

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Metodología de Localización de Enlaces en Redes Mixtas AC/VSC-MTDC

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Metodología de Localización de Enlaces en Redes Mixtas AC/VSC-MTDC

Víctor Alexander Villouta Concha

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto 2025

Resumen

La presente Memoria de Título presenta una metodología para la localización óptima de enlaces en redes mixtas AC/VSC-MTDC, enfocada en mejorar el desempeño económico del sistema eléctrico. La propuesta combina una técnica de zonificación junto al cálculo de un “centro de masa eléctrico” que permite determinar posiciones estratégicas para la instalación de estaciones convertidoras.

La metodología se implementa en el sistema de prueba IEEE de 39 barras utilizando el software DIGSILENT Power Factory, en particular el módulo de flujo óptimo de potencia. Se analizan distintos casos de operación, con o sin ausencia de generación interna en el sistema DC, y se realiza un análisis de sensibilidad evaluando diferentes combinaciones en la ubicación de los convertidores.

Los resultados demuestran que la localización adecuada de los enlaces tiene un impacto significativo en la reducción de costos de generación, obteniéndose como resultado, para el sistema de prueba IEEE de 39 barras, la instalación de convertidores en las barras 9, 16 y 26. Con esto, se valida el uso de esta metodología como herramienta en la planificación de redes mixtas AC/VSC-MTDC.

Agradecimientos

A todos los docentes del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción, en especial al profesor Claudio Roa Sepúlveda, cuyo valioso consejo, enseñanzas y constante motivación fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Al personal de la Unidad de Servicios Informáticos de la Facultad de Ingeniería, por su disposición al facilitarme los recursos necesarios, sin los cuales el avance de esta investigación habría requerido un tiempo considerablemente mayor.

A mis amigos, tanto a quienes han estado presentes desde antes de iniciar este camino como a quienes se sumaron en el transcurso, por su ayuda, las risas compartidas, las palabras de aliento y la compañía brindada, especialmente en los momentos más difíciles.

Finalmente, a mi familia, por su constante e incondicional apoyo durante todos estos años, sin el cual este logro no habría sido posible.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
ABREVIACIONES.....	IX
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL	10
1.2 ESTADO DEL ARTE.....	12
1.2.1 Trabajo previo.....	12
1.2.2 Artículos destacados.....	12
1.2.3 Discusión estado del arte.....	14
1.3 OBJETIVOS.....	14
1.3.1 Objetivo general.....	14
1.3.2 Objetivos específicos	15
1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	15
2. METODOLOGÍA PROPUESTA.....	16
2.1 ZONIFICACIÓN	16
2.2 “CENTRO DE MASA ELÉCTRICO”	16
2.3 SIMULACIONES	18
2.4 COSTOS DE GENERACIÓN	18
3. APLICACIÓN A SISTEMA DE 39 BARRAS	20
3.1 ZONIFICACIÓN	21
3.2 OBTENCIÓN DE CENTROS DE CARGA Y GENERACIÓN.....	22
3.3 CASOS DE OPERACIÓN.....	23
3.4 SIMULACIONES DE OPF	24
3.4.1 Operación sin generación interna.....	25
3.4.2 Operación con generación interna.....	29
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	35
4.1 SIMULACIÓN CON LOCALIZACIÓN PROPUESTA EN [1].....	35
4.2 LOCALIZACIÓN EN BARRAS 39, 26 Y 16	37
4.3 LOCALIZACIÓN EN BARRAS 9, 29 Y 16	39
4.4 LOCALIZACIÓN EN BARRAS 9, 26 Y 23	41
4.5 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	43

5.	CONCLUSIÓN Y TRABAJO FUTURO	46
5.1	CONCLUSIÓN	46
5.2	TRABAJO FUTURO	46
	REFERENCIAS	47
ANEXO A.	IMÁGENES USADAS PARA GEORREFERENCIACIÓN	48
ANEXO B.	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE BARRAS	50
ANEXO C.	COSTOS ASIGNADOS A GENERADORES	52
ANEXO D.	CÓDIGO UTILIZADO EN DPL PARA OPF	53

Lista de Tablas

Tabla 3.1 Casos de operación.....	24
Tabla 3.2 Costos y pérdidas en condición BAU	25
Tabla 3.3 MW asignados a cada convertidor en punto óptimo	28
Tabla 3.4 Costos de generación por cada zona	28
Tabla 3.5 MW entregados por generador.....	29
Tabla 3.6 MW asignados a cada convertidor en punto óptimo	33
Tabla 3.7 Rangos de generación interna y su caso de operación óptimo	34
Tabla 3.8 Costos de generación cada 500 MW de generación interna	34
Tabla 4.1 Resumen costos escenario 1	44
Tabla 4.2 Resumen costos escenario 2.....	45

Lista de Figuras

Figura 3.1 Diagrama unilineal del modelo IEEE de 39 barras [3].....	20
Figura 3.2 Sistema de 39 barras georreferenciado	21
Figura 3.3 Diagrama unilineal de 39 barras zonificado	22
Figura 3.4 Ubicación de centros de carga y generación por zona.....	23
Figura 3.5 Costos de generación caso 1, Configuración 1	25
Figura 3.6 Costos de generación casos 1 a 6, Configuración 1.....	26
Figura 3.7 Costos de generación C1 y C2, escenario 1, Configuración 1.....	27
Figura 3.8 Costos de generación vs pérdidas, Configuración 1	27
Figura 3.9 Generación convertidores vs costo	30
Figura 3.10 Costos vs pérdidas, 500 MW de generación interna.....	30
Figura 3.11 Costos vs pérdidas, 1000 MW de generación interna.....	31
Figura 3.12 Costos vs pérdidas, 1500 MW de generación interna.....	31
Figura 3.13 Costos vs pérdidas, 2000 MW de generación interna.....	32
Figura 3.14 Costos vs pérdidas, 3000 MW de generación interna.....	32
Figura 3.15 Costos vs Generación interna	33
Figura 4.1 Costo versus pérdidas, escenario 1, Configuración 2	35
Figura 4.2 Costos de generación, escenario 1, Configuración 2	36
Figura 4.3 Costo versus pérdidas, escenario 2, Configuración 2	37
Figura 4.4 Costos de generación, escenario 1, Configuración 3	38
Figura 4.5 Costos vs pérdidas, escenario 1, Configuración 3	38
Figura 4.6 Costos vs pérdidas, escenario 2, Configuración 3	39
Figura 4.7 Costos vs pérdidas, escenario 1, Configuración 4	40
Figura 4.8 Costos de generación, escenario 1, Configuración 4	40
Figura 4.9 Costos vs pérdidas, escenario 2, Configuración 4	41
Figura 4.10 Costos vs pérdidas, escenario 1, Configuración 5	42
Figura 4.11 Costos de generación, escenario 1, Configuración 5	42
Figura 4.12 Costos vs pérdidas, escenario 2, Configuración 5	43

Abreviaciones

AC	: Corriente Alterna
BAU	: Business as usual
DC	: Corriente Continua
DPL	: DIgSILENT Programming Language
HVAC	: Corriente Alterna de Alto Voltaje
HVDC	: Corriente Continua de Alto Voltaje
IEEE	: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
LCC	: Convertidor conmutado por línea
MTDC	: Enlace de Corriente Continua de Alto Voltaje Multiterminal
OPF	: Flujo de Potencia Óptimo
VSC	: Convertidor Fuente de Voltaje

1. Introducción

1.1 Introducción general

La transmisión en corriente continua de alta tensión basada en convertidores fuente de voltaje, conocida como VSC-HVDC (Voltage Source Converter High Voltage Direct Current), es una tecnología que emplea electrónica de potencia para convertir energía entre corriente alterna y continua. A diferencia de los sistemas HVDC clásicos basados en convertidores LCC, los VSC permiten un control independiente de la potencia activa y reactiva, facilitan la conexión de redes débiles o incluso redes “isla” y posibilitan configuraciones multiterminal. Estas características los convierten en una solución versátil para la integración de distintas fuentes de generación y el refuerzo de redes de transmisión.

El incremento sostenido de la generación renovable y la necesidad de transportar grandes bloques de energía a largas distancias han impulsado la adopción de tecnologías VSC-HVDC en redes de transmisión. En este contexto, múltiples investigaciones se han centrado en determinar la forma óptima de implementar estas redes. Un ejemplo de ello es el trabajo de Roberto Montoya en [1], en el que se propone el uso del flujo óptimo de potencia (OPF, Optimal Power Flow), herramienta matemática que permite determinar el despacho de generación y el flujo de potencia que minimizan el costo de operación del sistema o maximizan su eficiencia, considerando las restricciones de operación y seguridad. Dicho trabajo utiliza OPF para definir el tipo de convertidor y la potencia a transmitir, con el objetivo de reducir costos de generación y pérdidas.

No obstante, la ubicación de los convertidores en dicho estudio no se encuentra respaldada por un análisis previo, lo que fue señalado como una tarea pendiente para trabajos futuros. La correcta ubicación de las estaciones convertidoras es crucial para maximizar los beneficios de una red VSC-HVDC, ya que influye en la capacidad de reducir costos y pérdidas, así como en la posibilidad de aliviar congestiones en el sistema.

Actualmente, la literatura no ofrece una solución que integre simultáneamente criterios económicos y técnicos considerando la naturaleza de las redes tratadas en este trabajo. En consecuencia, el objetivo de este estudio es desarrollar una metodología que aporte una herramienta válida para abordar dicho problema.

En esta Memoria de Título se presenta una metodología que, además de emplear el OPF como mecanismo de optimización, se apoya en el trabajo desarrollado por Tomás Montecinos en [2], donde se propone una zonificación del sistema eléctrico basada en criterios de estabilidad. A partir de esta zonificación se determina un “centro de masa eléctrico”, con el cual se seleccionan nodos candidatos para la instalación de convertidores. Estos nodos son posteriormente evaluados mediante OPF para identificar las ubicaciones que entregan los mayores beneficios en términos de operación del sistema.

1.2 Estado del Arte

1.2.1 Trabajo previo

Las bases del desarrollo de esta investigación están sustentadas en dos memorias de título desarrolladas previamente por titulados del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción.

- [1] R. Montoya, “Aplicación del Flujo de Potencia Óptimo en Redes Mixtas AC/VSC-MTDC”

En esta Memoria de Título, se aplicó el flujo de potencia óptimo a una red AC, la cual fue modificada mediante la adición de convertidores que simulan una red HVDC, es decir, se añadieron rectificadores en lugares donde se puede absorber potencia desde la red AC e inversores en zonas que requieren esta inyección de potencia.

Se llevaron a cabo simulaciones utilizando el modelo IEEE de 39 barras, en el cual se instalaron 3 unidades convertidoras, buscando transmitir un total de 200 MW. Además, se desarrolló todo el trabajo previo relacionado al por qué elegir redes AC/VSC-MTDC, incluyendo beneficios, distintos tipos de configuraciones y ejemplos de uso en distintas partes del mundo.

Como conclusión, quedó demostrada la disminución tanto en pérdidas como en costos de generación en el sistema gracias a la adición de la red HVDC, quedando estipulada la tarea de optimizar la localización de enlaces como un trabajo futuro.

- [2] T. Montecinos, “Zonificación de Sistemas Eléctricos de Potencia en DIgSILENT”

El propósito de este trabajo fue desarrollar una metodología de zonificación para sistemas eléctricos de potencia basada en factores de sensibilidad obtenidos mediante el uso de DIgSILENT PowerFactory. Con esto, se dividió el sistema en zonas coherentes tanto en magnitud como en ángulo, mejorando así la estabilidad.

El uso de esta zonificación resulta fundamental para el desarrollo de este trabajo, ya que la división del sistema en zonas coherentes da pie a la instalación de un convertidor en cada una de estas zonas, asegurando un buen funcionamiento del sistema.

1.2.2 Artículos destacados

- [3] Franken, M., Barrios, H., Schrief, A. B., & Puffer, R. (2019). Identification of Suitable Locations for HVDC Links within Meshed AC Networks

El objetivo de este trabajo es evitar situaciones de congestión en la red mediante la instalación de enlaces HVDC. Esto se hizo considerando la alta penetración de energías renovables en Alemania, y los problemas que puede acarrear la transmisión de dicha energía. En los resultados se obtuvo una disminución de un 65% del efecto “cuello de botella” cuando se aplicó en el modelo de 39 barras, y un 85% en un modelo desarrollado en la Universidad RWTH de Aachen, el cual diferencia claramente zonas de acuerdo con las tecnologías utilizadas por las unidades generadoras, dichos porcentajes aumentaron al aumentar la cantidad de enlaces HVDC.

- [4] Guo, X., Bao, H., & Li, J. (2019). Interval Optimal Power Flow Model and Its Monte Carlo Method for AC/DC Hybrid Power System with Wind Power

Se propone un modelo de flujo óptimo de potencia con incertidumbre (IOPF) para sistemas híbridos AC/DC que integren energía eólica, considerando la variabilidad que este tipo de generación puede tener. La solución propuesta combina el método de Monte Carlo con el método de punto interior, el primero permite muestrear aleatoriamente los valores de generación y carga, mientras que el segundo resuelve problemas deterministas de OPF asociados a cada muestra. El modelo se aplica a una versión modificada del sistema IEEE con ocho parques eólicos y ramas DC, donde se obtienen resultados como costo de generación, pérdidas y potencia reactiva, destacando cómo la ubicación de las unidades generadoras afecta la operación del sistema. Como conclusión se obtuvo que el modelo IOPF logra reducir el costo de generación y la potencia activa/reactiva total, demostrando su utilidad para evaluar la coordinación e impacto de la generación renovable en sistemas híbridos de transmisión.

- [5] Kim, S., Yokoyama, A., Takano, T., Hashimoto, H., & Izui, Y. (2017). Economic benefit evaluation of multi-terminal VSC HVDC systems with wind farms based on security-constrained optimal power flow.

Se propone un marco de evaluación económica para sistemas VSC MTDC que integran generación eólica, utilizando un sistema OPF con restricciones de seguridad. Se considera tanto la operación en condiciones normales como en contingencias del sistema, permitiendo una evaluación más realista del desempeño económico. Se comparan distintos escenarios, con y sin enlaces HVDC, en configuraciones punto a punto y multiterminal, y bajo diferentes niveles de penetración de energía eólica. Queda demostrado que los costos y pérdidas del sistema disminuyen sustancialmente, además de aumentar la capacidad de absorción de energía eólica. También se muestra que el retorno de la inversión es en menor tiempo para la configuración multiterminal en comparación a la punto a punto.

- [6] Saadeh, M., Saadeh, O., Sba, B. A., Hamdan, M. A., & Dalala, Z. (2024). Comparative Analysis of HVAC and HVDC Green Corridors for Photovoltaic Integration Overcoming Geographical Constraints

En este artículo se analiza la integración óptima de sistemas fotovoltaicos a redes de transmisión considerando limitaciones geográficas, para subsanar esto propone el uso de “corredores verdes”, que son líneas de transmisión dedicadas a facilitar la transmisión de energías renovables de zonas en las que esta abunda, evitando las limitaciones geográficas inmediatas. Utilizando el sistema IEEE de 5 barras se evalúa la conexión de un sistema fotovoltaico cerca de la barra 2 y su interconexión a otras barras mediante tecnologías HVAC y HVDC (tanto LCC como VSC). Queda demostrado que el uso de HVDC es más eficiente, especialmente en largas distancias.

1.2.3 Discusión estado del arte

Los trabajos hechos por Montoya y Montecinos aportan las bases para la metodología que se desarrollará en este estudio, el primero demuestra el uso de OPF en redes mixtas AC/VSC-MTDC, mientras que el segundo propone una zonificación que resultará fundamental en este trabajo.

En cuanto a la revisión de publicaciones científicas, se observa un énfasis en la optimización de ubicaciones de enlaces para aliviar congestiones (Franken et al, 2019), en la incorporación de modelos que consideren la incertidumbre en la generación (Guo et al, 2019) y en la evaluación de beneficios económicos, los cuales son mayores en la configuración VSC-MTDC en relación con la configuración punto a punto (Kim et al, 2017, Saadeh et al, 2024).

Estas contribuciones confirman la presencia e importancia que se le está dando a este tipo de redes, así como también justifican el desarrollo del presente trabajo, en el cual se integran las visiones mencionadas para optimizar la localización de convertidores.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer una metodología para establecer la localización óptima de enlaces en redes mixtas AC/VSC-MTDC.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar criterios para optimizar la localización de enlaces.
- Utilización del flujo óptimo de potencia para determinar la localización óptima de enlaces.
- Desarrollar un código en DPL que permita automatizar la ejecución de OPF y la obtención de resultados.
- Verificar la propuesta mediante un análisis de sensibilidad.

1.4 Alcances y limitaciones

Para la realización de la presente memoria se utiliza DigSILENT Power Factory 2024SP1, en el cual se modela una red mixta AC/VSC-MTDC y se ejecuta un código basado en DPL. Para la ejecución de estos códigos se utilizaron 3 computadores presentes en el laboratorio de computación del edificio de Ingeniería de Sistemas. La obtención y análisis de datos se hace en Microsoft Excel versión 2506. Las figuras presentes en este informe se hicieron en MATLAB versión R2025a.

La red utilizada corresponde al modelo IEEE de 39 barras, el cual se encuentra como ejemplo en Power Factory. La zonificación de este sistema fue obtenida directamente desde [2].

2. Metodología propuesta

En este capítulo se explican los pasos a seguir para determinar la localización de las estaciones convertoras en un sistema de transmisión. Cabe destacar que la zonificación que se muestra en el capítulo 2.1 fue desarrollada en [2], por lo que aquí solo se explica a grandes rasgos la metodología seguida en dicho trabajo.

2.1 Zonificación

El primer paso de esta metodología corresponde en aplicar directamente lo visto en [2], donde se ejecuta una zonificación de tipo $P - \delta$. Se elige este método de zonificación ya que establece un buen funcionamiento del sistema en cuanto a estabilidad y entrega resultados que son geográficamente coherentes. Los pasos a seguir de acuerdo con este proceso son:

- Obtención de datos del sistema a zonificar, como lo son flujos de carga y factores de sensibilidad, mediante el uso de PowerFactory.
- Construcción de matrices Jacobianas.
- Aplicación del algoritmo Mondriaan, con el cual se particionan las matrices Jacobianas mediante computación paralela.
- Determinación de zonas eléctricas coherentes.

2.2 “Centro de masa eléctrico”

El trabajo desarrollado en [1] plantea la ubicación de las unidades convertidoras en barras que a simple vista representan zonas con una alta generación o demanda, sin un análisis previo de por medio. Para evitar esa aleatoriedad en la elección de barras para la instalación de convertidores, en este trabajo se propone utilizar un “centro de masa eléctrico”, haciendo una analogía al concepto de centro de masa utilizado en física.

El centro de masa de un objeto se define como la posición promedio de la masa del sistema, es decir, si se divide este objeto en partículas con distinta masa, el centro de masa será la suma de las

posiciones de cada partícula por su masa, todo esto dividido por la masa total del objeto. Dicho punto se calcula para cada uno de los ejes, como se tiene en las ecuaciones (2.1) y (2.2) [7].

$$x_{CM} = \frac{\sum m_i x_i}{M} \quad (2.1)$$

$$y_{CM} = \frac{\sum m_i y_i}{M} \quad (2.2)$$

Donde,

- m_i : masa de cada una de las partículas,
- x_i : posición en el eje x de la partícula,
- y_i : posición en el eje y de la partícula,
- M : masa total del objeto,
- x_{CM} : posición del centro de masa en el eje x,
- y_{CM} : posición del centro de masa en el eje y.

Dicho esto, se define el “centro de masa eléctrico” como el punto geográfico que concentra la carga o la generación. Este punto es calculado para cada una de las zonas obtenidas tras la zonificación.

$$x_{CG} = \frac{\sum g_i x_i}{G} \quad (2.3)$$

$$y_{CG} = \frac{\sum g_i y_i}{G} \quad (2.4)$$

$$x_{CC} = \frac{\sum c_i x_i}{C} \quad (2.5)$$

$$y_{CC} = \frac{\sum c_i y_i}{C} \quad (2.6)$$

Donde,

- g_i : generación de cada unidad,
- G : generación total,
- c_i : carga en cada barra,
- C : carga total.

2.3 Simulaciones

De forma análoga a lo hecho en [1], se establecen distintos casos de operación mediante los cuales se asignan valores aleatorios a la potencia de los convertidores, los cuales pueden ser positivos si se trata de un inversor (entrega potencia al sistema AC) o negativos en el caso de un rectificador (consume potencia desde el sistema AC).

La cantidad de convertidores que se propone instalar en el sistema es igual a la cantidad de zonas derivadas del proceso de zonificación.

Se hacen simulaciones bajo dos escenarios propuestos, que son la operación sin generación interna (escenario 1) y con generación interna (escenario 2), esto referido al sistema DC. Cuando no existe generación interna la suma de las potencias de todos los convertidores que se instalarán en el sistema de transmisión debe ser igual a 0, por otro lado, cuando existe generación interna esta misma suma deber ser un número positivo, así se tiene que en total habrán $2^n - 2$ casos sin generación interna (se restan 2 ya que no se puede tener solo inversores o rectificadores, ya que la suma de sus potencias sería distinta de 0) y $2^n - 1$ casos con generación interna (en este caso sí se puede tener solo inversores) donde n es la cantidad de convertidores (y zonas).

2.4 Costos de generación

Para identificar qué zonas son más aptas para la instalación de un inversor o de un rectificador, es decir, para entregar potencia al sistema AC o para recibirla de este, se tomará en cuenta los costos de generación de cada una de las zonas. Esto se hace consiguiendo un valor promedio de lo que cuesta generar 1 MWh en cada zona obtenida tras la zonificación, asumiendo que los generadores están funcionando a su máxima capacidad, así, las zonas con menor costo promedio son proclives a la

instalación de rectificadores, opuesto a las zonas con mayor costo, donde deberían instalarse inversores.

$$costo_{promedio} = \frac{\sum g_i costo_i}{G_z} \quad (2.7)$$

Donde,

g_i : generación de cada unidad,

$costo_i$: costo de generación de unidad generadora,

G_z : generación total de la zona.

3. Aplicación a sistema de 39 barras

La metodología descrita en el capítulo 2 se prueba utilizando el sistema IEEE 39-Bus System, el cual se encuentra como ejemplo en la base de datos de PowerFactory. El diagrama unilineal de este sistema puede verse en la Figura 3.1.

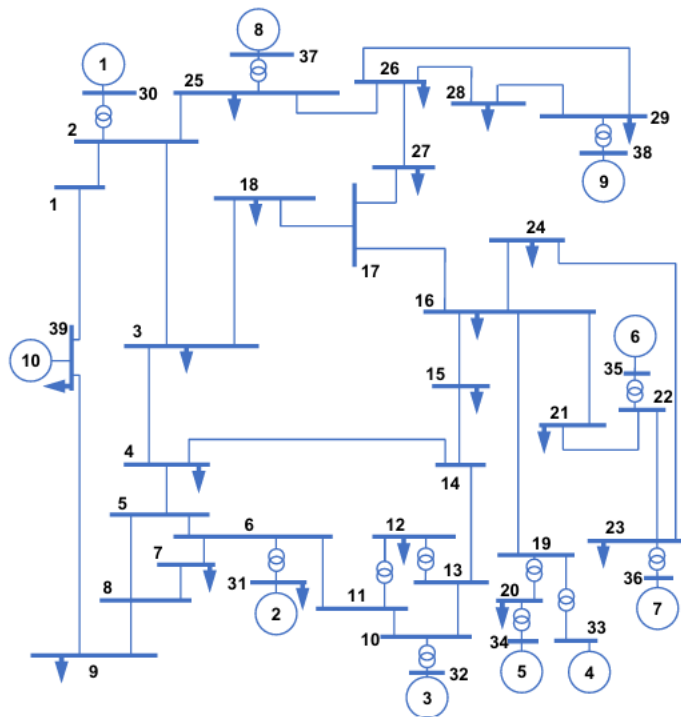


Figura 3.1 Diagrama unilineal del modelo IEEE de 39 barras [3]

Debido a la importancia de la ubicación geográfica de cada uno de los elementos dentro de este sistema de transmisión, mediante el uso de MATLAB se desarrolló una versión georreferenciada, lo cual entrega una mejor idea de datos, como ubicación de barras o extensión de líneas. Para esto, se utilizaron imágenes que muestran barras georreferenciadas (ver ANEXO A), desde las cuales se obtuvieron las coordenadas en x e y para cada barra. La figura obtenida corresponde a la Figura 3.2, en la que, además, se muestra tanto la ubicación de unidades generadoras (en azul) y cargas (en rojo) conectadas al sistema, el tamaño de los círculos que indican carga o generación es proporcional a la máxima potencia que se puede suministrar en el caso de los generadores y a la potencia consumida por el lado de las cargas.

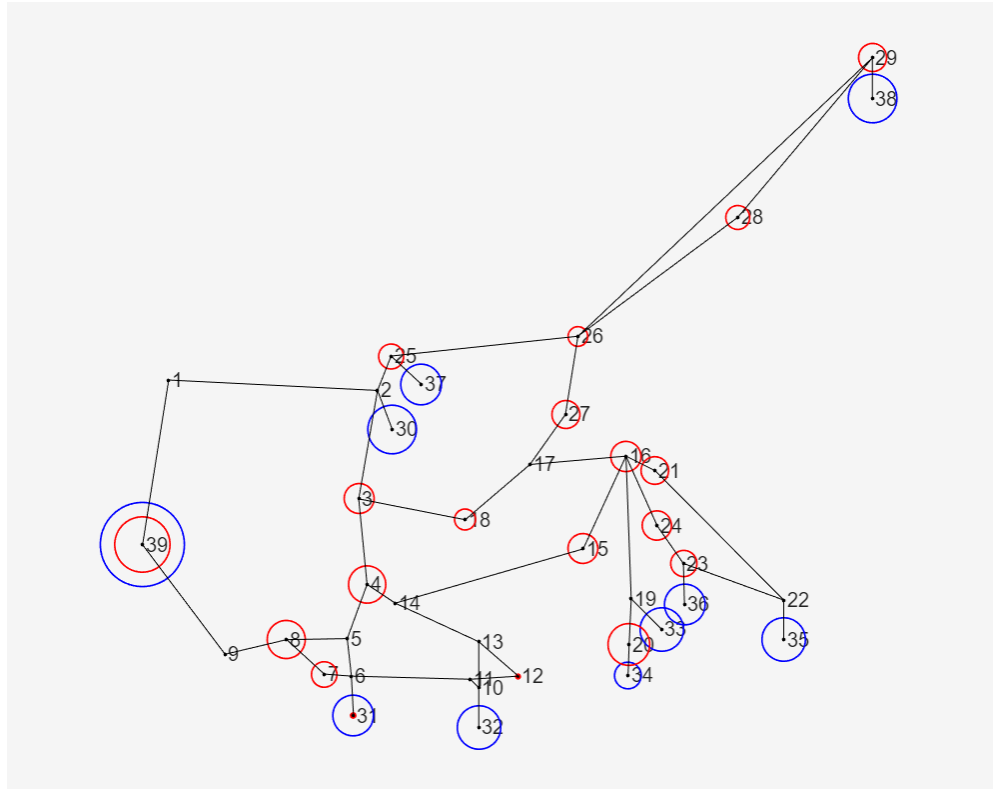


Figura 3.2 Sistema de 39 barras georreferenciado

3.1 Zonificación

Utilizando la zonificación que se hizo en [2], donde se trabajó el modelo IEEE de 39 barras, se hace una superposición de esta sobre la imagen mostrada en la Figura 3.2, obteniéndose la Figura 3.3, en la cual se delimitan las 3 zonas obtenidas.

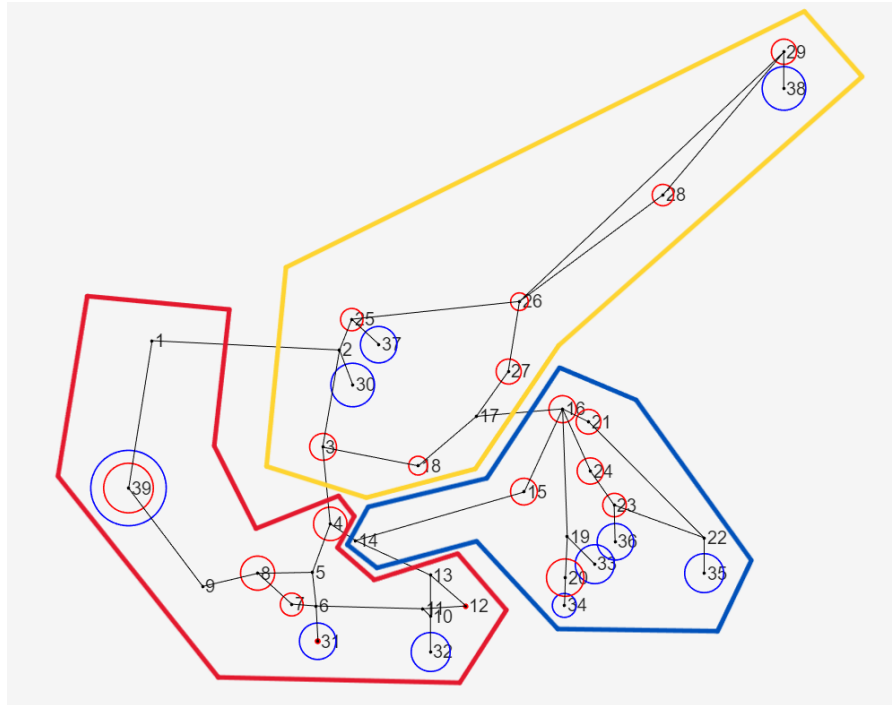


Figura 3.3 Diagrama unilineal de 39 barras zonificado

De aquí en adelante, se denominan zona 1, zona 2 y zona 3 a las delimitadas por las líneas roja, azul y amarilla respectivamente.

3.2 Obtención de centros de carga y generación

Haciendo uso de las coordenadas que ya fueron extraídas previamente, para georreferenciar el sistema de transmisión, se utilizan las ecuaciones dadas en 2.2, obteniéndose la Figura 3.4. Se muestran los centros de carga y de generación de cada zona, los cuales servirán como referencia para la instalación de los convertidores.

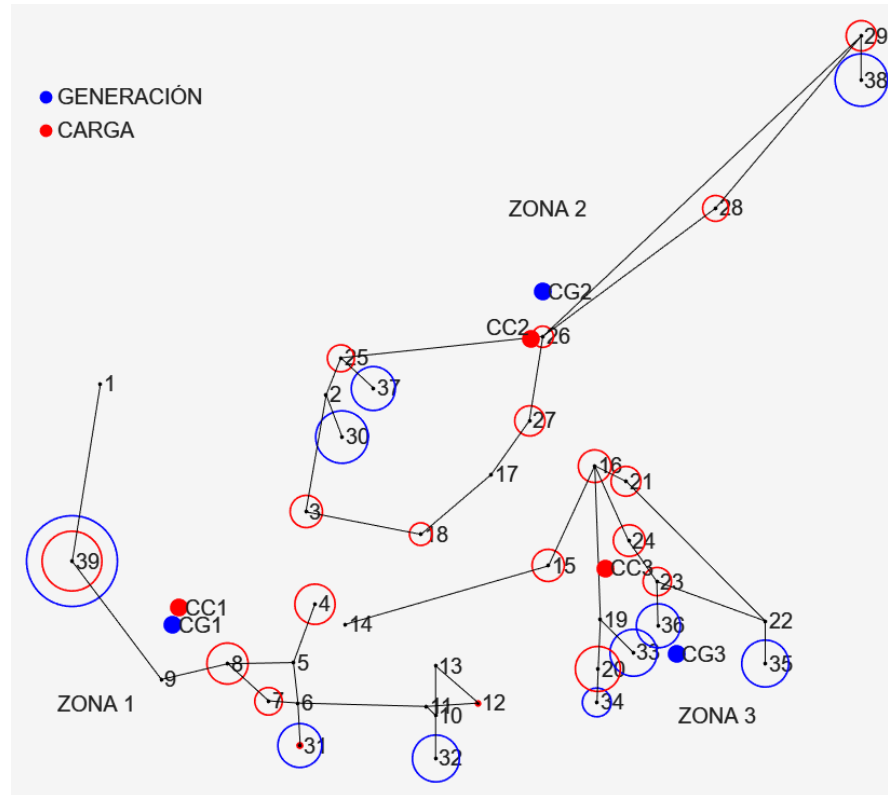


Figura 3.4 Ubicación de centros de carga y generación por zona

Así, se tiene como posibles barras candidatas a la barra 9 en la zona 1 y la barra 26 en la zona 2, ya que son las que geográficamente más se acercan a los centros de carga y generación de su respectiva zona, por otro lado, en la zona 3 se tiene una distribución más de tipo radial, siendo la barra 16 en la cual convergen las demás líneas de este subsistema, por lo tanto, esta será la barra escogida.

La disposición escogida es entonces ubicar los convertidores en las barras 9, 26 y 16, a la cual se le denomina Configuración 1.

3.3 Casos de operación

Teniendo ya las 3 barras escogidas para la localización de las estaciones convertidoras, se tienen los casos de operación mostrados en la Tabla 3.1. En estos, el convertidor 1 está en la barra 9, el convertidor 2 en la barra 26 y el convertidor 3 en la barra 16.

Tabla 3.1 Casos de operación

Caso de operación	Convertidor 1	Convertidor 2	Convertidor 3
1	Inversor	Inversor	Rectificador
2	Inversor	Rectificador	Inversor
3	Inversor	Rectificador	Rectificador
4	Rectificador	Inversor	Inversor
5	Rectificador	Inversor	Rectificador
6	Rectificador	Rectificador	Inversor
7	Inversor	Inversor	Inversor

Para cada uno de estos casos se realizan 10000 iteraciones variando aleatoriamente las potencias de los convertidores, procurando que la suma de estos sea 0 para el escenario sin generación interna, y que sea un número mayor a cero cuando sí existe generación interna. Cabe recordar que el caso de operación 7 es solo válido para escenarios en que hay generación interna en el sistema DC, lo cual explica que todos los convertidores puedan entregar potencia al sistema AC.

Se destaca que para este trabajo se consideró que cada uno de los convertidores tuviera una potencia máxima de 1000 MW, lo cual, si se tiene en cuenta que la suma de las cargas corresponde a 6097 MW, equivale un 16,4% de la demanda total del sistema. Con esto, se da una mayor importancia al sistema HVDC en comparación a lo hecho en [1], donde la potencia asignada a los convertidores solo llegaba a 200 MW, representando solo un 3,3% de la demanda del sistema.

3.4 Simulaciones de OPF

Teniendo las 3 barras elegidas para la instalación de convertidores, sean estos inversores o rectificadores, se hicieron las simulaciones bajo 2 escenarios diferentes, siendo estos la operación sin generación interna y operación con generación interna de hasta 1 GW por convertidor. Dichos escenarios se analizan a continuación.

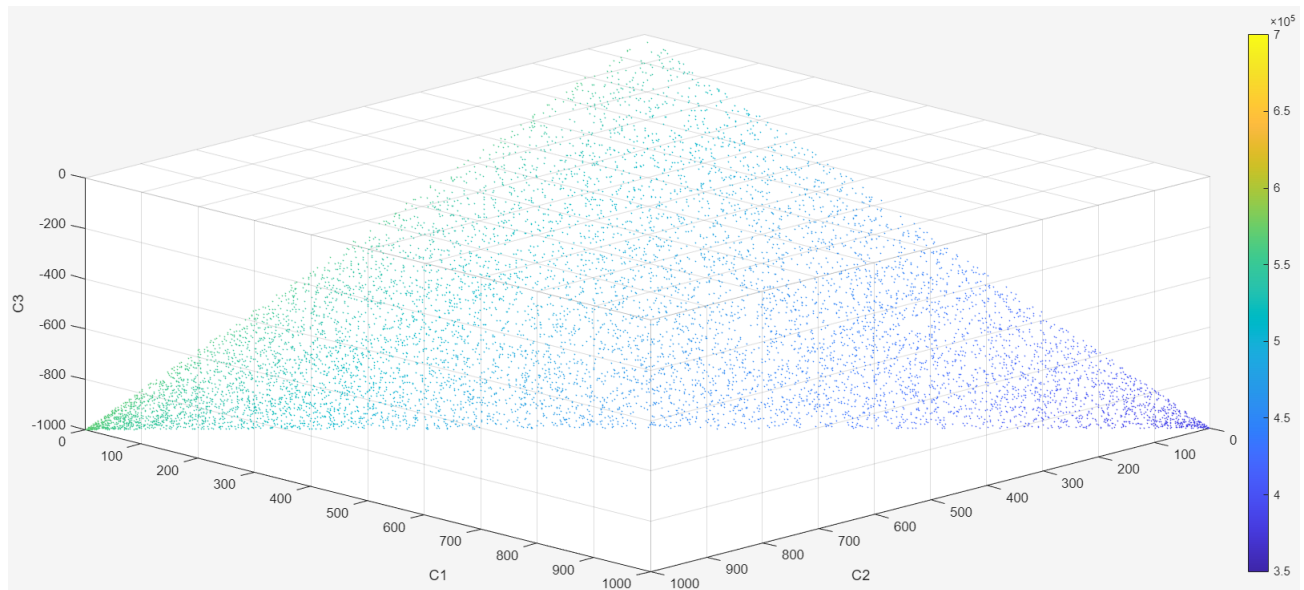
Antes de hacer las simulaciones, es importante señalar las condiciones del sistema ante la ausencia de transmisión mediante HVDC, para esto, se define el punto “Business as Usual”, para el cual se tiene lo siguiente:

Tabla 3.2 Costos y pérdidas en condición BAU

Costos de generación [USD]	Pérdidas [MW]
562841	73

3.4.1 Operación sin generación interna.

Para este escenario, se utilizan los 6 primeros casos descritos en la Tabla 3.1, si se analiza el caso 1, en el cual los dos primeros convertidores son inversores y el convertidor 3 es un rectificador, se obtiene la Figura 3.5.

**Figura 3.5 Costos de generación caso 1, Configuración 1**

En la Figura 3.5 se grafican las 10000 iteraciones realizadas para este caso operativo, en el cual los valores de los convertidores son asignados de forma aleatoria, los ejes representan las potencias en los convertidores 1, 2 y 3, denominados C1, C2 y C3 respectivamente. La ubicación de cada punto indica las potencias asignadas en cada convertidor, lo que hace que la figura sea tridimensional. Los valores de C1 y C2 van de 1 a 1000, mientras que en el C3 van de -1 a -1000, y ya que no hay generación interna, se tiene que la suma de C1 y C2 es igual al valor absoluto de C3, por lo que se genera un plano en el espacio.

En cuanto a los colores utilizados en el gráfico, la barra ubicada a la derecha de la figura indica los costos de generación asociados a asignar los valores de potencia que se ven en los ejes del gráfico a los convertidores, teniéndose que para los tonos amarillos los costos serán mayores, disminuyendo a medida que el color varía hacia los tonos verdes y luego azules. Esto significa que mayores valores en el convertidor 2 implicarán mayores costos de generación, contrario a aumentar la potencia entregada a través del convertidor 1.

Si se juntan los 6 casos operativos en una sola figura, se forma el hexágono mostrado en la Figura 3.6

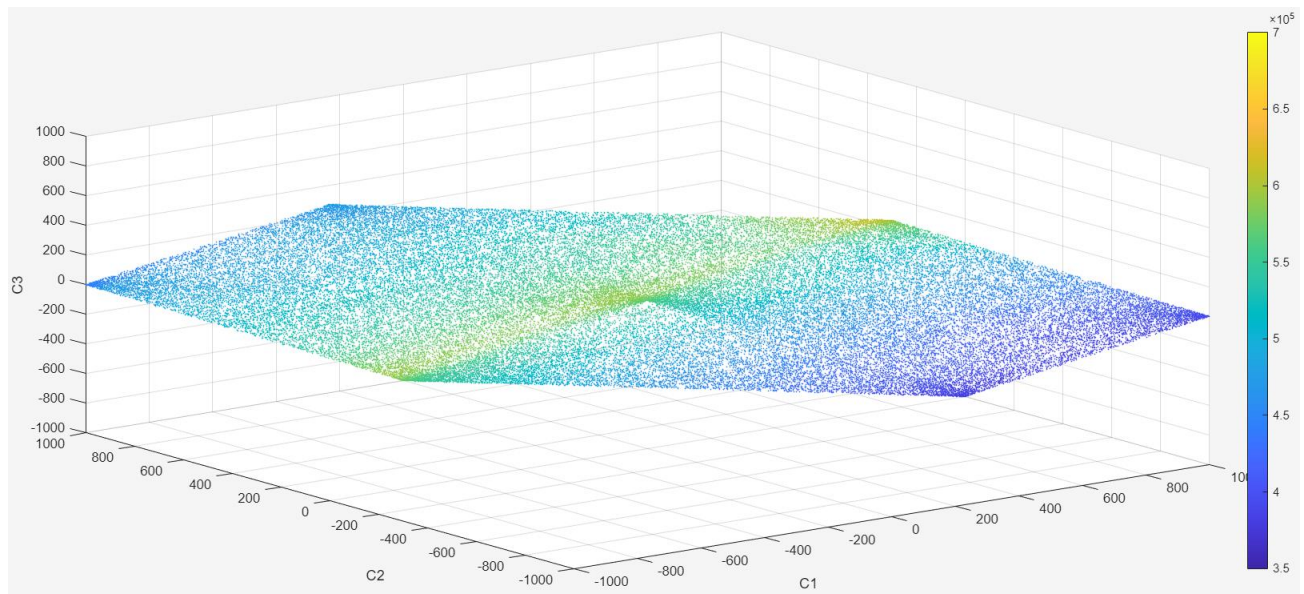


Figura 3.6 Costos de generación casos 1 a 6, Configuración 1

Si se observa esto desde una perspectiva bidimensional, se ve como muestra la Figura 3.7, de donde se desprende que los mayores costos de generación se darán cuando la potencia asignada a C1 sea cercana a 0 o negativa en el rango de $[-200,0]$, mientras que la potencia asignada a C2 no tiene tanta injerencia en los costos, ya que se observa que el color no varía demasiado al trazar una línea vertical en la figura. Para encontrar los menores costos de generación, se tiene que los valores asignados a C1 deben ser altos, cercanos al límite de 1 GW.

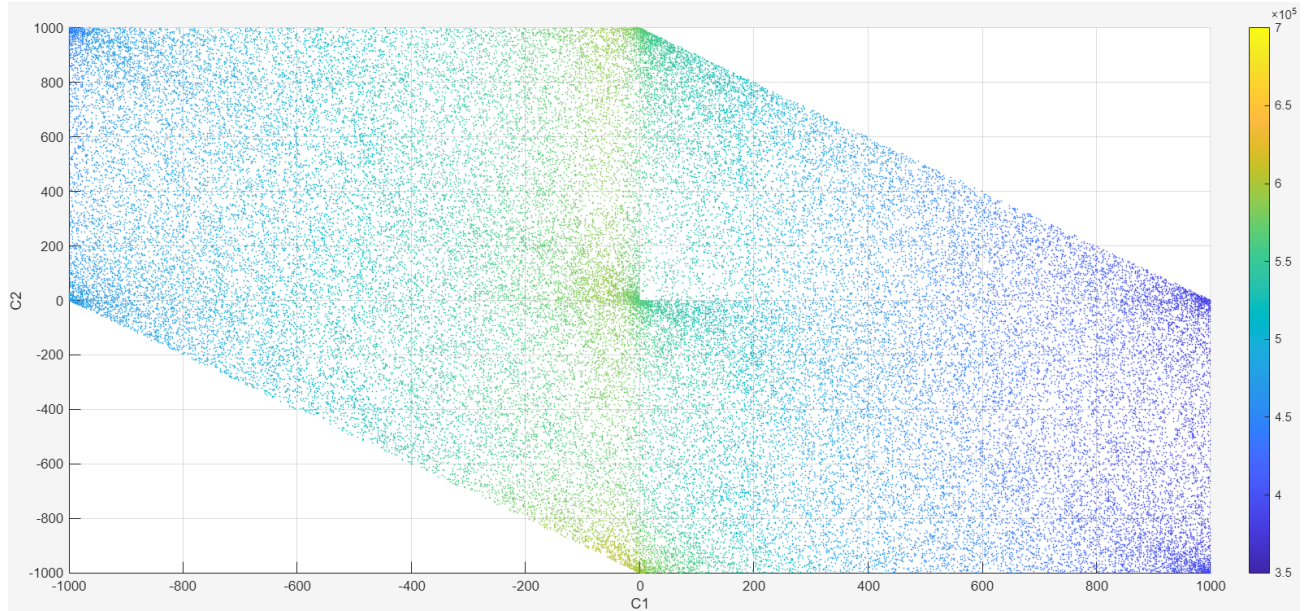


Figura 3.7 Costos de generación C1 y C2, escenario 1, Configuración 1

Así, se tiene que los menores costos de generación se dan al tener un inversor instalado en la zona 1 (definida en la Figura 3.3), esto es, en los casos 1, 2 y 3. Otra forma de ver esto es graficando directamente los costos de generación para cada uno de los 6 primeros casos vistos en la Tabla 3.1, como se ve en la Figura 3.8. En esta, cada color indica un caso de operación distinto, de acuerdo con la configuración del convertidor que puede ser inversor “I” o rectificador “R”, estos 6 casos están listados en el cuadro ubicado en la esquina superior derecha de la figura.

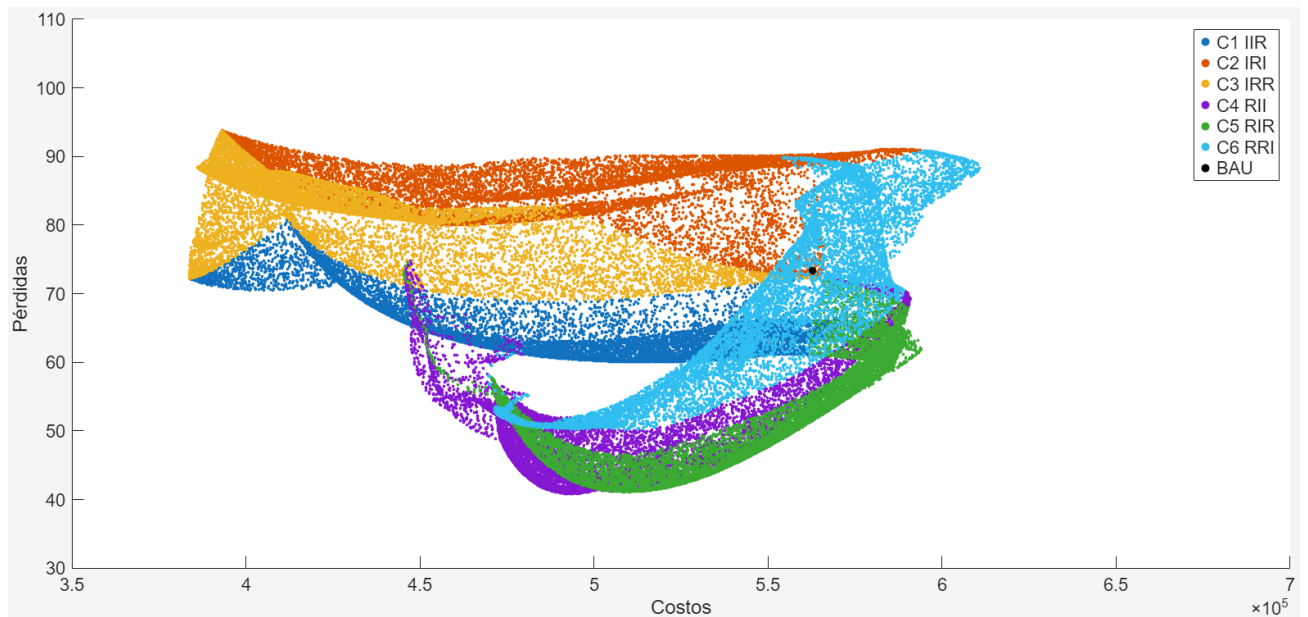


Figura 3.8 Costos de generación vs pérdidas, Configuración 1

En la Figura 3.8 se puede apreciar que hay concordancia con lo visto en la Figura 3.7, ya que los casos 1, 2 y 3 presentan menores costos, por otro lado, los casos 4, 5 y 6 son capaces de disminuir las pérdidas en el sistema, sin embargo, esta disminución no es suficiente como para compensar la disminución en costos vista en los primeros 3 casos. Además, en esta figura se representa el punto BAU, que es el que se obtiene ante la ausencia del sistema de transmisión en DC, es importante destacar que pese a que hay casos en los que los costos obtenidos son mejores respecto a otros, en todos es posible disminuir los costos de manera sustancial.

De los datos obtenidos, se tiene que el punto con menores costos de generación se encuentra asignando las potencias mostradas en la Tabla 3.3 a los convertidores.

Tabla 3.3 MW asignados a cada convertidor en punto óptimo

Costo de generación	Convertidor 1	Convertidor 2	Convertidor 3
383678 USD	1000 MW	-36 MW	-964 MW

Si se observa la Figura 3.4, puede no parecer intuitiva la elección de instalar un inversor en la zona 1, debido a la alta presencia de generación en esta zona, en particular por la presencia del generador 1 en la barra 39, el cual es el que mayor potencia puede entregar en todo el sistema. Sin embargo, lo que se busca con el flujo óptimo de potencia es minimizar costos, así que para visualizar esto, se tomó la generación total de cada zona y el costo asociado a toda esta generación, de forma de poder comparar estas cifras. La Tabla 3.4 resume los costos:

Tabla 3.4 Costos de generación por cada zona

	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Generación máxima en MW	3825	2295	2465
Costo total en USD	648332	183644	81284
Costo promedio en USD por MW	169	80	33

Por lo tanto, de aquí se desprende que la zona 1, pese a tener una mayor generación máxima, el uso de esta potencia tiene mayores costos, por ende, es mucho más rentable disminuir la generación en la zona 1 y aumentar en la zona 2 y particularmente en la zona 3, debido a sus menores costos de generación. La tabla resumen con los costos asociados a cada generador se muestra en el ANEXO C. En esta se visibiliza el alto costo de generación asociado al generador 1, por lo que el uso de este es el que más busca limitarse. Si se observa la generación de cada una de las unidades generadoras, se tiene la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 MW entregados por generador

Generador	Generación en MW	Generación máxima en MW	Porcentaje de carga
G1	805	2550	31,6
G2	594	595	99,9
G3	669	680	98,5
G4	677	680	99,6
G5	507	510	99,4
G6	558	680	82,1
G7	594	595	100
G8	150	595	25,2
G9	534	850	62,8
G10	797	850	93,7

Además de la baja participación del generador 1 en cuanto a su capacidad máxima, se tiene algo similar con el generador 8, el cual también no es utilizado en mayor medida debido a sus altos costos de generación.

3.4.2 Operación con generación interna

La Figura 3.9 muestra la relación de costos vs la potencia asignada a cada uno de los convertidores, donde esta vez la suma de estas potencias entrega un número positivo, el cual corresponde a la generación interna en el sistema DC. En la figura tridimensional creada se puede notar que los mayores costos asociados se ubican cerca del plano que representa una menor generación interna, donde se aproxima a la Figura 3.6, que es el análogo en el cual no hay generación interna. A medida que las potencias asignadas a los generadores aumentan, los costos disminuyen, llegando a un óptimo cuando cada uno de estos convertidores se aproxima a 1000 MW, que es el máximo establecido.

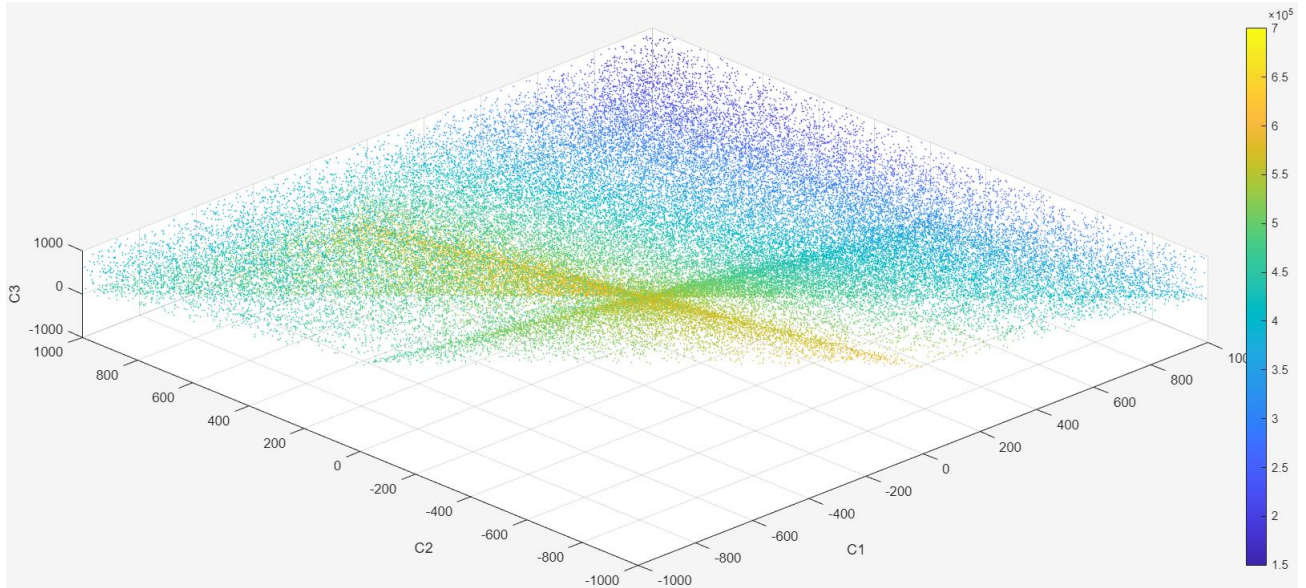


Figura 3.9 Generación convertidores vs costo

Desde la Figura 3.10 hasta la Figura 3.14 se muestra la evolución de costos a medida que aumenta la generación interna en el sistema DC. Como es de esperarse, los costos van disminuyendo progresivamente a medida que la generación interna aumenta.

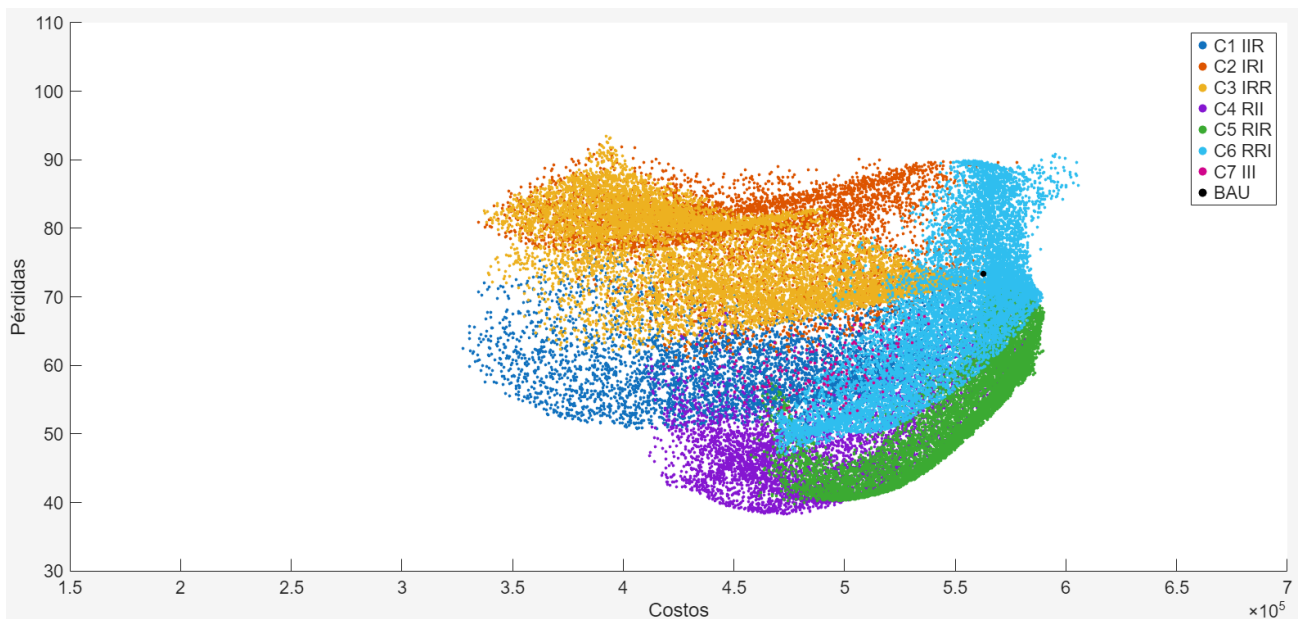


Figura 3.10 Costos vs pérdidas, 500 MW de generación interna

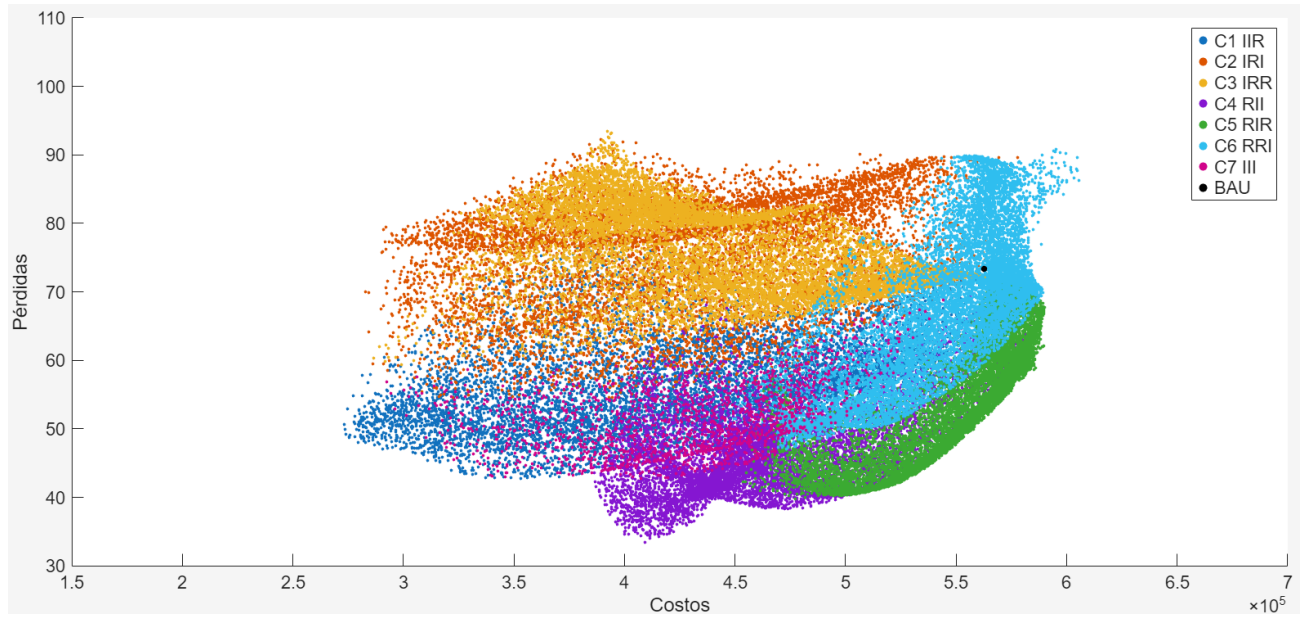


Figura 3.11 Costos vs pérdidas, 1000 MW de generación interna

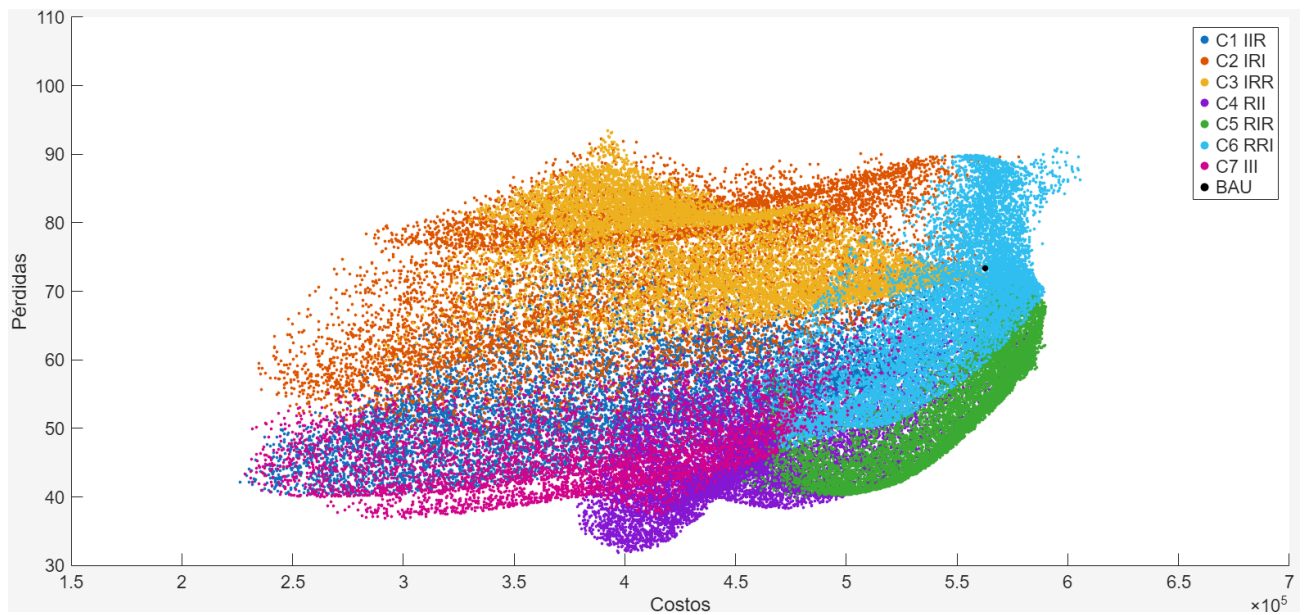


Figura 3.12 Costos vs pérdidas, 1500 MW de generación interna

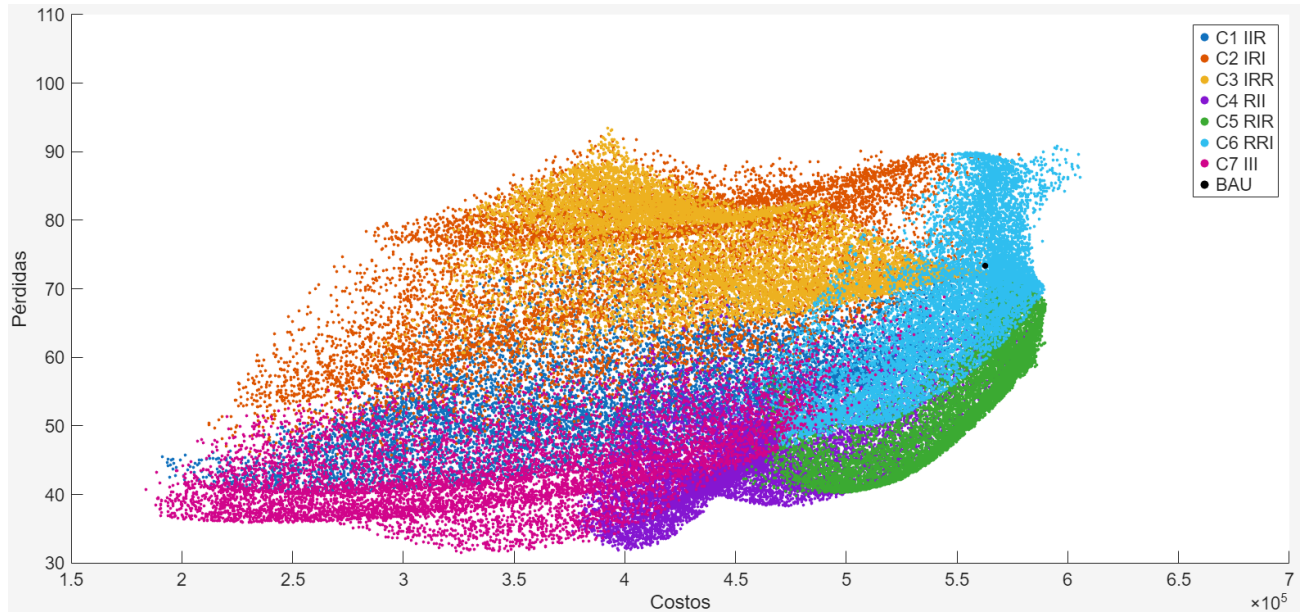


Figura 3.13 Costos vs pérdidas, 2000 MW de generación interna

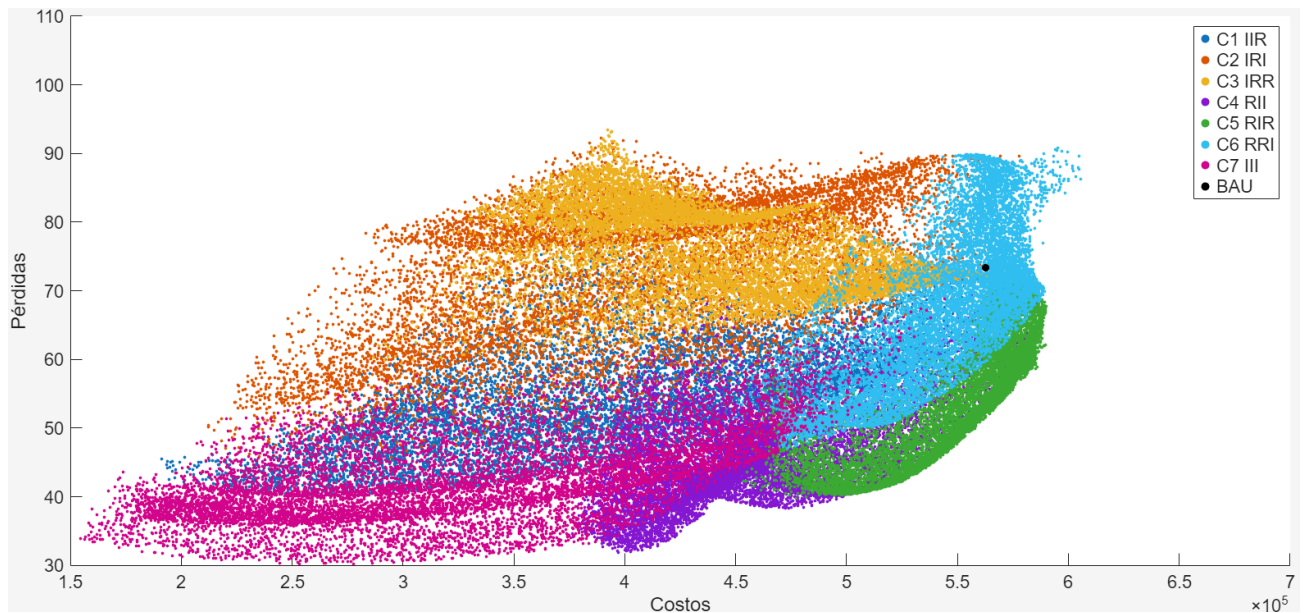


Figura 3.14 Costos vs pérdidas, 3000 MW de generación interna

De la Figura 3.10 a la Figura 3.14 se desprende que el aumento de generación interna provoca la disminución en los costos de generación, demostrado por la formación de puntos sucesivamente más a la izquierda en cada gráfico.

Tabla 3.6 MW asignados a cada convertidor en punto óptimo

Costo de generación	Convertidor 1	Convertidor 2	Convertidor 3
156418 USD	984 MW	928 MW	992 MW

La Tabla 3.6 muestra las potencias asignadas a cada convertidor para obtener el resultado óptimo, en este punto se tiene una generación interna de 2904 MW, con lo que el costo disminuyó un 72% respecto al BAU.

Cabe destacar que cada caso tiene un límite de máxima generación interna admisible, el cual está directamente relacionado con la cantidad de inversores de cada caso, ya que son estos los responsables de pasar la generación del sistema DC a la red AC. Así, se tiene el máximo de generación interna admitido será de 1GW por inversor presente en cada caso. Esto también puede verse en la Figura 3.15, donde se graficaron los costos versus la generación interna.

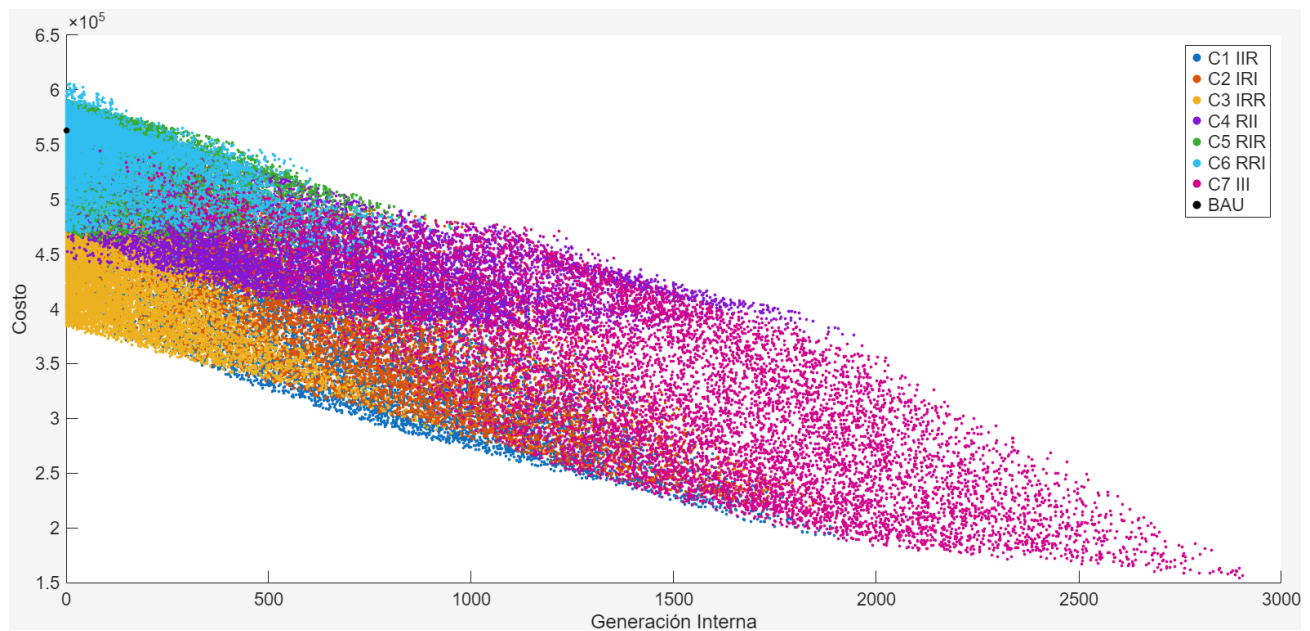


Figura 3.15 Costos vs Generación interna

De la Figura 3.15 se desprende cuál de los 7 casos es el óptimo dependiendo de la generación interna presente en el sistema. Esto se resume en la Tabla 3.7

Tabla 3.7 Rangos de generación interna y su caso de operación óptimo

Generación interna	Caso óptimo
Menor a 320	Caso 3
Entre 320 y 1880	Caso 1
Sobre 1880	Caso 7

Así, tomando como ejemplo valores de generación interna cada 500 MW, se tiene la Tabla 3.8 que muestra los costos de generación, la potencia asignada a cada convertidor y el caso correspondiente.

Tabla 3.8 Costos de generación cada 500 MW de generación interna

Generación interna	Costo de generación	Convertidor 1	Convertidor 2	Convertidor 3	Caso
0 MW	383678 USD	1000 MW	-36 MW	-964 MW	3
500 MW	330703 USD	947 MW	360 MW	-807 MW	1
1000 MW	273820 USD	989 MW	379 MW	-368 MW	1
1500 MW	226300 USD	990 MW	663 MW	-153 MW	1
2000 MW	183939 USD	997 MW	905 MW	98 MW	7
2500 MW	170317 USD	987 MW	973 MW	540 MW	7

De la Tabla 3.8 se tiene que los resultados son congruentes con los costos vistos en la Tabla 3.4, ya que se busca maximizar la potencia en el convertidor 1, que es donde los costos de generación son mayores, esto es constante sin importar la generación interna en el sistema. Por otro lado, el convertidor 2 al encontrarse en la segunda zona con mayor costo de generación, va aumentando su potencia a medida que la generación interna crece. Finalmente, el convertidor 3 pasa de ser un rectificador para suplir las necesidades de los otros convertidores, a un inversor cuando la generación interna llega a los 2 GW, sin embargo, puede notarse que, al haber 2500 MW de generación interna, la prioridad son los convertidores 1 y 2, debido a los menores costos de generación en comparación a la zona en que se ubica el convertidor 3.

4. Análisis de sensibilidad

En el presente capítulo, se presentan alternativas a la localización obtenida mediante la metodología presentada en este informe.

4.1 Simulación con localización propuesta en [1]

El trabajo desarrollado por Montoya en [1], plantea la instalación de convertidores en las barras 2, 6 y 16, esto sin haber desarrollado un mayor análisis al respecto, dado que no era el objetivo de aquel trabajo, sino que mediante un análisis visual, teniendo en cuenta que las barras seleccionadas son cercanas a zonas con una alta generación o demanda. Se denomina a esta disposición espacial como configuración 2.

Al llevar a cabo las simulaciones con el uso de las ubicaciones planteadas, se obtiene el gráfico de costos que muestra la Figura 4.1

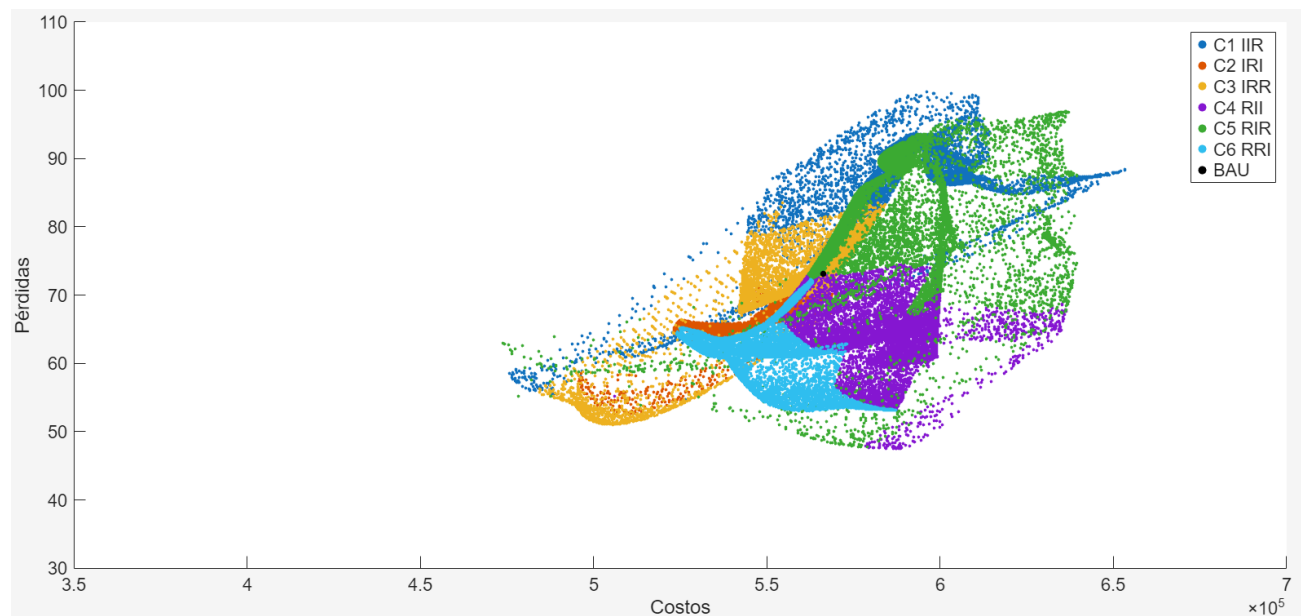


Figura 4.1 Costo versus pérdidas, escenario 1, Configuración 2

Se tiene que el menor costo de generación se obtiene instalando rectificadores en las barras 2 y 16, y un inversor en la barra 6, sin embargo, pese a que este punto representa una disminución de más de un 15% respecto al BAU, es a su vez un 23,5% mayor comparado a lo obtenido siguiendo la metodología planteada en este informe, por lo que está lejos de ser una solución óptima

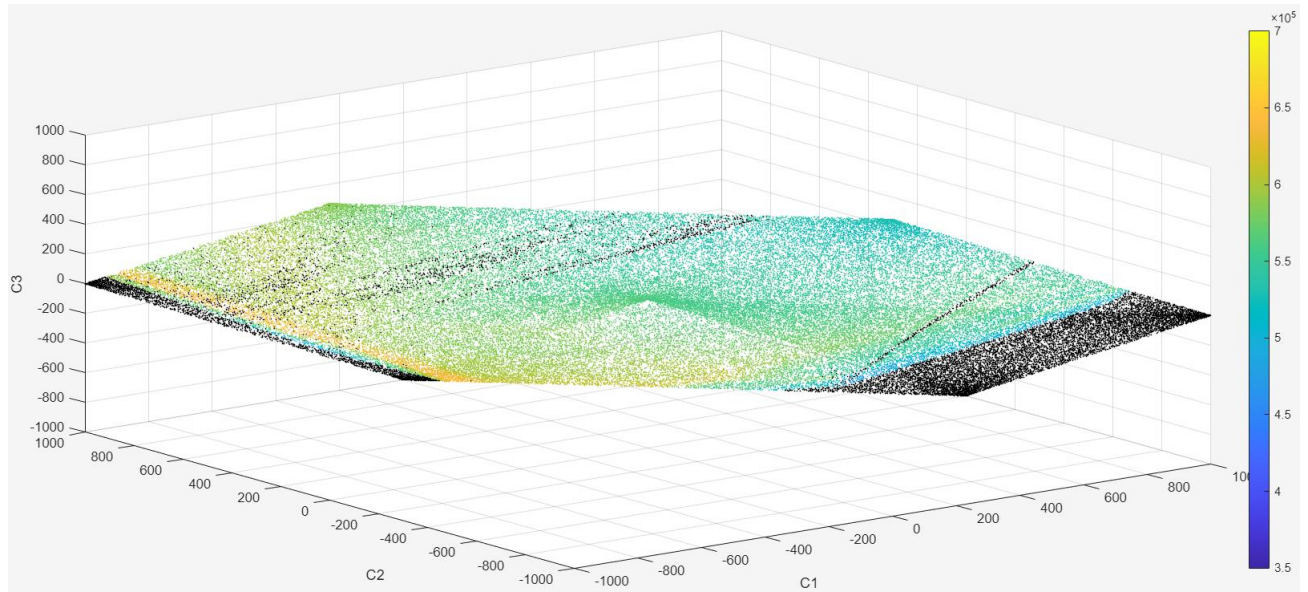


Figura 4.2 Costos de generación, escenario 1, Configuración 2

Análogamente a lo hecho en el capítulo 3.4.1 con la Figura 3.6, se tiene en este caso la Figura 4.2, en la cual, se añadieron los costos de generación de acuerdo con los colores indicados en la barra a la derecha de la imagen. Cabe destacar también que se añadieron puntos negros para las combinaciones de valores en los convertidores que resultaron en una no convergencia del OPF, esto se da debido a la restricción fuerte aplicada sobre las líneas transmisión, en las cuales no se puede superar un 100% de cargabilidad, por lo tanto, puede desprenderse de la figura que la disposición actual de convertidores en las barras no es factible considerando una transmisión que puede llegar a 1GW. En particular, para el convertidor 2, ubicado en la barra 2, se tiene que no hay convergencia al superar este convertidor los 750 MW, mientras que lo mismo se tiene en el convertidor 1, ubicado en la barra 6, al superar los 900 MW, ambos en calidad de inversores, ya que se trata de valores negativos.

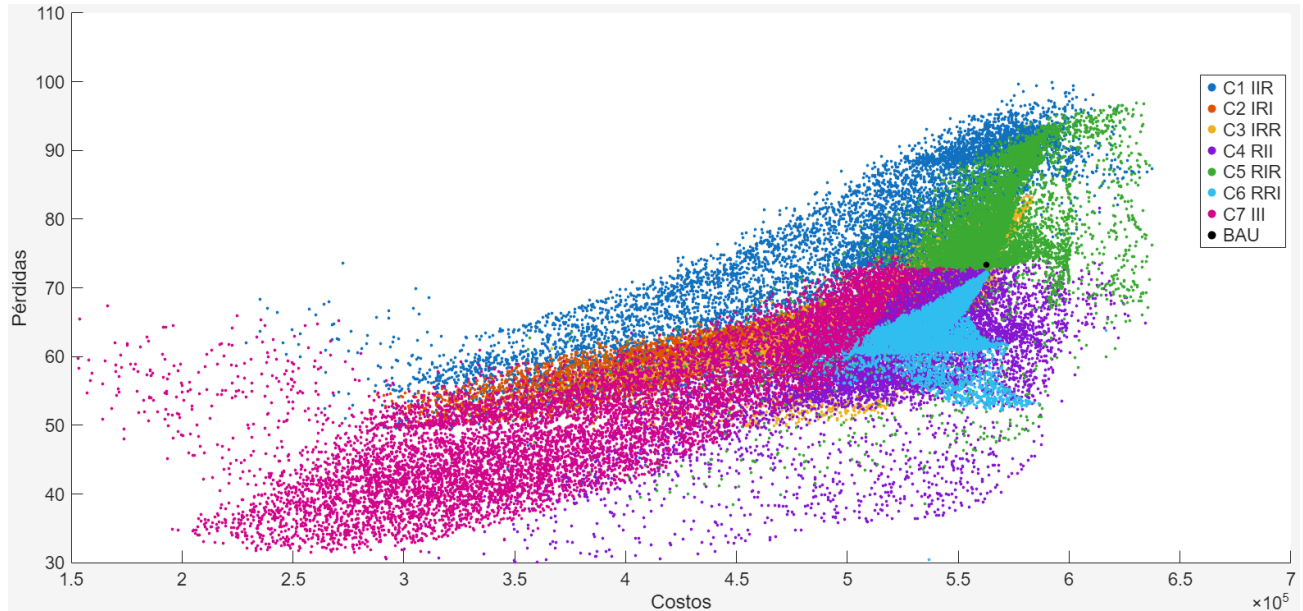


Figura 4.3 Costo versus pérdidas, escenario 2, Configuración 2

Al haber generación interna, se tiene un resultado muy similar a lo obtenido con la configuración 1, siendo solo un 1% menor en el punto óptimo. Se da en este caso resultados similares ya que no hay problemas de convergencia tal como se vio en el escenario 1.

4.2 Localización en barras 39, 26 y 16

A partir de lo visto en la Figura 3.2, se propone cambiar la ubicación del convertidor 1 desde la barra 9 a la 39. Se propone esta nueva ubicación debido a que posee altos niveles tanto de carga como de generación conectados directamente a la barra. Se le denomina configuración 3, en la Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestra el escenario sin generación interna, mientras que la Figura 4.6 tiene los costos con generación interna.

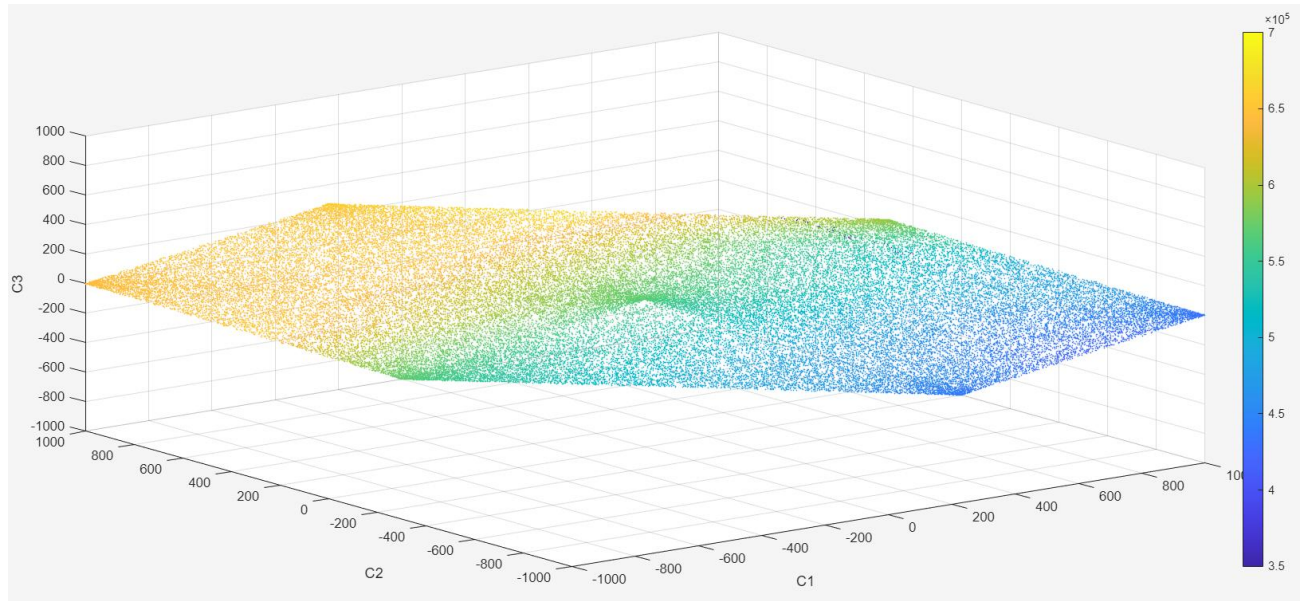


Figura 4.4 Costos de generación, escenario 1, Configuración 3

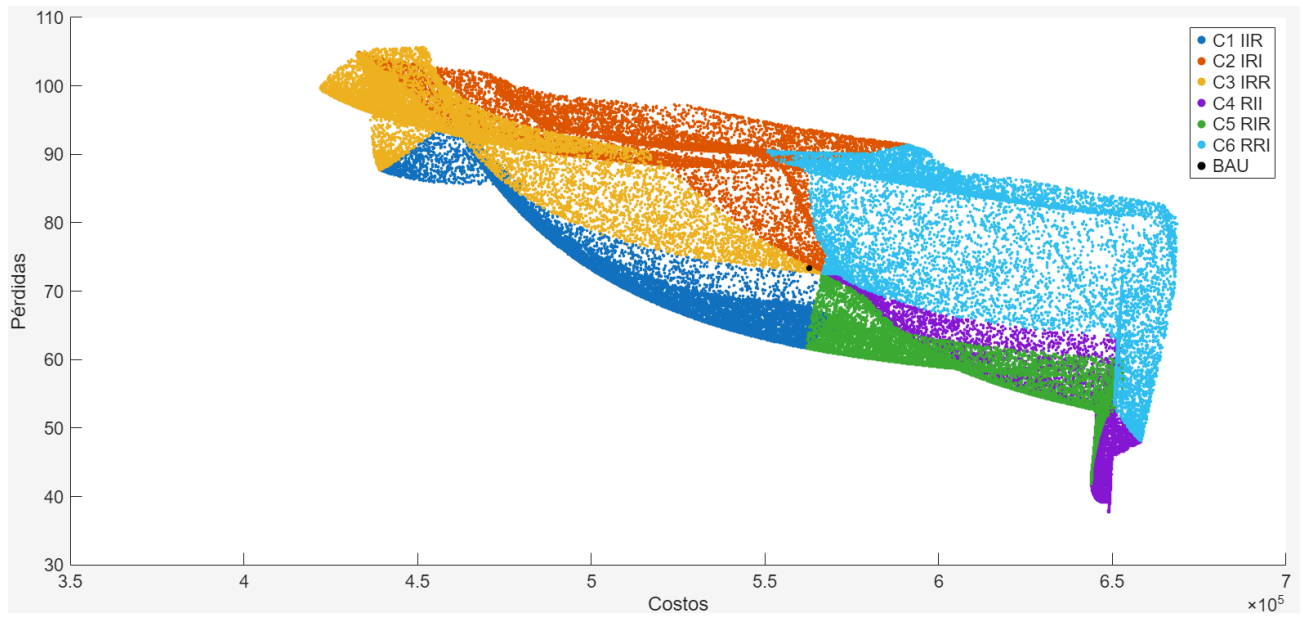


Figura 4.5 Costos vs pérdidas, escenario 1, Configuración 3

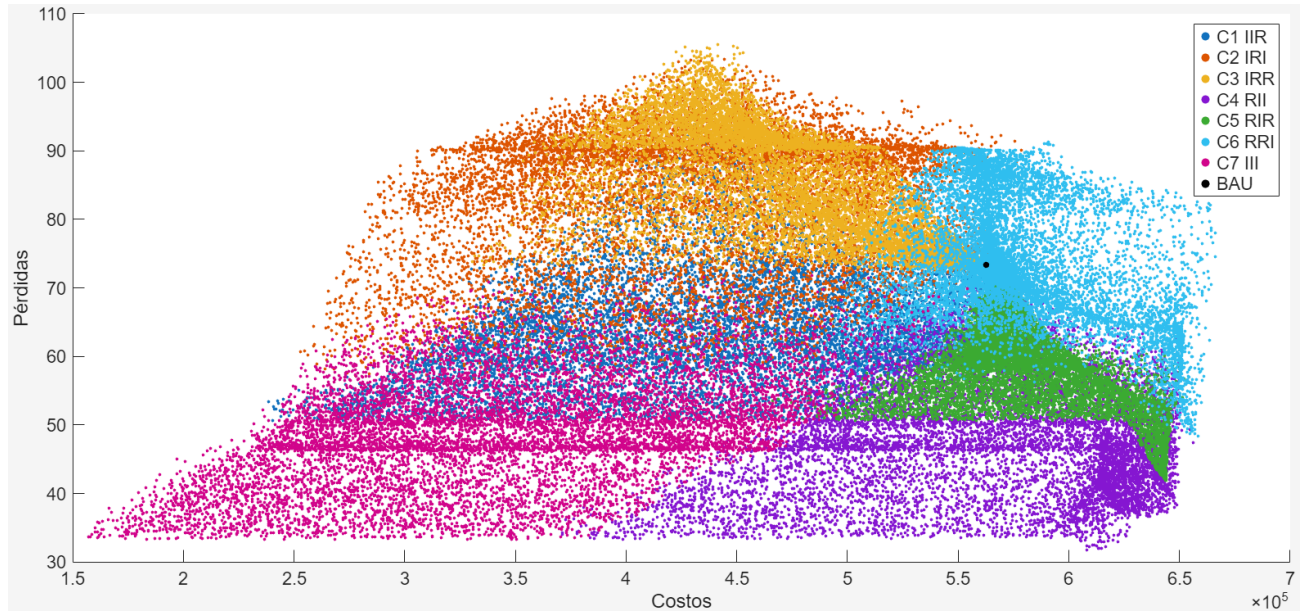


Figura 4.6 Costos vs pérdidas, escenario 2, Configuración 3

Con esta configuración puede notarse que no hay problemas de convergencia., En cuanto a los costos de generación, para el escenario 1 son un 10% mayores a lo obtenido en la configuración 1, mientras que en el escenario 2 el aumento de costos fue de un 1,7%.

4.3 Localización en barras 9, 29 y 16

Observando la Figura 3.2, se observa que la barra 29 es una buena opción para la instalación de un convertidor, debido a la presencia de una carga en la barra y un generador en la barra 38, que está conectada directamente a la barra 29, por lo tanto, se propone mover a esta última el convertidor 2, localizado en la barra 26. A continuación se muestran los costos obtenidos.

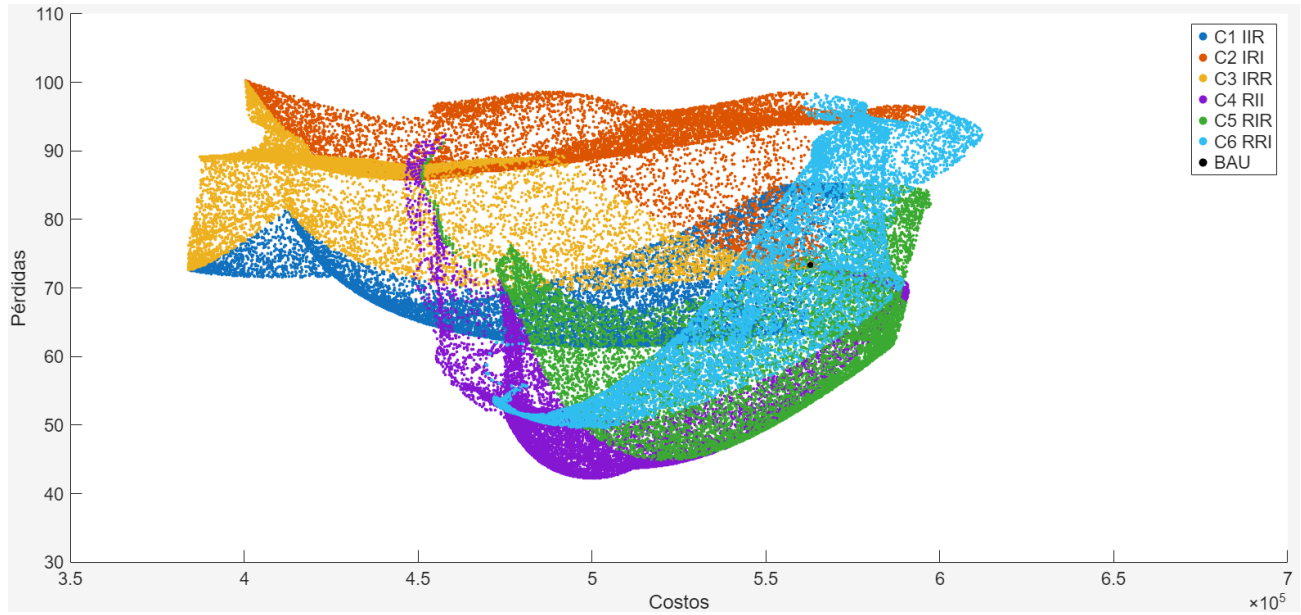


Figura 4.7 Costos vs pérdidas, escenario 1, Configuración 4

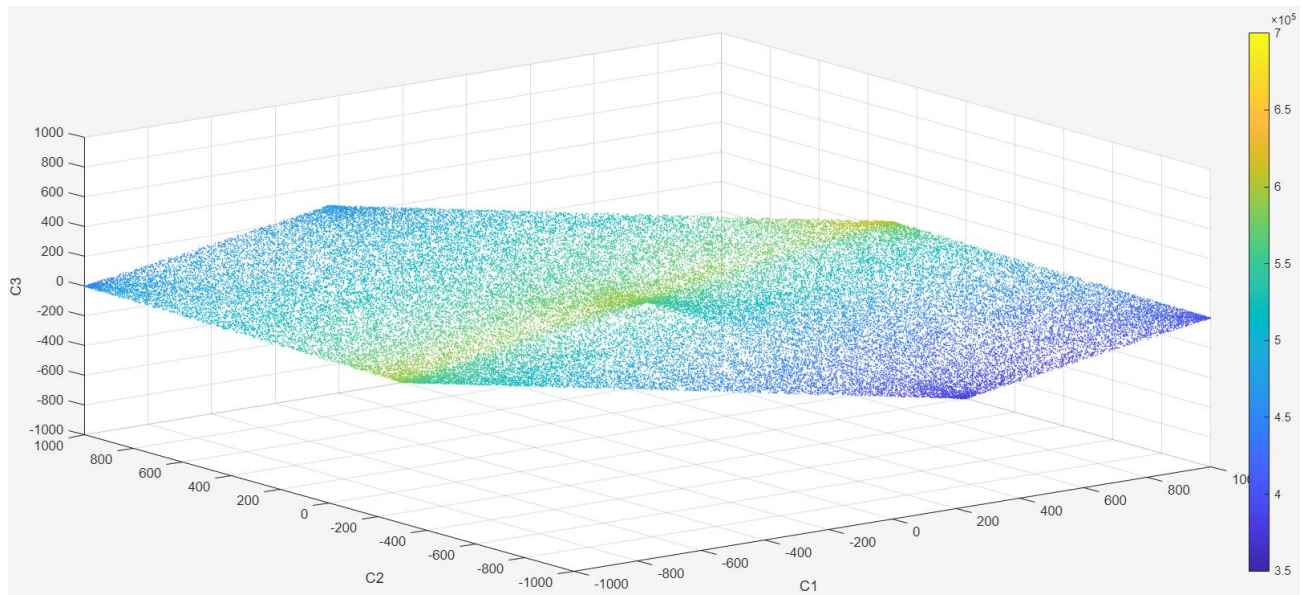


Figura 4.8 Costos de generación, escenario 1, Configuración 4

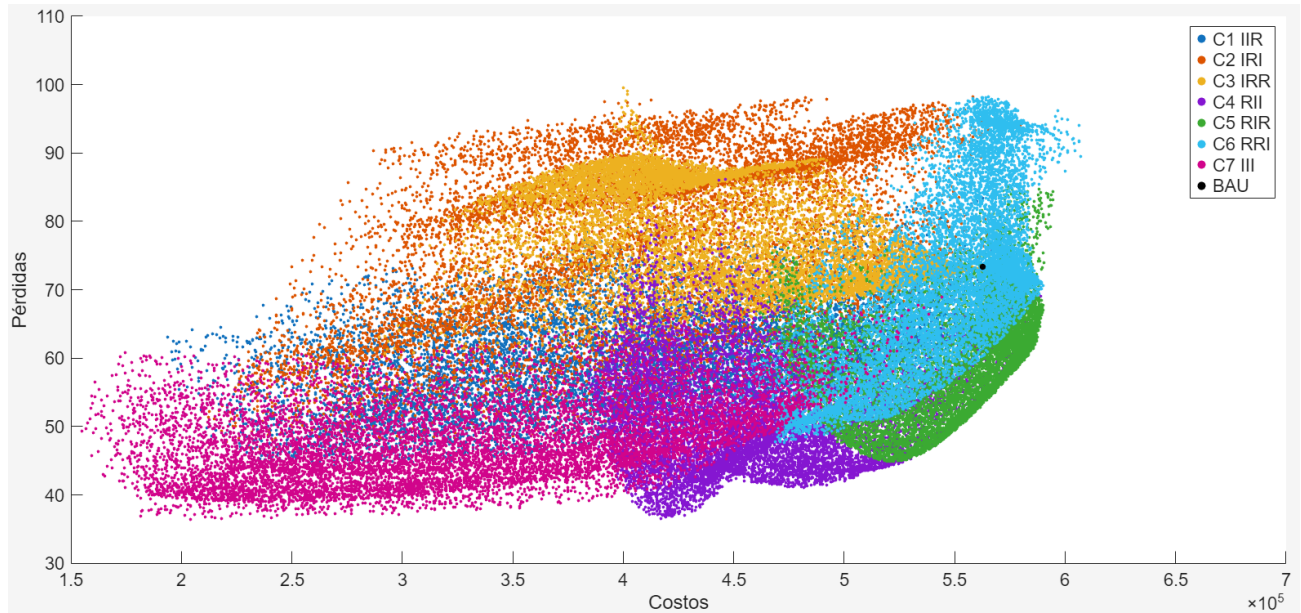


Figura 4.9 Costos vs pérdidas, escenario 2, Configuración 4

Para este caso se tiene que las diferencias en relación con lo obtenido con la configuración 1 son marginales, siendo en ambos casos ligeramente mayores a lo obtenido previamente. Los costos para el escenario 1 aumentaron en un 0,05%, mientras que para el escenario 2 subió un 0,3%.

4.4 Localización en barras 9, 26 y 23

En la zona 3 obtenida de la zonificación, se decidió elegir la barra 16 para la instalación del convertidor 3, debido a que es el lugar donde convergen las demás líneas del subsistema. Viendo los centros de carga y generación obtenidos en 3.2, se propone la instalación del convertidor 3 en la barra 23, debido a su mayor cercanía geográfica con los centros mencionados. A esta disposición se le denomina configuración 5.

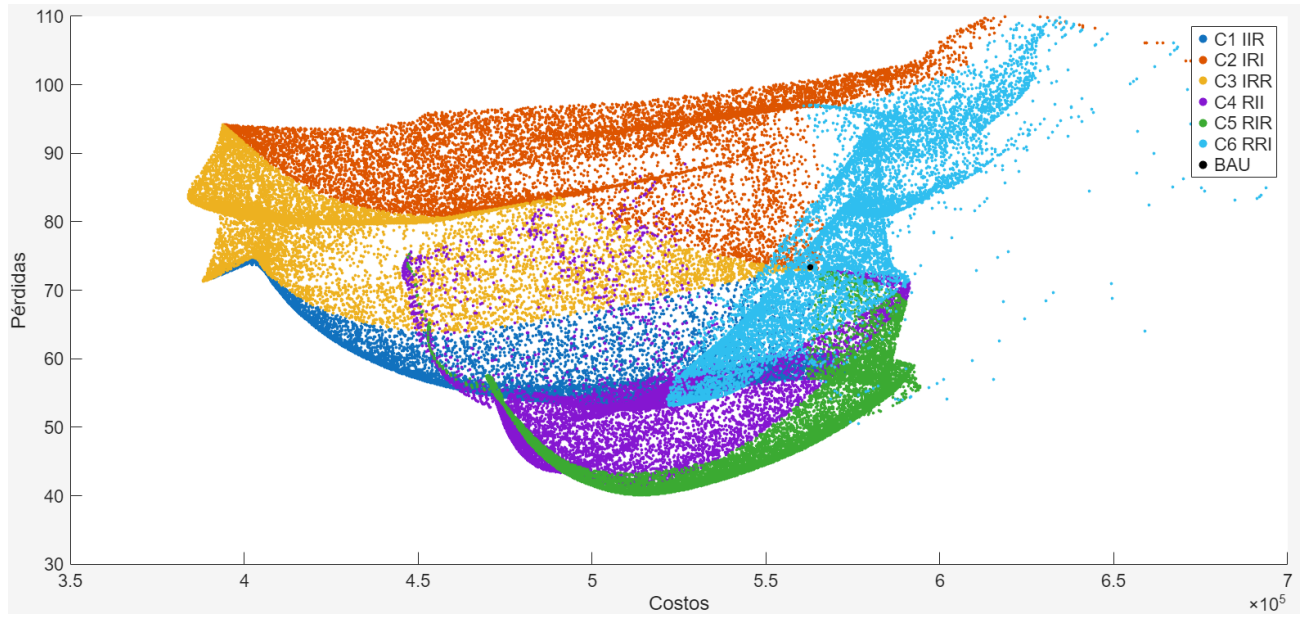


Figura 4.10 Costos vs pérdidas, escenario 1, Configuración 5

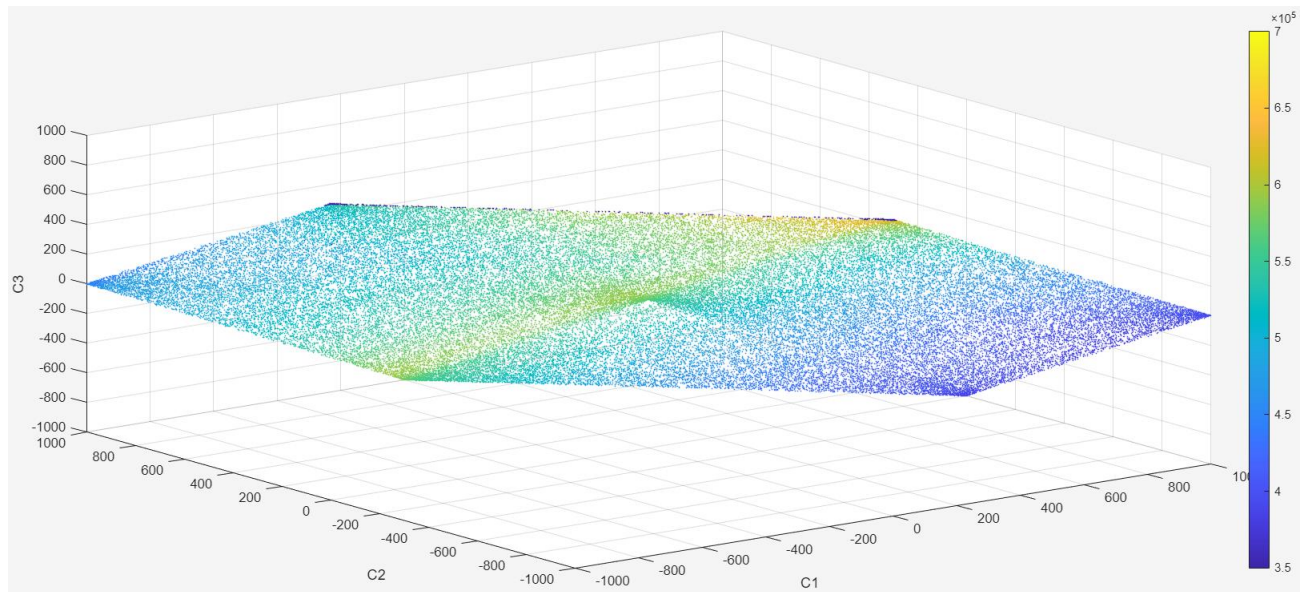


Figura 4.11 Costos de generación, escenario 1, Configuración 5

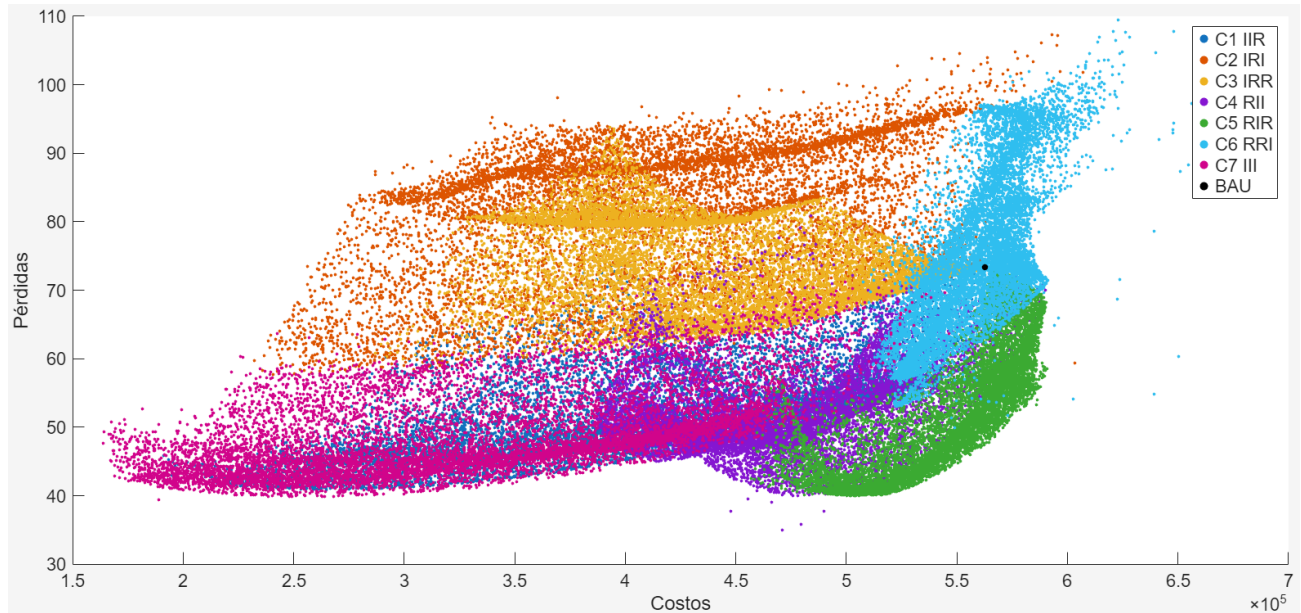


Figura 4.12 Costos vs pérdidas, escenario 2, Configuración 5

En este caso sí se dan problemas de convergencia al intentar inyectar 1000 MW mediante el convertidor 3, que es el que se ubicó en la barra 23 en este caso, esto se da debido a que las líneas 23-24 y 23-22 no son suficientes para transmitir lo que este inversor entregaría, lo cual se explica también por la presencia de las unidades generadoras en las barras 36 y 35. En cuanto a los costos obtenidos, para el escenario 1 estos son solo 0,07% mayores a lo obtenido con la configuración 1, mientras que para el escenario 2 el aumento es de un 6%.

4.5 Conclusión análisis de sensibilidad

A partir de las simulaciones realizadas, se observa en todos los casos que, ante la ausencia de generación interna, la configuración óptima corresponde a la instalación de un inversor en la zona 1 y de rectificadores en las zonas 2 y 3, independientemente de la barra específica de conexión. Este resultado es consistente con los cálculos de costos de generación presentados en la Tabla 3.4

Los costos de generación obtenidos en cada una de las configuraciones propuestas se resumen en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Resumen costos escenario 1

Configuración	Barras	Costos de generación (USD)	Caso	Potencia por convertidor (MW)		
				C1	C2	C3
1	9-26-16	383678	3 (IRR)	1000	-36	-964
2	2-6-16	473933	5 (RIR)	-338	962	-624
3	39-26-16	422097	3 (IRR)	1000	-384	-616
4	9-29-16	383883	3 (IRR)	1000	-36	-964
5	9-26-23	383973	3 (IRR)	999	-664	-335

En la configuración 2 se tiene que el caso óptimo es el 5, sin embargo, esto es solo debido a que la barra 2 se encuentra en la zona 2, mientras que la barra 6 está en la zona 1, por lo que están invertidos en relación con los demás casos.

En casi todos los casos se obtiene mayor potencia desde la zona 3, al ser la con menores costos de generación, lo cual no se cumple solo en la configuración 5, donde la ubicación del convertidor 3 en la barra 23 hace imposible acceder a lo que se genera en las unidades conectadas a las barras 33 y 34.

Análogamente, la Tabla 4.2 muestra lo mismo para el escenario con generación interna. En este escenario, al existir generación interna en la red HVDC, resulta lógico que los mejores resultados se obtengan en el caso 7, en el cual todos los convertidores son inversores, ya que es el caso en el cual se maximiza la generación interna.

Es importante señalar que, en este escenario, las diferencias de costos presentan una menor relevancia en comparación con el caso sin generación interna. Esta situación se explica por el hecho de que únicamente se produce inyección al sistema de transmisión, eliminándose así la variabilidad que se generaba al transferir energía entre diferentes zonas.

Tabla 4.2 Resumen costos escenario 2

Configuración	Barras	Costos de generación (USD)	Caso	Potencia por convertidor (MW)		
				C1	C2	C3
1	9-26-16	154460	7 (III)	997	914	986
2	2-6-16	152972	7 (III)	999	977	711
3	39-26-16	157074	7 (III)	997	914	986
4	9-29-16	154946	7 (III)	914	986	997
5	9-26-23	163711	7 (III)	997	939	823

5. Conclusión y trabajo futuro

5.1 Conclusión

Este trabajo presenta una metodología integral para la localización óptima de enlaces en sistemas de transmisión mixtos AC/VSC-MTDC, combinando criterios de zonificación eléctrica y análisis de flujo de potencia óptimo. El uso del concepto de “centro de masa eléctrico” resulta útil para identificar posiciones estratégicas para los enlaces.

En el caso de estudio, donde se trabajó con el sistema IEEE de 39 barras, se demostró que la ubicación de los convertidores en las barras 9, 16 y 26 permite reducir significativamente los costos de generación. Sin embargo, la elección de la barra 16 fue debido a su posición estratégica dentro de la zona en la cual está ubicada, ya que es el punto en el cual confluyen las líneas de este subsistema.

La disminución de costos en relación con lo que se obtuvo en [1], además del análisis de sensibilidad realizado, demuestra que la metodología utilizada es válida, y puede ser aplicada como una herramienta de apoyo en la planificación de redes mixtas AC/VSC-MTDC

5.2 Trabajo futuro

Como una manera de complementar y dar continuidad al estudio desarrollado, se proponen las siguientes líneas de investigación futura:

- Incorporar una evaluación de costo–beneficio que permita estimar el retorno de la inversión asociado a la implementación de una red HVDC, considerando no solo el costo de los convertidores, sino también el de las líneas, corredores de transmisión, obras civiles y otros factores relevantes para una planificación realista.
- Extender la metodología desarrollada a redes eléctricas de mayor dimensión y complejidad, en las que la cantidad de convertidores a instalar sea superior.
- Analizar escenarios que incluyan tecnologías de almacenamiento, como baterías u otros sistemas, en conjunto con enlaces HVDC, con el fin de estudiar estrategias de operación coordinada que mejoren la flexibilidad, la seguridad y la integración de energías renovables.

Referencias

- [1] Roberto Montoya, “*Aplicación del Flujo de Potencia Óptimo en Redes Mixtas AC/VSC-MTDC*”, Memoria de Título, Ingeniero Civil Eléctrico, Marzo 2024, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción.
- [2] Tomás Montecinos, “*Zonificación de Sistemas Eléctricos de Potencia en DIgSILENT*”, Memoria de Título, Ingeniero Civil Eléctrico, Enero 2025, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción.
- [3] Franken, M., Barrios, H., Schrief, A. B., & Puffer, R. (2019). Identification of Suitable Locations for HVDC Links within Meshed AC Networks. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. <https://doi.org/10.1109/isgteurope.2019.8905673>
- [4] Guo, X., Bao, H., & Li, J. (2019). Interval Optimal Power Flow Model and Its Monte Carlo Method for AC/DC Hybrid Power System with Wind Power. *2019 14th IEEE Conference On Industrial Electronics And Applications (ICIEA)*, 873-876. <https://doi.org/10.1109/iciea.2019.8834069>
- [5] Kim, S., Yokoyama, A., Takano, T., Hashimoto, H., & Izui, Y. (2017). Economic benefit evaluation of multi-terminal VSC HVDC systems with wind farms based on security-constrained optimal power flow. *2017 IEEE Manchester PowerTech*. <https://doi.org/10.1109/ptc.2017.7981249>
- [6] Saadeh, M., Saadeh, O., Sba, B. A., Hamdan, M. A., & Dalala, Z. (2024). Comparative Analysis of HVAC and HVDC Green Corridors for Photovoltaic Integration Overcoming Geographical Constraints. *2024 IEEE 8th Energy Conference (ENERGYCON)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/energycon58629.2024.10488822>
- [7] Serway, R. A., & Jewett, J. W. (2008). *Física para ciencias e ingeniería* (7.a ed., Vol. 1). Cengage Learning.
- [8] Tricarico, G., Wagle, R., Dicorato, M., Forte, G., Gonzalez-Longatt, F., & Rueda, J. L. (2022). Zonal Day-Ahead Energy Market: A Modified Version of the IEEE 39-bus Test System. *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 86-90. <https://doi.org/10.1109/isgtasia54193.2022.10003588>

ANEXO A. Imágenes usadas para georreferenciación

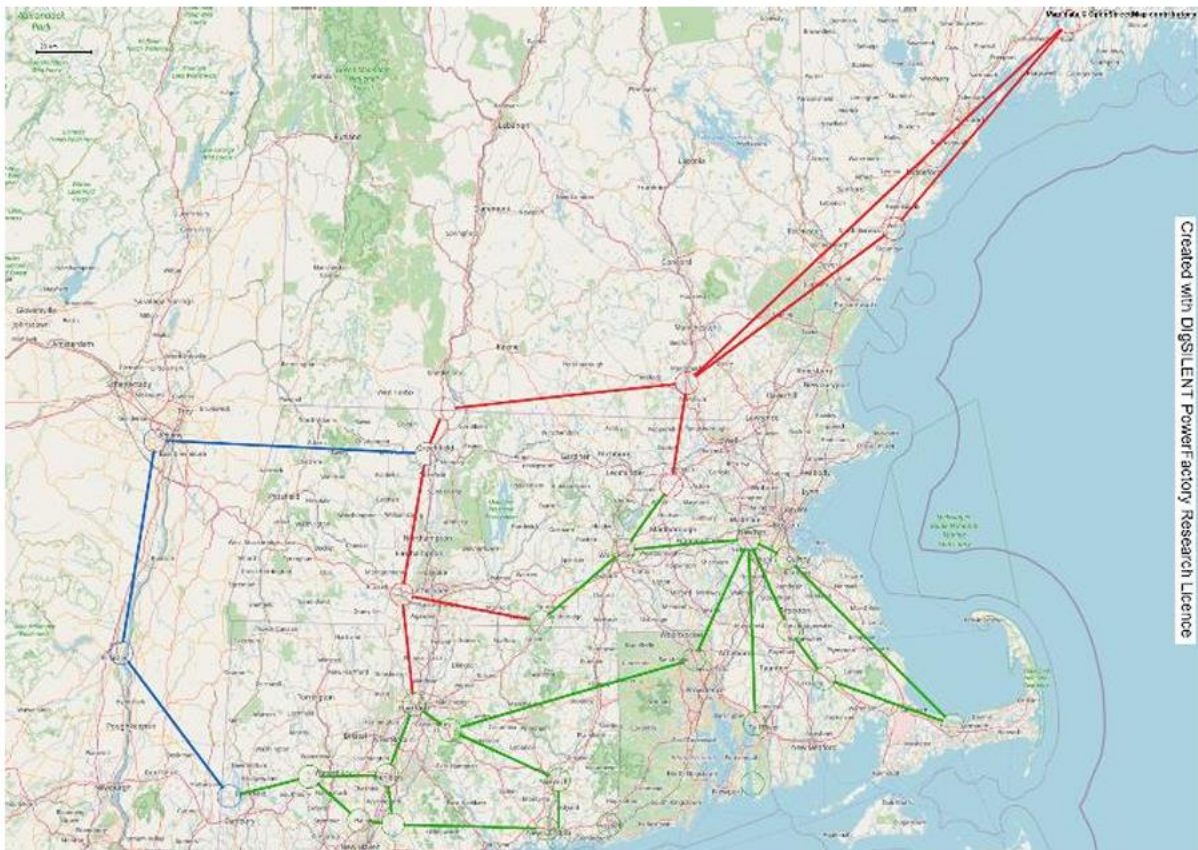


Figura Anexo A 1 Localización de barras georreferenciadas 1 [8]

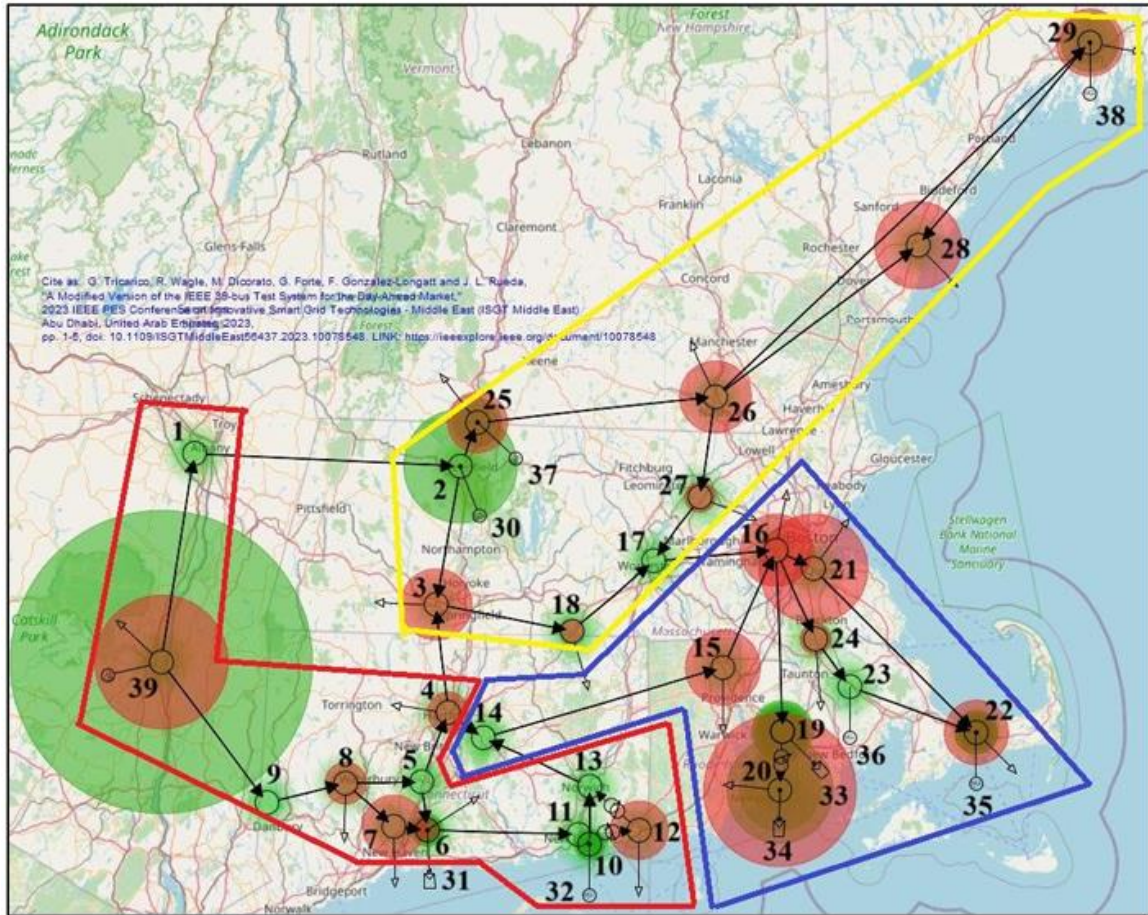


Figura Anexo A 2 Localización de barras georreferenciadas 2 [2]

ANEXO B. Coordenadas de ubicación de barras

Tabla Anexo B 1 Coordenadas ubicación barras parte 1

Número de barra	x	y
1	138	345
2	338	335
3	320	231
4	328	149
5	309	97
6	313	61
7	287	63
8	251	96
9	192	82
10	435	50
11	427	58
12	473	61
13	435	94
14	355	131
15	535	183
16	576	272
17	484	264
18	422	211
19	581	135
20	579	91
21	604	258
22	727	134
23	631	169
24	606	205
25	351	368
26	530	387

27	518	312
28	683	501
29	812	654
30	352	298
31	315	23
32	435	12
33	610	106
34	578	62
35	727	96
36	632	130
37	380	341
38	812	615
39	113	187

ANEXO C. Costos asignados a generadores

Tabla Anexo C 1 Costos operacionales asignados a generadoras

Generadora	Tipo	Potencia [MW]		Costo operacional [USD/MWh]	
		Plena carga	Mínimo técnico	Plena carga	Mínimo técnico
1	Gas Natural	2550	0	218.6	140.8
2	Diesel	595	150	58.4	17.3
3	Diesel	680	200	82.7	28.2
4	Carbón	680	200	21.7	7.3
5	Carbón	255	70	8.1	2.5
6	Diesel	680	200	76.9	26.4
7	Carbón	595	150	16.9	5.4
8	Diesel	595	150	67.3	19.8
9	Diesel	850	250	96.1	33.0
10	Gas Natural	850	0	72.9	35.2

ANEXO D. Código utilizado en DPL para OPF

! DECLARACIÓN DE VARIABLES

```
double elm1, elm2, elm3, ResG1, ResG2, ResG3, ResG4, ResG5, ResG6, ResG7, ResG8, ResG9,
ResG10, ResC1G, ResC2G, ResC3B, losses, a1, a2, a3, a4, a5, a6, a7, a8, a9, a10, b1, b2, b3, b4, b5,
b6, b7, b8, b9, b10, Cost_G1, Cost_G2, Cost_G3, Cost_G4, Cost_G5, Cost_G6, Cost_G7,
Cost_G8, Cost_G9, Cost_G10, TotalCost;
int i, n, Valor1, Valor2, Valor3, G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9, G10, status, ver;
object case, stdc, OptLF, Obj1, Obj2, Obj3, Obj4, Obj5, Obj6, Obj7, Obj8, Obj9, Obj10, Obj11,
Obj12, Obj13, GRID;
set ConjElm;
object wb, ws;
string rutaArchivo;
ClearOutputWindow();
EchoOff();
case = ActiveCase();
stdc = GetActiveScenario();
printf('El caso de estudio es %o', case);
```

! INICIALIZACIÓN DE LOS VECTORES DE RESULTADOS

```
VectorG1.Init(1);
VectorG2.Init(1);
VectorG3.Init(1);
VectorG4.Init(1);
VectorG5.Init(1);
VectorG6.Init(1);
VectorG7.Init(1);
VectorG8.Init(1);
VectorG9.Init(1);
VectorG10.Init(1);
ResLosses.Init(1);
CostoGen.Init(1);
```

! ACCESO AL CONJUNTO DE REFERENCIAS

ConjElm = SEL.All();

! ITERACIONES Y EJECUCIÓN DE FPO

n = 10100;

OptLF = GetCaseObject('ComOPF');

! PARÁMETROS FUNCIONES DE COSTO

a1 = 0.030518696;

a2 = 0.0923425;

a3 = 0.11355506;

a4 = 0.030060411;

a5 = 0.030229778;

a6 = 0.105163968;

a7 = 0.025918083;

a8 = 0.106671914;

a9 = 0.105163968;

a10 = 0.044319238;

b1 = 140.7655289;

b2 = 3.413187067;

b3 = 5.443884445;

b4 = 1.253313105;

b5 = 0.426803923;

b6 = 5.368287709;

b7 = 1.561333996;

b8 = 3.800023884;

b9 = 6.710359619;

b10 = 35.19138222;

! INGRESO A LOS OBJETOS DEL CONJUNTO

Obj1 = ConjElm.FirstFilt('C1G');

!Obj1 = ConjElm.FirstFilt('C1B');

```

Obj2 = ConjElm.FirstFilt('C2G');
!Obj2 = ConjElm.FirstFilt('C2B');
!Obj3 = ConjElm.FirstFilt('C3G');
Obj3 = ConjElm.FirstFilt('C3B');
Obj4 = ConjElm.FirstFilt('G01');
Obj5 = ConjElm.FirstFilt('G02');
Obj6 = ConjElm.FirstFilt('G03');
Obj7 = ConjElm.FirstFilt('G04');
Obj8 = ConjElm.FirstFilt('G05');
Obj9 = ConjElm.FirstFilt('G06');
Obj10 = ConjElm.FirstFilt('G07');
Obj11 = ConjElm.FirstFilt('G08');
Obj12 = ConjElm.FirstFilt('G09');
Obj13 = ConjElm.FirstFilt('G10');
GRID = ConjElm.FirstFilt('39system');
for(i=1; i<=n; i+=1){

```

```

printf("\cd ITERACIÓN [%i]', i);

```

! INGRESO A LA POSICIÓN *i* DE CADA VECTOR Y GUARDO EN VARIABLES

```

Valor1 = Convertidor1.Get(i);

```

```

Valor2 = Convertidor2.Get(i);

```

```

Valor3 = Convertidor3.Get(i);

```

! ASIGNO A CADA CONVERTIDOR LOS VALORES RESCATADOS DE LOS TRES VECTORES

```

Obj1:e:pgini = Valor1; ! Potencia Convertidor 1

```

```

Obj2:e:pgini = Valor2; ! Potencia Convertidor 2

```

```

Obj3:e:pgini = Valor3; ! Potencia Convertidor 3

```

! EJECUCIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

```

!OptLF.Execute();

```

```

status = OptLF.Execute();

```

```

if (status <> 0) {
printf('Iteración %i: OPF no convergió. Se omite.\n', i);
continue;
}

```

! ACCESO A RESULTADOS DE GENERADORES

```

ResG1 = Obj4:m:P:bus1:A;
ResG2 = Obj5:m:P:bus1:A;
ResG3 = Obj6:m:P:bus1:A;
ResG4 = Obj7:m:P:bus1:A;
ResG5 = Obj8:m:P:bus1:A;
ResG6 = Obj9:m:P:bus1:A;
ResG7 = Obj10:m:P:bus1:A;
ResG8 = Obj11:m:P:bus1:A;
ResG9 = Obj12:m:P:bus1:A;
ResG10 = Obj13:m:P:bus1:A;

```

! GUARDADO DE RESULTADOS EN VECTORES INDEPENDIENTES

```

VectorG1.Set(i,ResG1);
VectorG2.Set(i,ResG2);
VectorG3.Set(i,ResG3);
VectorG4.Set(i,ResG4);
VectorG5.Set(i,ResG5);
VectorG6.Set(i,ResG6);
VectorG7.Set(i,ResG7);
VectorG8.Set(i,ResG8);
VectorG9.Set(i,ResG9);
VectorG10.Set(i,ResG10);

```

! PÉRDIDAS DE LA GRID

```

losses = GRID:c:LossP;

```

! GUARDADO DE RESULTADO EN VECTOR

```

ResLosses.Set(i,losses);

```

! CÁLCULO DEL COSTO OPERACIONAL

```

Cost_G1 = ResG1*((a1*ResG1)+b1);
Cost_G2 = ResG2*((a2*ResG2)+b2);
Cost_G3 = ResG3*((a3*ResG3)+b3);
Cost_G4 = ResG4*((a4*ResG4)+b4);
Cost_G5 = ResG5*((a5*ResG5)+b5);
Cost_G6 = ResG6*((a6*ResG6)+b6);
Cost_G7 = ResG7*((a7*ResG7)+b7);
Cost_G8 = ResG8*((a8*ResG8)+b8);
Cost_G9 = ResG9*((a9*ResG9)+b9);
Cost_G10 = ResG10*((a10*ResG10)+b10);
! COSTO TOTAL DE GENERACIÓN PARA EL CASO i
TotalCost = Cost_G1 + Cost_G2 + Cost_G3 + Cost_G4 + Cost_G5 + Cost_G6 + Cost_G7 + Cost_G8
+ Cost_G9 + Cost_G10;
! GUARDADO DEL COSTO TOTAL EN VECTOR
CostoGen.Set(i,TotalCost);
}

! GUARDADO EN EXCEL
ver=xlStart();
if(ver)
{printf('no hay conexion con excel');}
xlSetVisible(1);
xlNewWorkbook();
xlSetWorksheetName(1,'CASO1');

! Escribir encabezados
xlSetValue(1, 1, 'Iteración');
xlSetValue(2, 1, 'TotalCost');
xlSetValue(3, 1, 'Losses');
xlSetValue(4, 1, 'G1');
xlSetValue(5, 1, 'G2');
xlSetValue(6, 1, 'G3');

```

```
xlSetValue(7, 1, 'G4');  
xlSetValue(8, 1, 'G5');  
xlSetValue(9, 1, 'G6');  
xlSetValue(10, 1, 'G7');  
xlSetValue(11, 1, 'G8');  
xlSetValue(12, 1, 'G9');  
xlSetValue(13, 1, 'G10');
```

! Escribir datos iteración por iteración

```
for (i = 1; i <= n; i += 1) {  
xlSetValue(1, i+1, i); ! Iteración  
xlSetValue(2, i+1, CostoGen.Get(i)); ! Costo total  
xlSetValue(3, i+1, ResLosses.Get(i)); ! Pérdidas  
xlSetValue(4, i+1, VectorG1.Get(i)); ! G1  
xlSetValue(5, i+1, VectorG2.Get(i)); ! G2  
xlSetValue(6, i+1, VectorG3.Get(i));  
xlSetValue(7, i+1, VectorG4.Get(i));  
xlSetValue(8, i+1, VectorG5.Get(i));  
xlSetValue(9, i+1, VectorG6.Get(i));  
xlSetValue(10, i+1, VectorG7.Get(i));  
xlSetValue(11, i+1, VectorG8.Get(i));  
xlSetValue(12, i+1, VectorG9.Get(i));  
xlSetValue(13, i+1, VectorG10.Get(i));  
}  
EchoOn();
```