla una representación generalizada para resolver el problema de asignación de unidades con restricciones de red aplicado a cualquier sistema de CA, apoyándose de una herramienta digital desarrollada para el solver de optimización *intlinprog* del software MATLAB®.

Capítulo 4: Sistemas VSC-HVDC

Este capítulo aborda aspectos técnicos relativos a la tecnología VSC-HVDC en términos de la inclusión de modelos matemáticos para analizar el estado estacionario de redes eléctricas de gran escala, es decir, modelos adecuados de enlaces VSC-HVDC aplicables a flujos de potencia. Posteriormente, estos modelos matemáticos se reformulan para su incorporación al problema de asignación de unidades en redes eléctricas modernas con tecnología HVDC basada en convertidores VSC.

Capítulo 5: Modelo de UC con enlaces VSC-HVDC punto a punto

En este capítulo se detalla la metodología de solución obtenida del análisis de los capítulos anteriores. Se presentan cuatro casos de estudio donde se evalúa el efecto de la inserción de enlaces VSC-HVDC en sistemas eléctricos de CA convencionales, analizando así el comportamiento de la asignación de unidades y el costo de generación de la red de CA/CD para un horizonte de planificación de 24 horas, excepto en el primer caso donde el horizonte es de 8 horas.

Capítulo 6: Conclusiones

Con base en el trabajo de investigación que se realizó y con los resultados obtenidos en el Capítulo 5, se presentan las conclusiones de la tesis en este capítulo. Además, se presentan las principales aportaciones de la tesis y los futuros trabajos a desarrollar.

Capítulo 2

2. PROBLEMA DE ASIGNACIÓN DE UNIDADES

2.1. Introducción

El funcionamiento de los sistemas eléctricos implica la coordinación de múltiples unidades de generación que se utilizan para abastecer la demanda. Esta coordinación requiere tener en cuenta diferentes aspectos técnicos de las unidades generadoras, por ejemplo, los límites de potencia de salida, los límites de rampa, así como diferentes restricciones de transmisión del sistema eléctrico en su conjunto. Además de estos importantes aspectos técnicos necesarios para garantizar un suministro fiable de energía, también es necesario considerar una gestión económica eficiente. Por ejemplo, el costo de la puesta en marcha de una unidad de generación térmica que ha estado un par de días fuera de servicio suele ser muy elevado. Por lo tanto, la planificación de los arranques y paradas de las unidades de generación térmica debe hacerse con cuidado.

Por ello, en este capítulo se describe el problema de UC, el cual es muy importante para la gestión económica de los sistemas eléctricos de potencia. Este problema determina, para un horizonte de planificación dado, la programación de arranques y paradas de todas las unidades de producción de forma que se abastezca la demanda eléctrica y se minimice el costo total de explotación. Al mismo tiempo, el problema de UC garantiza que se satisfagan las diferentes restricciones técnicas y de seguridad de los generadores. Posteriormente, una vez determinado el compromiso de las unidades de generación, el subproblema de despacho económico determina, para cada hora del horizonte de planificación, la potencia activa inyectada por cada una de las unidades asignadas que se necesita para abastecer la demanda y cumplir con los límites impuestos por la red de transmisión.

2.2. Formulación clásica del problema de asignación de unidades

El objetivo general del problema de UC es determinar la programación de las unidades de generación con el objetivo de: (i) minimizar los costos totales de operación, (ii) suplir la demanda del sistema y (iii)

tener en cuenta las restricciones técnicas y de seguridad.

Para iniciar este tipo de estudios se analiza un modelo ideal que trabaje únicamente con potencia activa, que no tome en cuenta las restricciones de la red y considere un número ilimitado de unidades generadoras utilizadas para abastecer la demanda en un sistema eléctrico determinado. Por tanto, el problema de UC se puede plantear con un modelo de optimización que tenga en cuenta las limitaciones físicas de los generadores, la seguridad operativa (reservas rodantes) y que cumpla el balance energético del sistema. Para mayor claridad, a continuación, se describen los principales “ingredientes” del problema de UC comentados anteriormente.

Horizonte de planificación

El horizonte de planificación corresponde al número total de periodos (horas) bajo análisis, que comúnmente en los mercados eléctricos del día en adelante es dividido en 24 horas,

$$t = 1, 2, \dots, N^T \quad (2.1)$$

donde t indica el intervalo de tiempo bajo estudio y N^T es el número total de periodos.

Unidades generadoras

Las unidades generadoras se representan con el índice g y N^G representa el número total de generadores del sistema bajo estudio. Es decir,

$$g = 1, 2, \dots, N^G \quad (2.2)$$

Costos de producción de las unidades generadoras

Normalmente, las curvas de costos de los generadores (Fig. 2.1) son expresadas por ecuaciones cuadráticas [47], de la siguiente forma:

$$cf_g = a_g + b_g P g_g + c_g P g_g^2; \quad \forall g \in N^G \quad (2.3)$$

donde los coeficientes a_g , b_g y c_g son utilizados para calcular el costo fijo y variable de cada unidad. Estos costos, también llamados costos de funcionamiento, están asociados con la producción de electricidad. Con vistas a obtener resultados precisos y como el problema de UC es del tipo lineal-entero mixto, se utiliza una formulación para la linealización por segmentos (*Piecewise Linearization – PWL*) de la curva de costos expresada en (2.3). Esto será explicado a detalle más adelante, en la Sección 3.3.

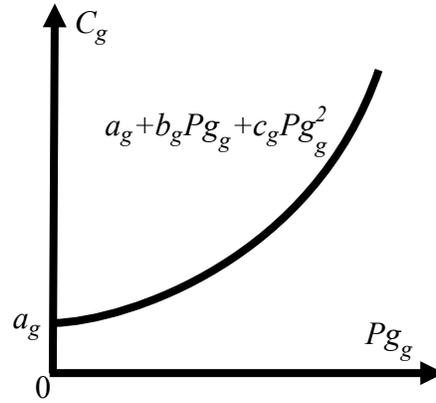


Fig. 2.1 Curva de costo total de un generador.

Para una comprensión más sencilla, por ahora supongamos que el costo fijo de cada generador g , (C_g^F), es igual al coeficiente a_g y que el costo variable de cada generador g , (C_g^V), es igual al coeficiente b_g . Esto podría expresarse de forma general de la siguiente manera.

Costo fijo

$$c_g^F = C_g^F u_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.4)$$

donde $u_{g,t}$ es la variable binaria la cual es igual a 1 si el generador g se encuentra conectado en el periodo t , y 0 en caso contrario.

Costo variable

$$c_g^V = C_g^V P_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.5)$$

donde P_g es la potencia generada por la unidad g en el periodo t .

Sin embargo, hay otros costos importantes que también deben tenerse en cuenta. En particular, se incurre en un costo cada vez que se pone en marcha una unidad de generación. Este costo en las unidades térmicas suele ser elevado y, por lo tanto, suele tener un gran impacto en la programación de las unidades de generación. También se produce un coste similar cada vez que se apaga una de estas unidades. Los mencionados costos se describen brevemente a continuación.

Costo de arranque

El costo de arranque es una función exponencial del tiempo que una unidad generadora ha estado fuera de servicio. Sin embargo, este costo puede simplificarse en la mayoría de los casos y considerarse como una constante [48]. Por lo tanto, cada vez que se pone en marcha un generador se incurre en un gasto adicional, que puede expresarse como:

$$c_g^{SU} = C_g^{SU} y_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.6)$$

donde C_g^{SU} es el costo de arranque de la unidad g . Por otro lado, $y_{g,t}$ es la variable binaria la cual es igual a 1 si el generador g es encendido al inicio del periodo t , y 0 en caso contrario.

Costo de parada

El costo de parada de la unidad puede expresarse de forma similar al costo de arranque, por lo tanto:

$$c_g^{SD} = C_g^{SD} z_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.7)$$

donde C_g^{SD} es el costo de arranque de la unidad g , y $z_{g,t}$ es la variable binaria la cual es igual a 1 si el generador g es apagado al inicio del periodo t , y 0 en caso contrario.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, el costo total de producción de electricidad de una unidad generadora ($CT_{g,t}$) puede definirse como:

$$CT_{g,t} = c_{g,t}^F + c_{g,t}^{SU} + c_{g,t}^{SD} + c_{g,t}^V; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.8)$$

donde $C_{g,t}^F$, $C_{g,t}^V$, $C_{g,t}^{SU}$, $C_{g,t}^{SD}$ son el costo fijo, costo variable, costo de arranque y costo de parada de la unidad generadora g en el periodo t , respectivamente.

Expresiones lógicas

Las expresiones mostradas en (2.9) tienen como objetivo asegurar la congruencia del estado operativo de los generadores. Por ejemplo, cuando un generador está sincronizado no puede arrancar al siguiente periodo debido a que ya se encuentra encendido y de forma análoga cuando esté apagado no puede pasar a un estado de desincronización. Esto puede ser expresado matemáticamente de la siguiente forma:

$$\left. \begin{aligned} y_{g,t} - z_{g,t} &= u_{g,t} - u_{g,t-1}; & \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \\ y_{g,t} + z_{g,t} &\leq 1; & \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \\ u_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t} &\in \{0,1\}; & \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \end{aligned} \right\} \quad (2.9)$$

Como se puede observar en (2.9), la primera restricción incluye variables binarias en los periodos (t) y ($t-1$). Por ello, es necesario reescribir esta restricción para el primer periodo del horizonte de planificación de la siguiente forma:

$$y_{g,1} - z_{g,1} = u_{g,1} - u_{g,0}; \quad \forall g \in N^G \quad (2.10)$$

donde $u_{g,0}$ es igual a 1 si el generador g se encuentra conectado en el periodo anterior al inicio del horizonte de planificación, y 0 en caso contrario.

Aunque la segunda restricción de (2.9) es redundante siempre y cuando los costos de arranque y parada sean diferentes de cero, incluirla en la formulación resulta ventajoso desde el punto de vista computacional. Es un modo para asegurar la congruencia de los estados operativos de las unidades.

Límites de generación

La mayoría de las unidades de generación no pueden operar por debajo de una potencia mínima y por encima de una potencia máxima (capacidad nominal). Estas limitaciones técnicas pueden expresarse como:

$$Pg_g^{Min} u_{g,t} \leq Pg_{g,t} \leq Pg_g^{Max} u_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.11)$$

donde Pg_g^{Min} es la potencia mínima que puede generar la unidad g , mientras que Pg_g^{Max} es la capacidad máxima de la unidad g .

El lado izquierdo de la restricción (2.11) obliga a que, si la unidad generadora g está conectada durante el periodo de tiempo t , es decir, si $u_{g,t} = 1$, su potencia debe ser superior o igual a la potencia mínima. Esta potencia mínima de los generadores suele estar en torno al 10% de la capacidad de la unidad. De forma análoga, el lado derecho de la restricción (2.11) obliga a que si la unidad de generación g está en línea durante el periodo de tiempo t , es decir, si $u_{g,t} = 1$, su producción de energía debe ser igual o inferior a su potencia máxima. Si la unidad g se encuentra desconectado en el periodo anterior al horizonte de planificación ($u_{g,0} = 0$), la restricción (2.11) quedaría reescrita como $0 \leq Pg_{g,0} \leq 0$, por lo que $Pg_{g,0} = 0$.

Rampas arriba

De un periodo de tiempo a otro, cualquier unidad de generación térmica no puede aumentar su potencia por encima de un nivel máximo, denominado límite de rampa. Análogamente, si la unidad de generación se pone en marcha, su potencia máxima en ese periodo de tiempo está limitada por el llamado límite de rampa de arranque. Esto puede ser representado de la siguiente manera:

$$Pg_{g,t} - Pg_{g,t-1} \leq R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{SU} y_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.12)$$

donde R_g^U es el límite de rampas arriba y R_g^{SU} es el límite de la rampa de arranque de la unidad generadora

g , respectivamente.

Rampas abajo

Del mismo modo, cualquier unidad de generación térmica no puede disminuir su potencia por encima de un límite, que se denomina límite de rampas abajo. Por lo tanto:

$$Pg_{g,t-1} - Pg_{g,t} \leq R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} z_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (2.13)$$

donde R_g^D es el límite de rampas abajo y R_g^{SD} es el límite de la rampa de apagado de la unidad generadora g , respectivamente.

Balance de potencia

Las unidades de generación disponibles se utilizan para satisfacer la demanda en cada periodo de tiempo. Para la formulación del problema de UC descrita en esta sección toda la carga del sistema y los generadores se encuentren dispuestos en el mismo nodo (sistema uninodal), por lo tanto, el balance de potencia se puede considerar como:

$$\sum_{g=1}^{N^G} Pg_{g,t} = Pd_t; \quad \forall t \in N^T \quad (2.14)$$

donde Pd_t es la demanda total del sistema en el periodo t .

Restricción de reserva

Por razones de seguridad, la potencia total que pueda ser generada debe ser mayor que la demanda del sistema en una cantidad preestablecida. La mayoría de las veces la reserva rodante requerida se toma como un 10% de la demanda total en cada periodo del horizonte de planificación. Esto se formula como:

$$\sum_{g=1}^{N^G} Pg_g^{Max} u_{g,t} \geq Pd_t + R_t; \quad \forall t \in N^T \quad (2.15)$$

donde R_t es la cantidad de reserva rodante requerida (capacidad disponible sobre la demanda) en el periodo t .

Tiempos mínimos de encendido y apagado

A la hora de analizar las restricciones de las unidades generadoras, se debe prestar mucha atención a los tiempos mínimos de encendido y apagado de las mismas. Por ejemplo, las grandes unidades térmicas una vez que estén sincronizadas deben estar un tiempo considerable en línea, y luego una vez apagadas necesitan de otra cantidad de tiempo para poder sincronizar nuevamente. Ocurre lo contrario con el caso de las centrales hidroeléctricas o con unidades de generación pequeñas a base de fuel o diesel, los cuales tienen tiempos menores de encendido y apagado ya que son de rápida sincronización. Esto influye sin duda en la programación horaria de los generadores por ello es de gran importancia tener en cuenta estas restricciones ya que además ayudan a mejorar el modelado del problema de UC.

El número mínimo de periodos que una unidad debe estar conectada o desconectada puede ser expresado matemáticamente de la siguiente forma [49]:

$$\sum_{i=t-TU_g+1}^t y_{g,i} \leq u_{g,t}; \quad \forall t \in [TU_g, N^T], \quad \forall g \in N^G \quad (2.16)$$

$$\sum_{i=t-TD_g+1}^t z_{g,i} \leq 1-u_{g,t}; \quad \forall t \in [TD_g, N^T], \quad \forall g \in N^G \quad (2.17)$$

donde TU_g y TD_g son el tiempo mínimo y máximo de funcionamiento de la unidad g (en horas), respectivamente.

Esta formulación proporciona fuertes límites mínimos en comparación con otras [50]–[52], como es demostrado en [49]. Por otro lado, es necesario describir las condiciones iniciales de las restricciones (2.16) y (2.17), es decir, el número de horas durante las cuales las unidades deben estar inicialmente conectadas (TU_g^R) o desconectadas (TD_g^R) lo cual depende de sus tiempos mínimos de encendido/apagado y del tiempo que han estado conectadas/desconectadas previo al horizonte de planificación. Esto se obtiene de la siguiente forma:

$$TU_g^R = \max \left\{ 0, (TU_g - TU_g^0) u_{g,0} \right\}; \quad \forall g \in N^G \quad (2.18)$$

$$TD_g^R = \max \left\{ 0, (TD_g - TD_g^0) (1 - u_{g,0}) \right\}; \quad \forall g \in N^G \quad (2.19)$$

donde TU_g^0 es el número de horas que la unidad ha estado en línea antes del horizonte de planificación y TD_g^0 es el número de horas que la unidad ha estado desconectada antes del horizonte de planificación.

Las variables de asignación para los periodos iniciales en los que las unidades deben permanecer conectadas o desconectadas con la condición $(TU_g^R + TD_g^R) \geq 1$ deben ser fijadas como se muestra a

continuación:

$$u_{g,t} = u_{g,0}; \quad \forall t \in [1, TU_g^R + TD_g^R]; \quad \forall g \in N^G \quad (2.20)$$

2.3. Modelo clásico del problema de UC

Teniendo en cuenta las definiciones expuestas en esta sección, la formulación clásica del problema de UC es la siguiente:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{N^T} \sum_{g=1}^{N^G} (C_g^F u_{g,t} + C_g^{SU} y_{g,t} + C_g^{SD} z_{g,t} + C_g^V P g_{g,t}) \quad (2.21)$$

Sujeto a:

$$P g_g^{\text{Min}} u_{g,t} \leq P g_{g,t} \leq P g_g^{\text{Max}} u_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (2.22)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1}; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (2.23)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (2.24)$$

$$P g_{g,t} - P g_{g,t-1} \leq R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{SU} y_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (2.25)$$

$$P g_{g,t-1} - P g_{g,t} \leq R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} z_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (2.26)$$

$$\sum_{g=1}^{N^G} P g_{g,t} = P d_t; \quad \forall t \in N^T \quad (2.27)$$

$$\sum_{g=1}^{N^G} P g_g^{\text{Max}} u_{g,t} \geq P d_t + R_t; \quad \forall t \in N^T \quad (2.28)$$

$$\sum_{i=t-TU_g+1}^t y_{g,i} \leq u_{g,t}; \quad \forall t \in [TU_g, N^T], \quad \forall g \in N^G \quad (2.29)$$

$$\sum_{i=t-TD_g+1}^t z_{g,i} \leq 1 - u_{g,t}; \quad \forall t \in [TD_g, N^T], \quad \forall g \in N^G \quad (2.30)$$

$$u_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t} \in \{0,1\}; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (2.31)$$

donde la restricción (2.22) representa los límites mínimos y máximos de cada generador; la restricción (2.23) es la lógica de cambio de estado; la restricción (2.24) asegura la lógica de cambio de estado de cada generador; las restricciones (2.25) - (2.26) representan los límites de rampa de subida y rampa de bajada para cada unidad g en el periodo t ; la restricción (2.27) representa la ecuación de equilibrio generación-demanda para cada periodo t ; la restricción (2.28) representa la ecuación de reserva rodante;

las restricciones (2.29) - (2.30) representan el tiempo mínimo y máximo de inactividad del generador, respectivamente; la restricción (2.31) representa las variables lógicas de los estados de funcionamiento, arranque y parada.

Es posible escribir una formulación de UC alternativa que utilice sólo una variable binaria por unidad generadora y período de tiempo. Sin embargo, como se muestra en [51], el uso de tres variables binarias por unidad generadora y período de tiempo (una para modelar el estado de encendido/apagado, una para modelar si se produce el arranque, y una para modelar si se produce el apagado) generalmente resulta en una formulación más eficiente desde el punto de vista computacional.

Capítulo 3

3. MODELADO DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y LINEALIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

3.1 Introducción

El problema de UC descrito en la Sección 2.3 determina la programación de cada unidad de generación con el objetivo de minimizar los costos y abastecer todas las demandas del sistema eléctrico, las cuales al igual que las unidades de generación están conectadas en un único nodo. Este problema de UC se resuelve teniendo en cuenta las restricciones técnicas de los generadores, pero sin incluir las restricciones técnicas del sistema de potencia, es decir, las restricciones de la red.

Sin embargo, este problema es más complicado, ya que en la realidad las demandas y las unidades de generación se encuentran distribuidas en los diferentes nodos de una red eléctrica. Por tanto, es posible que las unidades de generación baratas no se utilicen a su capacidad debido a las restricciones de la red. El objetivo del problema de UC considerando las restricciones de la red es encontrar, para cada periodo dentro del horizonte de planificación, la programación horaria y la potencia de salida de cada unidad generadora de manera que toda demanda se satisfaga al mínimo costo, cumpliendo con las diferentes restricciones técnicas de la red y de las unidades generadoras. Para ello es necesario, añadir a la formulación de UC mostrada anteriormente, las ecuaciones que describen el comportamiento de un sistema de transmisión, es decir, los flujos de potencia y sus límites, los cuales están dados por la capacidad de la línea de transmisión.

3.2 Modelado de la red de transmisión

El modelo matemático de una red de transmisión es no lineal. Esta no linealidad viene dada por el comportamiento cuadrático del voltaje/corriente a la hora de calcular las pérdidas por transmisión en las líneas. Por ello, es necesario buscar alternativas que permitan encontrar un modelo de red lineal para luego insertarlo al problema de UC, con el objetivo de obtener una formulación que represente la

transferencia de potencia entre nodos y que permita obtener soluciones más realistas.

3.2.1. Flujos de potencia a través de las líneas de transmisión

Cada línea de transmisión de una red eléctrica transfiere energía desde su nodo emisor hasta su nodo receptor. En las redes convencionales de corriente alterna esto puede calcularse como:

$$P_{mk} = G_{mm}V_m^2 + V_mV_k \left[G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) \right]; \quad \forall m, \forall k \in N^{NT} \quad (3.1)$$

Para la resolución de problemas de optimización, como en el caso de los llamados flujos de potencia óptimos de corriente directa, el problema de despacho económico o el mismo problema de UC se parte de la hipótesis de una red eléctrica sin pérdidas, es decir, se desprecian las resistencias de todos los equipos de transmisión, $G_{mm} = G_{mk} = 0$. Esto da lugar a un modelo de red lineal aproximado, que utiliza pocos recursos computacionales, donde se requiere la solución de un conjunto de ecuaciones lineales que representan a la red eléctrica bajo análisis. Además, se toman en cuenta dos simplificaciones adicionales, suponiendo que las magnitudes de tensión nodal de la red son iguales a 1 p.u., es decir, $V_m = V_k = 1$ p.u.; y que el $\sin(\theta_m - \theta_k) \approx (\theta_m - \theta_k)$.

Aplicando estos supuestos a (3.1) se logra obtener una ecuación de flujos donde la cantidad de potencia activa transferida es aproximadamente proporcional a la diferencia de los ángulos de tensión en estos nodos. La constante de proporcionalidad es la susceptancia de la línea. Por lo tanto, la potencia activa transferida del nodo m al nodo k a través de la línea $m-k$ es:

$$P_{mk} = B_{mk} (\theta_m - \theta_k); \quad \forall m, \forall k \in N^{NT} \quad (3.2)$$

donde N^{NT} es el número total de nodos, P_{mk} es el flujo de potencia transferido del nodo m al nodo k a través de la línea $m-k$, B_{mk} es la susceptancia de la línea $m-k$, θ_m y θ_k son los ángulos del voltaje en los nodos m y k , respectivamente.

3.2.2. Límites de capacidad de las Líneas de Transmisión

Por razones físicas, la cantidad de potencia que se transmite a través de una línea eléctrica de transmisión tiene un límite, el cual está relacionado con la capacidad térmica de los conductores y/o por consideraciones de estabilidad [53]. Por lo tanto, una línea eléctrica debe funcionar de forma que no se infrinja su límite de capacidad de transmisión. Esto puede formularse como:

$$-P_{mk}^{Max} \leq P_{mk} \leq P_{mk}^{Max}; \quad \forall m, \forall k \in N^{NT} \quad (3.3)$$

donde P_{mk}^{Max} es la capacidad de transmisión de la línea $m-k$.

3.2.3. Nodo de referencia

La potencia transferida a través de las líneas de transmisión es proporcional a las diferencias de ángulos de tensión y no a un ángulo determinado. Por lo tanto, se fija el valor de un ángulo arbitrario en 0 y se toma como origen. Generalmente, se toma como referencia el ángulo del nodo donde se conecta el generador slack (compensador), el cual la mayoría de las veces es el de mayor capacidad de generación de un sistema eléctrico.

$$\theta_m = 0; \quad \forall m \in N^{Slack} \quad (3.4)$$

donde N^{Slack} representa el nodo definido como slack en el sistema bajo estudio.

3.2.4. Formulación general para el problema de UC considerando las restricciones de la red

La formulación del problema de UC teniendo en cuenta las restricciones de la red, dígame, flujo máximo de transmisión por las líneas, se muestra a continuación:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{N^T} \sum_{g=1}^{N^G} (C_g^F u_{g,t} + C_g^{SU} y_{g,t} + C_g^{SD} z_{g,t} + C_g^V P_{g,t}) \quad (3.5)$$

Sujeto a:

$$P_{g,t}^{Min} u_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{Max} u_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.6)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.7)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.8)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{SU} y_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.9)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} z_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.10)$$

$$P_{g,t} - \sum_{\substack{m=1 \\ k \in m}}^{N^{NT}} P_{mk} = Pd_{m,t}; \quad \forall t \in N^T; \forall m \in N^{NT} \quad (3.11)$$

$$-P_{mk}^{Max} \leq P_{mk} \leq P_{mk}^{Max}; \quad \forall m, \forall k \in N^{NT}; \forall t \in N^T \quad (3.12)$$

$$\sum_{g=1}^{N^G} P g_g^{Max} u_{g,t} \geq R_t + \sum_{m=1}^{N^{NT}} P d_{m,t}; \quad \forall t \in N^T \quad (3.13)$$

$$\sum_{i=t-TU_g+1}^t y_{g,i} \leq u_{g,t}; \quad \forall t \in [TU_g, N^T], \forall g \in N^G \quad (3.14)$$

$$\sum_{i=t-TD_g+1}^t z_{g,i} \leq 1 - u_{g,t}; \quad \forall t \in [TD_g, N^T], \forall g \in N^G \quad (3.15)$$

$$\theta_{m,t} = 0; \quad \forall m \in N^{Slack}; \quad \forall t \in N^T \quad (3.16)$$

$$u_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t} \in \{0,1\}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.17)$$

donde la restricción (3.6) representa los límites mínimos y máximos de cada generador; la restricción (3.7) es la lógica de cambio de estado; la restricción (3.8) asegura la lógica de cambio de estado de cada generador; las restricciones (3.9) - (3.10) representan los límites de rampa de subida y rampa de bajada para cada unidad g en el periodo t , respectivamente; la restricción (3.11) representa la ecuación de equilibrio generación-demanda para cada periodo t , teniendo en cuenta además la red de transmisión; la restricción (3.12) establece los límites de los flujos por las líneas; la restricción (3.13) representa la ecuación de reserva rodante; las restricciones (3.14) - (3.15) representan el tiempo mínimo y máximo de inactividad del generador, respectivamente; la restricción (3.16) fija el ángulo de referencia del sistema (ángulo del nodo slack); la restricción (3.17) representa las variables lógicas de los estados de funcionamiento, arranque y parada.

3.3 Linealización por segmentos de las curvas cuadráticas de los generadores

Como se había planteado anteriormente, la curva de costos de un generador se puede representar mediante una ecuación cuadrática. Sin embargo, como se muestra en la Sección 2.2 por motivos de simplicidad el costo variable suele suponerse igual al coeficiente b_g . Para obtener un modelo más preciso y linealizado de las curvas de costos, la ecuación (2.3) puede representarse mediante una formulación PWL [54], [55]. La Fig. 3.1 muestra la linealización por segmentos del costo total de un generador, donde este es aproximado por L_g secciones lineales.

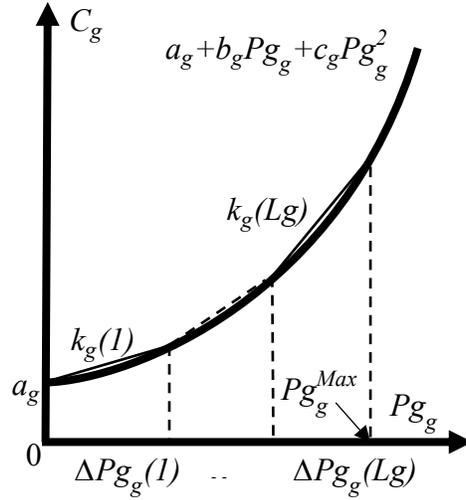


Fig. 3.1 Linealización por segmentos (PWL) del costo total del generador.

El modelo PWL para la linealización de la curva de costos de un generador se muestra a continuación:

$$cf_g = a_g + \sum_{l=1}^{L_g} k_{g,l} \Delta P_{g,l,t}; \quad \forall g \in N^G, \forall t \in N^T \quad (3.18)$$

$$k_{g,l} = b_g + c_g (2l-1) \left(\frac{P_g^{Max}}{L_g} \right); \quad \forall g \in N^G; \forall l = 1, 2, \dots, L_g \quad (3.19)$$

donde $\Delta P_{g,l,t}$ se refiere a los segmentos de generación de cada unidad y $k_{g,l}$ a la pendiente de cada segmento del modelo PWL utilizado para linealizar la curva de costos de un generador.

Se añaden además las ecuaciones complementarias (3.20) y (3.21), que representan los límites de los segmentos de generación y el cálculo de la potencia generada por cada unidad en cada periodo de tiempo, respectivamente.

$$0 \leq \Delta P_{g,l,t} \leq \left(\frac{P_g^{Max}}{L_g} \right); \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.20)$$

$$P_{g,t} = \sum_{l=1}^{L_g} \Delta P_{g,l,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.21)$$

donde P_g^{Max} es la capacidad máxima del generador g y $P_{g,t}$ es la potencia generada por el generador g en el periodo t .

Utilizando este método, la curva de costos cuadrática puede ser linealizada por una serie de segmentos lineales, y el modelo linealizado resultante es más preciso que simplemente suponer una curva de costos plana.

3.4 Modelo PWL de las pérdidas por transmisión

Para resolver el problema de asignación de unidades, generalmente se utilizan modelos basados en flujos de potencia óptimos de CD (*DC Optimal Power Flows - DCOPTF*) sin pérdidas al suponer que las pérdidas de las líneas son limitadas y pueden ignorarse teniendo en cuenta cierto porcentaje de error. Para redes pequeñas esto no trae tantas complicaciones, sin embargo, esta suposición puede ser problemática para estudios de sistemas de mayor magnitud, donde las pérdidas por transmisión pueden desempeñar un papel importante en el horizonte de planificación e influir en la asignación de unidades directamente.

Suponiendo que todas las relaciones de transformadores se establecen en sus valores nominales, las pérdidas de línea para los estudios de flujos de CA se pueden expresar como [54]:

$$P_{mk}^{loss} = P_{mk} + P_{km} = \left[V_m^2 + V_k^2 - 2V_m V_k \cos(\theta_m - \theta_k) \right] G_{mk} \quad (3.22)$$

Al establecer las magnitudes de voltaje en 1 por unidad, (3.22) se puede simplificar como

$$P_{mk}^{loss} \approx 2G_{mk} \left[1 - \cos(\theta_m - \theta_k) \right] = 4G_{mk} \sin^2 \left[(\theta_m - \theta_k) / 2 \right] \approx G_{mk} (\theta_m - \theta_k)^2 \quad (3.23)$$

Se puede observar en (3.23), que la expresión de pérdida de potencia activa del modelo CD es un término cuadrático. Para formular un modelo MILP, el término cuadrático en (3.23) necesita ser linealizado. Un enfoque es realizar la linealización por partes de $(\theta_m - \theta_k)^2$ como es propuesto en [56]. El principal inconveniente de este método es que la diferencia angular $(\theta_m - \theta_k)$ puede no ser cero y no puede limitarse con precisión cuando el nodo de envío y el nodo de recibo no están conectados directamente. Para esta tesis, el enfoque propuesto para el modelo de pérdidas a incluir en el modelo de UC es realizar una linealización por partes de P_{mk}^2 en lugar de $(\theta_m - \theta_k)^2$. Observe que, en el modelo de flujos de CD, la ecuación de para el flujo de potencia activa en una línea es:

$$P_{mk} = -B_{mk} (\theta_m - \theta_k) \quad (3.24)$$

Sustituyendo (3.24) en (3.23), la relación entre P_{mk}^{loss} y P_{mk} se obtiene

$$P_{mk}^{loss} = G_{mk} \left(P_{mk} / B_{mk} \right)^2 \quad (3.25)$$

Reescribiendo (3.25) para un sistema donde cada línea de CA sea representada por la conexión de los nodos m (emisor) y k (receptor) se obtiene:

$$P_{mk}^{loss} = \left(G_{mk} / B_{mk}^2 \right) P_{mk}^2 \quad (3.26)$$

La Fig. 3.2 muestra la linealización por segmentos de P_{mk}^2 , donde esta es aproximada por L secciones lineales.

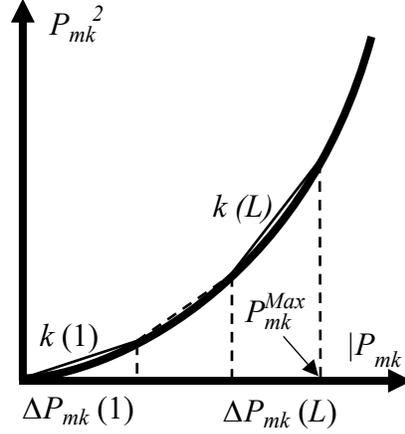


Fig. 3.2 Linealización por segmentos (PWL) de P_{mk}^2 .

Para los estudios que involucran enlaces VSC-HVDC, es necesario modelar tanto las pérdidas en las líneas de CD como las pérdidas en los componentes del enlace. En este caso las pérdidas en los VSC y LTC pueden modelarse como se muestra en (3.26), pero en el caso de las líneas de CD se deben tomar en cuenta otras consideraciones. Según [57], el flujo de potencia de una línea de CD se puede estimar como $P_{jn} = (E_j - E_n) G_{jn}$. Si los voltajes nodales están cerca de su valor nominal $E_j \approx E_n \approx E_{nom}$, la corriente I_{jn} puede ser aproximada a P_{jn} . Como $P_{jn}^{loss} = I_{jn}^2 \times r_{jn}$ y $P_{jn} \approx I_{jn}$, al sustituir la segunda expresión en la primera se obtiene:

$$P_{jn}^{loss} = r_{jn} P_{jn}^2 \quad (3.27)$$

En la expresión (3.27), P_{jn}^2 puede ser también linealizada por segmentos como se muestra en la Fig.3.2. La formulación matemática del modelo PWL, incluyendo las pérdidas en los VSC, LTC y líneas de transmisión en CD es mostrada a continuación:

$$P_{mk} = P_{mk}^+ - P_{mk}^-; P_{jn} = P_{jn}^+ - P_{jn}^- \quad (3.28)$$

$$|P_{mk}| = \sum_{l=1}^L \Delta P_{mk,l} = P_{mk}^+ + P_{mk}^-; |P_{jn}| = \sum_{l=1}^L \Delta P_{jn,l} = P_{jn}^+ + P_{jn}^- \quad (3.29)$$

$$0 \leq \Delta P_{mk,l} \leq \frac{P_{mk}^{Max}}{L}; 0 \leq \Delta P_{jn,l} \leq \frac{P_{jn}^{Max}}{L} \quad (3.30)$$

$$P_{mk,CA}^{loss} = \left(G_{mk} / B_{mk}^2 \right) \sum_{l=1}^L k_{mk,l} \Delta P_{mk,l}; \quad \forall mk \in NTL_{CA} \quad (3.31)$$

$$P_{jn,CD}^{loss} = r_{jn} \sum_{l=1}^L k_{jn,l} \Delta P_{jn,l}; \quad \forall jn \in NTL_{CD} \quad (3.32)$$

$$k_{mk,l} = (2l-1) \left(\frac{P_{mk}^{Max}}{L} \right); \quad k_{jn,l} = (2l-1) \left(\frac{P_{jn}^{Max}}{L} \right); \quad \forall l = 1, 2, \dots, L \quad (3.33)$$

donde las combinaciones lineales de las variables no negativas P_{mk}^+ , P_{mk}^- , P_{jn}^+ y P_{jn}^- se utilizan para representar los flujos lineales P_{mk} , P_{jn} y los valores absolutos $|P_{mk}|$, $|P_{jn}|$ como se muestra en (3.28) y (3.29). Los límites superior e inferior de cada intervalo ΔP_{mk} , ΔP_{jn} se definen en (3.30) y están delimitados por la potencia máxima que puede transferir la línea (P_{mk}^{Max} , P_{jn}^{Max}). La pendiente de cada sección lineal se puede calcular usando (3.33), donde la pendiente aumenta con el crecimiento de l . L representa el número de secciones PWL utilizadas para aproximar las pérdidas de transmisión. Las restricciones (3.29) - (3.33) aseguran implícitamente que $\Delta P_{mk}(l)$, $\Delta P_{jn}(l)$ con l más pequeña se elegirán para rellenar de primero. La principal ventaja de este enfoque de modelado de pérdidas es que aprovecha la relación causal entre las líneas y el flujo de las líneas. A diferencia de la formulación que linealiza $(\theta_m - \theta_k)^2$, el flujo de línea P_{mk} está obligado a ser 0 si la línea entre nodo m y el nodo k no existe.

3.5 Modelo de UC con red, linealización de curvas de costos y pérdidas

Teniendo en cuenta lo planteado anteriormente, la formulación de UC con restricciones de red y curvas de costos linealizadas para redes de CA quedaría de la siguiente forma:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{N^T} \sum_{g=1}^{N^G} \left(C_g^F u_{g,t} + C_g^{SU} y_{g,t} + C_g^{SD} z_{g,t} + C_g^V P g_{g,t} \right) \quad (3.34)$$

$$C_g^F = a_g \quad (3.35)$$

$$C_g^V P g_{g,t} \approx \sum_{l=1}^{Lg} k_{g,l} \Delta P g_{g,l,t} \quad (3.36)$$

Sujeto a:

$$k_{g,l} = b_g + c_g (2l-1) \left(\frac{P g_g^{Max}}{Lg} \right); \quad \forall g \in N^G; \quad \forall l = 1, 2, \dots, Lg \quad (3.37)$$

$$0 \leq \Delta P_{g,l,t} \leq \left(\frac{P_g^{Max}}{Lg} \right); \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.38)$$

$$P_{g,t} = \sum_{l=1}^{Lg} \Delta P_{g,l,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.39)$$

$$P_g^{Min} u_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_g^{Max} u_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.40)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.41)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.42)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{SU} y_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.43)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} z_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.44)$$

$$P_{m,t} - \sum_{\substack{m=1 \\ k \in m}}^{N^{NT}} P_{mk} = P_{d,m,t}; \quad \forall t \in N^T; \forall m \in N^{NT} \quad (3.45)$$

$$-P_{mk}^{Max} \leq P_{mk} \leq P_{mk}^{Max}; \quad \forall m, \forall k \in N^{NT}; \forall t \in N^T \quad (3.46)$$

$$\sum_{g=1}^{N^G} P_g^{Max} u_{g,t} \geq R_t + \sum_{m=1}^{N^{NT}} P_{d,m,t}; \quad \forall t \in N^T \quad (3.47)$$

$$\sum_{i=t-TU_g+1}^t y_{g,i} \leq u_{g,t}; \quad \forall t \in [TU_g, N^T], \forall g \in N^G \quad (3.48)$$

$$\sum_{i=t-TD_g+1}^t z_{g,i} \leq 1 - u_{g,t}; \quad \forall t \in [TD_g, N^T], \forall g \in N^G \quad (3.49)$$

$$P_{mk} = P_{mk}^+ - P_{mk}^- \quad (3.50)$$

$$|P_{mk}| = \sum_{l=1}^L \Delta P_{mk,l} = P_{mk}^+ + P_{mk}^- \quad (3.51)$$

$$0 \leq \Delta P_{mk,l} \leq \frac{P_{mk}^{Max}}{L} \quad (3.52)$$

$$P_{mk,CA}^{loss} = \left(G_{mk} / B_{mk}^2 \right) \sum_{l=1}^L k_{mk,l} \Delta P_{mk,l}; \quad \forall mk \in NTL_{CA} \quad (3.53)$$

$$k_{mk,l} = (2l-1) \left(\frac{P_{mk}^{Max}}{L} \right); \quad \forall l = 1, 2, \dots, L \quad (3.54)$$

$$\theta_{m,t} = 0; \quad \forall m \in N^{Slack}; \forall t \in N^T \quad (3.55)$$

$$u_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t} \in \{0, 1\}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (3.56)$$

donde (3.35) define el valor del costo fijo obtenido de la curva de costos del generador; (3.36) define el costo variable el cual es calculado a través de una formulación PWL la cual es complementada por las ecuaciones (3.37), (3.38) y (3.39). Por su parte, la restricción (3.40) representa los límites mínimos y máximos de cada generador; la restricción (3.41) es la lógica de cambio de estado; la restricción (3.42) asegura la lógica de cambio de estado de cada generador; las restricciones (3.43)-(3.44) representan los límites de rampa de subida y rampa de bajada para cada unidad g en el periodo t , respectivamente; la restricción (3.45) representa la ecuación de equilibrio generación-demanda para cada periodo t , teniendo en cuenta además la red de transmisión; la restricción (3.46) establece los límites de los flujos por las líneas; la restricción (3.47) representa la ecuación de reserva rodante; las restricciones (3.48)-(3.49) representan el tiempo mínimo y máximo de inactividad del generador, respectivamente; las ecuaciones (3.50) - (3.54) representan el modelo PWL para la linealización de las pérdidas cuadráticas en redes de CA; la restricción (3.55) fija el ángulo de referencia del sistema (ángulo del nodo slack); la restricción (3.56) representa las variables lógicas de los estados de funcionamiento, arranque y parada.

3.5.1. Ejemplo de UC con pérdidas y sin pérdidas.

Con el objetivo de comprobar el efecto de la introducción del modelo PWL para las pérdidas cuadráticas en la formulación mostrada anteriormente, se utiliza un sistema de pequeña escala. Para ello se utilizó el sistema de 5 nodos usado en [27]. Además, se realizaron comparaciones entre las soluciones del UC sin pérdidas y con pérdidas. La Figura 3.3 muestra el sistema bajo análisis.

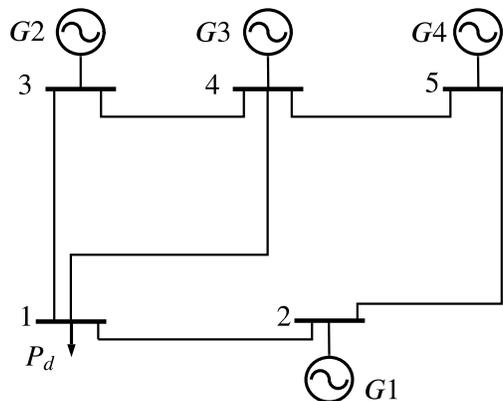


Fig. 3.3 Diagrama esquemático del sistema de 5 nodos.

Los datos de las reactancias de las líneas son los siguientes $x_{1-2} = x_{1-4} = 0.01$ [p.u.], y $x_{1-3} = x_{2-3} = x_{3-4} = 0.02$ [p.u.]. Las resistencias de las líneas para el caso con pérdidas son las siguientes $r_{1-2} = r_{1-4} = 0.001$ [p.u.], y $r_{1-3} = r_{2-3} = r_{3-4} = 0.002$ [p.u.]. Para evadir condiciones de congestión, los elementos de

transmisión del sistema tienen una capacidad máxima de 5 [p.u.]. Todos los parámetros se dan en una base de 100 MVA.

Las características de las unidades térmicas y la demanda horaria del sistema se presentan en la Tabla 3.1 y la Tabla 3.2, respectivamente. Se utilizaron seis segmentos para linealizar las curvas de costos de los generadores ($L_g=6$) y seis segmentos para el modelo de pérdidas cuadráticas ($L=6$). Esta decisión se basa en lo descrito en [54], donde se recomienda utilizar un número de segmentos igual o superior a seis.

Tabla 3.1 Características de las unidades térmicas.

Gen	Bus	a (\$/MW ² hr)	b (\$/MWhr)	c (\$/hr)	SU, SD (\$)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	UT,DT (hr)
G1	2	0.0034	23.60	252	0.02,0	20	60	1,1
G2	3	0.0018	20.74	213	350,0	25	80	4,2
G3	4	0.0042	16.95	585.62	400,0	60	250	5,3
G4	5	0.0021	16.83	684.74	1100,0	75	300	5,4

Tabla 3.2 Demanda horaria del sistema (MW) - 8 horas de planificación.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Pd	450	530	600	540	400	280	290	500

La solución para el problema de asignación de unidades para el caso sin pérdidas se muestra en la Tabla 3.3, mientras que la solución para el caso con pérdidas se muestra en la Tabla 3.4. Si el generador está encendido en el periodo bajo estudio el estado será "1", mientras que si la unidad está apagada el estado será "0".

Tabla 3.3 Asignación de unidades - sin pérdidas.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
G1	0	0	1	0	0	0	0	0
G2	1	1	1	1	0	0	0	0
G3	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 3.4 Asignación de unidades - con pérdidas.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
G1	0	0	1	0	0	0	0	0
G2	1	1	1	1	0	0	0	0
G3	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	1	1	1	1	1	1	1	1

De la Tabla 3.3 y Tabla 3.4 se puede apreciar que G3 y G4 son las únicas unidades que permanecen en funcionamiento durante todo el periodo de estudio, mientras que G1 entra en funcionamiento sólo una hora. A simple vista no se observa que la inclusión del modelo para linealizar las pérdidas influya en la asignación de unidades. Por ello, la potencia de salida total del sistema de cada caso en cada periodo, se reporta en la Tabla. 3.5.

Tabla 3.5 Potencia de salida total (MW) - ambos casos.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Sin pérdidas	450	530	600	540	400	280	290	500
Con pérdidas	451.9123	532.3023	602.6776	542.3594	401.7683	281.0085	291.0854	502.2024

De la Tabla 3.5 se puede observar como la potencia de salida para el caso con pérdidas es mayor al caso sin pérdidas, al incluir el modelo PWL. El costo total de operación del sistema, para el caso de estudio sin pérdidas es de \$ 74 251.39, mientras que para el caso de estudio con pérdidas es de \$ 74 521.06. El aumento en el precio, de un caso a otro, se debe a las pérdidas por transmisión, ya que se debe generar más potencia para cubrir dichas pérdidas.

Por su parte, la Tabla 3.6 muestra las pérdidas totales del sistema debido a la transmisión, en cada hora.

Tabla 3.6 Pérdidas totales del sistema por periodo (MW).

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Pérdidas (MW)	1.9123	2.3023	2.6776	2.3594	1.7683	1.0085	1.0854	2.2024

Los flujos de potencia por las líneas para el periodo de máxima demanda se muestran en la Tabla 3.7. Donde se pueden notar pequeñas diferencias entre los valores para el caso sin pérdidas y el caso con pérdidas, esto debido a la inclusión del modelo PWL para la linealización de las pérdidas cuadráticas debido a la transmisión.

Tabla 3.7 Flujos de potencia en el periodo de máxima demanda sin pérdidas y con pérdidas.

Línea	Flujo de Potencia (MW)	
	Sin pérdidas	Con pérdidas
1-2	-197.3282	-197.9310
1-3	-93.7049	-92.4138
1-4	-309.7598	-309.6552
2-5	-177.8606	-177.9310
3-4	-61.1750	-62.4138
4-5	-121.6448	-122.0690

En el caso de estudio analizado, la diferencia entre las soluciones parece no ser relevante. Sin embargo, cuando se analizan sistemas de gran escala, la inclusión del modelo de pérdidas PWL permite obtener soluciones más cercanas a la operación de los sistemas eléctricos. Al aumentar las pérdidas por transmisión, debido al tamaño de la red, estas tienen un peso mayor en la asignación de las unidades por lo que la incorporación de las mismas es un factor fundamental para una correcta planificación horaria de las unidades de generación.

Capítulo 4

4. SISTEMAS VSC-HVDC

4.1. Introducción

En el análisis de sistemas de potencia, un aspecto fundamental es obtener la matriz que representa a la red de transmisión. Sin embargo, cuando a las redes actuales de CA se le incorporan nuevas tecnologías como son los sistemas VSC-HVDC, es necesario utilizar un modelo matemático que represente el comportamiento real de los enlaces HVDC para una correcta descripción de la matriz que representa el nuevo sistema eléctrico con líneas de CD.

Por ello, en esta sección se hace una revisión del modelo matemático del VSC en estado estable, así como las suposiciones necesarias que se hacen para poder insertarlo en un modelo lineal, con el objetivo de obtener la matriz de la red híbrida CA/CD linealizada. Además, mediante dos ejemplos se muestra cómo se construye dicha matriz para dos redes de CA conectadas a través de un enlace VSC-HVDC, así como para una red de CA que contiene múltiples enlaces VSC-HVDC internos.

4.2. Modelo del VSC y sus equipos auxiliares en estado estable

Para las simulaciones en estado estable de sistemas de potencia que incluyen enlaces VSC-HVDC, debe prestarse especial atención al modelado de los convertidores VSC. La Fig. 4.1 muestra un ejemplo de un modelo de VSC para la interconexión de redes CA/CD [58], [57].

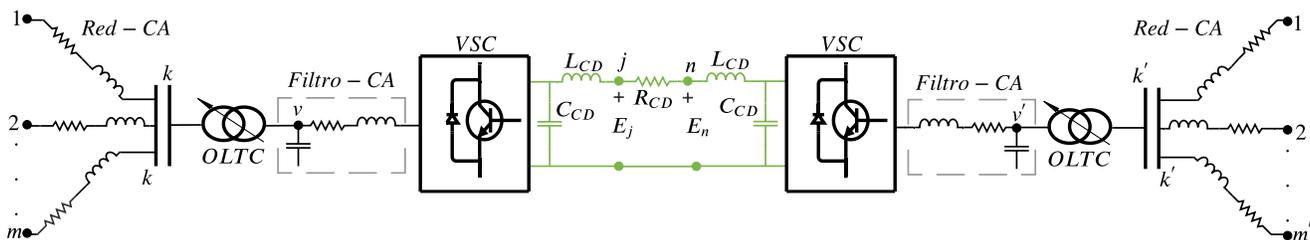


Fig. 4.1 Diagrama de un enlace VSC-HVDC punto a punto junto al esquema de conexión para las redes de CA.

Como se puede apreciar en la Fig. 4.1, el terminal de CA de los VSC está conectado al devanado secundario de un transformador con variación de tap bajo carga (LTC, por sus siglas en inglés) que

desempeña el papel de una interfaz entre el convertidor de potencia y la red de CA, agregando un grado adicional a la capacidad de control de voltaje. Físicamente, el VSC está construido como un convertidor de dos niveles, o de varios niveles, que utiliza un arreglo de interruptores auto conmutados de electrónica de potencia (por ejemplo, IGBT) que son controlados mediante un la técnica PWM [59]. En su lado de CD, el VSC emplea un banco de capacitores de capacidad relativamente pequeña cuya función es estabilizar el voltaje en el lado de CD, para permitir una operación estable del enlace. El convertidor mantiene al capacitor cargado al nivel de voltaje requerido, haciendo que el ángulo del voltaje de salida esté retrasado por un pequeño ángulo al voltaje del sistema de CA, nodo v [60].

Es necesario enfatizar que C_{CD} no es responsable del proceso de generación-absorción de potencia reactiva, la cual se lleva a cabo mediante la modulación PWM del VSC para satisfacer los requisitos operativos. Tal procesamiento electrónico de las formas de onda de voltaje y corriente puede ser bien caracterizado por una susceptancia equivalente, que puede ser capacitiva o inductiva para ajustarse indistintamente a las condiciones de operación. Ésta se puede observar en la Fig. 4.2, donde se muestra la representación equivalente del VSC para estudios en estado estacionario.

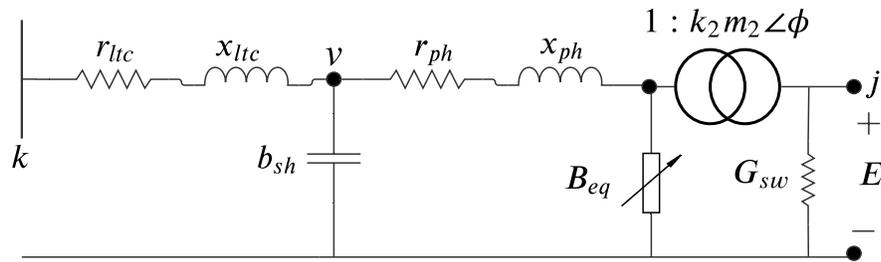


Fig. 4.2 Representación equivalente de un VSC y sus equipos auxiliares en estado estable.

El modelo del VSC mostrado en la Fig. 4.2 comprende un transformador de desplazamiento de fase ideal con tap complejo conectadas en serie con una impedancia, una resistencia, una susceptancia variable en derivación B_{eq} colocada en el lado izquierdo del transformador y una resistencia en derivación en su lado de CD, como aprecia en la Fig. 4.2. A partir de este esquema y el de la Fig. 4.1, podemos formular las ecuaciones para flujos de potencia de los enlaces VSC-HVDC.

- Flujos de potencia en la red de CA (desde el nodo k hasta el nodo m):

$$P_k^{cal} = V_k^2 G_{kk} + \sum_{\substack{k=1 \\ m \in k}}^{n_{CA}} V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.1)$$

$$Q_k^{cal} = -V_k^2 B_{kk} + \sum_{\substack{k=1 \\ m \in k}}^{n_{CA}} V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.2)$$

- Flujos de potencia en el LTC (entre los nodos k y v):

$$P_{kv} = T_v^2 V_k^2 G_{ltc} - T_v V_k V_v [G_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_v) + B_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_v)] \quad (4.3)$$

$$Q_{kv} = -T_v^2 V_k^2 B_{ltc} - T_v V_k V_v [G_{ltc} \sin(\theta_k - \theta_v) - B_{ltc} \cos(\theta_k - \theta_v)] \quad (4.4)$$

$$P_{vk} = V_v^2 G_{ltc} - T_v V_v V_k [G_{ltc} \cos(\theta_v - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_v - \theta_k)] \quad (4.5)$$

$$Q_{vk} = -V_v^2 B_{ltc} - T_v V_v V_k [G_{ltc} \sin(\theta_v - \theta_k) - B_{ltc} \cos(\theta_v - \theta_k)] \quad (4.6)$$

- Flujos de potencia en el VSC (entre los nodos v y j):

$$P_{vj} = V_v^2 G_{ph} - k m_a V_v E_j [G_{ph} \cos(\theta_v - \phi) + B_{ph} \sin(\theta_v - \phi)] \quad (4.7)$$

$$Q_{vj} = -V_v^2 B_{ph} - k m_a V_v E_j [G_{ph} \sin(\theta_v - \phi) - B_{ph} \cos(\theta_v - \phi)] \quad (4.8)$$

$$P_{jv} = k^2 m_a^2 E_j^2 G_{ph} - k m_a V_v E_j [G_{ph} \cos(\phi - \theta_v) + B_{ph} \sin(\phi - \theta_v)] \quad (4.9)$$

$$Q_{jv} = -k^2 m_a^2 E_j^2 B_{ph} - k m_a V_v E_j [G_{ph} \sin(\phi - \theta_v) - B_{ph} \cos(\phi - \theta_v)] \quad (4.10)$$

- Flujos de potencia en las líneas de CD (desde el nodo j hasta el nodo n):

$$P_{jn} = (E_j^2 - E_j E_n) G_{jn} \quad (4.11)$$

Es necesario destacar que $G_{ph} + jB_{ph}$ puede tener en cuenta tanto las pérdidas de conducción como la interferencia magnética del convertidor y la impedancia del reactor de fase; m_a es la moduladora del VSC el ángulo ϕ representa el ángulo de desplazamiento de fase del convertidor, mientras que E es el voltaje de CD del VSC.

4.2.1. Linealización de la red híbrida y de los modelos de VSC con sus equipos auxiliares

Para obtener un modelo linealizado de la estación VSC y de sus equipos auxiliares, se adoptan algunas hipótesis: (i) las pérdidas de potencia activa se desprecian en la red de CA, $G_{ph} \approx G_{ltc} \approx 0$, (ii) las magnitudes de tensión de los nodos son cercanas a 1 [p.u.], por lo tanto, $V_k \approx V_m \approx 1$ [p.u.], y (iii) $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx (\theta_k - \theta_m)$. La Fig. 4.3 muestra una representación esquemática de una estación VSC donde se han omitido los elementos resistivos y de derivación pertenecientes a su lado de CA. En el lado opuesto, las líneas de transmisión de CD se modelan como una resistencia en serie en estado estacionario.

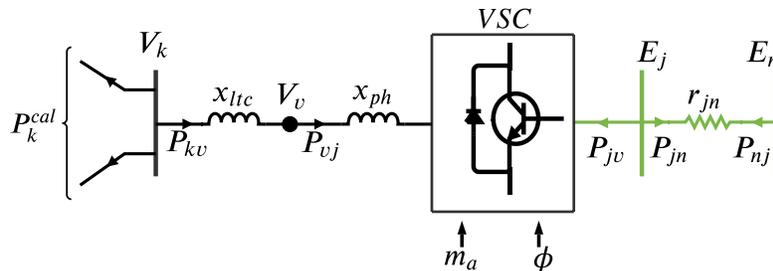


Fig. 4.3 Diagrama de un VSC y sus equipos auxiliares linealizado, para enlaces VSC-HVDC punto a punto.

Aplicando esto, el flujo de potencia a través del transformador, P_{kv} , puede reducirse a $P_{kv}=(\theta_k-\theta_m)B_{lrc}$ mientras que el flujo de potencia dentro del convertidor VSC, P_{vj} , se reduce a $P_{vj}=(\theta_v-\phi)B_{ph}$ para un convertidor de potencia sin pérdidas. Después de la linealización, (4.1) puede ser reescrito como (4.12). Por otro lado, utilizando (4.11) se observa que la expresión de flujo de potencia es una función no lineal que depende de voltajes en CD. Para evitar esto, (4.13) se usa como una expresión aproximada de flujo de potencia en CD correspondiente a una "línea de transmisión de CD sin pérdidas", aunque se calcula usando G_{jn} [61].

$$P_k^{cal} = \sum_{n \in j}^{n_{CA}} (\theta_k - \theta_m) B_{kn} \quad (4.12)$$

$$P_{jn} = (E_j - E_n) G_{jn} \quad (4.13)$$

La potencia que fluye por el VSC, P_{vj} , es aplicable para cualquier convertidor de potencia; sin embargo, las estaciones VSC pueden tener diferentes estrategias de control para acoplar las redes CA/CD. Hay varios modelos de control VSC propuestos para los enlaces HVDC [58], [62], [63]. Sin embargo, para los fines de los sistemas VSC-HVDC punto a punto, los más utilizados son:

- Convertidor Slack (VSC_{Slack}):

Este tipo de VSC proporciona control de voltaje en el nodo de CD.

- Convertidor de potencia programada (VSC_{Pset}):

Este tipo de VSC controla la transmisión de potencia en un valor constante, a través del ángulo de desfase del convertidor ϕ , es decir

$$P_{set} = (\theta_v - \phi) B_{ph} \quad (4.14)$$

A continuación, la Tabla 4.1 muestra las variables de estados conocidas y desconocidas, para cada tipo de VSC.

Tabla 4.1 Variables de estado para los diferentes tipos de VSC.

Tipo de VSC	Variables conocidas	Variables desconocidas
VSC_{Slack}	E_{nom}, V_v	θ_k, θ_v, ϕ
VSC_{Pset}	P_{set}, V_v	$\theta_k, \theta_v, \phi, E$

4.3. Obtención de la matriz linealizada de sistemas de potencia con enlaces HVDC.

Aunque la mayoría de los enlaces VSC-HVDC en la actualidad se encuentran interconectando redes de CA aisladas, pueden ocurrir escenarios donde estos se encuentran ya sea conectando dos áreas de una

misma red de CA, instalados en paralelo con una línea de transmisión de CA para mejorar el flujo de potencia en zonas donde el congestionamiento es crítico o sustituyendo a una línea de transmisión muy larga para disminuir las pérdidas por transmisión.

A continuación, se muestra mediante ejemplos la metodología utilizada para la obtención de la matriz de red, tanto para la interconexión de redes aisladas de CA a través de enlaces HVDC, como para redes de CA que posean uno o varios enlaces VSC-HVDC embebidos.

4.3.1. Ejemplo 1. Interconexión de dos redes de CA mediante un enlace VSC-HVDC punto a punto

Para validar lo mencionado anteriormente, se ejemplifica la interconexión de dos redes de CA de 3 nodos mediante de un enlace VSC-HVDC. Para este ejemplo son considerados los nodos 1 y 5 como nodos slack de sus respectivas redes de CA y se asume que el VSC_{Slack} controla el voltaje en el nodo 9 a $E_{nom} = 2$ p.u. Por otro lado, el VSC_{Pset} controla el flujo de potencia de la línea de CD en $P_{set} = 1$ [p.u.], en el sentido que indica la flecha. El diagrama esquemático de la red se muestra en la Fig. 4.4.

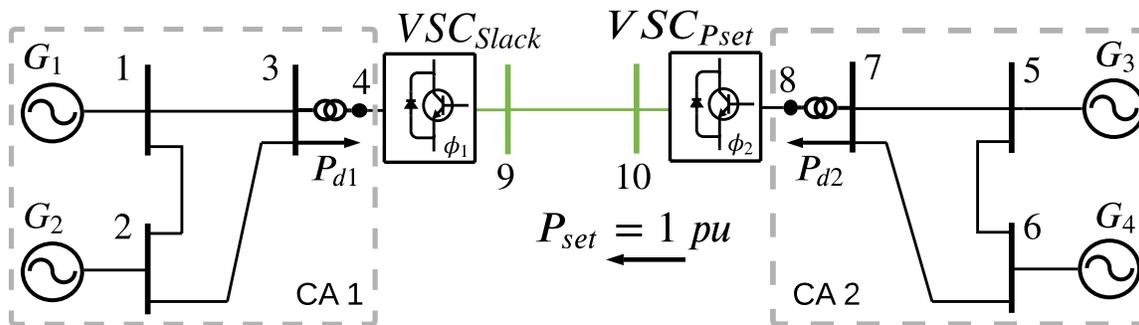


Fig. 4.4 Interconexión de 2 redes CA de 3 nodos mediante un enlace VSC-HVDC punto a punto.

Las ecuaciones de balance nodal para cada red y para el enlace son mostrados a continuación:

Red CA 1	Red CA 2
<p>Nodo 1</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= P_{g1} - P_{d1} - (P_{12} + P_{13}) \\ \Delta P_1 &= P_{g1} - \frac{\theta_1 - \theta_2}{x_{12}} - \frac{\theta_1 - \theta_3}{x_{13}} \end{aligned} \right\} \quad (4.15)$	<p>Nodo 5</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_5 &= P_{g5} - P_{d5} - (P_{56} + P_{57}) \\ \Delta P_5 &= P_{g5} - \frac{\theta_5 - \theta_6}{x_{56}} - \frac{\theta_5 - \theta_7}{x_{57}} \end{aligned} \right\} \quad (4.19)$
<p>Nodo 2</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_2 &= P_{g2} - P_{d2} - (P_{21} + P_{23}) \\ \Delta P_2 &= P_{g2} - \frac{\theta_2 - \theta_1}{x_{21}} - \frac{\theta_2 - \theta_3}{x_{23}} \end{aligned} \right\} \quad (4.16)$	<p>Nodo 6</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_6 &= P_{g6} - P_{d6} - (P_{65} + P_{67}) \\ \Delta P_6 &= P_{g6} - \frac{\theta_6 - \theta_5}{x_{65}} - \frac{\theta_6 - \theta_7}{x_{67}} \end{aligned} \right\} \quad (4.20)$
<p>Nodo 3</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_3 &= P_{g3} - P_{d3} - (P_{31} + P_{32} + P_{34}) \\ \Delta P_3 &= -P_{d3} - \frac{\theta_3 - \theta_1}{x_{31}} - \frac{\theta_3 - \theta_2}{x_{32}} - \frac{\theta_3 - \theta_4}{x_{34}} \end{aligned} \right\} \quad (4.17)$	<p>Nodo 7</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_7 &= P_{g7} - P_{d7} - (P_{75} + P_{76} + P_{78}) \\ \Delta P_7 &= -P_{d7} - \frac{\theta_7 - \theta_5}{x_{75}} - \frac{\theta_7 - \theta_6}{x_{76}} - \frac{\theta_7 - \theta_8}{x_{78}} \end{aligned} \right\} \quad (4.21)$

<p>Nodo 4</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_4 &= P_{g4} - P_{d4} - (P_{43} + P_{49}) \\ \Delta P_4 &= -\frac{\theta_4 - \theta_3}{x_{43}} - \frac{\theta_4 - \phi_1}{x_{49(ph1)}} \end{aligned} \right\} \quad (4.18)$	<p>Nodo 8</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_8 &= P_{g8} - P_{d8} - (P_{87} + P_{810}) \\ \Delta P_8 &= -\frac{\theta_8 - \theta_7}{x_{87}} - \frac{\theta_8 - \phi_2}{x_{810(ph2)}} \end{aligned} \right\} \quad (4.22)$
Enlace VSC-HVDC	
<p>Nodo 9</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_9 &= P_{g9} - P_{d9} - (P_{94} + P_{910}) \\ \Delta P_9 &= -\frac{\phi_1 - \theta_4}{x_{94(ph1)}} - \frac{E_9 - E_{10}}{r_{910}} \end{aligned} \right\} \quad (4.23)$	<p>Nodo 10</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{10} &= P_{g10} - P_{d10} - (P_{108} + P_{109}) \\ \Delta P_{10} &= -\frac{\phi_2 - \theta_8}{x_{108(ph2)}} - \frac{E_{10} - E_9}{r_{109}} \end{aligned} \right\} \quad (4.24)$
<p>Ecuación de restricción - VSC_{Pset}: $P_{set} = \frac{\theta_8 - \phi_2}{x_{108(ph2)}} \quad (4.25)$</p>	

Usando estas ecuaciones de balance nodal, se logra obtener un sistema de ecuaciones representando una relación de proporcionalidad entre el balance de potencia nodal, ΔP , y las variables de estado a calcular θ, ϕ, E . Para el ejemplo estudiado en esta sección se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta P_5 \\ \Delta P_6 \\ \Delta P_7 \\ \Delta P_8 \\ \Delta P_9 \\ \Delta P_{10} \\ \Delta P_{set} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{13} & B_{14} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ B_{21} & B_{22} & B_{23} & B_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ B_{31} & B_{32} & B_{33} & B_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ B_{41} & B_{42} & B_{43} & B_{44} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{x_{ph1}} & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & B_{55} & B_{56} & B_{57} & B_{58} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & B_{65} & B_{66} & B_{67} & B_{68} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & B_{75} & B_{76} & B_{77} & B_{78} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & B_{85} & B_{86} & B_{87} & B_{88} & 0 & -\frac{1}{x_{ph2}} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{x_{ph1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{x_{ph1}} & 0 & G_{99} & G_{910} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{x_{ph2}} & 0 & \frac{1}{x_{ph2}} & G_{109} & G_{1010} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{x_{ph2}} & 0 & -\frac{1}{x_{ph2}} & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \\ \theta_7 \\ \theta_8 \\ \phi_1 \\ \phi_2 \\ E_9 \\ E_{10} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

donde B_{km} representa la susceptancia de las líneas de CA; G_{jn} representa la conductancia de las líneas de CD; mientras que x_{ph} figura la reactancia correspondiente al filtro de CA de las estaciones VSC.

Para resolver el sistema de ecuaciones anterior, debe invertirse la matriz de la red mostrada en (4.26), haciendo varias consideraciones. De antemano se tienen 12 variables de estado y 11 ecuaciones. Pero, suponiendo que los nodos 1 y 5 son los nodos slack de sus respectivas redes, entonces $\theta_1 = \theta_5 = 0$, por lo que se pueden eliminar las filas y las columnas correspondientes a estos nodos, quedando así 10 variables de estado y 9 ecuaciones. Por otro lado, suponiendo que el voltaje del nodo 9 (CD) es conocido, $E_9 = 2.0$ pu, dado que es controlado por el VSC_{Slack} , entonces es posible eliminar E_9 del conjunto de variables de estado. Este voltaje multiplicado por la columna correspondiente de la matriz de (4.26) puede referirse

al lado izquierdo de la ecuación como una potencia. Con este procedimiento, se elimina dicha columna de la matriz de conductancias de la red de CD, quedando finalmente 9 variables de estado y 9 ecuaciones.

Sin embargo, para insertar este modelo de red en herramientas de optimización no es necesario realizar las consideraciones expuestas anteriormente, basta con fijar los límites máximos y mínimos de los ángulos de los nodos slack de cada red de CA y del voltaje en el nodo de CD en sus valores respectivos: $\theta = 0$ para los nodos slack y generalmente $E = 2$ [p.u.] para el nodo de CD controlado por el VSC_{Slack} .

A través del análisis de (4.26), se logra obtener un marco de referencia general el cual está dado por (4.27), donde los términos ΔP representan los balances de potencia en cada nodo del sistema híbrido, ΔP_{set} es la potencia programada por el VSC_{Pset} , mientras que Φ representa las variables de estado a calcular (θ para los nodos de CA; ϕ para las estaciones VSC y E para los nodos de CD). Por otro lado, $\Psi_{CA/CD}$ es la matriz que representa la conectividad de los elementos de transmisión de la red de CA con enlaces HVDC punto a punto.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{Slack} \\ \Delta P_{Pset} \\ \Delta P_{CD} \\ \Delta P_{set,r} \end{bmatrix} = [\Psi_{CA/CD}] \times \begin{bmatrix} \Phi_{Slack} \\ \Phi_{Pset} \\ \Phi_{CD} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

$$\Psi_{CA/CD} = \begin{bmatrix} [B_{Slack}] & [0] & [B_{Slack-CA}] & [0] \\ [0] & [B_{Pset}] & [B_{Pset-CA}] & [0] \\ [B_{Slack-CD}] & [B_{Pset-CD}] & [B_{VSC}] & [G_{CD}] \\ [0] & [B_{Pset-rCA}] & [B_{Pset-rCD}] & [0] \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

donde B_{Slack} es la matriz de susceptancias de las redes de CA conectadas a VSC_{Slack} e incluye las impedancias de los VSC; B_{Pset} representa la matriz de susceptancias de las redes de CA conectadas a VSC_{Pset} e incluye las impedancias de los VSC; $B_{Slack-CA}$ representa la relación de las potencias netas inyectadas en los nodos de las redes de CA conectadas a un VSC_{Slack} con las variables de estado asociadas a los ángulos de los VSC_{Slack} y VSC_{Pset} (ϕ_{Slack} y ϕ_{Pset}); $B_{Pset-CA}$ representa la relación de las potencias netas inyectadas en los nodos de las redes de CA conectadas a un VSC_{Pset} con las variables de estado asociadas a los ángulos de los VSC_{Slack} y VSC_{Pset} (ϕ_{Slack} y ϕ_{Pset}); $B_{Slack-CD}$ representa la relación entre las potencias netas inyectadas en los nodos de CD con las variables de estado asociadas a los ángulos de los nodos de las redes de CA conectados a un VSC_{Slack} ; $B_{Pset-CD}$ representa la relación entre las potencias netas inyectadas en los nodos de CD con las variables de estado asociadas a los ángulos de los nodos de las

redes de CA conectados a un VSC_{Pset} ; $B_{Pset-rCA}$ representa la relación de las potencias programadas de los VSC_{Pset} con las variables de estado asociadas a los ángulos de las nodos de las redes de CA conectadas a un VSC_{Pset} ; $B_{Pset-rCD}$ representa la relación de las potencias programadas de los VSC_{Pset} con las variables de estado asociadas a los ángulos de los VSC_{Slack} y VSC_{Pset} (ϕ_{Slack} y ϕ_{Pset}); B_{VSC} representa la relación entre las potencias netas inyectadas en los nodos de CD con las variables de estado asociadas a los ángulos de los VSC_{Slack} y VSC_{Pset} (ϕ_{Slack} y ϕ_{Pset}); G_{CD} representa la matriz de conductancias de la red de CD.

Es necesario destacar que con (4.28) se puede representar la interconexión de redes de CA aisladas con cualquier cantidad de nodos, a través de enlaces VSC-HVDC. Para ello, las submatrices mostradas en (4.28) deberán expandirse diagonalmente en dependencia de la cantidad de enlaces insertados, de la cantidad de nodos del sistema híbrido y de la cantidad de ecuaciones de restricciones para los VSC_{Pset} .

4.3.2. Ejemplo 2. Enlaces internos VSC-HVDC punto a punto en redes de CA

Para este ejemplo fue seleccionado el sistema de prueba RTS-24 nodos de IEEE. La Fig. 4.5 muestra el esquema propuesto donde se aprecia la inserción un enlace VSC-HVDC entre el nodo 4 y el nodo 14 que pertenecen a áreas diferentes. Se considera que el nodo 13 es el nodo slack de la red de CA y que el VSC_{Slack} controla el voltaje en el nodo 27 a $E = 2$ p.u.

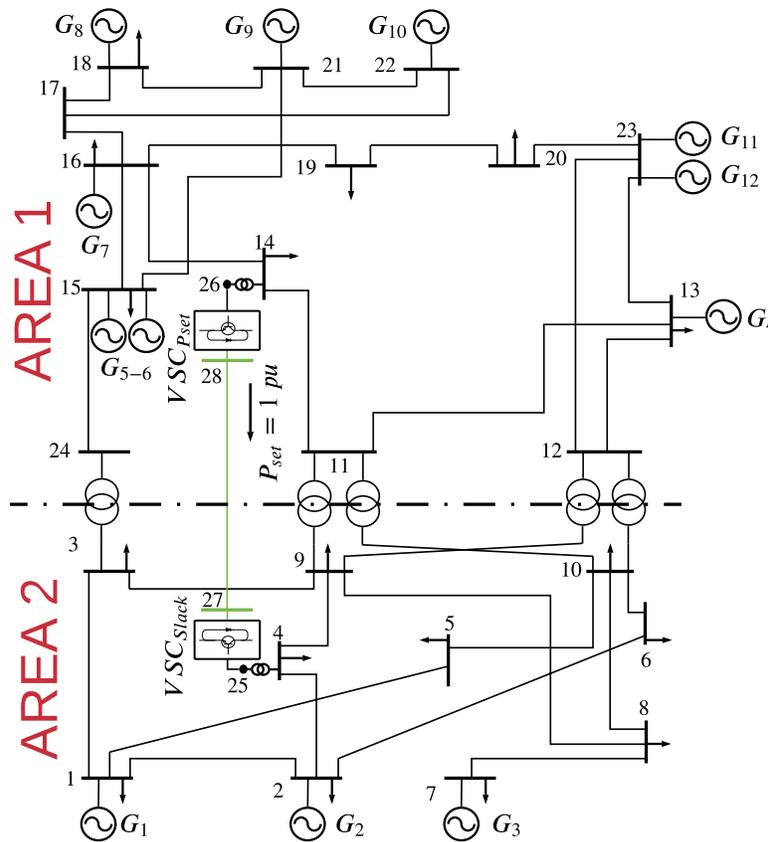


Fig. 4.5 Red de 24 nodos con un enlace HVDC interno.

Las ecuaciones de balance nodal para la red y para el enlace son mostradas a continuación:

Planteamiento de las ecuaciones nodales para el sistema IEEE RTS 24:	
<p>Nodo 1</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= Pg_1 - Pd_1 - (P_{12} + P_{13} + P_{15}) \\ \Delta P_1 &= Pg_1 - Pd_1 - \frac{\theta_1 - \theta_2}{x_{12}} - \frac{\theta_1 - \theta_3}{x_{13}} - \frac{\theta_1 - \theta_5}{x_{15}} \end{aligned} \right\} (4.29)$	<p>Nodo 2</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_2 &= Pg_2 - Pd_2 - (P_{21} + P_{24} + P_{26}) \\ \Delta P_2 &= Pg_2 - Pd_2 - \frac{\theta_2 - \theta_1}{x_{21}} - \frac{\theta_2 - \theta_4}{x_{24}} - \frac{\theta_2 - \theta_6}{x_{26}} \end{aligned} \right\} (4.30)$
<p>Nodo 3</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_3 &= Pg_3 - Pd_3 - (P_{31} + P_{39} + P_{324}) \\ \Delta P_3 &= -Pd_3 - \frac{\theta_3 - \theta_1}{x_{31}} - \frac{\theta_3 - \theta_9}{x_{39}} - \frac{\theta_3 - \theta_{24}}{x_{324}} \end{aligned} \right\} (4.31)$	<p>Nodo 4</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_4 &= Pg_4 - Pd_4 - (P_{42} + P_{49} + P_{425}) \\ \Delta P_4 &= -Pd_4 - \frac{\theta_4 - \theta_2}{x_{42}} - \frac{\theta_4 - \theta_9}{x_{49}} - \frac{\theta_4 - \theta_{25}}{x_{425}} \end{aligned} \right\} (4.32)$
<p>Nodo 5</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_5 &= Pg_5 - Pd_5 - (P_{51} + P_{510}) \\ \Delta P_5 &= -Pd_5 - \frac{\theta_5 - \theta_1}{x_{51}} - \frac{\theta_5 - \theta_{10}}{x_{510}} \end{aligned} \right\} (4.33)$	<p>Nodo 6</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_6 &= Pg_6 - Pd_6 - (P_{62} + P_{610}) \\ \Delta P_6 &= -Pd_6 - \frac{\theta_6 - \theta_2}{x_{62}} - \frac{\theta_6 - \theta_{10}}{x_{610}} \end{aligned} \right\} (4.34)$
<p>Nodo 7</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_7 &= Pg_7 - Pd_7 - (P_{78}) \\ \Delta P_7 &= Pg_7 - Pd_7 - \frac{\theta_7 - \theta_8}{x_{78}} \end{aligned} \right\} (4.35)$	<p>Nodo 8</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_8 &= Pg_8 - Pd_8 - (P_{87} + P_{89} + P_{810}) \\ \Delta P_8 &= -Pd_8 - \frac{\theta_8 - \theta_7}{x_{87}} - \frac{\theta_8 - \theta_9}{x_{89}} - \frac{\theta_8 - \theta_{10}}{x_{810}} \end{aligned} \right\} (4.36)$
<p>Nodo 9</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_9 &= Pg_9 - Pd_9 - (P_{93} + P_{94} + P_{98} + P_{911} + P_{912}) \\ \Delta P_9 &= -Pd_9 - \frac{\theta_9 - \theta_3}{x_{93}} - \frac{\theta_9 - \theta_4}{x_{94}} - \frac{\theta_9 - \theta_8}{x_{98}} - \frac{\theta_9 - \theta_{11}}{x_{911}} - \frac{\theta_9 - \theta_{12}}{x_{912}} \end{aligned} \right\} (4.37)$	
<p>Nodo 10</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{10} &= Pg_{10} - Pd_{10} - (P_{105} + P_{106} + P_{108} + P_{1011} + P_{1012}) \\ \Delta P_{10} &= -Pd_{10} - \frac{\theta_{10} - \theta_5}{x_{105}} - \frac{\theta_{10} - \theta_6}{x_{106}} - \frac{\theta_{10} - \theta_8}{x_{108}} - \frac{\theta_{10} - \theta_{11}}{x_{1011}} - \frac{\theta_{10} - \theta_{12}}{x_{1012}} \end{aligned} \right\} (4.38)$	
<p>Nodo 11</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{11} &= Pg_{11} - Pd_{11} - (P_{119} + P_{1110} + P_{1113} + P_{1114}) \\ \Delta P_{11} &= -Pd_{11} - \frac{\theta_{11} - \theta_9}{x_{119}} - \frac{\theta_{11} - \theta_{10}}{x_{1110}} - \frac{\theta_{11} - \theta_{13}}{x_{1113}} - \frac{\theta_{11} - \theta_{14}}{x_{1114}} \end{aligned} \right\} (4.39)$	
<p>Nodo 12</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{12} &= Pg_{12} - Pd_{12} - (P_{129} + P_{1210} + P_{1213} + P_{1223}) \\ \Delta P_{12} &= -Pd_{12} - \frac{\theta_{12} - \theta_9}{x_{129}} - \frac{\theta_{12} - \theta_{10}}{x_{1210}} - \frac{\theta_{12} - \theta_{13}}{x_{1213}} - \frac{\theta_{12} - \theta_{23}}{x_{1223}} \end{aligned} \right\} (4.40)$	
<p>Nodo 13</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{13} &= Pg_{13} - Pd_{13} - (P_{1311} + P_{1312} + P_{1323}) \\ \Delta P_{13} &= Pg_{13} - Pd_{13} - \frac{\theta_{13} - \theta_{11}}{x_{1311}} - \frac{\theta_{13} - \theta_{12}}{x_{1312}} - \frac{\theta_{13} - \theta_{23}}{x_{1323}} \end{aligned} \right\} (4.41)$	
<p>Nodo 14</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{14} &= Pg_{14} - Pd_{14} - (P_{1411} + P_{1416} + P_{1426}) \\ \Delta P_{14} &= Pg_{14} - Pd_{14} - \frac{\theta_{14} - \theta_{11}}{x_{1411}} - \frac{\theta_{14} - \theta_{16}}{x_{1416}} - \frac{\theta_{14} - \theta_{26}}{x_{1426}} \end{aligned} \right\} (4.42)$	

<p>Nodo 15</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{15} &= P_{g_{15}} - P_{d_{15}} - (P_{1516} + P_{1521} + P_{1524}) \\ \Delta P_{15} &= P_{g_{15}} - P_{d_{15}} - \frac{\theta_{15} - \theta_{16}}{x_{1516}} - \frac{\theta_{15} - \theta_{21}}{x_{1521}} - \frac{\theta_{15} - \theta_{24}}{x_{1524}} \end{aligned} \right\} \quad (4.43)$	
<p>Nodo 16</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{16} &= P_{g_{16}} - P_{d_{16}} - (P_{1614} + P_{1615} + P_{1617} + P_{1619}) \\ \Delta P_{16} &= P_{g_{16}} - P_{d_{16}} - \frac{\theta_{16} - \theta_{14}}{x_{1614}} - \frac{\theta_{16} - \theta_{15}}{x_{1615}} - \frac{\theta_{16} - \theta_{19}}{x_{1619}} \end{aligned} \right\} \quad (4.44)$	
<p>Nodo 17</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{17} &= P_{g_{17}} - P_{d_{17}} - (P_{1716} + P_{1718} + P_{1722}) \\ \Delta P_{17} &= -\frac{\theta_{17} - \theta_{16}}{x_{1716}} - \frac{\theta_{17} - \theta_{18}}{x_{1718}} - \frac{\theta_{17} - \theta_{22}}{x_{1722}} \end{aligned} \right\} \quad (4.45)$	<p>Nodo 18</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{18} &= P_{g_{18}} - P_{d_{18}} - (P_{1817} + P_{1821}) \\ \Delta P_{18} &= P_{g_{18}} - P_{d_{18}} - \frac{\theta_{18} - \theta_{17}}{x_{1817}} - \frac{\theta_{18} - \theta_{21}}{x_{1821}} \end{aligned} \right\} \quad (4.46)$
<p>Nodo 19</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{19} &= P_{g_{19}} - P_{d_{19}} - (P_{1916} + P_{1920}) \\ \Delta P_{19} &= -P_{d_{19}} - \frac{\theta_{19} - \theta_{16}}{x_{1916}} - \frac{\theta_{19} - \theta_{20}}{x_{1920}} \end{aligned} \right\} \quad (4.47)$	<p>Nodo 20</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{20} &= P_{g_{20}} - P_{d_{20}} - (P_{2019} + P_{2023}) \\ \Delta P_{20} &= -P_{d_{20}} - \frac{\theta_{20} - \theta_{19}}{x_{2019}} - \frac{\theta_{20} - \theta_{23}}{x_{2023}} \end{aligned} \right\} \quad (4.48)$
<p>Nodo 21</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{21} &= P_{g_{21}} - P_{d_{21}} - (P_{2115} + P_{2118} + P_{2122}) \\ \Delta P_{21} &= P_{g_{21}} - \frac{\theta_{21} - \theta_{15}}{x_{2115}} - \frac{\theta_{21} - \theta_{18}}{x_{2118}} - \frac{\theta_{21} - \theta_{22}}{x_{2122}} \end{aligned} \right\} \quad (4.49)$	<p>Nodo 22</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{22} &= P_{g_{22}} - P_{d_{22}} - (P_{2217} + P_{2221}) \\ \Delta P_{22} &= P_{g_{22}} - \frac{\theta_{22} - \theta_{17}}{x_{2217}} - \frac{\theta_{22} - \theta_{21}}{x_{2221}} \end{aligned} \right\} \quad (4.50)$
<p>Nodo 23</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{23} &= P_{g_{23}} - P_{d_{23}} - (P_{2312} + P_{2313} + P_{2320}) \\ \Delta P_{23} &= P_{g_{23}} - \frac{\theta_{23} - \theta_{12}}{x_{2312}} - \frac{\theta_{23} - \theta_{13}}{x_{2313}} - \frac{\theta_{23} - \theta_{20}}{x_{2320}} \end{aligned} \right\} \quad (4.51)$	<p>Nodo 24</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{24} &= P_{g_{24}} - P_{d_{24}} - (P_{243} + P_{2415}) \\ \Delta P_{24} &= -\frac{\theta_{24} - \theta_3}{x_{243}} - \frac{\theta_{24} - \theta_{15}}{x_{2415}} \end{aligned} \right\} \quad (4.52)$
<p>Nodo 25</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{25} &= P_{g_{25}} - P_{d_{25}} - (P_{254} + P_{2527}) \\ \Delta P_{25} &= -\frac{\theta_{25} - \theta_4}{x_{254}} - \frac{\theta_{25} - \phi_1}{x_{ph1}} \end{aligned} \right\} \quad (4.53)$	<p>Nodo 26</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{26} &= P_{g_{26}} - P_{d_{26}} - (P_{2614} + P_{2628}) \\ \Delta P_{26} &= -\frac{\theta_{26} - \theta_{14}}{x_{2614}} - \frac{\theta_{26} - \phi_2}{x_{ph2}} \end{aligned} \right\} \quad (4.54)$
<p>Enlace VSC-HVDC</p>	
<p>Nodo 27</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{27} &= P_{g_{27}} - P_{d_{27}} - (P_{2725} + P_{2728}) \\ \Delta P_{27} &= -\frac{\phi_1 - \theta_{25}}{x_{ph1}} - \frac{E_{27} - E_{28}}{r_{2728}} \end{aligned} \right\} \quad (4.55)$	<p>Nodo 28</p> $\left. \begin{aligned} \Delta P_{28} &= P_{g_{28}} - P_{d_{28}} - (P_{2826} + P_{2827}) \\ \Delta P_{28} &= -\frac{\phi_2 - \theta_{26}}{x_{ph2}} - \frac{E_{28} - E_{27}}{r_{2827}} \end{aligned} \right\} \quad (4.56)$
<p>Ecuación de restricción - VSC_{Pset}: $P_{set} = \frac{\theta_{26} - \phi_2}{x_{ph2}} \quad (4.57)$</p>	

A través del análisis de estas ecuaciones de balance nodal, y realizando la misma metodología que en el ejemplo anterior se logra obtener la matriz que describe al sistema bajo estudio. La matriz linealizada del sistema se muestra a continuación:

$$\Psi_{CA/CD} = \begin{bmatrix} B_{RED(1,1)} & \cdots & B_{RED(1,26)} & [0] & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots & [B_{Slack-CA}] & [0] \\ B_{RED(26,1)} & \cdots & B_{RED(26,26)} & [B_{Pset-CA}] & [0] \\ \hline [0] & [B_{Slack-CD}] & [B_{Pset-CD}] & [B_{VSC}] & [G_{CD}] \\ [0] & [0] & [B_{Pset-rCA}] & [B_{Pset-rCD}] & [0] \end{bmatrix} \quad (4.58)$$

$$\left. \begin{aligned} B_{RED} &= \begin{bmatrix} B_{11} & \cdots & B_{126} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{261} & \cdots & B_{26\ 26} \end{bmatrix}; \\ B_{Slack-CD} &= B_{Slack-CA}^T = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & x_{ph1}^{-1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \\ B_{Pset-CD} &= B_{Pset-CA}^T = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & x_{ph2}^{-1} \end{bmatrix}; \\ B_{VSC} &= \begin{bmatrix} x_{ph1}^{-1} & 0 \\ 0 & x_{ph2}^{-1} \end{bmatrix}; G_{CD} = \begin{bmatrix} G_{27\ 27} & G_{27\ 28} \\ G_{28\ 27} & G_{28\ 28} \end{bmatrix}; \\ B_{Pset-rCA} &= [0 \ 0 \ \cdots \ x_{ph1}^{-1}]; B_{Pset-rCD} = [0 \ 0 \ \cdots \ x_{ph2}^{-1}] \end{aligned} \right\} \quad (4.59)$$

Generalizando el ejemplo analizado, se pueden obtener las ecuaciones dentro de un marco de referencia general para el análisis de cualquier red de CA con m nodos que contenga i enlaces internos VSC-HVDC punto a punto, expandiendo diagonalmente las ecuaciones mostradas en (4.59). Por lo tanto, se obtiene un sistema de ecuaciones de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{RED_1} \\ \vdots \\ \Delta P_{RED_m} \\ \hline \Delta P_{CD_1} \\ \vdots \\ \Delta P_{CD_n} \\ \hline \Delta P_{set_{r-1}} \\ \vdots \\ \Delta P_{set_{r-i}} \end{bmatrix} = [\Psi_{CA/CD}] \times \begin{bmatrix} \Phi_{RED_1} \\ \vdots \\ \Phi_{RED_m} \\ \hline \Phi_{CD_1} \\ \vdots \\ \Phi_{CD_n} \\ \hline \Phi_{Pset_{r-1}} \\ \vdots \\ \Phi_{Pset_{r-i}} \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

$$\Psi_{CA/CD} = \begin{bmatrix} B_{RED(1,1)} & \cdots & B_{RED(1,m)} & [0] & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots & [B_{Slack-CA}] & [0] \\ B_{RED(m,1)} & \cdots & B_{RED(m,m)} & [B_{Pset-CA}] & [0] \\ \hline [0] & [B_{Slack-CD}] & [B_{Pset-CD}] & [B_{VSC}] & [G_{CD}] \\ [0] & [0] & [B_{Pset-rCA}] & [B_{Pset-rCD}] & [0] \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

donde ΔP_{RED} es el vector que agrupa las potencias netas inyectadas en los nodos de la red de CA; ΔP_{CD} es el vector que agrupa las potencias netas inyectadas en los nodos de CD; $\Delta P_{set\ r-i}$ son las ecuaciones de restricción referentes a los VSC_{Pset} de los enlaces; Φ_{RED} es el vector que agrupa las variables de estado a calcular de la red de CA (ángulos nodales); Φ_{CD} representa al vector que contiene las variables de estado de los nodos de CD (voltajes en CD) y de los convertidores (ángulo de desplazamiento de fase); $\Phi_{Pset\ r}$ es un vector que contiene las variables de estado a calcular que dependen de la ecuación de restricción de los VSC_{Pset} ; B_{RED} es la matriz de susceptancias correspondiente a la red de CA; G_{CD} es la matriz de conductancias correspondiente a los enlaces de CD; $B_{Slack-CA}$, $B_{Pset-CA}$, $B_{Slack-CD}$, $B_{Pset-CD}$, $B_{Pset-rCA}$, $B_{Pset-rCD}$ y B_{VSC} fueron explicados en el ejemplo anterior.

Capítulo 5

5. MODELO DE UC CON ENLACES VSC-HVDC PUNTO A PUNTO

5.1. Introducción

Luego de obtener un modelo general para el análisis de la asignación de unidades en sistemas eléctricos de potencia a los que se le insertan enlaces VSC-HVDC punto a punto, en esta sección experimental se implementan cuatro casos de estudio. Para facilitar la reproducción y comprensión por parte de los interesados, primeramente se analiza un sistema pequeño de 5 nodos en el cual es reemplazada una de sus líneas por un enlace VSC-HVDC. Luego, el segundo caso analiza el desempeño de la formulación propuesta utilizando un sistema de prueba más complejo, el sistema IEEE RTS-24, compuesto por 12 generadores, 24 nodos y tres enlaces VSC-HVDC embebidos. Por su parte, el tercer caso evalúa la interconexión de dos sistemas IEEE RTS-24 mediante tres enlaces VSC-HVDC de alimentación múltiple, con 12 generadores por área y 48 buses. Por último, con el objetivo de demostrar la practicidad del método desarrollado en sistemas de gran escala, se analiza la inserción de tres enlaces VSC-HVDC en la red eléctrica de 190 buses del Sistema Eléctrico Mexicano (MES). Es preciso señalar que la implementación numérica de la formulación desarrollada se implementó en CPLEX 12.5.1 [64], apoyado en código MATLAB, utilizando un PC Intel Core i5, 3.2-GHz, 8 GB de RAM y sistema operativo Windows 10 de 64 bits.

5.2. Modelo eficiente del UC-HVDC

Teniendo en cuenta lo planteado anteriormente, la formulación de UC con restricciones de red, incluyendo el modelo de red de CA con enlaces HVDC, las curvas de costos linealizadas y el modelo PWL de las pérdidas se plantea como sigue:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{N^T} \sum_{g=1}^{N^G} (C_g^F u_{g,t} + C_g^{SU} y_{g,t} + C_g^{SD} z_{g,t} + C_g^V P g_{g,t}) \quad (5.1)$$

$$C_g^F = a_g \quad (5.2)$$

$$C_g^V P_{g,t} \approx \sum_{l=1}^{L_g} k_{g,l} \Delta P_{g,l,t} \quad (5.3)$$

Sujeto a:

$$k_{g,l} = b_g + c_g (2l-1) \left(\frac{P_{g,l}^{Max}}{L_g} \right); \quad \forall g \in N^G; \forall l = 1, 2, \dots, L_g \quad (5.4)$$

$$0 \leq \Delta P_{g,l,t} \leq \left(\frac{P_{g,l}^{Max}}{L_g} \right); \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.5)$$

$$P_{g,t} = \sum_{l=1}^{L_g} \Delta P_{g,l,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.6)$$

$$P_{g,t}^{Min} u_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{Max} u_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.7)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.8)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.9)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{SU} y_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.10)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} z_{g,t}; \quad \forall t \in N^T, \forall g \in N^G \quad (5.11)$$

$$P_{g,t} - \Psi_{AC/DC} \Phi_{q,t} - P_{CA/CD}^{loss} = P_{d,q,t}; \quad \forall q = n_{ca} + n_{cd}; \forall t \in N^T \quad (5.12)$$

$$-P_{lf}^{Max} \leq \Psi_{AC/DC} \Phi_{q,t} \leq P_{lf}^{Max}; \quad \forall q = n_{ca} + n_{cd}; \forall t \in N^T \quad (5.13)$$

$$\sum_{g=1}^{N^G} P_{g,t}^{Max} u_{g,t} \geq R_t + \sum_{q=1}^{n_{ca} + n_{cd}} P_{d,q,t}; \quad \forall t \in N^T \quad (5.14)$$

$$\sum_{i=t-TU_g+1}^t y_{g,i} \leq u_{g,t}; \quad \forall t \in [TU_g, N^T], \forall g \in N^G \quad (5.15)$$

$$\sum_{i=t-TD_g+1}^t z_{g,i} \leq 1 - u_{g,t}; \quad \forall t \in [TD_g, N^T], \forall g \in N^G \quad (5.16)$$

$$P_{km} = P_{km}^+ - P_{km}^-; P_{jn} = P_{jn}^+ - P_{jn}^- \quad (5.17)$$

$$|P_{km}| = \sum_{l=1}^L \Delta P_{km,l} = P_{km}^+ + P_{km}^-; |P_{jn}| = \sum_{l=1}^L \Delta P_{jn,l} = P_{jn}^+ + P_{jn}^- \quad (5.18)$$

$$0 \leq \Delta P_{km,l} \leq \frac{P_{km}^{Max}}{L}; \quad 0 \leq \Delta P_{jn,l} \leq \frac{P_{jn}^{Max}}{L} \quad (5.19)$$

$$P_{km,CA}^{loss} = \left(G_{km} / B_{km}^2 \right) \sum_{l=1}^L k_{km,l} \Delta P_{km,l}; \quad \forall km \in NTL_{CA} \quad (5.20)$$

$$P_{jn,CD}^{loss} = r_{jn} \sum_{l=1}^L k_{jn,l} \Delta P_{jn,l}; \quad \forall jn \in NTL_{CD} \quad (5.21)$$

$$k_{km,l} = (2l-1) \left(\frac{P_{kn}^{Max}}{L} \right); \quad k_{jn,l} = (2l-1) \left(\frac{P_{jn}^{Max}}{L} \right); \quad \forall l = 1, 2, \dots, L \quad (5.22)$$

$$\theta_{m,t} = 0; \quad \forall m \in N^{Slack}; \quad \forall t \in N^T \quad (5.23)$$

$$E_{n,t} = E_{ctrl}; \quad \forall n \in N^{VSC_{Slack}}; \quad \forall t \in N^T \quad (5.24)$$

$$u_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t} \in \{0,1\}; \quad \forall t \in N^T, \quad \forall g \in N^G \quad (5.25)$$

donde n_{ac} y n_{dc} representan el número total de nodos en CA y CD, respectivamente; P_l^{Max} es un vector $[NTL \times 1]$ que contiene los límites de todos los elementos de transmisión de la red híbrida de CA/CD y $P_{LOSSAC/DC}$ corresponde a la matriz que agrupa los segmentos del modelo de pérdidas utilizado. Por su lado, (5.2) define el valor del costo fijo obtenido de la curva de costos del generador; (5.3) define el costo variable el cual es calculado a través de una formulación PWL la cual es complementada por las ecuaciones (5.4), (5.5) y (5.6). Por su parte, la restricción (5.7) representa los límites mínimos y máximos de cada generador; la restricción (5.8) es la lógica de cambio de estado; la restricción (5.9) asegura la lógica de cambio de estado de cada generador; las restricciones (5.10)-(5.11) representan los límites de rampa de subida y rampa de bajada para cada unidad g en el periodo t , respectivamente; la restricción (5.12) representa la ecuación de equilibrio generación-demanda para cada periodo t , teniendo en cuenta además la red de transmisión y las pérdidas en todos los elementos de la red híbrida; la restricción (5.13) establece los límites de los flujos por todas las líneas de la red híbrida; la restricción (5.14) representa la ecuación de reserva rodante; las restricciones (5.15)-(5.16) representan el tiempo mínimo y máximo de inactividad del generador, respectivamente; las ecuaciones (5.17)-(5.22) representan el modelo PWL para la linealización de las pérdidas cuadráticas en redes de híbridas CA/CD; la restricción (5.23) fija el ángulo de referencia del sistema (ángulo del nodo slack); (5.24) permite fijar el valor del voltaje en los nodos de CD que son controlados por un VSC_{Slack} . El valor que toma E_{ctrl} , como se había comentado anteriormente, es generalmente 2 [p.u.]. Por último, la restricción (3.56) representa las variables lógicas de los estados de funcionamiento, arranque y parada.

A través de las aportaciones de los capítulos anteriores se logró obtener una formulación de UC donde se incluye un modelo de red híbrida, ya sea para análisis de redes aisladas conectadas a través de un enlace, o para redes con múltiples enlaces VSC-HVDC internos. Se mostró además un modelo PWL para linealizar las pérdidas cuadráticas por transmisión y las curvas de costos de los generadores, así como su inserción en la formulación de UC. El siguiente paso es analizar diferentes casos de estudio que permitan

verificar la aplicabilidad del modelo de asignación de unidades propuesto en sistemas de potencias, lo cual será abordado a continuación.

5.3. Sistema de CA con un enlace VSC-HVDC punto a punto

Con el objetivo de comprobar la formulación propuesta se utiliza en este caso de estudio un sistema de pequeña escala. Para ello se realizó una modificación al sistema de 5 nodos mostrado en la sección 3.5.1. La línea que conecta el bus 4 con el bus 5 se sustituyó por un enlace VSC-HVDC. La Figura 5.1 muestra el sistema híbrido resultante al realizar este cambio.

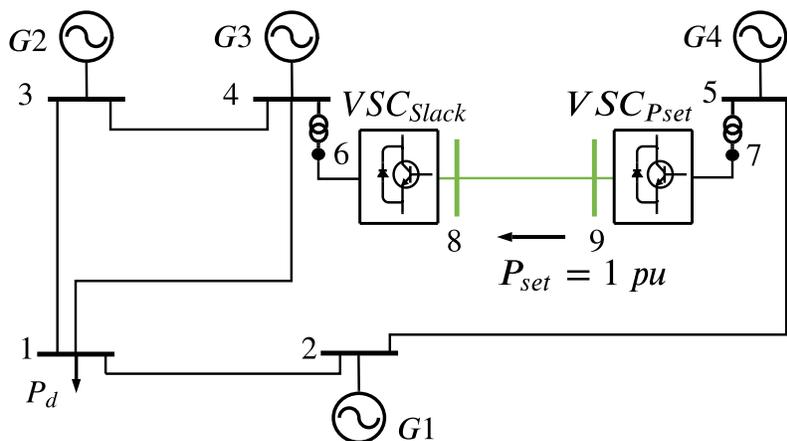


Fig. 5.1 Diagrama esquemático del sistema híbrido de 9 nodos.

Los datos del enlace VSC-HVDC son: $r_{ph}=7.5e-3$ [p.u.], $x_{ph}=0.075$ [p.u.], $r_{lc}=2.5e-3$ [p.u.], $x_{lc}=0.025$ [p.u.], $r_{cd}=0.01251$ [p.u.]. Los controles aplicados a los VSC son los siguientes: el VSC_{Slack} controla la tensión en su respectivo nodo de CD y la fija en $E_8 = 2$ [p.u.], y el VSC_{Pset} controla la potencia transmitida a través del enlace $P_{set} = 1$ [p.u.] en cada periodo. Los datos de las reactancias de las líneas de la red de CA y los límites de los elementos de transmisión son iguales a los proporcionados en la sección 3.5.1. Así mismo, toda la información referente a las características de las unidades térmicas también se puede encontrar en la ya mencionada sección. La demanda horaria del sistema se muestra en la Tabla 5.1. Todos los parámetros se dan sobre una base de 100 MVA. Se utilizaron seis segmentos para linealizar las curvas de costos de los generadores ($L_g=6$) y seis segmentos para el modelo de pérdidas cuadráticas ($L=6$).

Tabla 5.1 Demanda horaria del sistema (MW) - 8 horas de planificación.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
P_d	450	530	600	540	400	280	290	500

La solución para el problema de asignación de unidades (lista de estados de los generadores) se muestra en la Tabla 5.2. El costo total de operación del sistema, para este caso de estudio, es de \$74 784.92. Por su parte, la Tabla 5.3 muestra las pérdidas totales del sistema debido a la transmisión, en cada hora.

Tabla 5.2 Asignación de unidades - Caso 5.1.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
G1	0	0	1	0	0	0	0	0
G2	1	1	1	1	0	0	0	0
G3	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.3 Pérdidas totales del sistema por periodo - Caso 5.1.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Pérdidas (MW)	3.6009	4.2101	4.5621	4.2641	3.4491	2.8713	2.9473	4.0391

De la Tabla 5.2 se puede apreciar que G3 y G4 son las únicas unidades que permanecen en funcionamiento durante las 8 horas de planificación, mientras que G1 entra en funcionamiento sólo en la hora 3. La potencia de salida de cada unidad de generación para cada periodo se reporta en la Fig. 5.2.

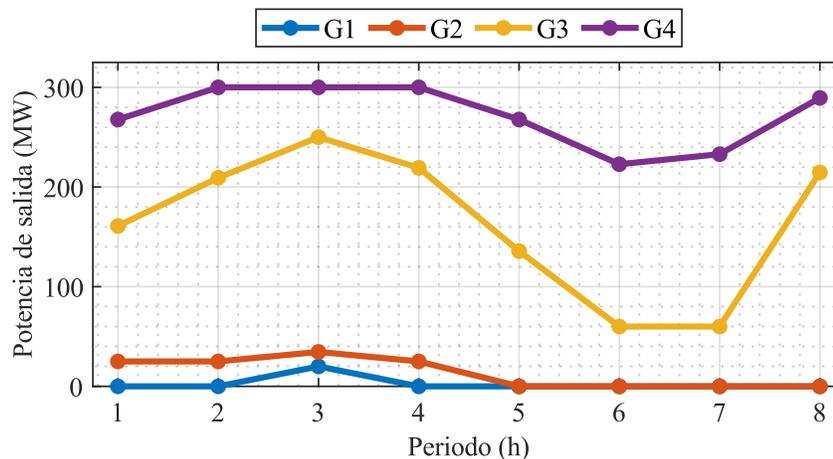


Fig. 5.2 Despacho económico de generación para el caso de estudio 4.1.

En la Fig. 5.2 se observa que la unidad G4, que tiene un coste variable más bajo, se despacha en todas las horas con una potencia de salida mayor que las otras máquinas. En los periodos 6 y 7, debido a la demanda del sistema y las restricciones horarias G4 y G3 se despachan con menor potencia de salida, siendo G3 la unidad que cierra la demanda del sistema. La unidad G1, que tiene el precio variable más alto, sólo se despacha en el periodo de máxima demanda. Por otro lado, la inserción del enlace VSC-

HVDC permite controlar el flujo de potencia entre los buses 4 y 5, y hace que G4 tenga que generar al menos 100 MW en todos los periodos, que son los que se transmiten a través del enlace.

Los flujos de potencia en cada elemento de transmisión para el periodo de máxima demanda se muestran en la Tabla 5.4. Los flujos a través de los elementos del enlace VSC-HVDC demuestran la eficacia de la metodología analizada al fijar la potencia transmitida por el enlace en el valor esperado, en este caso, 100 MW (1 p.u.).

Tabla 5.4 Flujos de potencia en el periodo de máxima demanda - Caso 5.1.

Línea	Flujo de potencia (MW)	Línea	Flujo de potencia (MW)
1-2	-218.5525	4-6	-98.4166
1-3	-90.2158	5-7	100.2232
1-4	-292.0080	6-8	-98.5911
2-5	-199.2195	7-9	100.0417
3-4	-55.7882	8-9	-99.3157

5.4. Redes de CA multialimentadas por enlaces internos VSC-HVDC punto a punto

El sistema mostrado en la Fig. 5.3, es una adaptación del sistema de prueba IEEE RTS-24 [65]. Para este sistema, se consideran tres enlaces internos VSC-HVDC, con el fin de verificar el modelo propuesto en un sistema de mayor escala. Además, se analiza cómo influye en la asignación de unidades la inserción de estos enlaces para el intercambio de energía interárea. Los datos de las unidades de generación se muestran en la Tabla 5.5. Por su parte, los datos de la red de transmisión son mostrados en la Tabla 5.6. Los datos de los enlaces VSC-HVDC, dados en una base de 100 MVA, son iguales al del ejemplo anterior: $r_{ph}=7.5e-3$ [p.u.], $x_{ph}=0.075$ [p.u.], $r_{lrc}=2.5e-3$ [p.u.], $x_{lrc}=0.025$ [p.u.], $r_{cd}=0.01251$ [p.u.]. Obsérvese que los tres VSC_{Pset} fijan el flujo de potencia correspondiente en 80 MW, 90 MW y 100 MW, respectivamente.

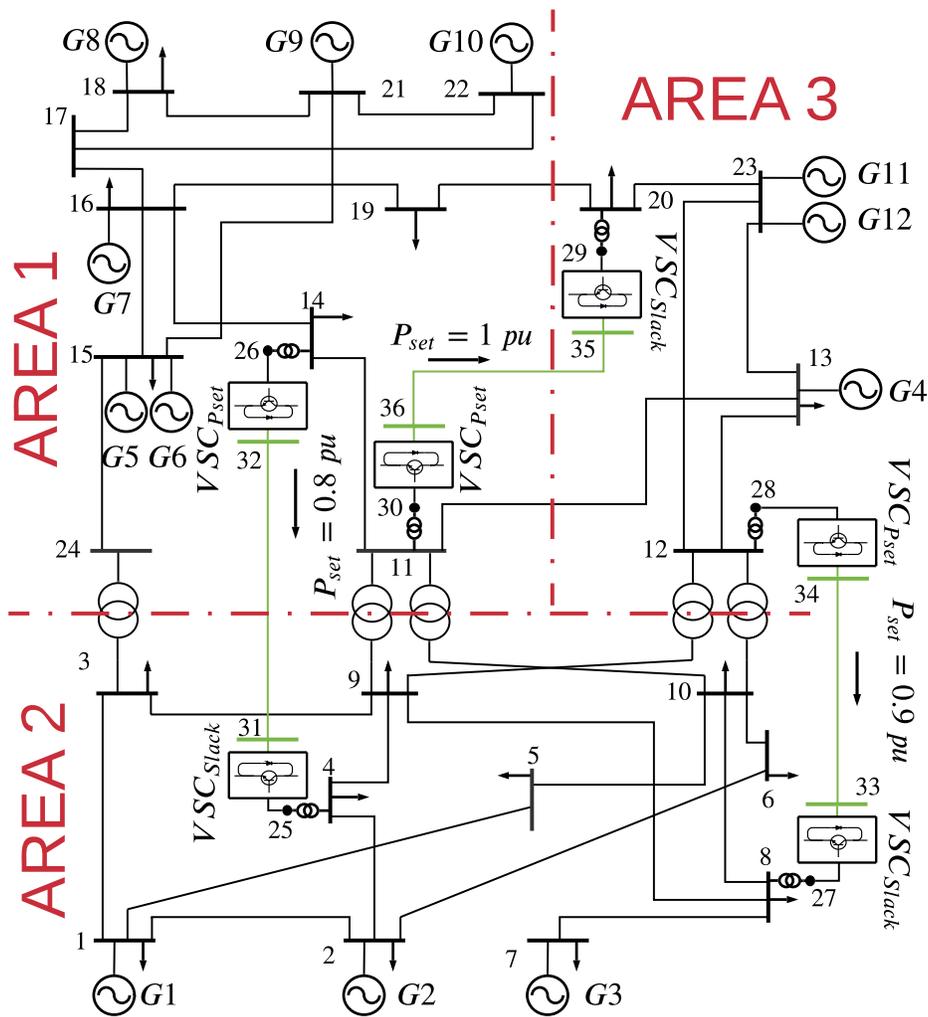


Fig. 5.3 Diagrama esquemático del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos con tres enlaces VSC-HVDC internos.

Tabla 5.5 Parámetros de los generadores del IEEE-RTS 24 Nodos.

Gen	Bus	a (\$/MW ² hr)	b (\$/MWhr)	c (\$/hr)	SU, SD \$ 1e3	Pmin (MW)	Pmax (MW)	UT,DT (hr)
G1	1	212.3076	16.08	0.014	1.43,0	152	30.4	8,4
G2	2	212.3076	16.08	0.014	1.43,0	152	30.4	8,4
G3	7	781.521	43.66	0.052	1.75,0	300	75	8,8
G4	13	832.7575	48.58	0.007	3.05,	591	207	12,10
G5	15	86.3852	56.56	0.328	0.43,0	60	12	4,2
G6	15	382.2391	12.38	0.008	0.31,0	155	54.3	8,8
G7	16	382.2391	12.38	0.008	0.31,0	155	54.3	8,8
G8	18	395.3749	4.42	0.0002	0,0	400	100	1,1
G9	21	395.3749	4.42	0.0002	0,0	400	100	1,1
G10	22	0.001	0.001	0.001	0,0	300	60	1,1
G11	23	382.2391	12.38	0.008	0.62,0	310	108.6	8,8
G12	23	665.1094	11.84	0.004	2.98,0	350	140	8,8

Tabla 5.6 Datos de líneas para el sistema de prueba IEEE-RTS 24.

Línea	r (p.u.)	x (p.u.)	Capacidad (MW)	Línea	r (p.u.)	x (p.u.)	Capacidad (MW)
1-2	0.0026	0.00146	175	11-13	0.0031	0.0488	500
1-3	0.0546	0.2253	175	11-14	0.0054	0.0426	500
1-5	0.0218	0.0907	350	12-13	0.0061	0.0488	500
2-4	0.0328	0.1356	175	12-23	0.0124	0.0985	500
2-6	0.0497	0.2050	175	13-23	0.0111	0.0884	500
3-9	0.0308	0.1271	175	14-16	0.005	0.0594	500
3-24	0.0023	0.0839	400	15-16	0.0022	0.0172	500
4-9	0.0268	0.1110	175	15-21	0.00315	0.0249	1000
5-10	0.0228	0.0940	350	15-24	0.0067	0.0529	500
6-10	0.0139	0.0642	175	16-17	0.0033	0.0263	500
7-8	0.0159	0.0652	350	16-19	0.003	0.0234	500
8-9	0.0427	0.1762	175	17-18	0.0018	0.0143	500
8-10	0.0427	0.1762	175	17-22	0.0135	0.1069	500
9-11	0.0023	0.0839	400	18-21	0.00165	0.0132	1000
9-12	0.0023	0.0839	400	19-20	0.00255	0.0203	1000
10-11	0.0023	0.0839	400	20-23	0.0014	0.0112	1000
10-12	0.0023	0.0839	400	21-22	0.0087	0.0692	500

El patrón de demanda (24 horas) para todo el sistema se presenta en la Fig. 5.4, y corresponde a un día de verano, el cual fue tomado de [65].

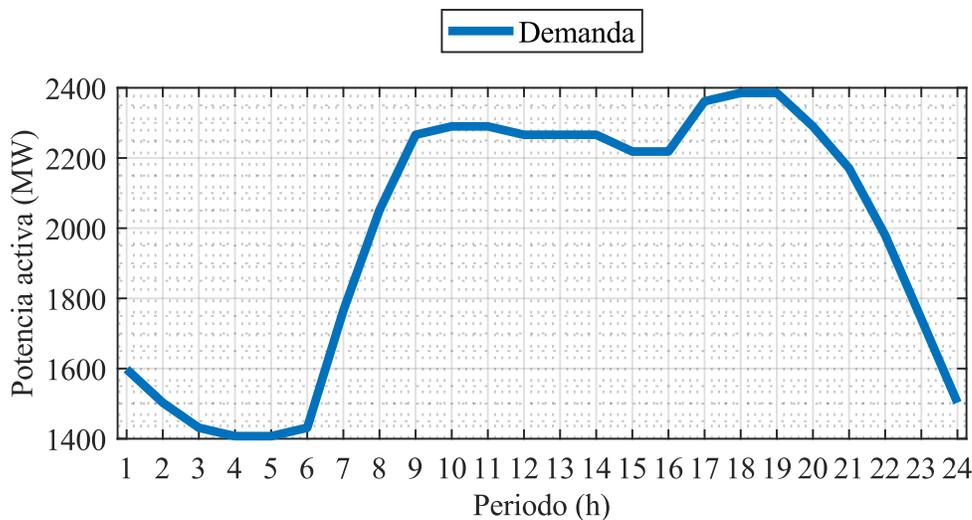


Fig. 5.4 Patrón de demanda del sistema durante el horizonte de planificación.

La Tabla 5.7 muestra la solución del problema de UC, donde se puede observar que las unidades G8-G12 se mantienen encendidas durante 24 periodos del horizonte de planificación. Por su parte, G2 se mantiene encendida durante 23 horas, solo se apaga en el último periodo al disminuir la demanda. Mientras que G5 se enciende de forma intermitente para cubrir el periodo de máxima demanda. También podemos observar que G4 está siempre apagado. Además, la restricción de la reserva rodante y los

tiempos mínimos de encendido/apagado se cumplen durante todo el periodo de tiempo. El balance energético y los límites máximo/mínimo de los generadores se satisfacen en esta solución de UC presentada.

La Figura 5.5 presenta la solución del despacho económico para el sistema de prueba IEEE RTS-24 adaptado. Los generadores más baratos (G8-G9) suministran el máximo de su potencia admisible en todos los periodos de tiempo de acuerdo con la Fig 5.5, siendo los generadores marginales, mientras que G1, G3, G5-G7 se despachan cuando la demanda comienza a aumentar. Además, G4 no se despacha en ningún periodo, aunque es el segundo generador más caro, no se despacha debido a que el tiempo mínimo de funcionamiento del generador es de 12 horas y el coste de puesta en marcha es el más caro de todos los generadores. Los costos de operación de este caso de estudio son de \$494 433.46 y las pérdidas diarias son de aproximadamente 1626 MW. Cabe recordar que en este modelo el efecto de las pérdidas de transmisión considera las líneas de CA y CD, los LTC y los VSC.

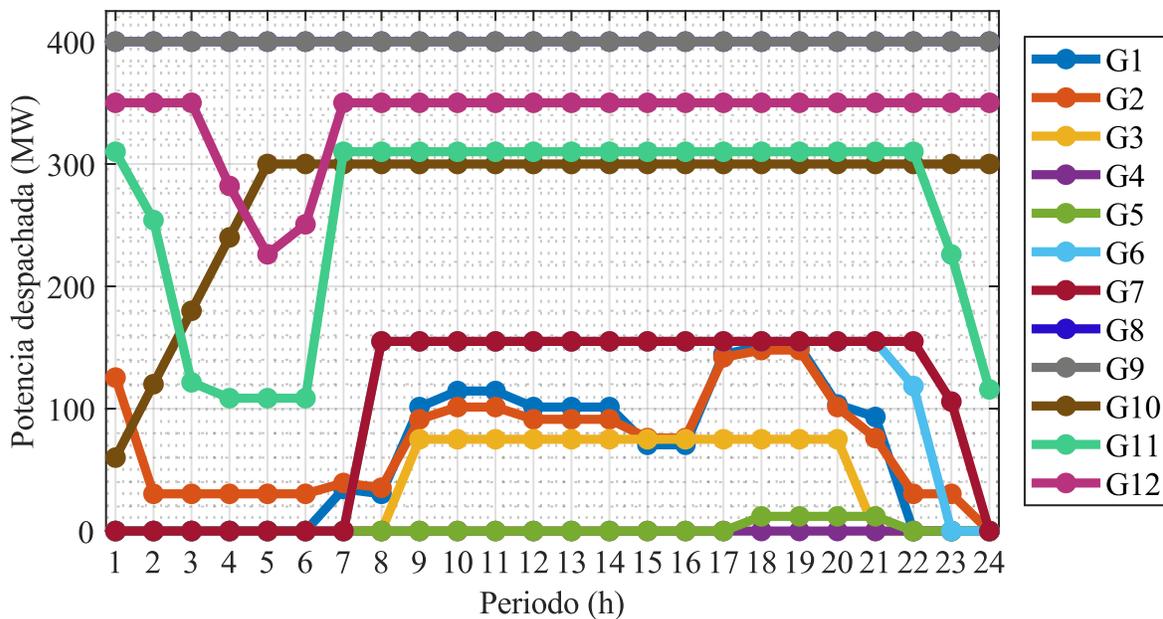


Fig. 5.5 Potencia despachada para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos con tres enlaces VSC-HVDC internos.

Tabla 5.7 Asignación de unidades - Caso 5.2.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
G1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
G2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
G3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
G4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G7	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
G8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.8 Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC en el periodo de máxima demanda - Caso 5.2.

VSC-HVDC 1		VSC-HVDC 2		VSC-HVDC 3	
Línea	Flujo de potencia (MW)	Línea	Flujo de potencia (MW)	Línea	Flujo de potencia (MW)
14-26	80.13	12-28	90.17	11-30	100.22
26-32	80.03	28-34	90.03	30-36	100.04
31-32	-79.59	33-34	-89.47	35-36	-99.32
25-31	-79.15	27-33	-88.91	29-35	-98.59
4-25	-79.04	8-27	-88.77	20-29	-98.42

La transmisión de energía entre zonas a través de enlaces VSC-HVDC permite extraer energía de aquellas en las que la generación es más barata (debido a la fuente/combustible que utilizan) y transportarla a otras en las que se encuentran los generadores más caros o que tienen menos capacidad de generación, lo que permite reducir los costos de explotación de esas regiones y del sistema en general.

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 5.7 y 5.8, se ha demostrado que el modelo propuesto resuelve la programación horaria óptima de la generación considerando múltiples enlaces VSC-HVDC internos, en este caso también podemos ver que estos estudios del sistema eléctrico asociados a los mercados diarios de electricidad, son una herramienta clave y eficiente para los operadores del sistema.

5.5. Interconexión de redes aisladas de CA usando enlaces VSC-HVDC punto a punto

Para demostrar la flexibilidad de la implementación del método de UC. El sistema representado en la Fig. 5.6 y que se compone de 24 generadores y dos áreas interconectadas a través de tres enlaces VSC-HVDC, se utiliza para demostrar la efectividad y eficiencia de la formulación propuesta. Esta red tiene 48 nodos que alimentan 34 cargas y tres enlaces VSC-HVDC que conectan dos áreas de CA. Obsérvese que los tres VSC_{Pset} que interconectan CA 1 y CA 2, fijan el flujo de potencia correspondiente en 150 MW, 100 MW y 150 MW, respectivamente.

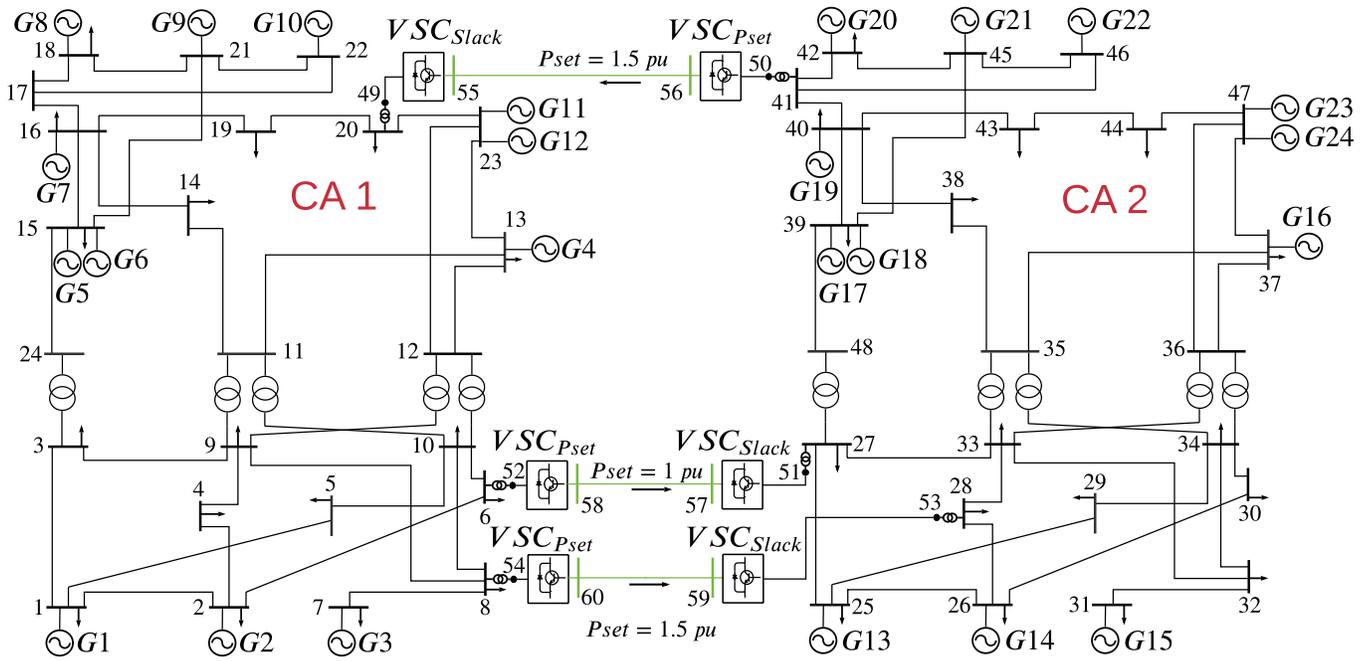


Fig. 5.6 Diagrama esquemático del sistema de prueba de dos áreas con el IEEE RTS-24 y tres enlaces VSC-HVDC.

El horizonte de planificación para las 24 horas del patrón de demanda (MW) se presenta en la Fig. 5.7, para el área CA 1 y CA 2. Los parámetros de los enlaces VSC-HVDC y el resto de datos del sistema se presentan en el anexo A.1.

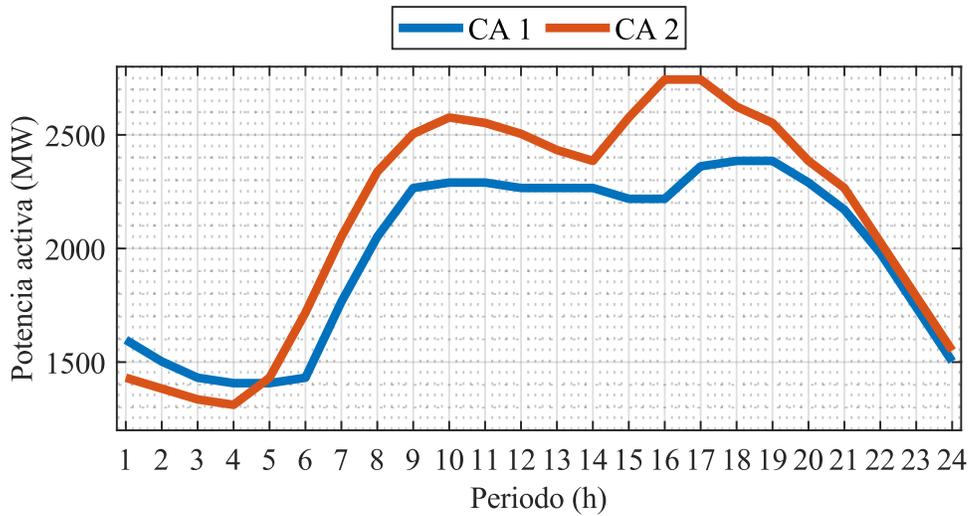


Fig. 5.7 Patrón de demanda del sistema para las redes CA 1 y CA 2.

Tabla 5.9 Asignación de unidades - Caso 5.3.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
G1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G7	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
G8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
G15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G16	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
G17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G18	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G19	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
G20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G23	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

La Tabla 5.9 muestra la solución del problema de UC, donde se puede observar que las unidades G3, G8-G12, G20-G22 y G24 se mantienen encendidas durante los 24 periodos del horizonte de planificación. Mientras que las unidades restantes se encienden de forma intermitente para cubrir la demanda, a excepción de G4, G5, G15 y G17 las cuales se mantiene siempre apagadas. Al igual que en el ejemplo anterior, la restricción de la reserva rodante y los tiempos mínimos de encendido/apagado se cumplen durante todos los periodos dentro del horizonte de planificación, y se mantiene el balance energético, así como los límites máximos/mínimos de los generadores.

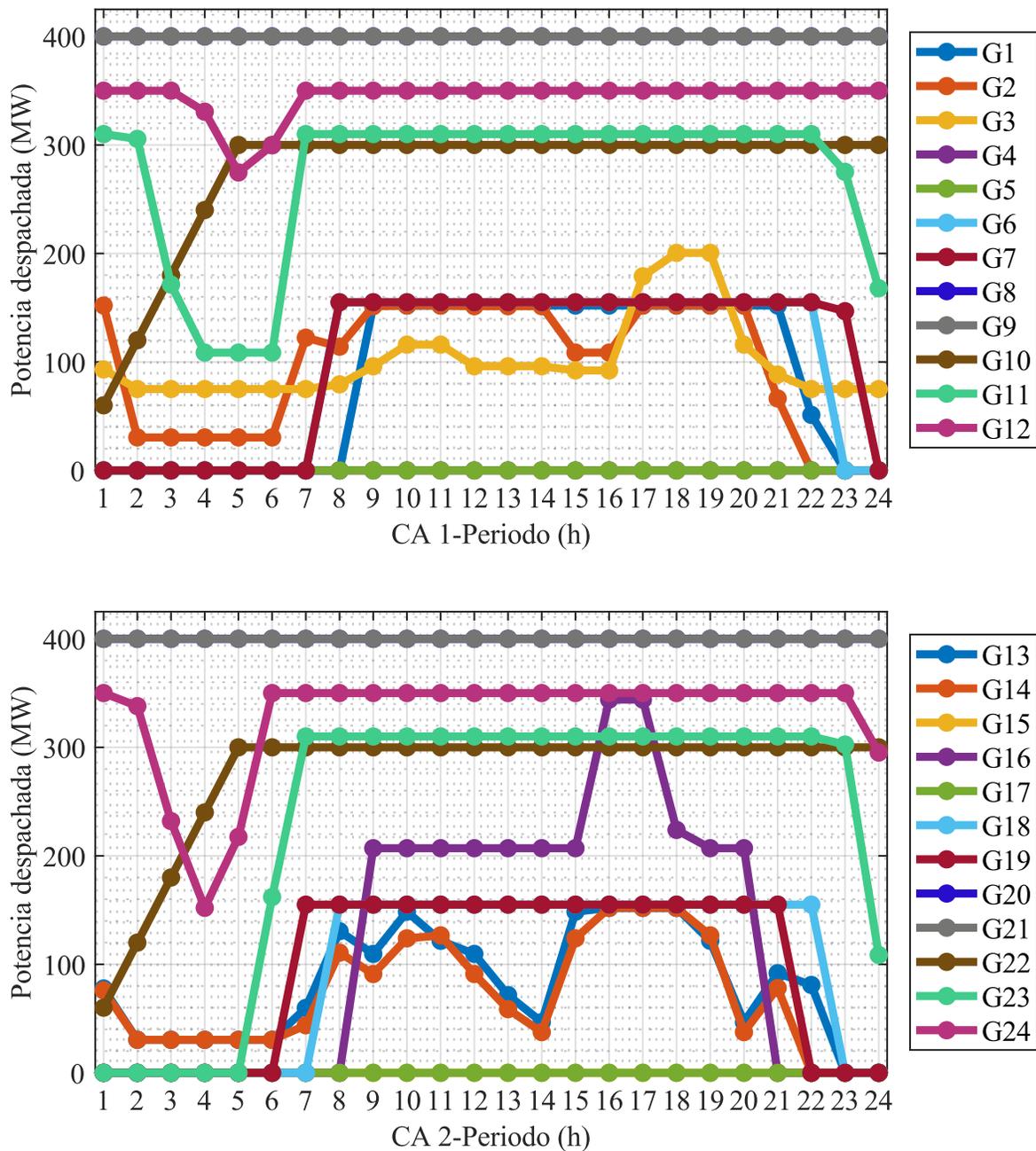


Fig. 5.8 Potencia despachada para las redes CA 1 y CA 2.

La Fig. 5.8 presenta los despachos económicos de los 24 generadores, podemos ver que en el área 1 y su conjunto de 12 generadores, los generadores G8 y G9 son los generadores marginales. Asimismo, G4 y G5 son los generadores más caros y están siempre apagados. Por último, el resto de generadores se encienden y apagan según el comportamiento de la demanda. Los costos de explotación para el área 1 son de \$510806.97. Mientras que para el área 2 se observa que G20 es el generador marginal y que G15 y G17 se mantienen fuera de operación. Mientras que el resto de los generadores se encienden y se apagan para satisfacer los requisitos de tiempo mínimo de apagado/encendido. Los costos de explotación de esta área son de \$661046.16. Finalmente, el costo total de operación del sistema de 2 áreas, para un periodo de 24 horas de planificación, es de \$1171853.13 con unas pérdidas totales aproximadamente de 3807.7 MW.

La Tabla 5.10 muestra los flujos de potencia en cada elemento de transmisión que conecta los VSC-HVDC para el periodo 18. Aquí podemos apreciar las inyecciones de potencia a través de las líneas para mantener la potencia fijada en los VSC.

Tabla 5.10 Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC en el periodo de máxima demanda - Caso 5.3.

VSC-HVDC 1		VSC-HVDC 2		VSC-HVDC 3	
Línea	Flujo de Potencia (MW)	Línea	Flujo de Potencia (MW)	Línea	Flujo de Potencia (MW)
20-49	-146.64	27-51	-98.42	28-53	-146.64
49-55	-147.01	51-57	-98.59	53-59	-147.01
55-56	-148.55	57-58	-99.32	59-60	-148.55
50-56	150.09	52-58	100.04	54-60	150.09
41-50	150.47	6-52	100.22	8-54	150.47

Analizando la Tabla 5.10, se encuentra que los flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC se mantienen en los valores previamente asignados: 150 MW, 100 MW y 150 MW, respectivamente. Sin duda, esto provoca una redistribución de los flujos a lo largo de toda la red, asociada al hecho de que el VSC_{Pset} controla el flujo de potencia en el enlace de CD y hace que el área, donde se conecta este tipo de convertidor, tenga una restricción adicional al balance de potencia nodal de dicha zona. En términos generales, se espera que estos fenómenos se produzcan en situaciones prácticas relacionadas con el funcionamiento económico de las redes eléctricas multialimentadas por enlaces HVDC basados en estaciones VSC con modo de control de potencia programado. Seguramente, este análisis en profundidad proporcionará una base para definir las mejores prácticas que deben adoptarse cuando se persigan las condiciones óptimas del punto de funcionamiento en las redes de CA mejoradas con HVDC.

A través del análisis de los resultados de la simulación teniendo en cuenta los enlaces VSC-HVDC

para la interconexión de una red eléctrica de dos zonas de CA, se puede afirmar que la formulación descrita se puede utilizar de forma eficiente para el análisis de redes prácticas que tengan dicha configuración.

5.6. Sistema mexicano

En esta sección se considera la red eléctrica de 190 buses del Sistema Eléctrico Mexicano (MES). El MES contiene 46 generadores, 265 líneas de transmisión, 90 cargas y tres enlaces VSC-HVDC de entrada. La red opera en niveles de tensión de 115 a 400 kV. El perfil de demanda se ha tomado de [65] para el verano en un día laborable y la carga máxima del MES es de 18528 MW para las horas 19 y 20. Los datos principales de la red eléctrica se han tomado de [66] y los datos de los enlaces VSC-HVDC son: $r_{ph}=7,5e-3$ [p.u.], $x_{ph}=0,075$ [p.u.], $r_{ltc}=2,5e-3$ [p.u.], $x_{ltc}=0,025$ [p.u.], $r_{cd}=0,01251$ [p.u.]. Los enlaces VSC-HVDC quedan configurados, interconectando los nodos, de la siguiente forma: enlace 1 (47-192-198-197-191-61), enlace 2 (147-194-200-199-193-159) y enlace 3 (115-196-202-201-195-142). Los VSC_{Slack} de los enlaces controlan el voltaje en los nodos de CD: 199, 200 y 201 en 2 [p.u.]. Mientras que los VSC_{Pset} fijan sus correspondientes flujos de potencia en la dirección (198-197), (200-199) y (202-201) a 1.5 [p.u.], 2.5 [p.u.] y 2 [p.u.], respectivamente. Todos los parámetros se dan sobre una base de 100 MVA.

La Tabla 5.11 muestra la solución de la potencia de salida de las unidades y las pérdidas debido a la transmisión para un horizonte de planificación de 24 horas. El conjunto de generadores G6, G11, G17, G18, G22, G25 - G29, G33, G34, G36, G41, G42, G44 y G46 no están asignados en este caso debido a su mayor costo de producción. El costo total de operación del sistema es de \$9178436.87.

De la Tabla 5.11 se desprende que G1 (generador slack) es la unidad con mayor producción (1500 MW) en despachada en todos los periodos. Los generadores G3-G5, G9, G12, G15, G20, G24, G31, G32, G35, G37-G35 y G49 son asignados también durante todo el horizonte de planificación, dentro de ellos las unidades G5, G9, G15, G35, G37 y G38 se despachan a su máxima capacidad (1000 MW). Por otro lado, el conjunto de generadores G13, G14, G19, G21 y G40 se asignan en todas las horas excepto en la última, donde la carga del sistema disminuye significativamente. El resto de generadores asignados se comprometen en función de la demanda horaria. Cabe destacar la influencia de los modos de control del VSC en el punto de funcionamiento óptimo.

Tabla 5.11 Potencia de salida de las unidades - Caso 5.4.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
G1	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
G2	0	0	0	0	0	0	0	190.36	342.97	359.26	359.26	342.97
G3	829.52	739.65	670.46	651.49	651.49	670.46	978.82	1000	1000	1000	1000	1000
G4	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5
G7	0	0	0	0	0	0	0	0	420.74	500	500	420.74
G8	0	0	0	0	0	0	0	0	250	287.96	287.96	250
G10	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500
G12	339.22	228.85	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500
G13	166.67	0	0	0	0	0	416.67	500	500	500	500	500
G14	159.48	0	0	0	0	0	372.57	500	500	500	500	500
G16	0	0	0	0	0	0	0	145.78	294.25	288.73	288.73	294.25
G19	70.22	0	0	0	0	0	289.74	500	500	500	500	500
G20	500	500	500	437.48	437.48	500	500	500	500	500	500	500
G21	2.559	0	0	0	0	0	20.53	51.34	166.68	168.56	168.56	166.68
G23	0	0	0	0	0	0	18.03	433.06	488.49	495.79	495.79	488.49
G24	942.45	904.02	873.56	853.88	853.88	873.56	1000	1000	1000	1000	1000	1000
G30	0	0	0	0	0	0	0	35.55	228.53	254.09	254.09	228.53
G31	340.18	304.69	236.27	216.57	216.57	236.27	433.64	500	500	500	500	500
G32	48.16	20.23	0	0	0	0	86.17	189.42	238.49	243.94	243.94	238.49
G39	887.44	858.85	849.74	840.21	840.21	849.74	927.55	957.49	989.40	991.77	991.77	989.40
G40	1.31	0	0	0	0	0	23.98	121.11	151.0	154.4	154.45	151.09
G43	0	0	0	0	0	0	0	91.67	202.43	212.41	212.41	202.43
G45	206.54	190.85	70.62	15.63	15.63	70.62	228.73	266.78	370.40	370.78	370.78	370.37
G5,G9, G15,G35, G37,G38	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Pérdidas	580.50	575.00	584.35	584.23	584.23	584.35	586.21	548.66	542.36	541.38	541.38	542.36

	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
G1	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
G2	342.97	342.97	307.19	307.19	408.27	427.79	427.79	359.26	272.90	139.61	0	0
G3	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	959.63	739.65
G4	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5	1000.5
G7	420.74	420.74	349.29	349.29	500	500	500	500	168.11	0	0	0
G8	250	250	185.20	185.20	500	500	500	287.96	166.68	0	0	0
G10	500	500	500	500	500	500	500	500	500	338.15	0	0
G12	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	228.85
G13	500	500	500	500	500	500	500	500	500.00	500	403.93	0
G14	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	333.39	0
G16	294.25	294.25	300.24	300.24	373.57	389.65	389.65	288.73	253.14	97.06	0	0
G19	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	201.21	0
G20	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
G21	166.68	166.68	115.36	115.36	166.68	168.56	168.56	168.56	103.65	43.64	17.96	0
G23	488.49	488.49	462.51	462.51	500	500	500	495.79	449.35	333.39	33.56	0
G24	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	993.85	904.02
G30	228.53	228.53	187.81	187.81	371.31	395.75	395.75	254.09	147.14	0	0	0
G31	500	500	500	500	500	500	500	500	500	496.40	419	304.69
G32	238.49	238.49	227.58	227.58	260.30	265.75	265.75	243.94	216.68	173.06	80.74	20.23
G39	989.40	989.40	981.61	981.61	987.09	989.82	989.82	991.77	973.80	939.59	922.21	858.85
G40	151.09	151.09	144.45	144.45	164.86	168.22	168.22	154.45	137.81	111.32	20.73	0
G43	202.43	202.43	221.61	221.61	266.89	276.04	276.04	212.41	229.61	0	0	0
G45	370.40	370.40	288.97	288.97	376.73	480.96	480.96	370.78	282.63	257.27	225.56	190.85
G5,G9, G15,G35, G37,G38	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Pérdidas	542.36	542.36	541.28	541.28	533.48	535.05	535.05	541.38	541.52	551.72	586.84	575.00

Tabla 5.12 Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC en el periodo de máxima demanda - Caso 5.4.

VSC-HVDC 1		VSC-HVDC 2		VSC-HVDC 3	
Línea	Flujo de potencia (MW)	Línea	Flujo de potencia (MW)	Línea	Flujo de potencia (MW)
47-192	150.4742	147-194	251.2611	115-196	200.8388
192-198	150.0886	194-200	250.2349	196-202	200.1565
197-198	-148.546	199-200	-246.189	201-202	-197.459
191-197	-147.006	193-199	-242.158	195-201	-194.772
61-191	-146.635	159-193	-241.199	142-195	-194.133

La Tabla 5.12 muestra que los flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC se mantienen en los valores previamente asignados: 150 MW, 250 MW y 200 MW, respectivamente. La redistribución de los flujos en la red es causada por la inserción de los enlaces VSC-HVDC y al control de potencia ejercido por los VSC_{Pset} . A través del análisis de los resultados de la simulación en la red eléctrica MES 190-nodos, se puede afirmar que la formulación descrita en este trabajo es significativamente eficaz para el análisis de redes de gran escala, ya que conserva la flexibilidad de modelado necesaria para abordar este tema de interés tanto para los ISO como para los propietarios de enlaces VSC-HVDC.

Capítulo 6

6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1. Conclusiones

Esta tesis de maestría se ha enfocado al desarrollo de una metodología basada en MILP para dar solución al problema de asignación de unidades de generación en redes eléctricas de CA/CD formadas por la interconexión de sistemas de CA mediante enlaces VSC-HVDC y/o para sistemas de CA con múltiples enlaces internos. Los estudios de esta naturaleza encuentran su aplicabilidad como puntos de partida para conocer el comportamiento de los costos de generación y de operación del sistema eléctrico ante diferentes escenarios de operación.

De acuerdo con la revisión del estado del arte elaborado para este documento de tesis en el Capítulo 1, se percibe que la mayoría de la literatura relacionada a la asignación y despacho económico de unidades de generación ha estado tradicionalmente enfocada al análisis económico de redes eléctricas convencionales de CA, tal como se aborda en el Capítulo 2 de la tesis. En general, se puede decir que hasta la fecha hay pocos estudios que establecen los efectos de que trae consigo la inclusión de tecnologías relativamente nuevas como es el caso de los enlaces de corriente directa VSC-HVDC. Esto tiene mucha importancia dado el gran apogeo de los enlaces HVDC hoy en día, los cuales representan proyectos de ingeniería ambiciosos que tienen repercusiones sobre la manera en que tradicionalmente se han operado las redes convencionales de CA. Debido a esta razón, surge la necesidad de analizar el comportamiento de las redes eléctricas de potencia de CA/CD. Los análisis deben enfocarse desde el punto de vista económico, para la planeación horaria de las unidades de generación dentro de un horizonte de planificación dado. Lo referente al modelado lineal de los sistemas VSC-HVDC fue abordado en el Capítulo 4 de este documento.

En el contexto de la asignación de unidades, el cual se enfoca en la optimización de los recursos energéticos, las restricciones que están presentes en toda red eléctrica son las establecidas por los balances de potencia nodales y los límites de flujos por las líneas. Las ecuaciones que definen estos balances son de naturaleza no lineal. Por ende, aplicar los conceptos básicos de asignación de unidades y despacho económico puede llegar a representar un problema complejo derivado del planteamiento de optimización, y más aún si se pretenden analizar redes eléctricas conformadas por varios cientos de

odos. La formulación del UC presentada en esta tesis se logra transformando dichas ecuaciones no lineales en ecuaciones lineales, correspondientes a las redes de CA, a través de suposiciones bien fundamentadas, lo cual conduce a una representación de los sistemas de CA sin pérdidas por efecto Joule. Lo mismo es aplicado para la representación matemática que surge del modelado de los enlaces VSC-HVDC, en estado estacionario. En resumen, en este trabajo de tesis se deriva inicialmente un modelo matemático de características lineales para los sistemas de CA/CD formados por enlaces HVDC punto a punto, para posteriormente incluir las pérdidas por transmisión a través de una formulación PWL que permite linealizar las pérdidas cuadráticas. El problema de asignación de unidades en redes de CA/CD, incorporando enlaces VSC-HVDC, se resuelve en este trabajo mediante el uso de un solver de optimización que utiliza programación lineal entera mixta, la información resultante permite establecer un cronograma para la explotación de las unidades de generación disponibles, de la forma más económica posible, en un sistema eléctrico.

El Capítulo 5 de esta tesis aborda la flexibilidad de esta propuesta mediante tres casos de análisis del problema de UC para redes de CA donde se insertan enlaces VSC-HVDC. Para realizar adecuadamente las simulaciones, se consideró también la estrategia de control de cada convertidor de los enlaces de CD. El primer caso de estudio se enfoca a la validación de la metodología desarrollada en este trabajo e implementada en el software Matlab. Este se refiere a una red simple de CA donde una línea de transmisión es suplantada por un enlace VSC-HVDC. Los resultados demuestran la aplicabilidad y credibilidad de la herramienta implementada en esta tesis. En este sentido, su aplicación puede ser considerada para estudios de redes de mayor escala, donde se requiera evaluar el comportamiento de sistemas que incluyan enlaces HVDC, desde un punto de vista económico.

El segundo caso de estudio abordado en esta tesis muestra la interconexión de áreas diferentes de una misma red de CA, a través de enlaces VSC-HVDC. El objetivo de este caso de estudio fue observar el comportamiento de las variables económicas de la red, a lo largo de un día de operación (horizonte de planificación de 24 horas), considerando el intercambio de potencia inter-área a través de los enlaces. Por su parte, en el tercer caso de estudio se planteó la interconexión de dos sistemas aislados a través de varios enlaces con diferentes potencias programadas para cada uno y con diferente dirección de flujo, simulando situaciones de compra/venta de energía por parte de dos redes diferentes. Finalmente, en el cuarto caso de estudio se comprobó la practicidad del modelo propuesto al analizar un sistema de gran escala, en este caso el Sistema Eléctrico Mexicano de 190 nodos. A través de las simulaciones, se pudo comprobar que el modelo de UC utilizado permite resolver este problema tanto en redes de CA aisladas

e interconectadas a través de un enlace VSC-HVDC como en redes de CA que contienen uno o varios enlaces VSC-HVDC, cuando se utiliza la configuración punto a punto.

El análisis de los resultados, sin lugar a dudas, permite tomar medidas correctoras desde el punto de vista económico sobre los sistemas analizados, por ejemplo, para poder determinar la ubicación óptima para la inserción de un enlace HVDC o para encontrar la potencia óptima que debe transmitir el enlace cada hora con el fin de reducir el costo total de operación del sistema. Sin duda, esta formulación puede ser una herramienta muy útil para la planificación y operación de las redes eléctricas CA/CD actuales y futuras basadas en VSC.

Por último, vale la pena mencionar que en este trabajo se evaluaron sistemas VSC-HVDC punto a punto, sin embargo, es factible suponer que esta metodología puede ser expandida para incorporar enlaces multiterminales con relativa sencillez, un tema que puede definirse como un trabajo futuro. Se destaca que la metodología desarrollada e implementada en esta tesis tiene como característica fundamental un enfoque generalizado, permitiendo con ello evaluar la asignación de unidades en redes eléctricas de CA de gran tamaño que contengan varios enlaces VSC-HVDC.

6.2. Aportaciones

A través del análisis realizado en cada capítulo se logró obtener un modelo que permite la resolución del problema de UC en redes CA/CD con enlaces VSC-HVDC punto a punto. Esta tesis brinda una formulación eficiente donde se consideran en adición a las restricciones propias de los generadores las restricciones de red tanto para las líneas de CA como para los elementos que conforman los enlaces, dígase, transformadores OLTC, convertidores VSC y líneas de CD. De igual forma, considera las pérdidas en todos los elementos de transmisión de la red híbrida mediante la inserción de un modelo PWL para linealizar las pérdidas cuadráticas. Por otro lado, utilizando también un modelo PWL para la linealización de las curvas de costos de los generadores, se logran obtener resultados más precisos. Es necesario destacar que el modelo de red híbrida presentado puede ser aplicado tanto para la interconexión de dos sistemas aislados como para redes que contengan múltiples enlaces embebidos. El modelo en su conjunto resulta novedoso en la representación y solución del problema de asignación de unidades para sistemas de potencia con enlaces VSC-HVDC punto a punto.

6.3. Trabajos futuros

De acuerdo con la metodología y desarrollos mostrados en esta tesis relativa a la asignación de unidades de generación en sistemas con enlaces VSC-HVDC, se presentan a continuación algunos temas de interés como trabajos futuros:

- Incorporar a la metodología desarrollada en esta tesis, nuevas tecnologías para evaluar su impacto sobre los costos de operación de un sistema CA/CD. Un ejemplo directo puede ser la incorporación en la formulación de UC de sistemas de almacenamiento de baterías (*Battery Energy Storage System* - BESS), en el contexto de compra/venta de energía.
- Expandir el modelado de los sistemas VSC-HVDC para representar no sólo sistemas de dos terminales, sino sistemas HVDC multiterminales con varios convertidores VSC. En este sentido, se infiere que podría existir una red de CD con topología arbitraria y de gran tamaño.
- Utilizar los factores de participación (*Shift Factors* - SF), para hacer más compacta computacionalmente la formulación de UC y disminuir los tiempos de cómputo.
- En función de lo anterior, utilizar esta metodología para aplicarla a la localización óptima, desde un punto de vista económico, de nuevos proyectos para la inserción de varios enlaces en una misma red de CD o para la introducción de una red multiterminal de CD.

Referencias bibliográficas

- [1] T. P. Hughes, *Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930*. JHU Press, 1993.
- [2] R. D. Cudahy, “PURPA: The intersection of competition and regulatory policy,” *Energy LJ*, vol. 16, p. 419, 1995.
- [3] R. O’Neill, U. Helman, P. Sotkiewicz, M. Rothkopf, and W. Stewart, “Regulatory Evolution, Market Design and Unit Commitment,” 2002, pp. 15–37. doi: 10.1007/0-306-47663-0_2.
- [4] S. Hunt, *Making Competition Work in Electricity*, 1st ed. USA: John Wiley & Sons, 2002.
- [5] J. Lozano, J. Luyo, and Y. Molina, “El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización,” *Rev. Tec.*, vol. 28, Jun. 2018, doi: 10.21754/tecnica.v28i1.188.
- [6] L. M. C. Alejandre and G. G. Alcaraz, “Analysis of security constrained unit commitment using three models of electricity generation cost linearization,” in *2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, Feb. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/TPEC.2018.8312110.
- [7] J. L. Ceciliano Meza, R. Navarro Pérez, and R. Nieva Gómez, “El Modelo de asignación de unidades del mercado de día en adelanto,” *Bol. IIE*, pp. 168–175, 2016.
- [8] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho, *FACTS: modelling and simulation in power networks*. John Wiley & Sons, 2004.
- [9] E. Acha, P. Roncero-Sánchez, A. de la Villa-Jaen, L. M. Castro, and B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC: Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*. John Wiley & Sons, 2019.
- [10] S. Cole and R. Belmans, “Transmission of bulk power,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 3, no. 3, pp. 19–24, Sep. 2009, doi: 10.1109/MIE.2009.933884.
- [11] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. Wiley-IEEE Press, 2010.
- [12] L. M. Castro and E. Acha, “On the Dynamic Modeling of Marine VSC-HVDC Power Grids Including Offshore Wind Farms,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2889–2900, Oct. 2020, doi: 10.1109/TSST.2020.2980970.
- [13] Chao-An Li, R. B. Johnson, and A. J. Svoboda, “A new unit commitment method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 113–119, Feb. 1997, doi: 10.1109/59.574930.
- [14] R. Wiebking, “Stochastische Modelle zur optimalen Lastverteilung in einem Kraftwerksverbund,” *Z. Für Oper. Res.*, vol. 21, no. 6, pp. B197–B217, 1977.
- [15] A. Bhardwaj, Vikram Kumar Kamboj, Vijay Kumar Shukla, B. Singh, and P. Khurana, “Unit commitment in electrical power system—a literature review,” in *2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference Melaka, Malaysia*, Jun. 2012, pp. 275–280. doi: 10.1109/PEOCO.2012.6230874.
- [16] B. Saravanan, S. Das, S. Sikri, and D. P. Kothari, “A solution to the unit commitment problem—a review,” *Front. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 223–236, Jun. 2013, doi: 10.1007/s11708-013-0240-3.
- [17] R. M. Burns, “Optimization of priority lists for a unit commitment program,” 1975.
- [18] D. P. Kadam, P. M. Sonwane, V. P. Dhote, and B. E. Kushare, “Fuzzy logic algorithm for Unit Commitment Problem,” in *Communication and Energy Conservation 2009 International Conference on Control, Automation*, Jun. 2009, pp. 1–4. doi: 10.1109/ICPST.2004.1460030.
- [19] B. Wang, Y. Li, and J. Watada, “Re-scheduling the unit commitment problem in fuzzy environment,” in *2011 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE 2011)*, Jun. 2011, pp. 1090–1095. doi: 10.1109/FUZZY.2011.6007313.
- [20] C. C. Asir Rajan, “An evolutionary programming based tabu search method for unit commitment problem with cooling-banking constraints,” in *2006 IEEE Power India Conference*, Apr. 2006, p. 8 pp.-. doi: 10.1109/POWERI.2006.1632557.

- [21] H. Dai, “A literature review of stochastic programming and unit commitment,” *J. Power Energy Eng.*, vol. 3, no. 04, p. 206, 2015, doi: <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2015.34029>.
- [22] M. Piekutowski and I. A. Rose, “A Linear Programming Method for Unit Commitment Incorporating Generator Configurations, Reserve and Plow Constraints,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-104, no. 12, pp. 3510–3516, Dec. 1985, doi: 10.1109/TPAS.1985.318903.
- [23] S. Ruzic and N. Rajakovic, “A new approach for solving extended unit commitment problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 1, pp. 269–277, Feb. 1991, doi: 10.1109/59.131072.
- [24] H. Pinto, F. Magnago, S. Brignone, O. Alsac, and B. Stott, “Security Constrained Unit Commitment: Network Modeling and Solution Issues,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Oct. 2006, pp. 1759–1766. doi: 10.1109/PSCE.2006.296179.
- [25] J. Wang, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Security-Constrained Unit Commitment With Volatile Wind Power Generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1319–1327, Aug. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.926719.
- [26] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li, “Stochastic Security-Constrained Unit Commitment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 800–811, May 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.894843.
- [27] V. Hinojosa, O. Ticuna, and G. Gutierrez, “Improving the Mathematical Formulation of the Unit Commitment with Transmission System Constraints,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 2, pp. 773–781, Feb. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7437222.
- [28] V. H. Hinojosa and G. Gutiérrez-Alcaraz, “A computational comparison of 2 mathematical formulations to handle transmission network constraints in the unit commitment problem,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 27, no. 8, p. e2332, 2017, doi: 10.1002/etep.2332.
- [29] G. Gutierrez-Alcaraz and V. H. Hinojosa, “Using Generalized Generation Distribution Factors in a MILP Model to Solve the Transmission-Constrained Unit Commitment Problem,” *Energies*, vol. 11, no. 9, Art. no. 9, Sep. 2018, doi: 10.3390/en11092232.
- [30] M. Eghlimi and G. H. Shakouri, “Economic analysis of Iran-Turkey power network interconnection: HVDC vs. HVAC,” in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, Dec. 2008, pp. 164–168. doi: 10.1109/PECON.2008.4762465.
- [31] “HVDC Light reference list.” <https://search-xt.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0027&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [32] C. Adamson and N. G. Hingorani, *High voltage direct current power transmission*. Garraway, 1960.
- [33] N. G. Hingorani and J. D. Mountford, “Simulation of h.v.d.c. systems in a.c. load-flow analysis by digital computers,” *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 113, no. 9, pp. 1541–1546, Sep. 1966, doi: 10.1049/piee.1966.0259.
- [34] H. Sato and J. Arrillaga, “Improved load-flow techniques for integrated a.c.-d.c. systems,” *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 116, no. 4, pp. 525–532, Apr. 1969, doi: 10.1049/piee.1969.0110.
- [35] J. Arrillaga, *High voltage direct current transmission*, vol. 29. Iet, 1998.
- [36] Song Ruihua, Zheng Chao, Li Ruomei, and Zhou Xiaoxin, “VSCs based HVDC and its control strategy,” in *2005 IEEE/PES Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific*, Aug. 2005, pp. 1–6. doi: 10.1109/TDC.2005.1546800.
- [37] Xiao-Ping Zhang, “Multiterminal voltage-sourced converter-based HVDC models for power flow analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1877–1884, Nov. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.836250.
- [38] S. P. Teeuwsen, “Simplified dynamic model of a voltage-sourced converter with modular multilevel converter design,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Mar. 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/PSCE.2009.4839922.
- [39] A. Pizano-Martinez, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and E. Acha, “Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton-Raphson OPF Algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22,

- no. 4, pp. 1794–1803, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907535.
- [40] C. Angeles-Camacho, O. L. Tortelli, E. Acha, and C. R. Fuerte-Esquivel, “Inclusion of a high voltage DC-voltage source converter model in a Newton–Raphson power flow algorithm,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 6, pp. 691–696, Nov. 2003, doi: 10.1049/ip-gtd:20030737.
- [41] E. Acha, B. Kazemtabrizi, and L. M. Castro, “A New VSC-HVDC Model for Power Flows Using the Newton-Raphson Method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2602–2612, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2236109.
- [42] L. M. Castro, E. Acha, and C. R. Fuerte-Esquivel, “A novel VSC-HVDC link model for dynamic power system simulations,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 126, pp. 111–120, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.05.003.
- [43] “A generalized frame of reference for the incorporation of, multi-terminal VSC-HVDC systems in power flow solutions,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 415–424, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.03.009.
- [44] A. Lotfjou, M. Shahidehpour, and Y. Fu, “Hourly Scheduling of DC Transmission Lines in SCUC With Voltage Source Converters,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 2, pp. 650–660, Apr. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2090908.
- [45] Y. Fu, C. Wang, W. Tian, and M. Shahidehpour, “Integration of Large-Scale Offshore Wind Energy via VSC-HVDC in Day-Ahead Scheduling,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 535–545, Apr. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2499742.
- [46] L. Li, J. Huan, Y. Zhou, and Z. Chen, “Security Constrained Unit Commitment Model for AC/DC Interconnected System,” in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, May 2019, pp. 520–524. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881395.
- [47] V. Durvasulu and T. M. Hansen, “Market-based generator cost functions for power system test cases,” *IET Cyber-Phys. Syst. Theory Appl.*, vol. 3, no. 4, pp. 194–205, 2018, doi: 10.1049/iet-cps.2018.5046.
- [48] A. J. Conejo and L. Baringo, *Power system operations*. Springer, 2018.
- [49] G. Morales-España, J. M. Latorre, and A. Ramos, “Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4897–4908, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2251373.
- [50] K. Hedman, M. Ferris, R. O’Neill, E. Fisher, and S. Oren, “Co-optimization of generation unit commitment and transmission switching with N-1 reliability,” in *IEEE PES General Meeting*, Jul. 2010, pp. 1–1. doi: 10.1109/PES.2010.5589434.
- [51] J. Ostrowski, M. F. Anjos, and A. Vannelli, “Tight Mixed Integer Linear Programming Formulations for the Unit Commitment Problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 39–46, Feb. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2162008.
- [52] D. Rajan and S. Takriti, “IBM Research Report Minimum Up/Down Polytopes of the Unit Commitment Problem with Start-Up Costs,” vol. 119, Jan. 2005.
- [53] S. H. Elyas and Z. Wang, “Statistical analysis of transmission line capacities in electric power grids,” in *2016 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Sep. 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT.2016.7781263.
- [54] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, “A Mixed-Integer Linear Programming Approach for Multi-Stage Security-Constrained Transmission Expansion Planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178000.
- [55] N. González-Cabrera, L. M. Castro, G. Gutierrez-Alcaraz, and J. H. Tovar-Hernández, “Alternative approach for efficient OPF calculations in hybrid AC/DC power grids with VSC-HVDC systems based on shift factors,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 124, p. 106395, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106395.
- [56] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo, “Transmission expansion planning: a mixed-integer

- LP approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077, Aug. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814891.
- [57] L. M. Castro, E. Acha, and J. R. Rodriguez-Rodriguez, “Efficient method for the real-time contingency analysis of meshed HVDC power grids fed by VSC stations,” *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 12, no. 13, pp. 3158–3166, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1104.
- [58] E. Acha, P. Roncero-Sánchez, A. de la Villa-Jaen, L. M. Castro, and B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC: Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*. John Wiley & Sons, 2019.
- [59] L. Castro, *Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks*. 2016.
- [60] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems* | Wiley. Wiley-IEEE Press, 1999.
- [61] R. Wiget and G. Andersson, “DC optimal power flow including HVDC grids,” in *2013 IEEE Electrical Power Energy Conference*, Aug. 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPEC.2013.6802915.
- [62] W. Wang and M. Barnes, “Power Flow Algorithms for Multi-Terminal VSC-HVDC With Droop Control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1721–1730, Jul. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2294198.
- [63] R. Wachal *et al.*, “Guide for the development of models for HVDC converters in a HVDC grid,” *Cigré WG B*, vol. 4, pp. 27–32, 2014.
- [64] “ILOG CPLEX.” 2019. [Online]. Available: <http://www.ilog.com>
- [65] C. Grigg *et al.*, “The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, Aug. 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [66] A. R. Messina and V. Vittal, “Assessment of nonlinear interaction between nonlinearly coupled modes using higher order spectra,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 375–383, Feb. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2004.841240.

A. Anexo

A.1 Descripción del sistema de 48 nodos y 2 áreas

Los datos mostrados en la Tabla A.1 se refieren a las líneas de las redes de CA. Los datos de los enlaces VSC-HVDC, dados en una base de 100 MVA, son: $r_{ph}=7.5e-3$ p.u., $x_{ph}=0.075$ p.u., $r_{lrc}=2.5e-3$ p.u., $x_{lrc}=0.025$ p.u., $r_{cd}=0.01251$ p.u. Por otro lado, la Tabla A.2 muestra los parámetros de los generadores.

Tabla A.1 Datos de líneas para el sistema de 48 nodos y 2 áreas.

Línea	r (p.u.)	x (p.u.)	Capacidad (MW)	Línea	r (p.u.)	x (p.u.)	Capacidad (MW)
1-2 & 25-26	0.0026	0.0146	175	11-13 & 35-37	0.0061	0.0488	500
1-3 & 25-27	0.0546	0.2253	175	11-14 & 35-38	0.0054	0.0426	500
1-5 & 25-29	0.0218	0.0907	350	12-13 & 36-37	0.0061	0.0488	500
2-4 & 26-28	0.0328	0.1356	175	12-23 & 36-47	0.0124	0.0985	500
2-6 & 26-30	0.0497	0.2050	175	13-23 & 37-47	0.0111	0.0884	500
3-9 & 27-33	0.0308	0.1271	175	14-16 & 38-40	0.005	0.0594	500
3-24 & 27-48	0.0023	0.0839	400	15-16 & 39-40	0.0022	0.0172	500
4-9 & 28-33	0.0268	0.1110	175	15-21 & 39-45	0.00315	0.0249	1000
5-10 & 29-34	0.0228	0.0940	350	15-24 & 39-48	0.0067	0.0529	500
6-10 & 30-34	0.0139	0.0642	175	16-17 & 40-41	0.0033	0.0263	500
7-8 & 31-32	0.0159	0.0652	350	16-19 & 40-43	0.003	0.0234	500
8-9 & 32-33	0.0427	0.1762	175	17-18 & 41-42	0.0018	0.0143	500
8-10 & 32-34	0.0427	0.1762	175	17-22 & 41-46	0.0135	0.1069	500
9-11 & 33-35	0.0023	0.0839	400	18-21 & 42-45	0.00165	0.0132	1000
9-12 & 33-36	0.0023	0.0839	400	19-20 & 43-44	0.00255	0.0203	1000
10-11 & 34-35	0.0023	0.0839	400	20-23 & 44-47	0.0014	0.0112	1000
10-12 & 34-36	0.0023	0.0839	400	21-22 & 45-46	0.0087	0.0692	500

Tabla A.2 Parámetros de los generadores para el sistema de 48 nodos y 2 áreas.

Gen	Bus	a (\$/MW ² hr)	b (\$/MWhr)	c (\$/hr)	SU, SD \$ 1e3	Pmin (MW)	Pmax (MW)	UT,DT (hr)
G1-G13	1-25	212.3076	16.08	0.014	1.43,0	152	30.4	8,4
G2-G14	2-24	212.3076	16.08	0.014	1.43,0	152	30.4	8,4
G3-G15	7-31	781.521	43.66	0.052	1.75,0	300	75	8,8
G4-G16	13-37	832.7575	48.58	0.007	3.05,	591	207	12,10
G5-G17	15-39	86.3852	56.56	0.328	0.43,0	60	12	4,2
G6-G18	15-39	382.2391	12.38	0.008	0.31,0	155	54.3	8,8
G7-G19	16-40	382.2391	12.38	0.008	0.31,0	155	54.3	8,8
G8-G20	18-42	395.3749	4.42	0.0002	0,0	400	100	1,1
G9-G21	21-45	395.3749	4.42	0.0002	0,0	400	100	1,1
G10-G22	22-46	0.001	0.001	0.001	0,0	300	60	1,1
G11-G23	23-47	382.2391	12.38	0.008	0.62,0	310	108.6	8,8
G12-G24	23-47	665.1094	11.84	0.004	2.98,0	350	140	8,8