

# Ubicación de Dispositivos FACTS en Sistemas de Potencia: Aplicación al Sistema IEEE 9 Nodos

**David Eduardo Jimenez Bacca**  
**Luis Fernando Alba Montes**

Proyecto de sometido como requisito parcial  
para optar por los título de  
**Ingeniero Electricista**  
**Ingeniero Electrónico**

2 de noviembre de 2018  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
Programa de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica  
Área de sistemas eléctricos de potencia



# Solicitud de evaluación

*Trabajo de Investigación Presentado como Requisito de Grado a la Dirección de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Tecnológica de Bolívar*

**David Eduardo Jimenez Bacca**  
**Luis Fernando Alba Montes.**  
Universidad Tecnológica de Bolívar. Estudiantes

Aprobado por:

**Víctor Manuel Garrido Arevalo, M.Sc.**  
Universidad Tecnológica de Bolívar. Director

Visto bueno:

**Oscar Danilo Montoya Giraldo, M.Sc.**  
Universidad Tecnológica de Bolívar. Asesor

Cartagena D. T. y C., 2 de noviembre de 2018

# Resumen

Este estudio propone una metodología para hallar la ubicación de un sistema de transmisión flexible en AC en un sistema eléctrico de potencia, basada en un ordenamiento nodal y el análisis de flujos de potencia repetitivos a un sistema de potencia. Para la comprobación de la metodología propuesta se tomó como caso de estudio el sistema IEEE de 9 nodos, modelo que es implementado en el software DigSILENT 15.1. Los resultados obtenidos se analizaron en dos momentos, inicialmente se simula el flujo de potencia sin modificar el caso, se toma lectura de las variables de pérdidas en las líneas de transmisión, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y tensión en p.u. en las barras, luego se simula el flujo de potencia nuevamente y los valores resultantes son tomados y comparados con los inicialmente tomados, encontrando que al ubicar el dispositivo en la barra 5, se obtiene una mejor respuesta.

# Abstract

This investigation proposes a methodology to find the optimal location of a device Flexible AC transmission system, FACTS in a power electrical system, based on a nodal order and the analysis of repetitive power sources to a power system. For the methodology verification, it has been devised as a case study in the IEEE 9 buses system, model that is implemented in the software DigSILENT 15.1. The results are analyzed in two moments, the flow of power is shown simulated without modifying the case, taking into account the variables of losses in the transmission lines, the power factor, the active power, the reactive power and the voltage in pu in the buses, then the power flow is shown again and the resulting values are taken and compared with those taken, it is in 5 bus , a better response is obtained.

# Agradecimientos

Primeramente queremos agradecer a Dios por la oportunidad que nos ha brindado, por darnos la sabiduría, las experiencias que hemos vivido que han sido fundamentales para nuestro crecimiento personal y profesional. A nuestro padres por ser el motor, por brindarnos su apoyo y comprensión, para el logro de nuestro objetivos.

A nuestro Profesor Victor Garrido Arevalo, por su apoyo, tiempo y motivación durante el desarrollo de nuestro trabajo de investigación; así como al docente Oscar Montoya Giraldo, por su aporte, acompañamiento, orientación para el desarrollo de nuestra investigación.

Al Ingeniero Alfonso J. Pinedo Martinez, por su tiempo, colaboración y acompañamiento brindado durante el desarrollo de la investigación.

A Los docentes del programa de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por cada enseñanza brindada que fue de gran aporte para el cumplimiento de nuestro proyecto de Investigación; y por último a la Universidad Tecnológica de Bolívar por prestarnos sus servicios y por la oportunidad brindada de estudiar nuestra carrera profesional.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Estado del Arte . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo General . . . . .	2
1.2.2. Objetivos Específicos . . . . .	3
1.3. Resultados esperados . . . . .	3
1.4. Organización del documento . . . . .	3
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>4</b>
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia . . . . .	4
2.2. Flujo de potencia . . . . .	5
2.2.1. Solución de Flujos de potencia por el método de Newton-Raphson . . . . .	5
2.3. Dispositivos FACTS . . . . .	9
2.3.1. Compensador de VAR estático (SVC) . . . . .	10
<b>3. Metodología</b>	<b>12</b>
<b>4. Resultados y Discusión</b>	<b>14</b>
4.1. Sistema de Prueba . . . . .	14
4.2. Contingencias para pruebas . . . . .	16
4.3. Análisis de Resultados . . . . .	16
4.4. Refinación de la capacidad del FACTS . . . . .	26
<b>5. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>27</b>
5.1. Conclusiones . . . . .	27
5.2. Recomendaciones . . . . .	28
<b>References</b>	<b>30</b>

# Capítulo 1

## Introducción

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia requieren de respuestas oportunas ante la contingencia y el elevado consumo de energía [1]. La compensación de potencia reactiva es esencial para mantener la seguridad y la calidad en la operación en un sistema eléctrico de potencia [2], por tal razón es importante la búsqueda de nuevas tecnologías para la compensación de reactivos debido a que esto minimiza costos y brinda seguridad al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [3]. La potencia reactiva puede ser compensada fácilmente con el uso de condensadores síncronos, banco de capacitores, entre otras [4]. El desarrollo de la electrónica de potencia ha logrado el diseño y construcción de dispositivos compensadores de reactivos como lo son los Sistemas estáticos de Var (SVS).

Actualmente los sistemas de transmisión flexible son considerados como los dispositivos más eficientes a lo que en sistemas de control de potencia se refiere, convirtiéndolos en la solución más segura para las redes de transmisión debido a su velocidad de respuesta y a su construcción [5], permitiendo el incremento de la potencia transmitida [6].

Los dispositivos FACTS son equipos estáticos utilizados para la transmisión en corriente alterna [7] que tienen incorporados controladores que están construidos por componentes electrónicos como: Diodos, Tiristores y GTO, estos presentan grandes ventajas sobre dispositivos de conmutación mecánicos, como la velocidad de conmutación y el redireccionamiento de la potencia en fracción de ciclos [8]. Los dispositivos FACTS contribuyen a la disminución de armónicos en la red evitando así: el calentamiento en conductores en especial en el neutro, sobrecalentamiento en motores, generadores, transformadores y cables, vibraciones en máquinas eléctricas, fallas en banco de capacitores, entre otras [6].

Este proyecto de investigación busca encontrar la mejor ubicación para un dispositivo FACTS del tipo sistema estático de VARs (SVC) en el sistema de 9 barras con el fin de reducir las pérdidas y mejorar la estabilidad del sistema.

### 1.1. Estado del Arte

Uno de los grandes problemas que se presenta en los sistemas de potencia es la inestabilidad, por esta razón en varios estudios se ha propuesto la búsqueda de la barra más óptima para la ubicación de un dispositivo compensador de reactivos, en algunos casos, dependiendo de las condiciones con la que se analice el sistema, se configura el compensador

de tal manera que inyecte los Mvar necesarios para estabilizar el sistema [9].

El avance de la electrónica de potencia ha permitido la creación de dispositivos capaces de compensar reactivos y brindar estabilidad en los sistemas, compuestos por diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros de la red y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión y la tensión de las barras nos encontramos con los dispositivos FACTS, estos son capaces de controlar variables inductivas y capacitivas para evitar pérdidas y daños en los sistemas eléctricos de potencia [10].

Los dispositivos (Flexible Alternating Current Transmission System) FACTS juegan un papel importante en los SEP, su aplicación permite el control del flujo de potencia, la estabilidad transitoria y mejora los márgenes de estabilidad de tensión en los sistemas de potencia, un gran reto, es la búsqueda del nodo más apropiado para la instalación del dispositivo, los dispositivos FACTS han demostrado la eficacia de utilizar el enfoque basado en las características estructurales de la red del sistema de potencia para determinar el nodo más apropiado para su implementación, incluso comparado con los métodos de control de flujo tradicionales, los FACTS aportan mayor confiabilidad y seguridad en el sistema [11].

La instalación de un dispositivo FACTS TCSC en líneas de transmisión, ofrece la posibilidad de controlar el flujo de potencia para minimizar los efectos de las fallas producidas y esto permite incrementar la transferencia de potencia en sistemas de transmisión de larga distancia. Con la Innovación de los Dispositivos FACTS la estabilidad del sistema mejora frente a las perturbaciones [5], además estos dispositivos ayudan al control en el flujo de potencia a un valor aceptable, todo lo mencionado anteriormente permite afirmar que seleccionar la barra apropiada mejorará la estabilidad del sistema.

Los armónicos que se producen en un sistema de potencia generan fenómenos como la resonancia e inestabilidad, para evitar este flagelo en varios estudios se ha propuesto la implementación de un dispositivo FACTS SVC (Static Var's Compensator) cuya función es la de normalizar el sistema y evitar daños en los equipos [6], esto permite afirmar que los dispositivos FACTS SVC identifican de manera efectiva los armónicos y no permite que estos sobrepasen lo establecido por la norma [7].

El uso de dispositivos FACTS SSSC (Compensador Estático Síncrono Serie) reducen las pérdidas en la potencia activa en todo el sistema, también se ha podido observar la mejora en los niveles de tensión en todas las barras del sistema permitiendo así la mayor transmisión de potencia [1].

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo General

Proponer una metodología para determinar la mejor ubicación de un dispositivo FACTS en un sistema eléctrico de potencia.



### 1.2.2. Objetivos Específicos

- Definir los escenarios de fallas del sistema eléctrico de potencia, de acuerdo con la topología del sistema para evaluar el desempeño del dispositivo.
- Analizar las pérdidas en el sistema eléctrico de potencia, a través de flujos de potencia, para determinar posibles ubicaciones.
- Determinar los valores de potencia reactiva para el dispositivo FACTS, de acuerdo con la variación de las pérdidas.
- Seleccionar la ubicación del dispositivo FACTS en el sistema eléctrico de potencia para mejor control de las pérdidas y la tensión.

## 1.3. Resultados esperados

Con la realización de este proyecto de grado se pretende proponer una metodología para la implementación de un dispositivo FACTS en un sistema de prueba con el fin de conocer su comportamiento ante contingencias y determinar la posible mejor ubicación para el dispositivo.

## 1.4. Organización del documento

Este documento está estructurado de la siguiente forma: El capítulo 2 se presenta la fundamentación teórica asociada a los conceptos de flujo de potencia en sistemas eléctricos. En el capítulo 3 se muestra la metodología de selección de los dispositivos FACTS, haciendo énfasis en hallar la ubicación para dispositivo en un sistema eléctrico de potencia, razón por la cual se tiene en cuenta, la selección del sistema de prueba que permita obtener los datos necesarios para las configuraciones iniciales del flujo de potencia en estado estacionario (pérdidas en líneas de transmisión, factor de potencia, potencia activa, y potencia reactiva de las barras). Además se tiene en consideración el ordenamiento nodal, el planteamiento de escenarios para conocer la respuesta del dispositivo ante contingencias, y la determinación de las capacidades del dispositivo FACTS, que se determinan al lograr el mínimo valor al que se puedan reducir las pérdidas del SEP, verificando en cuál de los nodos se obtuvo la mejor respuesta teniendo en cuenta el total de compensadores capacitivos instalados para determinar los reactivos inyectados al sistema, para posteriormente realizar pruebas de validación, mediante flujos de potencia recursivos de forma independiente por cada nodo y aquella barra que presente la mejor respuesta ante la contingencia, en definitiva será la seleccionada como la barra mas apropiada para la ubicación del dispositivo. En el capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos de la metodología implementada en el sistema de prueba y finalmente en el capítulo 5 se encuentran las conclusiones obtenidas de la investigación.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

### 2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de equipos que tienen como objetivo generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir. Un SEP esta conformado por:

- Plantas generadoras: son las encargadas de suministrar la energía eléctrica demandada por las cargas por medio de generadores, cuya función es la de convertir energía mecánica en energía eléctrica.
- Transformadores: son los encargados de disminuir y/o elevar los niveles de tensión entregados por las plantas generadoras
- Redes de transmisión y distribución: estos se encuentran conformados por las líneas de transmisión cuyo objetivo es el de transportar la energía desde los generadores hasta el punto de consumo.
- Cargas: son los encargados de absorber la energía entregada por los generadores. se clasifican en industriales y residenciales.

Los sistemas eléctricos de potencia se dividen en subgrupos, el primero está conformado por todas las unidades de generación que proporcionan potencia activa, integrada por plantas de diferente tamaños, topologías y capacidades, dentro de la cuales se pueden contar centrales hidroeléctricas, centrales nucleares, termo generadoras, y actualmente la incursión de unidades de generación fotovoltaica y eólica, pasando por niveles de generación del orden de kilovatios a gigavatios. El segundo subgrupo de transporte o interconexión que integrado por líneas de transmisión en niveles de extra alta tensión, comunican las centrales de generación con los puntos de mayor consumo, como es el caso de las subestaciones que son el inicio del subgrupo de transmisión, continua el tercer grupo de subtransmisión con líneas en niveles de alta tensión, finalmente el subgrupo de distribución conformado por líneas en niveles de media tensión y transportar la energía directamente a los consumidores en algunos de los casos, y esto llevará a niveles de distribución secundaria, es decir, a nivel de baja tensión y posteriormente la entrega de energía al consumidor final.

La figura 2.1 muestra un ejemplo de la estructura típica de un sistemas eléctrico de potencia.

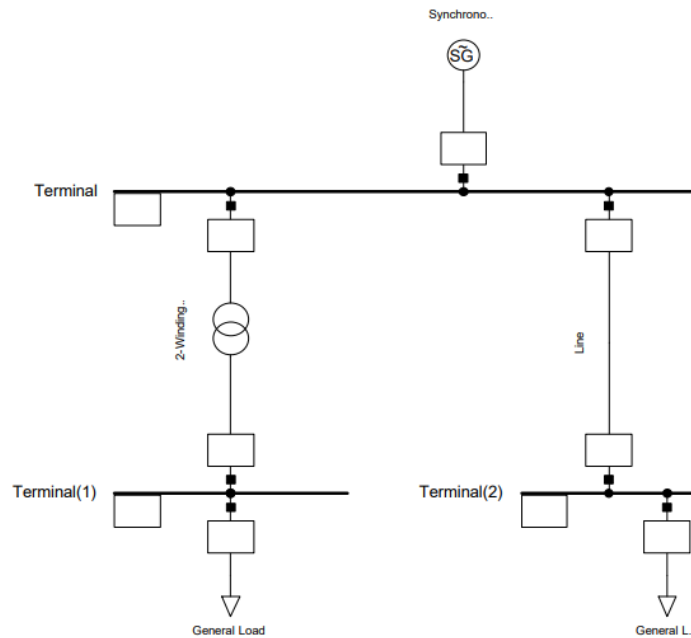


Figura 2.1: Ejemplo de un sistema eléctrico de potencia.

## 2.2. Flujo de potencia

El flujo de potencia proporciona la solución en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia, bajo condiciones preestablecida de generación, carga y topología de la red. El resultado obtenido del flujo de potencia, está dado en función de las variables de ángulo de fase de voltaje, potencia activa y reactiva en cada uno de los elementos y las pérdidas. Este estudio es fundamental en los sistemas eléctricos de potencia ya que aporta información suficiente en la planificación de futuros sistemas, teniendo en cuenta que su funcionamiento depende de los efectos causados en la interconexión con otras redes, adición de las nuevas cargas, nuevas centrales de generación e instalaciones de las nuevas líneas de transmisión. Además de lo mencionado anteriormente, es también utilizada para apoyo en la operación de los sistemas, en especial cuando su utilización y análisis se hace en conjunto con el flujo óptimo de potencia. [8].

Para resolver el problema de flujos de potencia, por lo general se utilizan las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra  $Y_{barra}$ . uno de los métodos utilizados para analizar el flujo de potencia es el método de Newton-Raphson.

### 2.2.1. Solución de Flujos de potencia por el método de Newton-Raphson

El método de Newton-Raphson consiste en la expansión de una función lineal en series de Taylor, frenando la función en la primera derivada, por tal motivo el método se convierte

en un proceso iterativo, donde la tangente en punto  $X_0$  se encuentra con  $X_1$  luego de añadir la corrección  $\Delta X$ , tal como lo muestra la figura 2.2 [12].

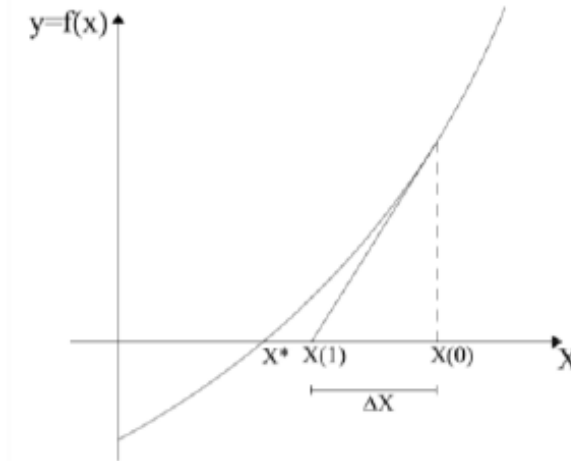


Figura 2.2: Principio del método Newton-Raphson.

Para la solución del flujo de potencia por el método de Newton-Raphson, se deben expresar los voltajes de las barras y las admitancias de la línea en forma polar, tal como lo muestran las ecuaciones 2.1 y 2.2 [13].

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\phi_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.1)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\phi_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.2)$$

Las diferencias entre la potencia específica y la calculada en función de las variables de estado entrega las ecuaciones necesarias para resolver un sistema de ecuaciones no lineales, tal como lo muestran la ecuación 2.3 y 2.4 para potencia activa y reactiva respectivamente.

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \quad (2.3)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \quad (2.4)$$

La ecuación 2.5 muestra el error para un sistema de cuatro barras, esto sirve como referencia para sistemas con mayor número de barras.

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \Delta |V_2| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \Delta |V_3| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \Delta |V_4| \quad (2.5)$$

Los últimos tres términos se pueden multiplicar y dividir por sus respectivas magnitudes, obteniendo la ecuación 2.6 para potencia activa y 2.7 para potencia reactiva, esto con el fin de organizar la matriz jacobiana.

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \quad (2.7)$$

Las barras del sistema que no son de compensación tienen dos ecuaciones similares a la 2.6 y 2.7, se reúnen todas las ecuaciones de error hasta llegar a la matrix-vector 2.8.

$$(J) \begin{pmatrix} \Delta \phi \\ \Delta V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P_n \\ \Delta Q_n \end{pmatrix} \quad (2.8)$$

La matrix-vector 2.8 esta formada por la matrix jacobiana multiplicada por el vector correcciones que dan como resultado el vector error.

La solución de matrix-vector 2.8 se hace de la siguiente forma:

- Definir los valores de  $\delta^{(0)}$  y  $|V_1|^{(0)}$ , usar los resultados obtenidos para calcular  $P_i^0$ ,  $Q_i^0$ , los errores  $\Delta P_i^0$  y  $\Delta Q_i^0$ , y los elementos de las derivadas parciales de la matrix jacobiana.

$$\delta_i^1 = \delta_i^0 + \Delta \delta_i^1 \quad (2.9)$$

$$|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)} = |V_i|^{(0)} \left( 1 + \frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}} \right) \quad (2.10)$$

- Usar los valores obtenidos y continuar con las interacciones.

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k \quad (2.11)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left( 1 + \frac{\Delta |V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}} \right) \quad (2.12)$$

En el sistema de cuatro barras la submatriz Jacobiana  $J_{11}$  tiene la siguiente forma:

$$J_{11} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

donde,

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = - |V_i V_j Y_{ij}| \text{Sen}(\phi_{ij} + \delta_j + \phi_i) \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Sen}(\phi_{in} + \delta_n - \delta_i) - \sum_{n=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (2.16)$$

La submatriz Jacobiana  $J_{21}$  tiene la misma forma que la matriz  $J_{11}$  pero difieren en que las derivadas parciales son potencia reactiva en cada una de las barras con respecto al ángulo, de esto se obtiene siguientes ecuaciones 2.17 y 2.18.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = - |V_i V_j Y_{ij}| \text{Cos}(\phi_{ij} + \delta_j + \phi_i) \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Cos}(\phi_{in} + \delta_n - \delta_i) - \sum_{n=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (2.19)$$

Los elementos que hacen parte de la submatriz  $J_{12}$  se obtienen a través de la multiplicación de  $|V_j|$  por la derivada parcial de  $P_i$  con respecto a  $|V_j|$ , tal como se muestra en la expresión 2.20.

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i V_j Y_{ij}| \text{Cos}(\phi_{ij} + \delta_j + \phi_i) \quad (2.20)$$

Se realizó la comparación con la ecuación 2.17 obteniendo la siguiente expresión:

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = - \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (2.21)$$

Los elementos de la diagonal  $J_{12}$  son los siguientes:

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_i| \left( 2 |V_i| G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_n Y_{in}| \text{Cos}(\phi_{in} + \delta_n - \delta_i) \right) \quad (2.22)$$

Comparando los resultados con la ecuación 2.18 y 2.19 se obtiene:

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2 |V_i|^2 G_{ii} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (2.23)$$

Los elementos que no se encuentran en la submatriz  $J_{22}$  son:

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = - |V_j| |V_i Y_{ij}| \text{Sen}(\phi_{ij} + \delta_j - \delta_i) = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (2.24)$$

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = - \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2 |V_i|^2 B_{ii} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (2.25)$$

Los resultados obtenidos se dividen en dos definiciones:

Fuera de la diagonal,  $i \neq j$ .

$$M_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \quad (2.26)$$

$$N_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \quad (2.27)$$

Dentro de la diagonal,  $i=j$ .

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -M_{ii} - 2 |V_i|^2 B_{ii} \quad (2.28)$$

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -N_{ii} - 2 |V_i|^2 G_{ii} \quad (2.29)$$

## 2.3. Dispositivos FACTS

Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad se encuentran diseñados para dar respuestas rápidas ante contingencia y aumento en la demanda de energía exigida por los usuarios [1].

Los FACTS son dispositivos estáticos [7] basados en la electrónica de potencia para mejorar la operación de los SEP [6].

Los dispositivos FACTS juegan un papel importante en los sistemas eléctricos de potencia y la aplicación de estos permite controlar el flujo de potencia y la estabilidad transitoria [11], existen dos razones para la implementación de los dispositivos FACTS en los SEP: elevar los límites de estabilidad dinámica y mejorar el control de flujo de energía [14].

Los dispositivos FACTS poseen características únicas permitiendo que cumplan con objetivos específicos de acuerdo con el criterio de diseño [15], Los FACTS se pueden clasificar como:

- Compensadores en Paralelo: Su función es mejorar el perfil de tensión en las líneas de transmisión dependiendo de donde se encuentre ubicado el FACTS [15], en la figura 2.3, se puede ver su esquema base de conexión.

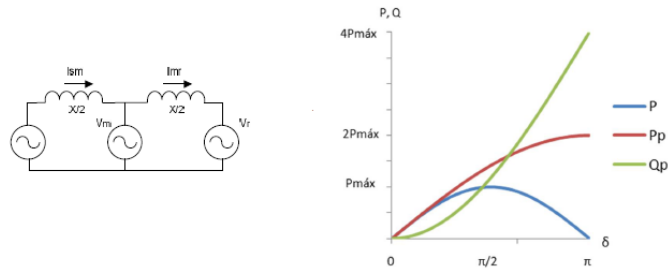


Figura 2.3: Ejemplo de Compensador en Paralelo y Curva del Sistema

- **Compensadores en Serie:** Su función es mejorar la capacidad de transmisión gracias a que elimina la reactancia inductiva de las líneas, lo que permite que exista mayor transferencia de potencia en el sistema [15], en la figura 2.4, se puede ver su esquema base de conexión.

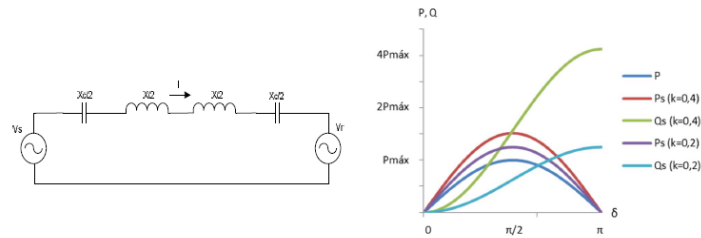


Figura 2.4: Ejemplo de Compensador en Serie y Curva del Sistema

### 2.3.1. Compensador de VAR estático (SVC)

El dispositivo SVC parte de un TCR (Reactor controlado por tiristores) en paralelo con banco de capacitores, tal como lo muestra la figura 2.5.

El dispositivo SVC funciona como una reactancia variable que se encuentra conectada en paralelo, la cual genera o absorbe potencia reactiva con el fin de regular el voltaje en el sistema de red en AC, estos dispositivos son usados para compensar reactivos, estabilizar los sistemas de AC y amortiguar las oscilaciones de potencia [16].



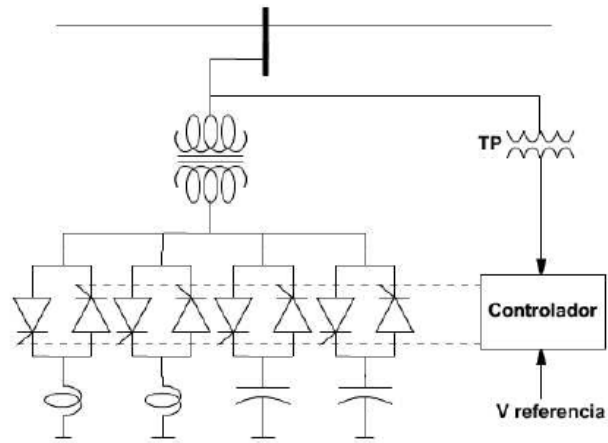


Figura 2.5: Arquitectura del dispositivo SVC

# Capítulo 3

## Metodología

En el presente capítulo, se describe una metodología para determinar la ubicación de dispositivos FACTS en sistemas eléctrico de potencia:

1. **Selección del sistema de prueba y configuraciones iniciales del flujo de potencia en estado estacionario:** Escoger un modelo o sistema de prueba a partir de un caso de estudio para hallar la mejor ubicación de un dispositivo FACTS en un sistema eléctrico de potencia, que permita obtener los datos necesarios para verificar las pérdidas en líneas de transmisión, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva de las barras.
2. **Ordenamiento nodal.** Organizar los nodos o barras de menor a mayor, de acuerdo con el factor de potencia, considerando como opciones posibles aquellos que presenten los menores valores en el sistema.
3. **Estudio de contingencias.** Definidas las barras o nodos, se realiza un análisis a la topología y características del sistema de prueba, para definir como contingencias únicamente la desconexión de los transformadores que hacen parte de SEP.
4. **Determinación de las capacidades del dispositivo SVC.** Para determinar la capacidad del dispositivo SVC, se toma como referencia el mayor valor de potencia reactiva ( $Q$ ) consumida por una carga que se encuentre conectada a uno de los nodos candidatos definidos previamente, de este valor se toma un porcentaje para configurar compensadores capacitivos que luego se instalan uno a uno en cada nodo candidato, esto de manera independiente; por cada compensador instalado se ejecuta el flujo de potencia y se analiza la variación de las pérdidas, hasta lograr la mayor reducción de estas. Al lograr el mínimo valor al que se pueda reducir las pérdidas del SEP, se verifica en cual de los nodos se obtuvo la mejor respuesta y se contabiliza el total de compensadores capacitivos instalados para determinar los reactivos inyectados en total, y de esta manera se determina la capacidad del dispositivo SVC.
5. **Validación mediante flujos de potencia recursivos.** Definida la capacidad del dispositivo SVC, este se somete a pruebas para validar su funcionamiento y respuesta, estas pruebas deben ser realizadas cuando en cada nodo seleccionado se halla

conectado el dispositivo SVC, mediante flujos de potencia repetidos por cada una de las situaciones correspondientes a la contingencia determinada, es decir, cada vez que se desconecte un transformador del SEP, debe ser ejecutado el flujo de potencia al sistema; las pruebas deben ser realizadas de forma independiente por cada nodo.

6. **Selección de la capacidad y el mejor nodo candidato a la ubicación del SVC.** Finalmente se selecciona la barra en la que el dispositivo SVC presenta mejor respuesta ante la contingencia teniendo en cuenta variables como: las pérdidas en las líneas de transmisión, tensión en p.u y factor de potencia en cada una de las barras del sistema estudiado.
7. **Refinación de la capacidad del SVC.** Seleccionada la barra en la que el dispositivo SVC presenta la mejor respuesta con la capacidad definida previamente, se realizan pruebas configurando los compensadores capacitivos con un rango de valor discreto de mejor resolución, para obtener un dato refinado de potencia reactiva, para una mejor configuración del dispositivo SVC.
8. **Reporte y análisis de Resultados.**

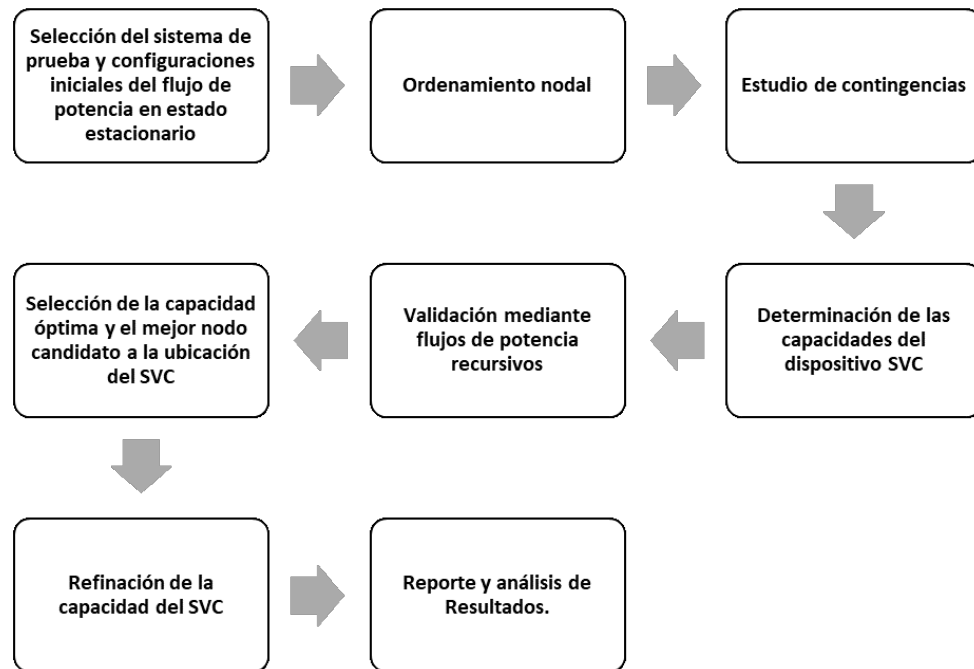


Figura 3.1: Diagrama de flujo metodología

# Capítulo 4

## Resultados y Discusión

### 4.1. Sistema de Prueba

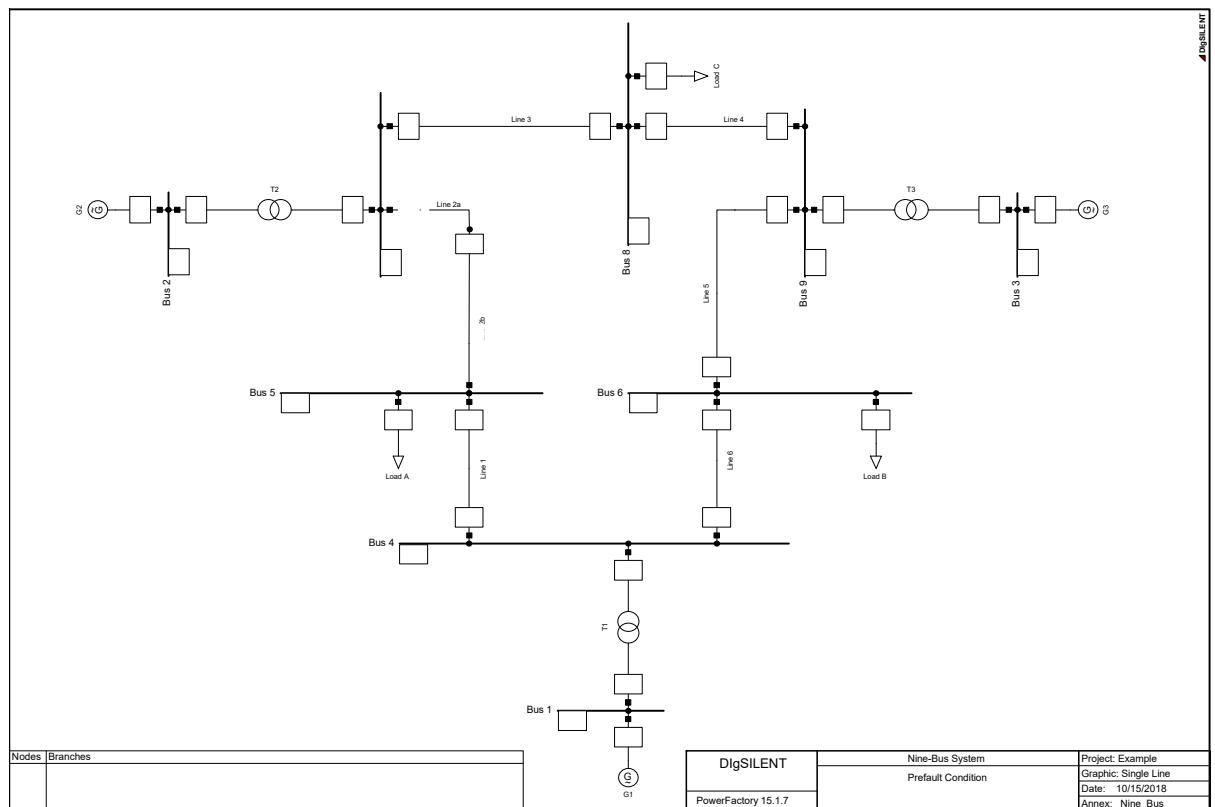


Figura 4.1: Modelo de 9 Barras IEEE

La figura 4.1 muestra el sistema IEEE de 9 barras que esta compuesto por 3 generadores

en las barras 1, 2 y 3 cuyos valores de tensión, potencia, factor de potencia entre otras variables se encuentran plasmadas en el cuadro 4.1 [17], además de la información allí mostrada se debe tener en cuenta que el modelo de 9 barras de la IEEE usa como base 100 MVA para convertir los valores de tensión y potencias en p.u [18].

Barra	P pu	Vn	S (MVA)	Voltage nominal (kV)	$F.P(\phi)$	xd'
1	NaN	1,4	16,5	247,5	1	0,0608
2	1,63	1,025	192	18	0,84	0,1198
3	0,85	1,025	128	13,8	0,85	0,1819

Cuadro 4.1: Datos de los generadores del modelo de 9 barras IEEE.

Los valores de la resistencia, reactancia y admitancia de las líneas de transmisión del sistema eléctrico de potencia compuesto por 9 barras se encuentran consignados en el cuadro 4.2 [17].

Barra de envío	Barra de recibo	R	X	b/2
1	4	0	0,0576	0
2	7	0	0,0625	0
3	9	0	0,0586	0
4	5	0,01	0,085	0,088
4	6	0,017	0,092	0,079
5	7	0,031	0,161	0,153
6	9	0,039	0,17	0,179
7	8	0,0085	0,072	0,0745
8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Cuadro 4.2: Datos de las líneas de transmisión del modelo de 9 barras IEEE.

En el cuadro 4.3 se encuentran los valores de voltaje y potencia de los transformadores del sistema de 9 barras [17], los cuales tiene una conexión YNd5, es decir, del lado de alta tensión YN y del lado de baja tensión D, con cambio de fase de 5 x 30 deg

Transformadores	LV (kV)	HV (kV)	S (MVA)
T1	16	230	250
T2	18	230	230
T3	13,8	230	150

Cuadro 4.3: Datos de los transformadores del modelo de 9 barras IEEE.

En el cuadro 4.4 se encuentran los valores de potencia activa y reactiva de las cargas ubicadas en las barras 5, 6 y 8. [17].

Tal como se muestra en la figura 4.3 el modelo de 9 barras de la IEEE esta compuesto por 3 generadores entre ellos uno configurado como SLACK el modelo de 9 barras este generador es denominado G1, ubicado en la barra 1, la función del este generador es

---

Barra	P (MW)	Q (MVAR)	Pd p.u	Qd p.u
5	125	50	1,25	0,5
6	90	30	0,9	0,3
8	100	35	1	0,35

Cuadro 4.4: Datos de las cargas del modelo de 9 barras IEEE.

balancear la potencia activa y reactiva del sistema. adicionalmente el modelo también lo constituyen 3 transformadores, 9 líneas de transmisión y 3 cargas [1].

## 4.2. Contingencias para pruebas

Los escenarios de fallas o contingencias propuestos de acuerdo con la topología del sistema IEEE de 9 nodos, fueron la desconexión de cada uno de los transformadores que lo integra, se toman estas condiciones como las fallas a proponer para evaluar el desempeño del dispositivo dentro del sistema eléctrico de potencia, ya que el modelo de estudio cuenta con tres transformadores conectados cada uno a barras en común con los generadores que conforman el sistema, por lo cual la desconexión de cada transformador ocasiona la salida de al menos una barra y un generador, lo que implica que se deje de suministrar potencia activa y/o reactiva al sistema por parte de los generadores, provocando de esta manera que al momento de la falla se dé la posibilidad que los demás transformadores, generadores y nodos del sistema puedan sobrecargarse y este deje de ser estable en términos de tensión. Por lo tanto, el procedimiento realizado fue implementar el dispositivo SVC en las barras seleccionadas previamente, desconectar por individual cada uno de los transformadores y seguidamente ejecutar el flujo de potencia, todo esto por cada barra de manera independiente.

## 4.3. Análisis de Resultados

Para determinar la posible mejor ubicación para un dispositivo SVC dentro del sistema eléctrico de potencia, tomando como caso de estudio el modelo de 9 Barras IEEE, se desarrolla la metodología planteada en capítulo anterior, como herramienta de simulación se utilizó el Software Digsilent versión 15.1 de la compañía Power Factory, este es un programa diseñado para simular parámetros de sistemas eléctricos de potencia como lo son: flujo de potencia, cortocircuitos, cargabilidad entre otros.

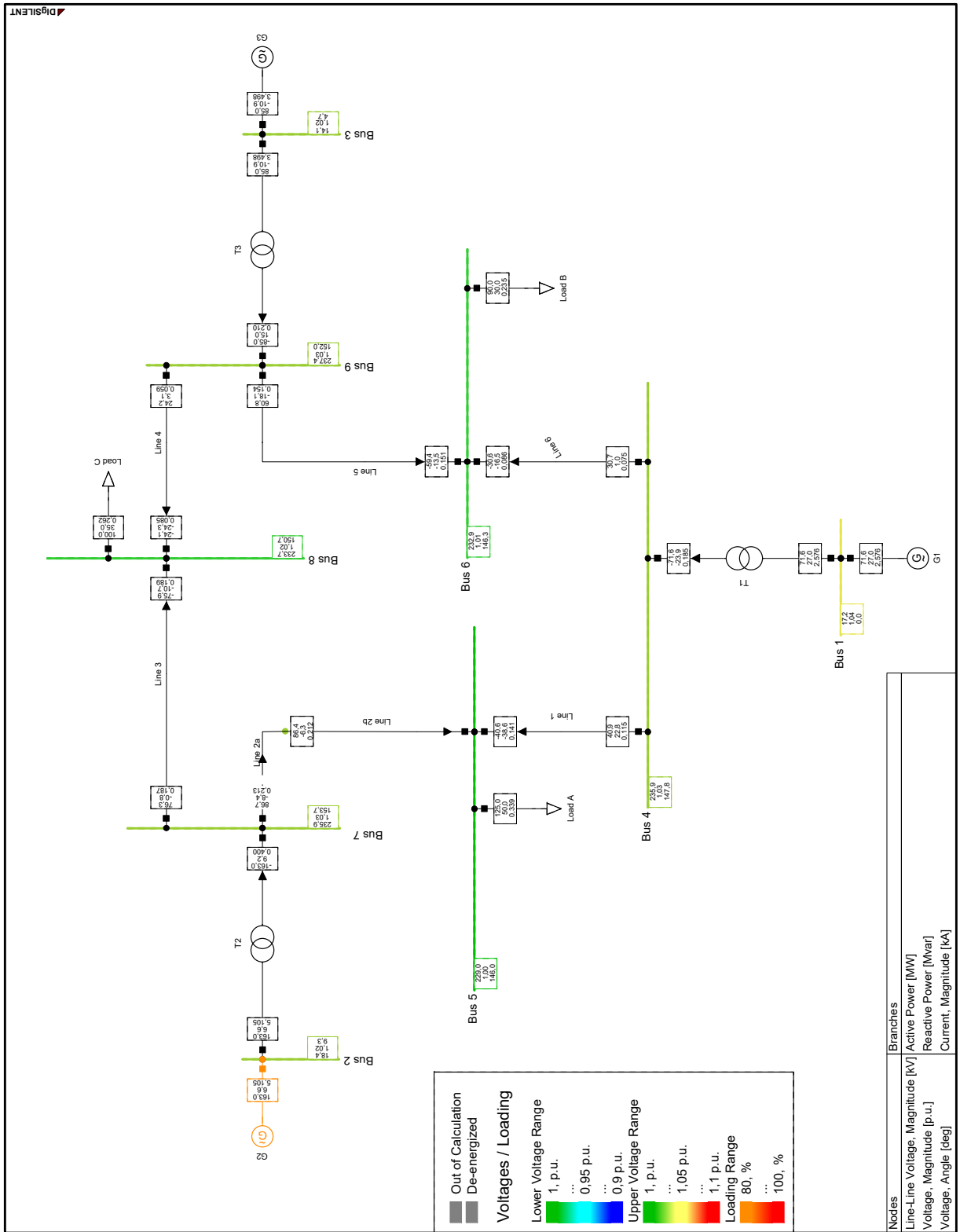


Figura 4.2: Flujo de potencia, SEP en condición inicial

Se ejecuta el flujo de potencia al SEP, con el fin de identificar el comportamiento de las variables de tensión en p.u y factor de potencia (ver figura 4.2) en las barras que conforman el sistema.

Barra	V l-l (kV)	Magnitud De v (kV)	U, Magnitud p.u	$F.P(\phi)$
Barra 1	16,5	17,16	1,04	0,9357
Barra 2	18	18,45	1,025	0,9991
Barra 3	13,8	14,145	1,025	0,9919
Barra 4	230	235,9381	1,0258	0,9487
Barra 5	230	229,0121	0,9957	0,9284
Barra 6	230	232,9165	1,0126	0,9486
Barra 7	230	235,9282	1,0257	0,9984
Barra 8	230	233,6545	1,0159	0,9438
Barra 9	230	237,4426	1,0323	0,9845

Cuadro 4.5: Resultado de las barras una vez simulado el flujo de potencia en condiciones ideales.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el cuadro 4.5 se seleccionaron las barras 5, 6 y 8 por ser las barras que presentaron el menor factor de potencia del sistema [3], como posibles opciones para la ubicación del dispositivo SVC.

Línea	Carga (Mvar)	Pérdidas (MW)	$F.P(\phi)$	S (MVA)	I (kA)
Línea 1	17,9846	0,2568	-15,8016	56,0756	0,1413
Línea 2	3,2145	0,2298	-2,0585	87,0729	0,2131
Línea 2b	28,0793	2,0692	-17,6863	86,6693	0,2124
Línea 3	15,5274	0,4746	-11,5064	76,3366	0,1868
Línea 4	21,9216	0,0882	-21,1742	34,2462	0,0846
Línea 5	37,4341	1,3517	-31,5419	63,4023	0,1541
Línea 6	16,4155	0,1668	-15,5126	34,7679	0,0861
Total		4,6374	-115,2819	538,5709	

Cuadro 4.6: Resultado de las pérdidas en las líneas de transmisión una vez simulado el flujo de potencia en condiciones ideales.

De los resultados del flujo de potencia también se analizaron los valores obtenidos en términos de las pérdidas, donde el sistema tiene un total de 4.6374 MW de pérdidas en potencia activa y 438.5709 MVA en potencia aparente tal como lo muestra el cuadro 4.6.

Tomando como punto de partida estos valores de pérdidas, en cada una de las barras preseleccionadas se fueron conectando uno a uno dispositivos compensadores capacitivos de 5 Mvar y a su vez se ejecuta el flujo de potencia para conocer la respuesta de estos elementos y analizar la variación de las pérdidas en el sistema, con el objeto de poder determinar el mínimo valor al cual se puedan disminuir las pérdidas gracias a la compensación de los dispositivos en cada uno de los nodos seleccionados y los valores de tensión en p.u de cada una de las barras del sistema no superen los límites permitidos (0.9 p.u -



1.1 p.u), según la normativa vigente dada por la Resolución 025 del 13 de julio de 1995 de la CREG; Código de redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Los compensadores capacitivos utilizados para determinar la cantidad de potencia reactiva que en definitiva debe suministrar el dispositivo SVS, fueron parametrizados con una capacidad reactiva de 5 Mvar cada uno, se llegó a este valor de potencia reactiva teniendo en cuenta la barra con peor factor de potencia 0.928 barra 5, por lo cual se revisaron los elementos conectados a esta barra encontrando que la carga instalada consume una potencia activa de  $P=125$  MW y potencia reactiva de  $Q=50$  Mvar las cuales generan el factor de potencia de la barra. De esta forma se toma como referencia la potencia reactiva de la carga  $Q=50$  Mvar y los compensadores capacitivos se parametrizan con escalones del 10% de la potencia reactiva de la carga. De esta manera se procede a validar su efecto sobre las pérdidas del sistema y de forma colateral las mejoras sobre el factor de potencia en las demás barras del sistema, instalando compensadores con las características dadas en las tres barras como posibles mejores opciones para ubicar el dispositivo SVC.

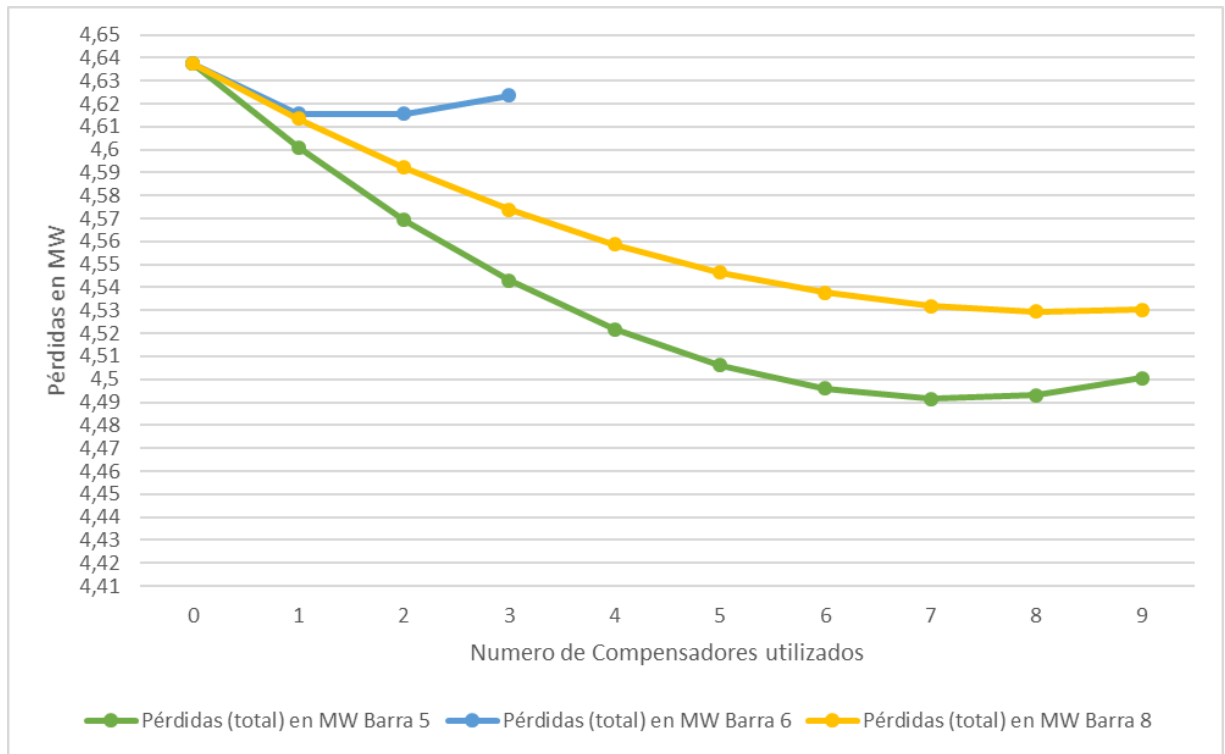


Figura 4.3: Variación de las pérdidas en MW de acuerdo al número de compensadores

Teniendo en cuenta la figura 4.3 que muestra el número de compensadores utilizados en cada barra se obtuvo que en la Barra 5 fueron necesarios 7 compensadores capacitivos de 5 Mvar entregando -35.7023 Mvar logrando reducir las pérdidas de 4.6374 MW a un mínimo de 4.4916 MW es decir un 3,14% de disminución; en la Barra 6 fueron necesarios 2 compensadores de iguales características y las pérdidas toman un valor mínimo de 4.6156 MW es decir reduce la pérdidas en un 0,47%, cuando se prueba en esta misma Barra

un tercer compensador, se observa que las pérdidas ascienden; finalmente en la Barra 8 se utilizaron 8 dispositivos iguales entregando -43.5851 Mvar al sistema logrando reducir los valores de las pérdidas en un 2.33% es decir un total de 4.5293MW, en comparación a las pérdidas obtenidas al ejecutar el flujo de potencia en el caso base, es decir, sin implementar los compensadores en ninguna de las barras; por esto se decidió descartar del estudio la barra 6, ya que al aumentar el número de compensadores la respuesta en el sistema fue incrementar las pérdidas con respecto a las pérdidas iniciales, lo cual va en contra del objeto del estudio. De esta manera se continua con la barra 5 y la barra 8 como las mejores opciones de ubicación para el dispositivo.

Barra	V l-l	u Magnitud p.u	$F.P(\phi)$
Barra 1	16,5	1,04	0,9975
Barra 2	18	1,025	0,9991
Barra 3	13,8	1,025	0,9799
Barra 4	230	1,0379	0,9995
Barra 5	230	1,0281	0,9946
Barra 6	230	1,0223	0,9486
Barra 7	230	1,0338	0,9906
Barra 8	230	1,0223	0,9438
Barra 9	230	1,0360	0,9694

Cuadro 4.7: Datos de tensión en p.u y F.P de las barras simulando el flujo de potencia implementando 7 compensadores en la Barra 5.

Barra	V l-l	u Magnitud p.u	$F.P(\phi)$
Barra 1	16,5	1,04	0,9645
Barra 2	18	1,025	0,9957
Barra 3	13,8	1,025	0,9459
Barra 4	230	1,0299	0,9740
Barra 5	230	1,0034	0,9284
Barra 6	230	1,0193	0,9486
Barra 7	230	1,0389	0,9824
Barra 8	230	1,0462	0,9961
Barra 9	230	1,0427	0,9297

Cuadro 4.8: Datos de tensión en p.u y F.P de las barras simulando el flujo de potencia implementando 8 compensadores en la Barra 8.

En los resultados de los cuadros 4.7 y 4.8 se puede evidenciar que al implementar los dispositivos compensadores en las dos opciones barra 5 y barra 8, los niveles de tensión en p.u. no superan los límites permitidos, por lo tanto los dos nodos tomados en cuenta cumplen con este requerimiento y siguen siendo aptos para ubicar el dispositivo SVC.

Sin embargo, teniendo en cuenta el cuadro 4.9 y analizando la variación de las pérdidas al momento de ejecutar el flujo de potencia implementando los compensadores en cada

Barra	Pérdidas	Modelo + compensador	Red. de pérdidas %
Barra 5	4,6374	4,4916	3,14
Barra 8	4,6374	4,5293	2,33

Cuadro 4.9: Cuadro Comparativo de Barra 5 y Barra 8 respecto a las pérdidas

una de las barras analizadas, se puede considerar la barra 5 como la mejor opción donde se debe ubicar el SVC, debido a que es el nodo que permite la mayor reducción de pérdidas en el sistema eléctrico de potencia.

De acuerdo con los resultados analizados y los valores en Mvar obtenidos en la respuesta de los compensadores implementados en la Barra 5 se determina que el dispositivo SVS debe ser configurado para suministrar un total de -35.7023 Mvar. Con esta información se procede a evaluar el desempeño del dispositivo SVS desarrollando los escenarios de falla propuesto, con lo cual se probará el funcionamiento del dispositivo y se analizará su respuesta al sistema en cada caso, de esta forma se podrá confirmar si la Barra 5 es la ubicación más adecuada para proporcionar la contingencia al sistema.

Los resultados implementando el dispositivo SVS en las barras 5 y 8 presentando como falla la desconexión del Transformador No. 1 entre las barras 1 y 4 son los siguientes:

Barra	Pérdidas (MW)	Pérdidas Implementación de SVC (MW)
Barra 5	10,8187	9,4161
Barra 8	10,8187	10,6526

Cuadro 4.10: Disminución de las pérdidas implementando SVS en barras 5 y 8 con falla de transformador 1.

En el cuadro 4.10 se evidencia que en la barra 5 el dispositivo SVC presenta una mejor respuesta en cuanto a la disminución de las pérdidas durante la falla, presentando un valor mínimo de 9.4161 MW mientras que en la barra 8 solo se logra disminuir las pérdidas a 10.6526 MW, es decir, el SVS ubicado en la barra 5 reduce las pérdidas en un 12,96 %, en cambio en la barra 8 la disminución es de tan solo el 1,53 %.

En los resultados presentados en el cuadro 4.11 se observa que cuando el dispositivo está ubicado en la Barra 5 mejora la tensión en p.u y el factor de potencia de las barras, permitiendo obtener valores cercanos a los ideales, en la barra 4 su factor de potencia toma valores de 0.2354 durante la falla, al implementar el SVS se corrige este valor y se logra obtener un factor de potencia de 0.8702; durante la falla, en las barras 4, 5 y 6, la tensión en p.u es de 0.9327 p.u, 0.9831 p.u y 0.9386 p.u respectivamente; estos valores están muy cercanos a los límites permitidos por la normatividad vigente, al momento de implementar el dispositivo estas tensiones toman valores de 1.006 p.u, 1 p.u y 0.9940 p.u para las barras 4, 5 y 6 respectivamente.

Los resultados implementando el dispositivo SVC en la barra 5 y barra 8 presentando como falla la desconexión del Transformador No. 2 entre las barras 2 y 7 son los siguientes:

En el cuadro 4.12 se observa que la disminución de las pérdidas con el dispositivo ubicado en la barra 5 en comparación con las pérdidas obtenidas al ejecutar el flujo de

Barra	V l-l	V P.u barra 5	$F.P(\phi)$ barra 5	V P.u barra 8	$F.P(\phi)$ barra 8
Barra 1	16.5	0	1	0	1
Barra 2	18	1,025	0,9963	1,025	0,9780
Barra 3	13,8	1,025	0,9994	1,025	0,9756
Barra 4	230	1,0046	0,8702	0,9384	0,2393
Barra 5	230	1	0,9966	0,9197	0,9856
Barra 6	230	0,9940	0,9486	0,9440	0,9486
Barra 7	230	1,0230	0,9983	1,0045	0,9979
Barra 8	230	1,0115	0,9971	1	0,9964
Barra 9	230	1,0276	0,9901	1,0152	0,9943

Cuadro 4.11: Tensión en p.u y F.P implementando SVS en barra 5 y barra 8 con falla en el transformador 1.

Barra	Pérdidas (MW)	Pérdidas Implementación de SVS (MW)
Barra 5	4,4409	4,3640
Barra 8	4,4409	4,4578

Cuadro 4.12: Disminución de las pérdidas implementando SVC en barras 5 y 8 con falla de T2.

potencia teniendo como falla la desconexión del transformador No.2 es muy poca, logrando tan solo un valor de 4.3640 MW que corresponde a un 1.73 %, mientras que en la barra 8 se presenta es un incremento del 0,38 % de las pérdidas en el sistema como respuesta del dispositivo SVS.

Barra	V l-l	V P.u barra 5	$F.P(\phi)$ barra 5	V P.u barra 8	$F.P(\phi)$ barra 8
Barra 1	16,5	1,04	0,9868	1,04	0,9812
Barra 2	18	0	1	0	1
Barra 3	13,8	1,025	0,9993	1,025	0,9997
Barra 4	230	1,0269	0,9993	1,0231	0,9979
Barra 5	230	1	0,9941	0,9906	0,9888
Barra 6	230	0,9940	0,9486	0,9440	0,9486
Barra 7	230	1,0158	0,9927	1,0076	0,9974
Barra 8	230	1,0075	0,9438	1	0,9343
Barra 9	230	1,0276	0,9964	1,0249	0,9997

Cuadro 4.13: Tensión en p.u y F.P implementando SVC en barra 5 y barra 8 con falla en el transformador 2.

Al comparar los resultados obtenidos del factor de potencia y tensión en p.u de las barras durante la desconexión del transformador No.2 y los resultados posteriores a la implementación del SVC, tanto en las barras 5 y 8, se obtienen respuestas similares en los valores de estas dos variables como se muestra en el cuadro 4.13, los cuales no superan el 2 % en tensión p.u y el 1 % con respecto al factor de potencia en referencia a los valores del flujo

de potencia con el sistema en condiciones iniciales, es decir, sin fallas ni compensadores; por lo tanto se revisa el comportamiento del sistema al desconectar el transformador en mención y ejecutar el flujo de potencia sin utilizar el compensador y se observa que la desconexión de este elemento no causa un impacto relevante en la tensión en p.u y factor de potencia en ninguna de las barras, ya que, estas se mantienen sin presentar sobrecargas y dentro de los límites permitidos por la normatividad vigente; en este caso el aporte del dispositivo SVC al sistema es lograr que el Generador No. 1 reduzca su sobrecarga en un 0,42 %. Por lo tanto, para analizar la respuesta del dispositivo SVC en la barra 5 y barra 8 teniendo como falla, la desconexión del transformador No. 2, se toma en cuenta los resultados en función de las pérdidas.

Los resultados implementando el dispositivo SVC en la barra 5 y barra 8 presentando como falla la desconexión del Transformador No. 3 entre las barras 3 y 9 son los siguientes:

Barra	Pérdidas (MW)	Pérdidas Implementación de SVC (MW)
Barra 5	3.6319566	3.6562486
Barra 8	3.6319566	3.71596919

Cuadro 4.14: Disminución de las pérdidas implementando SVC en barras 5 y 8 con falla de T3.

Barra	V l-l	V P.u barra 5	$F.P(\phi)$ barra 5	V P.u barra 8	$F.P(\phi)$ barra 8
Barra 1	16,5	1,04	0,9873	1,04	0,9817
Barra 2	18	1,025	0,9996	1,025	0,9946
Barra 3	13,8	0	1	0	1
Barra 4	230	1,0297	0,9971	1,0269	0,9942
Barra 5	230	1	0,9284	0,9969	0,9284
Barra 6	230	1,0188	0,9486	1,0116	0,9486
Barra 7	230	1,0270	0,9976	1,0195	0,1
Barra 8	230	1,0179	0,1	1	0,1
Barra 9	230	1,0374	0,6559	1,0232	0,5160

Cuadro 4.15: Tensión en p.u y F.P implementando SVS en barra 5 y barra 8 con falla en el tranformador No. 3.

Al igual que en la falla desconectando el transformador No.2, la desconexión del transformador No. 3 no genera un impacto que conlleve a convertir el sistema en inestable, los valores de tensión en p.u y factor potencia, presentan variaciones máximo del 4% y 1% respectivamente, comparado con respecto a los resultados del flujo de potencia ejecutado al modelo inicialmente, sin fallas ni compensadores. Al implementar el SVC en la barra 5 las pérdidas no se logran reducir, se mantienen en 3.63 MW, mientras que en la barra 8 se incrementan en un 2% (ver cuadro 4.14); con respecto a los valores de tensión en p.u se logra disminuir desde el 4% a un 2% específicamente en la barra 4, la cual presentó la variación más alta, y respecto al factor de potencia no se presenta variación en ninguna de las barras del sistema, implementando del dispositivo SVC tanto en la barra 5 como en la barra 8 (ver cuadro 4.15).

Comparando los resultados obtenidos de las respuestas del dispositivo SVC implementado en las barras 5 y 8 del modelo 9 barra IEEE; analizando las pérdidas antes y después de implementar el dispositivo en la barra sin presentar fallas, se evidencia que este logra disminuir los valores en un 3.14 % en comparación al 2.33 % obtenido cuando se ubica en la barra 8; al analizar la respuesta ya teniendo como falla la desconexión de cada uno de los transformadores, las pérdidas se reducen en un 12.96 % cuando se desconecta el transformador No.1 y el dispositivo está ubicado en la barra 5, igualmente logra compensar los valores de tensión en p.u evitando sobre cargas en las barras, mientras tanto en la barra no. 8 la reducción de las pérdidas es de tan solo 1.53 %. En el caso de tener como falla la desconexión del transformador No.2 las pérdidas se reducen en un 1.73 %, mientras que ubicado en la barra 8 la disminución es de 0.38 %; para el caso del transformador No. 3, en la barra 8 las pérdidas aumenta en un 2 % mientras que ubicado en la barra 5 no se evidencia variación, en cuanto a las tensiones en p.u y factor de potencia si se proporciona compensación por parte del dispositivo al sistema en ambos casos. Con lo anterior se ratifica la selección de la barra 5 del modelo 9 barra IEEE como la mejor opción para ubicar el dispositivo SVC.

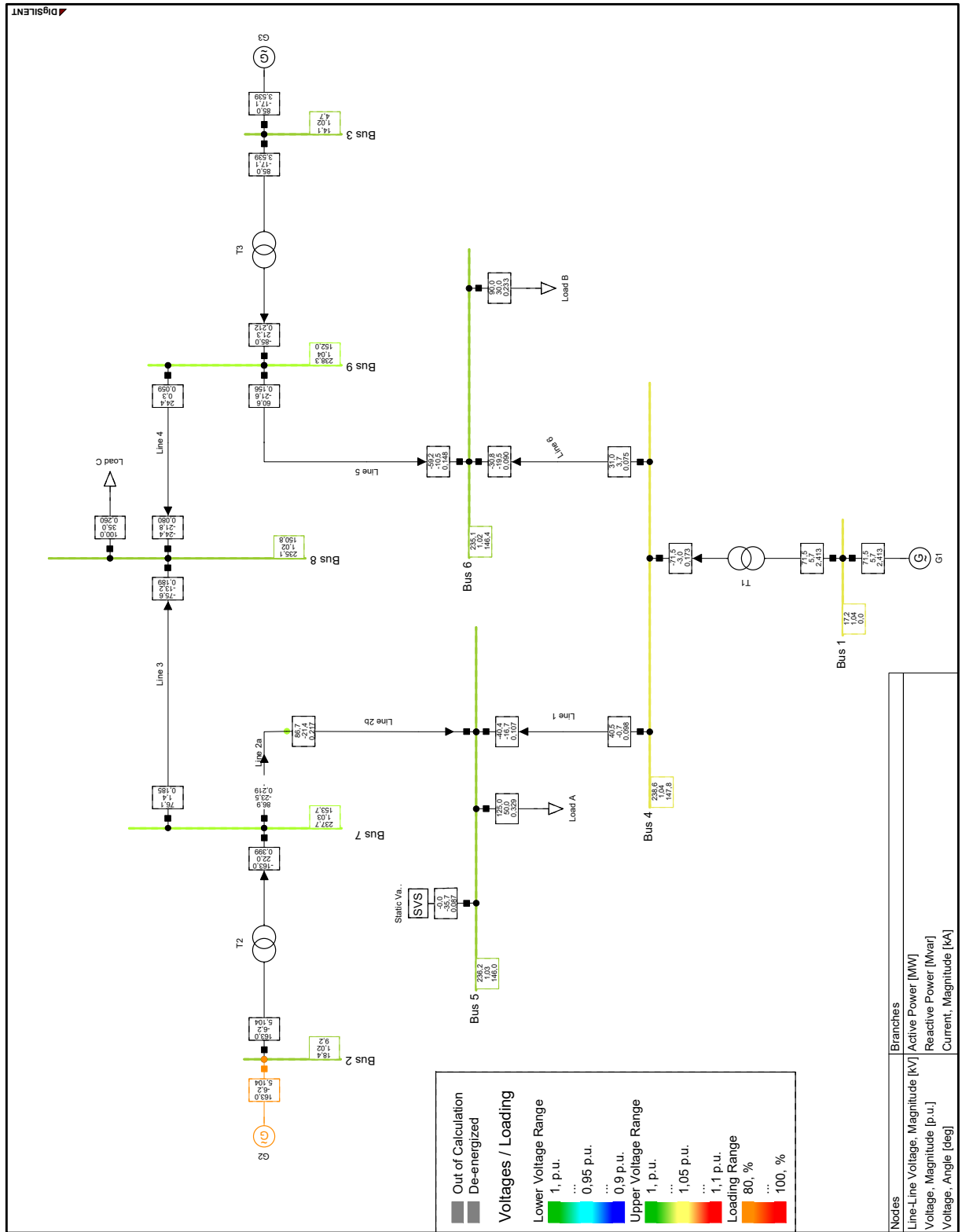


Figura 4.4: Modelo de 9 Barras con SVC instalado.

En la figura 4.4, se muestra el modelo de 9 barras IEEE con un dispositivo SVS ubicado en la Barra 5.

#### 4.4. Refinación de la capacidad del FACTS

Como resultados de las pruebas anteriores se obtuvo que, en el modelo de estudio del sistema eléctrico de potencia, la mejor ubicación para el dispositivo SVC fue en la barra 5; a partir de esto, se realizaron pruebas en las cuales se configuraron los compensadores capacitivos, esta vez con un rango de valor del 2% de la carga tomada como referencia ( $Q=50$  Mvar), el cual corresponde a 1 Mvar., realizando el mismo procedimiento utilizado para determinar la capacidad del dispositivo, es decir, se ejecuta el flujo de potencia cada vez que se instala un compensador capacitivo y se analiza la disminución de las pérdidas en el SEP. Como resultados de las pruebas realizadas con el nuevo rango de valor para los compensadores, se obtuvo que el total de potencia reactiva inyectada por estos dispositivos al sistema fue de -37.2552 Mvar, reduciendo las pérdidas a un total de 4.4914 que corresponde al 3.1483%.

Compensadores	Mvar Inyectados	Pérdidas	Red. de pérdidas	Red. de pérdidas %
Q= 5 Mvar	-35,7023	4,6374	4,4916	3,1440
Q= 1 Mvar	-37,2552	4,6374	4,4914	3,1483

Cuadro 4.16: Refinación de la capacidad del dispositivo FACTS

Como se puede observar en el cuadro 4.16 la diferencia en la reducción de las pérdidas cuando se suministran -37.2552 Mvar con respecto a la configuración inicial del dispositivo de -35.7023 Mvar es de tan solo 0.0002 MW, por lo tanto se decide mantener configuración inicial en el dispositivo SVC es con 35.7023 Mvar.



# Capítulo 5

## Conclusiones y Recomendaciones

### 5.1. Conclusiones

Las fallas propuestas para evaluar el desempeño del dispositivo SVS implementado, consistieron en la desconexión independiente de cada uno de los transformadores del sistema. Dado los resultados, se puede concluir que la desconexión del transformador No. 1 fue la falla más relevante para el sistema, ya que en este caso las pérdidas ascendieron de 4.6374 MW a 10.8187 MW, en las barras 4, 5 y 6, además se presentan los valores más bajos de tensión en p.u, 0.9327 p.u, 0.9138 p.u y 0.9386 p.u, valores muy cercanos al límite de 0.9 permitido por la normativa vigente en Colombia según resolución 025 del 13 de julio de 1995 de la CREG; Código de redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN y adicionalmente el factor potencia de la barra 4 fue el más bajo registrado, llegando a un valor de 0.2354.

Las pérdidas en condición inicial del caso base son de 4.6374 MW, lo cual permitió determinar que el menor valor de pérdidas obtenido fue de 4.4916 MW como resultado de implementar 7 compensadores capacitivos de 5 Mvar cada uno en la barra 5 del sistema. Igualmente a lo largo del análisis del comportamiento del SVS en las barras seleccionadas para estudio, las pérdidas constituyeron el indicador más significativo para comparar y determinar la mejor ubicación de este, con lo cual se obtuvo que en el escenario de implementar el dispositivo SVS en la barra 5 sin ninguna falla, se lograron reducir las pérdidas en un 3.14 %, desconectando el transformador No. 1 en un 12.96 %, desconectando el transformador No.2 en 1.73 % y finalmente desconectando el último transformador no se obtuvo variación; mientras tanto las pérdidas analizadas con el dispositivo ubicado en la barra 8 las reducciones fueron de 2.33 % sin falla, el 1.53 % desconectando el transformador No. 1, 0.38 % desconectando el transformador No. 2 y en el caso de la desconexión del transformador No.3 se obtuvo un incremento en las pérdidas del orden de 2 %.

El dispositivo SVS fue parametrizado para suministrar al SEP un total de 35 Mvar e implementado en la barra 5, la cual arrojó los mejores resultados en cuanto a reducción de pérdidas y estabilidad en tensión p.u y factor de potencia de las barras y el sistema en general.

El modelo IEEE 9 barras permitió el desarrollo del estudio y análisis de los datos de pérdidas, tensión p.u. y factor de potencia, pero en la desconexión del transformador No.1 como un escenario de fallas, fue la situación que presentó la mayor inestabilidad del sistema y la cual permitió analizar el desempeño del dispositivo SVS implementado.

El modelo de 14 barras IEEE fue el primer caso de estudio propuesto para el desarrollo del trabajo, pero al momento de ejecutar los flujos de potencia durante los escenarios de fallas, no se obtuvo los resultados esperados, ya que, la topología del modelo permite que este se mantenga estable durante una falla, por lo cual se tomó la decisión de descartar su utilización y trabajar con el modelo de 9 barras IEEE.

Los dispositivos FACTS son tecnologías que permiten controlar el flujo de potencia, compensar reactivos y en algunas investigaciones se comprobó que también sirven para el control de armónicos en los sistemas de potencia, como también es importante encontrar la ubicación óptima del controlador FACTS para así obtener la máxima transmisión de potencia en las líneas de transmisión evitando las mayores pérdidas y mejorando la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, por lo cual el presente trabajo de investigación cobra gran relevancia, teniendo en cuenta que en este se pudo evaluar las condiciones para hallar la mejor ubicación de un dispositivo SVS dentro del modelo de 9 barras IEEE, además que se analizó su respuesta en función de la compensación de pérdidas y control de tensión.

## 5.2. Recomendaciones

Los resultados del presente trabajo pueden ser utilizados para el desarrollo de un estudio en el cual se analice la viabilidad económica de la implementación de un dispositivo SVS en el modelo 9 barras IEEE, ya que el dispositivo a pesar de cumplir con su trabajo de compensación y contingencia, las diferencias en la reducción de pérdidas en los escenarios son mínimas no mayores al 2%, excepto cuando se realiza la desconexión del transformador No.1; por lo tanto la viabilidad económica de la implementación del dispositivo sería un indicador que complementa a la selección de la mejor ubicación para el SVS o demuestre la utilidad para su implementación.

# Bibliografía

- [1] S. D. Poveda Peña, “Control de potencia empleando facts en el sistema de transmisión para el aprovechamiento de las fuentes de generación fotovoltaica,” 2014.
- [2] V. Suresh, “Performance analysis of facts devices in steady state power flow,” 2017.
- [3] Y. Ma, L. Cao, X. Zhou, and Z. Gao, “Research on reactive power compensation technology in distribution grid,” in *2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*, May 2017, pp. 1409–1414.
- [4] Y. Muhammad and M. N. Arbab.
- [5] J. C. T. Vargas and D. A. A. Cazco, “Control flujo de potencia en base a facts y wams.”
- [6] F. D. P. Acuña and J. A. J. Zavala, “Análisis de armónicos en un compensador estático de var’s (svc) usando modelado en dominio armónico (harmonic domain).” *LACCEI Aug*, 2013.
- [7] A. K. Mohanty and A. K. Barik, “Power system stability improvement using facts devices,” *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, vol. 1, no. 2, pp. 666–672, 2011.
- [8] J. Arredondo, G. Delgado, and R. Gutiérrez, *Sistemas de transmisión flexibles FACTS.*, ser. Colección de Libros de Investigación. Universidad del Valle, 2010. [Online]. Available: <https://books.google.com.co/books?id=SYU6MwEACAAJ>
- [9] G. Pampin Vergara, “Aplicación de controladores facts tipo statcom y smes para la prevención de inestabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia,” 2003.
- [10] V. J. Patel and C. Bhatt, “Simulation and analysis for real and reactive power control with series type facts controller,” *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 2, no. 3, pp. 7–12, 2012.
- [11] I. G. Adebayo, M. A. Bhaskhar, A. A. Yusuff, and A. A. Jimoh, “Optimal location identification of facts devices through genetic algorithm and the network structural characteristics techniques,” in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on*. IEEE, 2016, pp. 778–782.
- [12] J. J. Ibarra, G. C. Flores, and G. C. Celi, “Flujo de potencia por newton-raphson con el jacobiano calculado en las ecuaciones de errores de potencia,” *Revista Politécnica*, vol. 33, no. 1, 2014.
- [13] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill México, 1996.
- [14] F. Pérez, “Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna,” *Prisma Tecnológico*, vol. 4, no. 1, pp. 25–28, 2016.
- [15] J. P. R. M. GUZMÁN, L. V. DÍAZ, L. M. TAMAYO, and C. R. ZUÑIGA, “Planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico considerando equipos facts,” 2014.
- [16] J. P. Rivera Barrera, “Modelamiento y simulación de dispositivos facts para estudios eléctricos de estado estable,” 2008.
- [17] M. V. Gasca, “Control de area amplia en sistemas de potencia usando optimizacion semidefinida,” *Universidad Tecnologica de Pereira, Pereira, Risaralda, Colombia*, 2016.

- [18] R. Patel, T. Bhatti, and D. Kothari, "Matlab/simulink-based transient stability analysis of a multimachine power system," *International Journal of Electrical Engineering Education*, vol. 39, no. 4, pp. 320–336, 2002.