

**COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN
BASADO EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN
BASADO EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1**

**AUTOR:
JHON JAIRO RAMIREZ GARCIA**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, Septiembre 2020

JHON JAIRO RAMIREZ GARCIA

**COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN
BASADA EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



JHON JAIRO RAMIREZ GARCIA (D'1996 – O'2020).

Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico Salesiano “San Rafael” de la ciudad de Esmeraldas. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en compensación reactiva en redes eléctricas de transmisión basada en ubicación óptima de SVC y contingencia N-1.

jramirezg2@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA (Y'1981-

SM'12). Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de Doctor en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana - Medellín Colombia. Es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador. En la actualidad es miembro del Grupo de Investigación Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).

dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN BASADA EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1*” realizado por JHON JAIRO RAMIREZ GARCIA, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Septiembre de 2020



.....
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA
C.C.: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, JHON JAIRO RAMIREZ GARCIA, con documento de identificación N° 0803752781, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “*COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN BASADA EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, Septiembre de 2020



.....
JHON JAIRO RAMIREZ GARCIA

C.C.: 0803752781

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco Teórico.....	4
2.1	Ubicación óptima de SVC.....	4
2.2	Flujo de Potencia Newton-Raphson.....	5
2.3	Contingencia N-1	5
2.4	Desviación Máxima de Voltaje.....	6
2.5	Desviación Promedio de Voltaje.....	6
2.6	Factor de Potencia.....	6
2.7	Ubicación óptima de SVC con restricciones de contingencia N-1	6
2.8	Formulación Matemática	7
3	Metodología y Formulación del Problema.....	7
4	Análisis de Resultados	9
4.1	Modelos de Prueba.....	9
4.2	Modelo de Prueba IEEE 14 barras	10
4.3	Modelo de Prueba IEEE 30 barras	12
5	Conclusiones	14
5.1	Trabajos Futuros	14
6	Referencias.....	14
6.1	Matriz de Estado de Arte.....	17
6.2	Resumen de Indicadores	20

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Infraestructura de ubicación de SVC en Sistemas Eléctricos de Potencia.	4
Figura 2. Ubicación óptima de SVC bajo contingencia N-1.....	8
Figura 3. Ubicación óptima de SVC en el modelo de 14 barras del IEEE	9
Figura 4. Ubicación óptima de SVC en el modelo de 30 barras del IEEE	9
Figura 5. Perfiles de tensión en el sistema IEEE 14 barras.....	10
Figura 6. Flujo de Potencia en L/T del modelo de 14 barras del IEEE.....	10
Figura 7. Pérdidas de Potencia en L/T del modelo de 14 barras del IEEE	11
Figura 8. Factor de Potencia del modelo de 14 barras del IEEE.....	11
Figura 9. Perfiles de tensión en el sistema IEEE 30 barras.....	12
Figura 10. Flujo de Potencia en L/T del modelo de 30 barras del IEEE.....	12
Figura 11. Pérdidas de Potencia activa en L/T del modelo de 30 barras del IEEE.....	13
Figura 12. Factor de Potencia del modelo de 30 barras del IEEE.....	13
Figura 13. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	20
Figura 14. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	20
Figura 15. Indicador de solución - Estado del arte	21

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Casos propuestos.....9

Tabla 2: Matriz de estado del arte17

COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1

Resumen

El presente documento propone una metodología heurística, la cual realiza la compensación reactiva en redes de transmisión considerando criterios de ubicación óptima y contingencia N-1, con el fin de mejorar los niveles de voltaje del SEP y reducir la cargabilidad de las L/T mediante la inserción del menor número de dispositivos SVC, de esta forma garantizar la operación adecuada tras posibles contingencias N-1. Para ello, se realizan contingencias en las L/T y se colocan posibles SVC en las barras, de esta forma considerar todos los escenarios probables, y seleccionar la ubicación óptima de SVC basado en la desviación máxima y promedio de voltaje y el factor de potencia. La metodología heurística planteada es aplicable a cualquier SEP y no considera dimensionamiento o control de los SVC. Se toman los modelos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras como modelos de estudio, en donde se propone colocar SVC de diferentes capacidades para verificar la factibilidad del mismo. En los resultados obtenidos se logra evidenciar la mejora del perfil de voltaje, la reducción de cargabilidad y la mejora del factor de potencia. Por otra parte, la metodología aplicada mejora ciertos aspectos de análisis del SEP en comparación a los existentes.

Palabras Clave: Compensador estático VAR, Optimización, Flujos de Potencia, Sistema de Transmisión AC Flexible, Contingencia N-1

Abstract

This document proposes a heuristic methodology, which performs reactive compensation in transmission networks considering criteria of optimal location and N-1 contingency, to improve the voltage levels in the SEP and reduce the chargeability of the L/T through inserting the least number of SVC devices, thus guaranteeing adequate operation after possible N-1 contingencies. To do this, contingencies are made in the L/T and possible SVC are placed on the bars, in this way considering all the probable scenarios, and thus select the optimal SVC location based on the maximum and average voltage deviation and power factor. The proposed heuristic methodology applies to any SEP and does not consider dimensioning or control of SVC. IEEE 14 and 30 bar test models are taken as study models, where it is proposed to place SVC of different capacities to verify the feasibility of the same. The results obtained show an improvement in the voltage profile, a reduction in chargeability and an improvement in power factor. On the other hand, the applied methodology improves certain aspects of the SEP analysis compared to the existing ones.

Keywords: Static compensator VAR, Optimization, Power Flow, Flexible AC Transmission System, N-1 contingency.

1 Introducción

En los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a nivel mundial, en los países desarrollados e incluso en los países subdesarrollados se han implementado un sin número de dispositivos de compensación reactiva como son los FACTS (Flexible AC Transmission System), de la misma manera la implementación de generación distribuida ha ganado cierto espacio en los países desarrollados y subdesarrollado, debido a que es uno de los principales métodos para compensar la potencia reactiva y mejorar de esta forma ciertos parámetros del SEP como las pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión, reducir la contaminación ambiental, aumentar la carga que pueden soportar nuestras líneas de transmisión y una de las partes más importantes como es mejorar los perfiles de voltajes [1].

La etapa de transmisión eléctrica dentro del SEP es una de las etapas más importantes en el proceso de producción y consumo de energía, debido a que sin transmisión de energía eléctrica no existiría un SEP. Esta etapa es la encargada de transmitir la electricidad desde el ente generador de energía hasta el consumidor respectivamente. La complejidad del SEP aumenta mientras más centrales de generación eléctrica se instalen, debido al aumento de carga que tienen que soportar las redes de transmisión y el comportamiento dinámico del SEP. El comportamiento dinámico y cambiante en los intervalos de tiempo del SEP afecta de forma directa los perfiles de tensión de lo cual hace que la seguridad del sistema baje considerablemente, a su vez hace que las pérdidas en las líneas de

transmisión y las caídas de tensión aumenten [2]–[4].

La electrónica inmersa en los dispositivos FACTS nos permite controlar varios parámetros específicos dentro del SEP, como flujos de potencia en estado estable y el control de la estabilidad dinámica del mismo. Estos tipos de dispositivos electrónicos FACTS son muy diversos y con diferentes formas de conexión; uno de los dispositivos más utilizados es el SVC debido a su bajo costo, simplicidad y buen rendimiento en el sistema, este tipo de dispositivo tiene una conexión muy usual como es la conexión en desviación, este se conecta en cada una de las barras del sistema con el fin de generar o consumir potencia reactiva, la cual puede ser perjudicial en el SEP; Este dispositivo nos permite mejorar la corriente capacitiva e inductiva según sea el caso, con el fin de controlar ciertos parámetros específicos del sistema eléctrico de potencia [5], [6].

Los dispositivos FACTS son la mejor opción para mejorar el rendimiento y estabilidad del voltaje del sistema eléctrico de potencia debido a que en lugar de diseñar e instalar nuevas líneas de transmisión, las cuales pueden resultar complejas en muchas ocasiones. Un sistema eléctrico de potencia tiene la capacidad de mantener los voltajes en cada una de las barras dentro de rangos aceptables, a esto se lo conoce como estabilidad de voltaje y es una de las cualidades más valiosas en el SEP [7], [8].

La inserción de este tipo de tecnología como son los dispositivos SVC es altamente efectiva debido que previene la inestabilidad de voltaje, sin embargo, el rendimiento y cada uno de los beneficios de este dispositivo está ligada

directamente a la ubicación en la cual se colocará y que capacidad tendrá el mismo debido a que una de las limitaciones en la etapa de transmisión de estos dispositivos deriva generalmente de los costos de inversión al momento de implementar este tipo de tecnología en las líneas de transmisión [9], [10].

En [4], se especifica la operación y planificación del SEP, en donde nos propone ciertos cambios, dejar de lado ciertos enfoques convencionales como la inserción de nuevas centrales de generación eléctrica y líneas de transmisión para así compensarla alta demanda de los consumidores, debido a que este contexto está sujeto a diversos factores, como los límites económicos y técnicos; las líneas de transmisión fácilmente pueden llegar a su límite de operación y así sobrecargar las líneas de transmisión. Por lo tanto, la mejor solución es hacer uso óptimo de las centrales de generación y líneas de transmisión antes de proponer una expansión del SEP.

En [11], los problemas que son corregidos por la implementación de dispositivos FACTS los clasificó en dos grupos generales como son, problemas de estado estacionario y problemas de estabilidad transitoria; para el estado estacionario los subdividió en tres etapas, control de voltaje, minimización de costos y análisis de contingencia y optimización de sistema de energía; asimismo, los problemas de estabilidad transitoria se los ha subdividido en dos etapas, estabilidad angular y estabilidad de voltaje.

En [12], se propone la ubicación y dimensionamiento óptimo de SVC mediante el algoritmo de evolución diferencial (DE), con el fin de minimizar

las pérdidas en líneas de transmisión y mejorar los perfiles de voltajes.

En [13]–[15], se propone la óptima ubicación de SVC mediante algoritmo genético (GA), con el fin de tener una mejor estabilidad en el voltaje para un sistema eléctrico de potencia.

En [16], [17] se realiza la ubicación óptima de SVC mediante el modelo de enjambre de partículas (PSO), con el fin de minimizar las desviaciones o variaciones de los perfiles de voltaje y así reducir las pérdidas en las líneas de transmisión del sistema eléctrico de potencia.

En [18], se propone un enfoque basado en la sensibilidad como índice de rendimiento del flujo de potencia para decidir la ubicación óptima de compensadores reactivos, con el fin de mejorar la estabilidad y perfiles de voltajes en un modelo de 30 barras del IEEE.

La presente investigación tiene como objetivo minimizar el número de dispositivos SVC a ser ubicados en las redes eléctricas, con el fin de hacer que los perfiles de voltaje operen en niveles óptimos y así reducir la máxima desviación de voltaje.

Este documento aborda el problema de ubicación óptimo de dispositivos SVC; para lo cual, se desarrolla una heurística, la cual está formulada a partir de un conjunto de datos iniciales del SEP, donde se realizarán contingencias en cada una de las barras, con el fin de considerar cada uno de los escenarios. El presente modelo heurístico no realiza el dimensionamiento, ni control del SVC y considera restricciones de ubicación, conectividad y contingencia N-1. La heurística planteada toma los transformadores como una impedancia única y considera únicamente la pérdida de las líneas de transmisión,

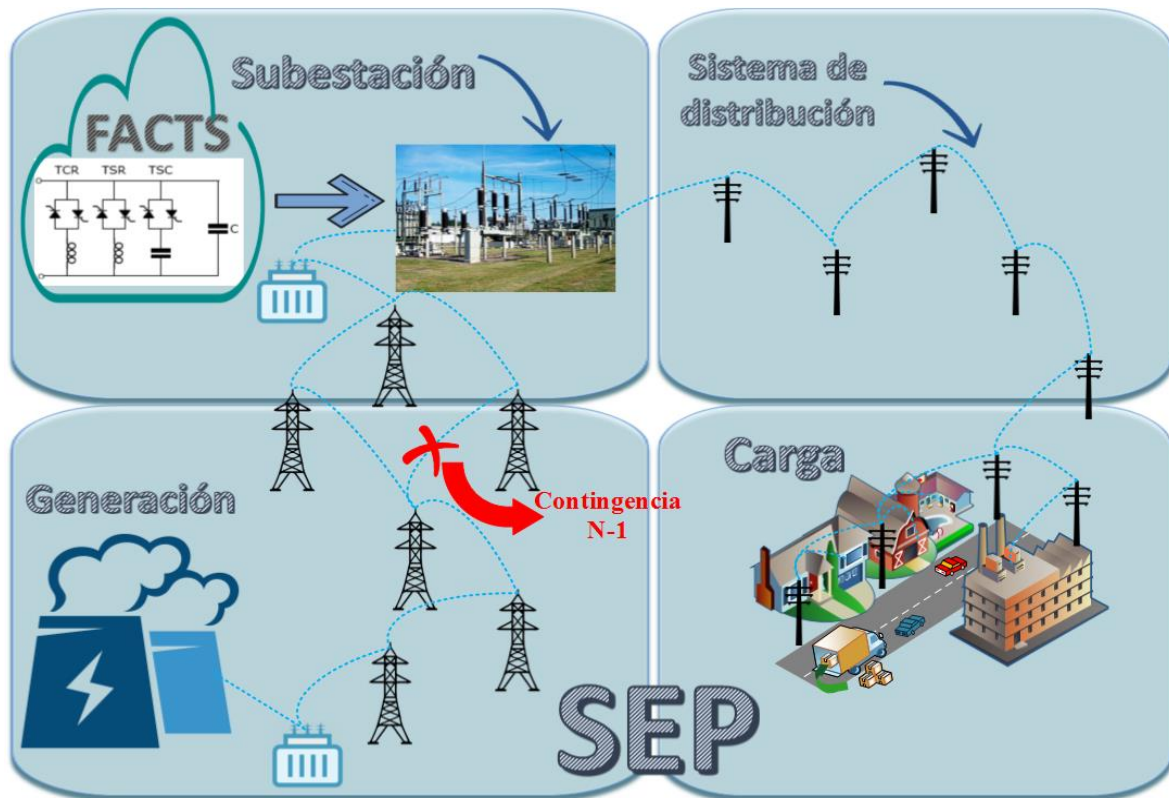


Figura 1. Infraestructura de ubicación de SVC en Sistemas Eléctricos de Potencia.

contingencia N-1. Esta metodología permite determinar el número de dispositivos SVC y su ubicación en los modelos, con el fin de mejorar satisfactoriamente los perfiles de voltajes, disminuir pérdidas de potencia activa y mantener un factor de potencia inductivo en las barras para los modelos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras.

En adelante el artículo se organizará de la siguiente manera. En la sección 2 se realiza una revisión sobre ubicación óptima de SVC, método de solución para flujos de potencia y contingencia n-, así como variables de decisión para ubicación de SVC. En la sección 3 se describe la metodología y formulación del problema, así como el algoritmo para compensación reactiva basado en ubicación óptima de SVC y contingencia n-1. En la sección 4 se analiza el desempeño del algoritmo

propuesto bajo diversas condiciones. Finalmente, en la sección 5 se establecen las conclusiones y por último trabajos futuros.

2 Marco Teórico

2.1 Ubicación óptima de SVC

La ubicación óptima de SVC depende de las características de cada sistema eléctrico de potencia, por esta razón es necesario identificar la matriz de conectividad (MC).

La matriz de conectividad es una matriz de datos binarios que representa la topología del sistema, esta matriz tiene dimensiones $n * n$; siendo n la cantidad de barras del sistema [19], [20], [36].

$$MC_{n*n} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 1 & \text{si hay conexión entre barras} \\ 0 & \text{si no hay conexión} \end{cases} \quad (1)$$

Para la ubicación de los SVC en los modelos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras, se debe tomar en cuenta que en el momento que sucede la contingencia en las líneas la Y de barra cambia también.

2.2 Flujo de Potencia Newton-Raphson

Es importante tener esto en consideración debido a que los flujos de potencia cambiarán si la Y de barra cambia. Con ello en mente se propone como parte del algoritmo encontrar los flujos de potencia para el SEP, mediante el método iterativo de Newton - Raphson AC. Para realizar este método iterativo es necesario el siguiente algoritmo [21], [22].

Algoritmo 1: Flujo de Potencia mediante Newton Raphson

Paso 1: Recopilar y asignar los parámetros básicos como son: impedancias, voltajes, cargas, potencias generadas, entre otros.

Paso 2: Calcular la Y de barra.

Paso 3: Establecer barra slack, voltajes máximos y mínimos aceptables en las barras.

Paso 4: Calcular potencia activa (2) y reactiva (3).

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad (2)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (3)$$

Donde: $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$

Paso 5: Realizar la corrección de potencia activa y reactiva mediante el error entre los valores calculados y los especificados. Para ello se calcula potencia activa y reactiva para nodos (PQ) y potencia activa para nodos (PV).

Paso 6: Calcular la matriz Jacobiana (4).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4)$$

Paso 7: Calcular los incrementos de voltaje con sus respectivos ángulos (5).

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (5)$$

Paso 8: Calcular las magnitudes de voltaje (6) con sus respectivos ángulos (7) tomando en cuenta los incrementos.

$$|V_{nuevo}| = |V_{viejo}| + \Delta V \quad (6)$$

$$\theta_{nuevo} = \theta_{viejo} + \Delta \theta \quad (7)$$

Paso 9: Comprobar que los incrementos son menores que el error establecido (ϵ)

2.3 Contingencia N-1

Se considera criterio de contingencia N-1 cuando un sistema eléctrico de potencia tiene la capacidad de mantener los niveles de operación estables y aceptables, tomando en cuenta los flujos de potencia, los voltajes en las barras y cargabilidad de las líneas de transmisión dentro de los límites reglamentarios de operación, evitando cualquier perturbación que permita que las protecciones operen sin necesidad [22]–[32].

Algoritmo 2: Análisis de Contingencia

Paso 1: Ingresar datos del SEP

Paso 2: Leer

$MC_{n \times n}$; Matriz de conectividad

Paso 3: Asumir contingencia en redes de transmisión cambiando la matriz de conectividad.

Paso 4: Colocar SVC en la barra i

Paso 5: Calcular Y de barra modificada $Ybar$.

Paso 6: Correr Flujo de potencia mediante el método Newton-Raphson AC (Algoritmo 1) con Y de barras modificada $Ybar$.

Paso 7: Almacenar los datos de magnitud de voltaje, ángulo de voltaje, potencia activa y reactiva en matriz *Cont*

Paso 8: Comprobar si se realizaron todas las contingencias. Si cumple con esa condición **Terminar**, caso contrario, retornar al paso 3.

2.4 Desviación Máxima de Voltaje

En los Sistemas Eléctricos de Potencia, mantener una desviación de voltaje dentro de los rangos estipulados es lo más deseable, por ejemplo $\pm 5\%$ como es el caso de esta investigación. La ubicación óptima del SVC se determinará tomando en cuenta el valor máximo de la desviación de voltaje, la cual se formula de la siguiente forma [34], [35]:

$$DMV = \max_{1 < i < n} (| Vd_i - V_i^{real} |) \quad (8)$$

Donde:

n es el número de barras en el SEP

Vd_i es el voltaje deseado en la barra i

V_i^{real} es el voltaje real en la barra i

2.5 Desviación Promedio de Voltaje

La desviación promedio de voltaje nos permite saber y verificar los valores promedios de desviación que posee un sistema; al igual que la máxima desviación de voltaje, la desviación promedio se toma en cuenta para determinación de la ubicación óptima de SVC. Para calcular la desviación promedio de voltaje se ocupa la siguiente ecuación [35]:

$$DPV = \frac{\sum_{i=1}^n | Vd_i - V_i^{real} |}{n} \quad (9)$$

Donde:

n es el número de barras en el SEP

Vd_i es el voltaje deseado en la barra i

V_i^{real} es el voltaje real en la barra i

2.6 Factor de Potencia

La expresión de factor de potencia detalla la relación que existe entre la potencia activa o efectiva (P), y la potencia total existente en un sistema (S). El factor de potencia se calcula con (10) [35].

$$FP = \cos \phi_i = \frac{P_i}{S_i} = \frac{P_i}{V_i^* I_i} \quad (10)$$

En donde ϕ_i es el ángulos de fase entre el voltaje y la corriente; para cargas lineales (resistiva, inductiva y capacitiva), se calcula con (10); a diferencia del FP de carga no lineales como dispositivos electrónicos, en donde para calcularlo se necesita la relación entre el armónico fundamental y el valor eficaz (RMS) de la onda de corriente.

2.7 Ubicación óptima de SVC con restricciones de contingencia N-1

En el Sistema Eléctrico de Potencia se tiene que considerar varios parámetros como son las potencias reactivas en cada una de las barras, la variabilidad de la magnitud del voltaje y ángulo en cada una de las barras, cargabilidad en las líneas de transmisión y la topología del sistema eléctrico de potencia para minimizar la cantidad de SVC a desplegar de forma óptima, en donde el SEP debe mantener su operación frente a un caso de contingencia.

Para ubicar los dispositivos SVC de manera óptima considerando que el SEP opere frente a un caso de contingencia se debe considerar una condición principal de contingencia: que salga de operación una de las líneas de transmisión.

Para realizar la compensación reactiva en redes de transmisión basado en contingencia N-1 y ubicación óptima de SVC es necesario realizar contingencias en cada una de las líneas de transmisión de forma ficticia con el fin de conocer el peor caso de contingencia para cada uno de los sistemas de potencia y de esta forma presentar resultados. Basado en los resultados obtenidos de los valores de voltaje en las barras de cada sistema de potencia, se ha determinado que los peores casos para cada modelo de prueba son los siguientes:

2.8 Formulación Matemática

Para la compensación reactiva en redes de transmisión se propone una heurística en donde la función objetivo de selección para la ubicación óptima de SVC con restricciones de contingencia N-1 se presenta de la siguiente manera.

En donde la función objetivo (11) para la ubicación óptima de SVC toma en cuenta varias variables de decisión como desviación máxima y promedio de voltaje, así como el factor de potencia.

La cual está sujeto a varias restricciones, (12) que indica que al menos el sistema posee un dispositivo SVC, (13) evita que los dispositivos SVC sean colocados en barras donde existan generadores conectados [34], (14) toma en cuenta los niveles de sobretensión y subtensión y (15) toma en cuenta la contingencia en las líneas de transmisión. F.O.

$$\min Z = DMV + DPV + FP \quad (11)$$

Sujeto a:

$$f(x) \geq 1 \quad (12)$$

$$G(x) \leq 0 \quad (13)$$

$$V_{\min} \leq V \leq V_{\max} \quad (14)$$

$$\sum_{j=1}^m LT_{opt} = (\sum_{j=1}^m LT_{inst}) - 1 \quad (15)$$

Donde:

n ; representa las barras en el SEP.

DMV ; representa la desviación máxima de voltaje en la barra i .

DPV ; representa la desviación promedio de voltaje en la barra i .

FP ; representa el factor de potencia en la barra i .

V_{\min} ; representa el voltaje mínimo en las barras.

V_{\max} ; representa el voltaje máximo en las barras.

LT_{oper} ; representa la Línea de transmisión operativa.

LT_{inst} ; representa la Línea de transmisión instalada.

3 Metodología y Formulación del Problema

El problema de mejorar ciertos parámetros del SEP, especialmente los perfiles de voltaje; se vio solucionado con la ubicación de SVC, tomando en cuenta capacidades específicas para los SVC detalladas en la tabla 1, de ahí los sistemas eléctricos de potencia consideran a los compensadores reactivos como parte importante del mismo y su ubicación ha sido determinadas por diferentes metodologías, las cuales buscan el mismo objetivo.

En la presente investigación se busca encontrar la ubicación y el número mínimo de dispositivos SVC a insertar en un Sistema Eléctrico de Potencia para que garantice un funcionamiento adecuado, con niveles de voltajes en el rango de operativo estipulado, luego de haber ocurrido una contingencia debido a la pérdida de una línea de transmisión. Para ello, el modelo propone optimizar el SEP tomando parámetros específicos y

utilizándolos como variables iniciales con el fin de decidir la óptima ubicación de los dispositivos de compensación reactiva y el número de ellos, además de tomar en cuenta ciertas restricciones. Finalmente, al ser de carácter exploratorio, el modelo sugiere analizar diferentes casos de estudios. Por lo tanto, la metodología propuesta en la presente investigación genera una heurística, la cual está sujeta a valores iniciales, una función objetivo y sus respectivas restricciones, dando origen así, a un proceso de optimización que tiene como finalidad encontrar el número mínimo y ubicación óptima de los SVC requeridos para cada caso de estudio.

La heurística se modelará con SVC de capacidades constantes detallados en la tabla 2, los cuales operarán de forma conjunta al ocurrir una contingencia.

A continuación, se presenta la descripción formal del problema que se pretende resolver. El modelo propuesto emplea una heurística que se encarga de realizar cada una de las contingencias en las líneas de transmisión, con el fin de considerar cada uno de los escenarios, luego ubica de forma iterativa dispositivos SVC de capacidades especificadas en cada una de las barras, así poder recopilar datos y entregar las ubicaciones óptimas tomando en cuenta cada caso de estudio, con la finalidad principal de mejorar los perfiles de tensión.

Como caso de estudios se toma en consideración dos de los modelos de prueba del IEEE, el modelo de 14 y 30 barras; para los cuales se realizó un despliegue óptimo de SVC considerando restricciones de ubicación óptima y de contingencia N-1, con el fin de comparar sus resultados.

A continuación, se muestra el Algoritmo de la heurística para ubicación óptima de dispositivos SVC en líneas de transmisión.

En el Algoritmo 1, Ubicación óptima de SVC bajo contingencia N-1, se ejecuta una heurística, de tal manera que, se pueda encontrar las ubicaciones óptimas de los SVC en un Sistema Eléctrico de Potencia observando restricciones de ubicación, conectividad y contingencia N-1.

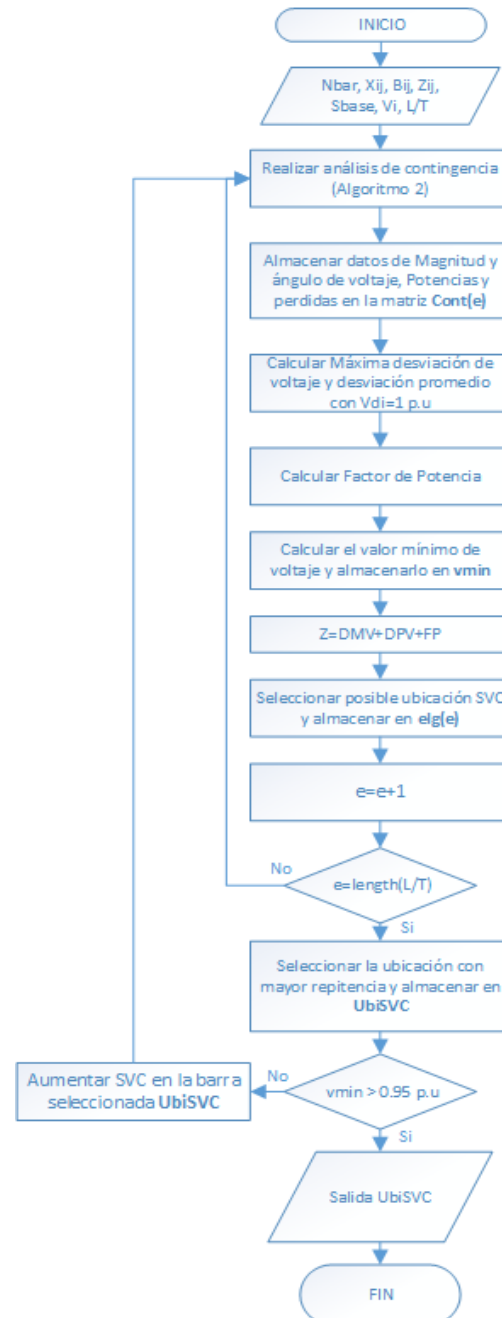


Figura 2. Ubicación óptima de SVC bajo contingencia N-1

4 Análisis de Resultados

Para el análisis de resultados se proponen varios casos de estudios en donde se mantendrá los valores iniciales del SEP para cada modelo de prueba, mientras se variará las capacidades de los dispositivos SVC con pasos de 2.5 Mvar como se describe en la tabla 2.

Tabla 1: Casos propuestos

Caso	Capacidades de SVC (Mvar)
1	2.5
2	5
3	7.5
4	10
5	12.5

4.1 Modelos de Prueba

La heurística se aplicó sobre los modelos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras, con el fin de encontrar el número mínimo de dispositivos SVC y las ubicaciones óptimas para cada modelo de prueba del IEEE.

En la figura 2 y 3 se presentan las ubicaciones encontradas luego de aplicar la heurística en los modelos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras, una vez considerada las variables de selección y restricciones propuestas; en las figuras podemos observar que en el modelo del IEEE de 14 barras se ubican 5 SVC, en las barras 4, 5, 12, 13 y 14 respectivamente, así mismo en el modelo del IEEE de 30 barras se ubican 9 SVC, en las barras 3,13,14,16,17,19,20, y 30 respectivamente.

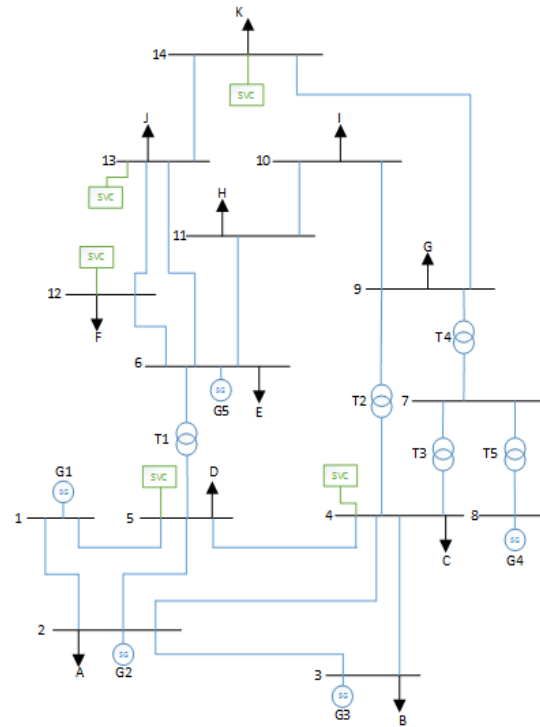


Figura 3. Ubicación óptima de SVC en el modelo de 14 barras del IEEE

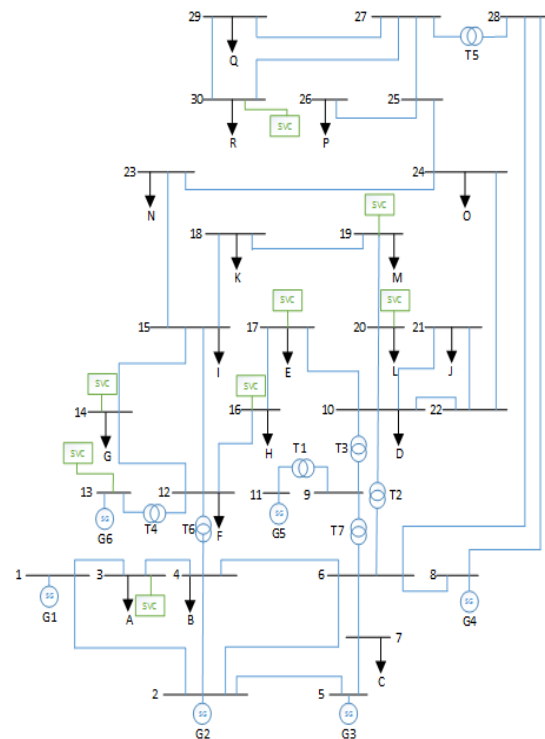


Figura 4. Ubicación óptima de SVC en el modelo de 30 barras del IEEE

4.2 Modelo de Prueba IEEE 14 barras

En la figura 5 se presentan los perfiles de tensión pre-contingencia (antes de contingencia) y post-contingencia (después de la contingencia), además de los perfiles de voltaje para cada caso, 2.5 Mvar, 5 Mvar, 7.5 Mvar, 10 Mvar y 12.5 Mvar de capacidad respectivamente. En la gráfica podemos observar 7 curvas, en donde se presenta los niveles de voltaje para cada caso en los nodos del SEP.

Las curvas pre-contingencia y post-contingencia tienen perfiles de voltajes bajos o cercanos a los límites operativos, de igual manera podemos observar que a medida que aumentamos la capacidad del SVC, los perfiles de voltajes empiezan a mejorar considerablemente, hasta el punto en que algunos de los perfiles de voltaje superan el nivel apropiado de operación del SEP; con estos datos tenemos las derivaciones de voltaje en cada caso de estudio; para SVC de 2.5 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0.0293 p.u, para SVC de 5 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0,0215 p.u, para SVC de 7.5 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0,0136 p.u, para SVC de 10 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0,0109 p.u, y por ultimo para el caso de 12.5 Mvar tenemos una desviación de voltaje de 0,0123 p.u.

Para el caso de selección de la capacidad adecuada del SVC se toma en cuenta cada una de las máximas derivaciones de voltaje en las barras del sistema para cada caso de estudio; tomado en cuenta este análisis, podemos considerar que la mejor opción en la ubicación de SVC de capacidad de 10 Mvar.

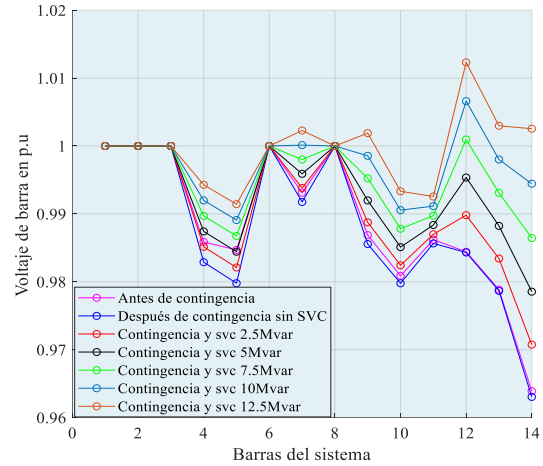


Figura 5. Perfiles de tensión en el sistema IEEE 14 barras

En la figura 6 podemos observar la distribución de los flujos de potencia para cada uno de los casos, para el análisis del modelo del IEEE de 14 barras se toma en consideración la contingencia en la línea de transmisión L1-5, la cual se encuentra ubicada entre las barras 1 y 5, con estas consideraciones podemos observar que existe un flujo de potencia antes de la contingencia, el cual se redistribuye una vez perdida la línea L1-5; es decir todo el flujo de potencia que se encontraba circulando por esa línea buscaría un camino diferente con el fin de mantener el suministro de potencia hacia las cargas de sistema.

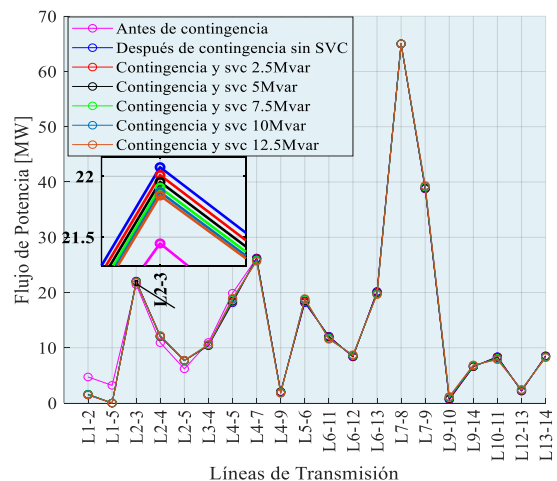


Figura 6. Flujo de Potencia en L/T del modelo de 14 barras del IEEE

En la figura 7 podemos observar las pérdidas de potencia activa en el modelo del IEEE de 14 barras, en donde las pérdidas de potencia activa disminuyen considerablemente al momento de insertar un SVC de capacidad mayor en el SEP, con la cual se concluye que las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión son proporcionales al flujo de potencia que circula por cada línea debido al efecto joule en los conductores.

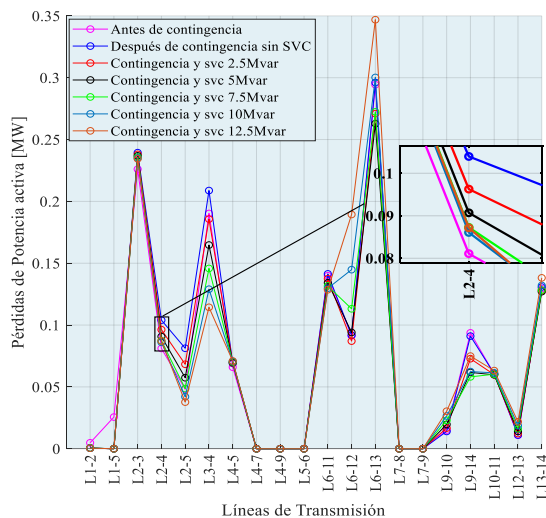


Figura 7. Pérdidas de Potencia en L/T del modelo de 14 barras del IEEE

En la figura 8 podemos se observan los datos recopilados de factor de potencia, antes y durante la contingencia, tomando en cuenta cada uno de los casos establecidos. El factor de potencia en un sistema eléctrico de potencia es muy importante, mucho más si estamos hablando de compensación reactiva en el mismo, debido a que en el momento en que se inyecta reactivo en un sistema el valor del factor de potencia se ve afectado considerablemente según el caso. Existen barras en las que la inyección de potencia reactiva aumenta el factor de potencia por ejemplo en la barra 11 y en la barra 14, de la misma forma existen barras en donde el factor de potencia disminuye para el mismo caso, como en las barras 5 y 12.

Esto se debe a la cantidad de potencia activa y reactiva en una barra del sistema, ya que como se sabe el factor de potencia es una relación dada por coseno del ángulo que existe entre la potencia activa y aparente. Para el modelo del IEEE de 14 barras tenemos un factor de potencia promedio del sistema de 0.9707 para SVC 2.5Mvar, 0.9736 para SVC de 5Mvar, 0.975 para SVC de 7.5Mvar, 0.9707 para SVC de 10Mvar y 0.965 para SVC de 12.5Mvar.

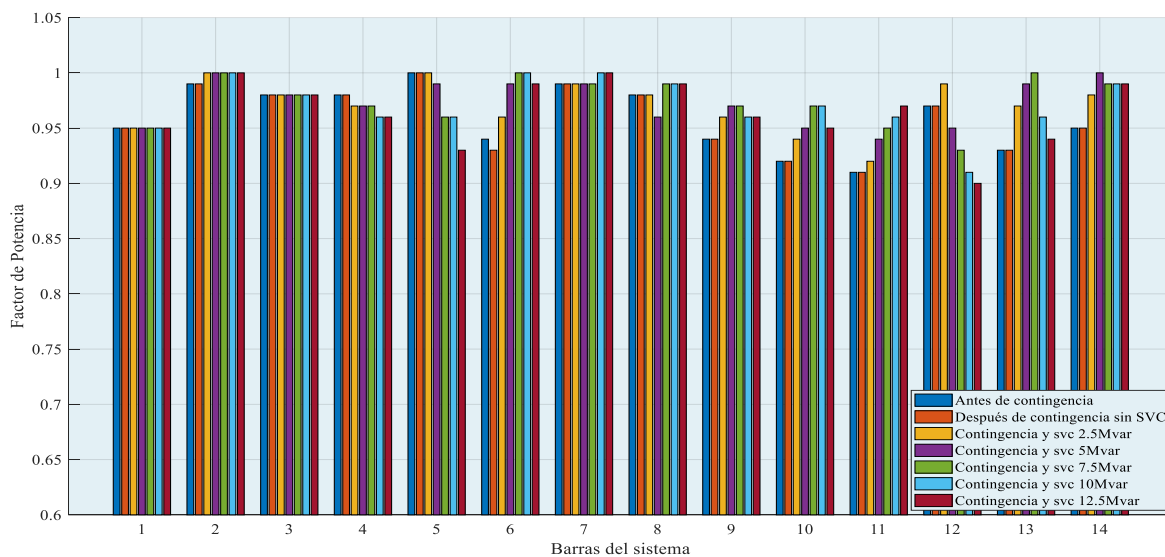


Figura 8. Factor de Potencia del modelo de 14 barras del IEEE

4.3 Modelo de Prueba IEEE 30 barras

De igual manera para el modelo del IEEE de 30 barras, en donde los perfiles de voltaje se encuentran bajos o fuera de los niveles de operación; una vez ubicados los SVC, se puede observar que al igual que en el modelo anterior los perfiles de voltaje mejoran considerablemente; con estos datos tenemos las derivaciones de voltaje en cada caso de estudio; para SVC de 2.5 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0.0838 p.u, para SVC de 5 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0,0606 p.u, para SVC de 7.5 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0,0365 p.u, para SVC de 10 Mvar tenemos una máxima desviación de voltaje de 0,0424 p.u, y por ultimo para el caso de 12.5 Mvar tenemos una desviación de voltaje de 0,0517 p.u.

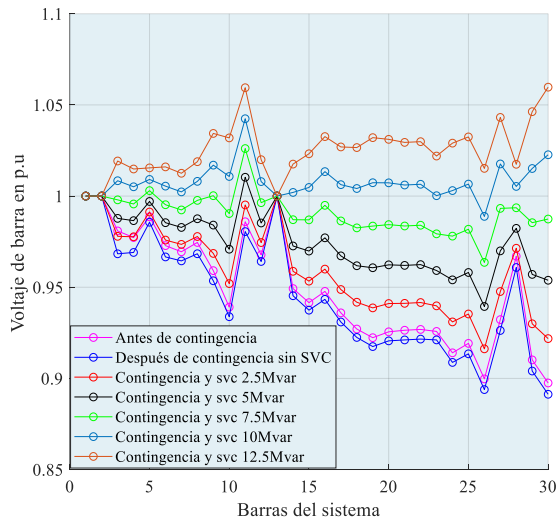


Figura 9. Perfiles de tensión en el sistema IEEE 30 barras

En la figura 10, al igual que en la figura 6 podemos observar la distribución de los flujos de potencia para cada caso de estudio, en el análisis del modelo de 30 barras del IEEE, para ello se toma en cuenta la contingencia en la línea de

transmisión L1-3, la cual se encuentra ubicada entre las barras 1 y 3; después de estas consideraciones podemos observar que al momento de perder la línea de transmisión L1-3, los flujos de potencia se redistribuyen, afectando de esta manera el flujo en cada línea y la potencia entregada por los generadores; para el caso del modelo de prueba de 30 barras del IEEE luego de la contingencia en la línea L1-3, podemos observar que el generador 1 deja de producir una cantidad considerable de potencia, la cual es tomada o generada por el generador 2, haciendo que el generador proporcione más potencia en comparación a la generada normalmente.

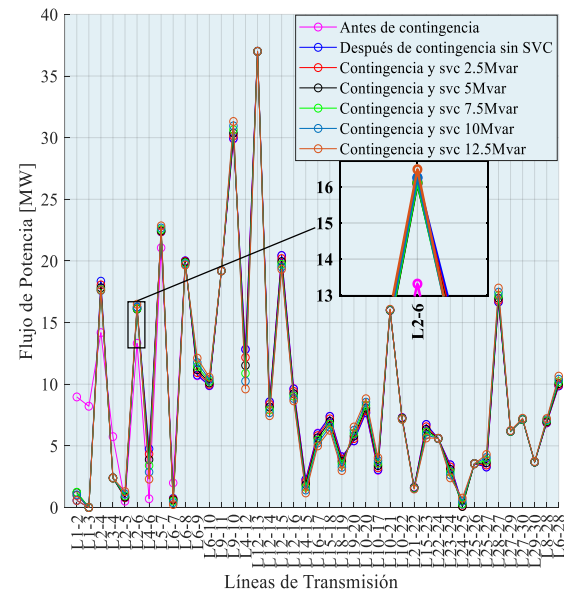


Figura 10. Flujo de Potencia en L/T del modelo de 30 barras del IEEE

En la figura 11 se puede verificar las pérdidas de potencia activa disminuyen para el modelo de prueba del IEEE de 30 barras, al igual que ocurrió para el modelo anterior. Por lo tanto, podemos confirmar que, al momento de inyectar reactivos en el SEP, no solo disminuye las pérdidas de potencia reactiva sino también las pérdidas de potencia activa en los modelos de prueba del IEEE.

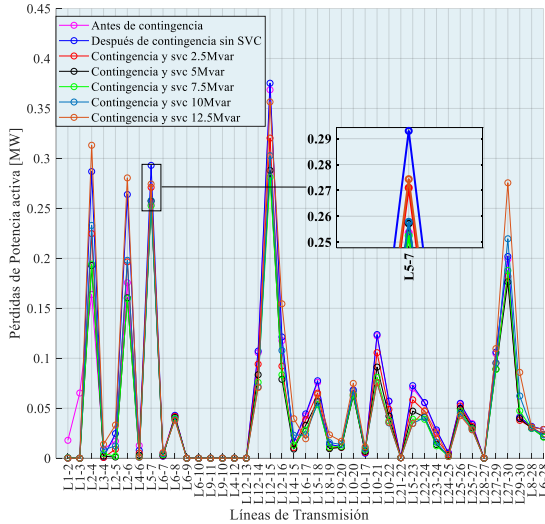


Figura 11. Pérdidas de Potencia activa en L/T del modelo de 30 barras del IEEE

potencia varían generalmente en las barras donde se ubicaron los SVC.

Como se puede observar en la figura 12, el factor de potencia en la barra 8, antes de la contingencia, es de 0.72, el cual se considera bajo y fuera de los rangos apropiados de operación; esto se debe a que los valores de potencia activa y reactiva son 26.9 MW y 26.1 Mvar respectivamente, los cuales son valores muy cercanos; realizando el cálculo del ángulo de factor de potencia con estos datos, obtenemos un valor de 44.14° en esta barra de generación, siendo esta la razón por la cual tenemos un factor de potencia muy bajo.

Con la inserción de los dispositivos

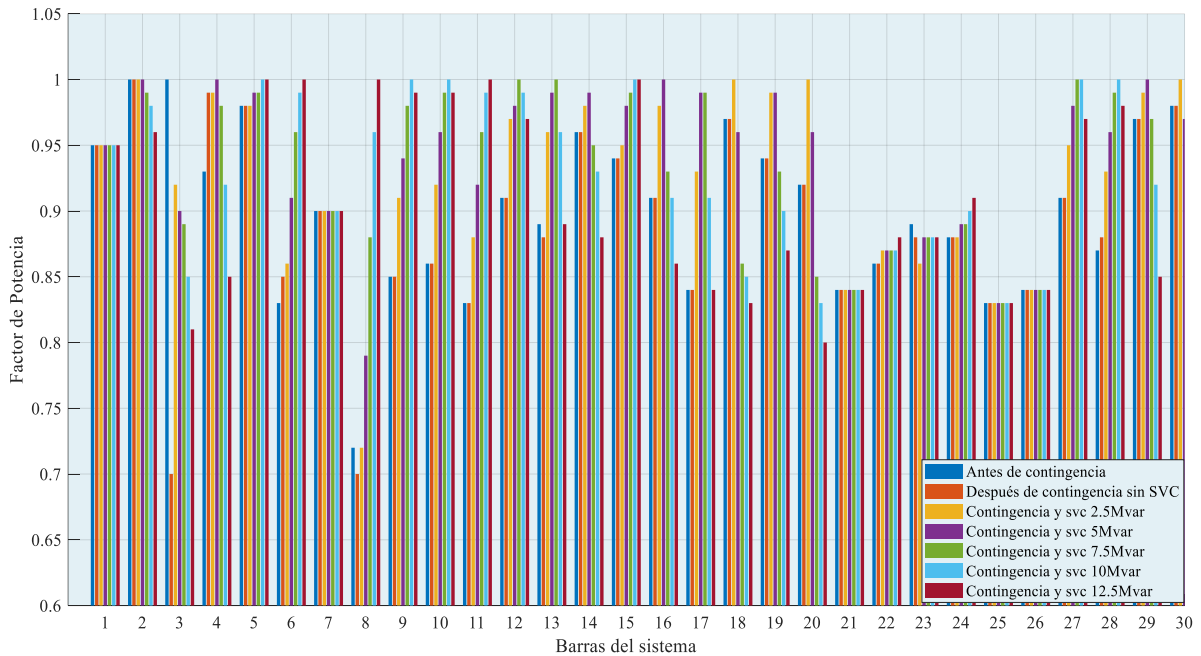


Figura 12. Factor de Potencia del modelo de 30 barras del IEEE SVC

Para el modelo de prueba del IEEE de 30 barras podemos observar que el factor de potencia para cada uno de los casos propuestos con el fin de verificar la óptima ubicación de SVC como modelo heurístico. En la figura 12 podemos observar que los valores de factor de

potencia reactiva generada por G4 ubicado en la barra 8, disminuye considerablemente, haciendo que el factor de potencia aumente como podemos observar en la figura 12 para los casos planteados.

Para el modelo del IEEE de 30 barras tenemos un factor de potencia del sistema de 0.9 para el modelo en trabajando normalmente, 0.8917 para el modelo bajo contingencia sin SVC, 0.926 para SVC 2.5Mvar, 0.9387 para SVC de 5Mvar, 0.934 para SVC de 7.5Mvar, 0.9267 para SVC de 10Mvar y 0.9073 para SVC de 12.5Mvar.

Para el modelo del IEEE de 30 barras se plantea como mejor resultado un numero de 8 SVC y con una capacidad de 7.5Mvar, tomando en consideración los perfiles de voltajes y factor de potencia dentro de niveles aceptables.

5 Conclusiones

En el presente trabajo se ha desarrollado una heurística para realizar la ubicación óptima de dispositivos SVC bajo una contingencia n-1 como estrategia para dar solución a un problema de compensación reactiva en un SEP. Por lo cual se ha considerado proponer la ubicación de dispositivos SVC en las barras 4, 5, 12, 13 y 14 para el modelo de prueba del IEEE 14 barras, con capacidad de 10Mvar para cada SVC; de la misma manera se propone la ubicación de dispositivos SVC en las barras 3, 13, 14, 16, 17, 19, 20 y 30, con una capacidad de 7.5Mvar.

Para la elección de los dispositivos SVC se tomó en consideración como criterio de selección, la máxima desviación de voltaje, la desviación promedio de voltaje y el factor de potencia, en donde se obtuvo una desviación máxima de 0.0109 p.u, siendo esta la menor desviación máxima de voltaje para el modelo del IEEE de 14 barras y un factor de potencia del sistema de 0.9707; de la misma manera para el modelo del IEEE de 30 barras, en donde se obtuvo la menor desviación máxima de 0.0365 p.u y un factor de potencia del sistema de 0.934.

Los resultados obtenidos permiten asegurar que la metodología heurística aplicada al problema de ubicación óptima de SVC bajo contingencia N-1 es viable y aplicable. Estos resultados cumplen su cometido el cual es mejorar los perfiles de voltaje en los modelos de prueba del IEEE.

La implementación de los dispositivos SVC ayudan a disminuir considerablemente las pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión una vez ocurrida una contingencia N-1.

Un sistema eléctrico de potencia en donde ocurre una contingencia N-1 puede aseverarse en el momento en que más de una línea de transmisión se desconecta, haciendo que un sistema tenga menos caminos por los cuales redistribuir el flujo de potencia.

Al momento de ocurrir una contingencia N-1, todos los flujos de potencia activa y reactiva se redistribuyen debido a que la Y de barras cambia y con ello los flujos de potencia en el momento en que se pierde una de las líneas.

5.1 Trabajos Futuros

Los resultados del presente trabajo de investigación permiten relacionarlo o formular nuevas futuras investigaciones relacionadas a:

- Compensación reactiva de sistemas eléctricos de potencia considerando redes neuronales.
- Ubicación óptima de dispositivos SVC mediante modelo de enjambre de partículas.
- Compensación reactiva aplicando optimización lineal entera mixta y contingencia N-1.

6 Referencias

- [1] B. Singh, R. P. Payasi, y V. Shukla, "A taxonomical review on impact assessment of optimally placed DGs

- and FACTS controllers in power systems”, *Energy Reports*, vol. 3, pp. 94–108, 2017.
- [2] D. Carrión, E. Correa, y E. García, “Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo”, *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Tecnol. Inf.*, núm. May, pp. 253–269, 2020.
- [3] O. P. Mahela, D. Mittal, y L. Goyal, “Optimal Capacitor Placement Techniques in Transmission and Distribution Networks to Reduce Line Losses and Voltage Stability Enhancement: A Review”, vol. 3, núm. 4, pp. 1–8, 2012.
- [4] V. Frolov, S. Backhaus, M. Chertkov, C. Analysis, y C. Murthy, “Optimal placement of FACTS devices using optimization techniques: A review Optimal placement of FACTS devices using optimization techniques: A review”, 2018.
- [5] N. Rawat, A. Bhatt, y P. Aswal, “A review on optimal location of FACTS devices in AC transmission system”, *2013 Int. Conf. Power, Energy Control*, núm. ii, pp. 104–109, 2013.
- [6] R. Sirjani, A. Mohamed, y H. Shareef, “Optimal placement and sizing of Static Var Compensators in power systems using Improved Harmony Search Algorithm”, núm. 7, pp. 214–218, 2011.
- [7] P. Choudekar, “Optimal location of SVC for improvement in voltage stability of a power system under normal and contingency condition”, *Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag.*, 2017.
- [8] V. Kamaraj, “Enhancement of Voltage Stability by Optimal Location of Static Var Compensator Using Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization”, vol. 5, núm. 1, pp. 70–77, 2014.
- [9] K. Elango y S. R. Paranjothi, “Congestion management in restructured power systems by FACTS devices”, vol. 1, núm. 4, pp. 767–776, 2011.
- [10] S. Sakthivel, D. Mary, y V. S. Kannan, “Optimal Location of SVC for Voltage Stability Enhancement under Contingency Condition through PSO Algorithm”, vol. 20, núm. 1, pp. 30–36, 2011.
- [11] A. Hernandez, M. A. Rodriguez, E. Torres, y P. Eguia, “A Review and Comparison of FACTS Optimal Placement for Solving Transmission System Issues A Review and Comparison of FACTS Optimal Placement for Solving Transmission System Issues”, núm. March, 2013.
- [12] S. Udgir, L. Srivastava, y M. Pandit, “Optimal Placement and Sizing of SVC for Loss Minimization and Voltage Security Improvement using Differential Evolution Algorithm”, *Int. Conf. Recent Adv. Innov. Eng.*, pp. 1–6, 2014.
- [13] M. M. Farsangi, H. Nezamabadi-pour, Y. Song, S. Member, y K. Y. Lee, “Placement of SVCs and Selection of Stabilizing Signals in Power Systems”, vol. 22, núm. 3, pp. 1061–1071, 2007.
- [14] H. R. Baghaee *et al.*, “Improvement of Voltage Stability and Reduce Power System Losses by Optimal GA-based Allocation of Multi-type FACTS Devices”, *11th Int. Conf. Optim. Electr. Electron. Equip.*, pp. 209–214, 2008.
- [15] M. Negnevitsky, “A Messy Genetic Algorithm Based Optimization Scheme for SVC Placement of Power Systems under Critical Operation Contingence”, pp. 467–472, 2008.
- [16] K. Ravi, M. Rajaram, y B. Edward, “Hybrid Particle Swarm Optimization Technique for Optimal Location of FACTS devices using Optimal Power Flow”, *Eur. J. Sci. Res. ISSN*, núm. October 2016, 2011.
- [17] V. K. Shende y P. P. P. Jagtap, “Optimal Location and Sizing of Static Var Compensator (SVC) by Particle Swarm Optimization (PSO) Technique for Voltage Stability Enhancement and Power Loss Minimization”, vol. 4, núm. June, pp. 2278–2282, 2013.

- [18] P. S. Vaidya y V. P. Rajderkar, "Optimal Location of Series FACTS Devices for Enhancing Power System Security", *2011 Fourth Int. Conf. Emerg. Trends Eng. Technol.*, pp. 185–190, 2011.
- [19] D. Carrión y J. W. González, "Optimal PMU Location in Electrical Power Systems under N-1 Contingency", núm. 1, pp. 165–170, 2018.
- [20] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, y R. Hincapié, "Optimal geographical placement of phasor measurement units based on clustering techniques", *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2016.
- [21] E. Tenelema y C. Barrera, "Simulación de flujos de potencia en sistemas eléctricos de potencia usando métodos completos, desacoplados y linealizados", *Univ. Politécnica Sales.*, 2019.
- [22] P. Anshuman, "Assessment and enhancement of voltage stability based on reactive power management using UPFC", *ME, Dep. Electr. Eng. Jabalpur Eng. Coll. Jabalpur, Indi*, pp. 63–71, 2015.
- [23] M. Almeida y D. Carrión, "Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias State of Art transmission systems switching with contingency analysis", *I+D Tecnológico*, vol. 15, núm. 2, pp. 1–9, 2019.
- [24] M. Jabarnejad, "Approximate optimal transmission switching", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 161, pp. 1–7, 2018.
- [25] K. W. Hedman, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, y S. S. Oren, "Optimal transmission switching - Sensitivity analysis and extensions", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, núm. 3, pp. 1469–1479, 2008.
- [26] Z. Yang, H. Zhong, y Q. Xia, "Optimal transmission switching based on auxiliary induce function", *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014-Octob, núm. October, pp. 1–5, 2014.
- [27] D. Carrion, A. Ayo, y J. W. Gonzalez, "Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model", *Proc. - 2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2019*, pp. 361–365, 2019.
- [28] D. Santiana y D. Carrión, "Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión.", *Univ. Politécnica Sales.*, 2019.
- [29] M. Lu, H. Nagarajan, E. Yamangil, R. Bent, S. Backhaus, y A. Barnes, "Optimal Transmission Line Switching Under Geomagnetic Disturbances", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, núm. 3, pp. 2539–2550, 2018.
- [30] E. B. Fisher, R. P. O'Neill, y M. C. Ferris, "Optimal transmission switching", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, núm. 3, pp. 1346–1355, 2008.
- [31] C. Barrows y S. Blumsack, "Optimal transmission switching analysis and marginal switching results", *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 1986, pp. 1–3, 2011.
- [32] C. Zhang y J. Wang, "Optimal transmission switching considering probabilistic reliability", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, núm. 2, pp. 974–975, 2014.
- [33] K. W. Hedman, S. Member, R. P. O. Neill, E. B. Fisher, y S. S. Oren, "With Contingency Analysis", *Power*, vol. 24, núm. 3, pp. 1577–1586, 2009.
- [34] A. S. Reddy, "Optimal Placement and sizing of FACTS Device to Overcome Contingencies in Power Systems", pp. 838–842, 2016.
- [35] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, y J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review", *Heliyon*, vol. 4, núm. 8, 2018.
- [36] C. Jaramillo y D. Carrión, "Ubicación óptima de pmus basado en criterios de observabilidad y evaluación mediante búsqueda tabú", *Univ. Politécnica Sales.*, 2016.

6.1 Matriz de Estado de Arte

Tabla 2: Matriz de estado del arte

COMPENSACIÓN REACTIVA EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC Y CONTINGENCIA N-1																																			
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA													
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	UBICACIÓN ÓPTIMA	OPTIMIZACIÓN	ESTABILIDAD	DIMENSIONAMIENTO	CONTINGENCIA	MEJORA DEL PERFIL DE TENSIÓN	CONTINGENCIA	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	COSTOS	COSTOS	UBICACIÓN	CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN	MÉTODOS DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE SVC	FLUJOS DE POTENCIA	VOLTAJE	CONTINGENCIA (N-1)	PSO (OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTICULAS)	IMPROVED HARMONY SEARCH ALGORITHM	ALGORITMO GENÉTICO	MULTICRITERIO	OTS	FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA	MARKOV Y MONTE CARLO	DIFFERENTIAL EVOLUTION ALGORITHM	UBICACIÓN ÓPTIMA	PSO (OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTICULAS)	FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA	IMPROVED HARMONY SEARCH ALGORITHM	MULTICRITERIO	ALGORITMO GENÉTICO	DIFFERENTIAL EVOLUTION ALGORITHM	
1	2017	A taxonomical review on impact assessment of optimally placed DGs and FACTS controllers in power systems	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2020	Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	2012	Optimal Capacitor Placement Techniques in Transmission and Distribution Networks to Reduce Line Losses and Voltage Stability Enhancement : A Review	12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2018	Optimal placement of FACTS devices using optimization techniques : A review	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	2013	A review on optimal location of FACTS devices in AC transmission system	12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

6	2011	Optimal placement and sizing of Static Var Compensators in power systems using Improved Harmony Search Algorithm	36	⊗	⊗	□	⊗	□	⊗	□	□	⊗	⊗	⊗	□	⊗	□	⊗	⊗	□	□	□	□	□	⊗	□	□	⊗	□	□
7	2017	Optimal location of SVC for improvement in voltage stability of a power system under normal and contingency condition	6	⊗	⊗	⊗	□	□	⊗	□	⊗	□	⊗	□	⊗	□	□	□	□	⊗	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□	□
8	2014	Enhancement of Voltage Stability by Optimal Location of Static Var Compensator Using Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization	2	⊗	□	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	⊗	□	□	⊗	□	⊗	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□	□
9	2011	Congestion management in restructured power systems by FACTS devices	5	⊗	□	□	⊗	□	□	□	⊗	□	□	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
10	2011	Optimal Location of SVC for Voltage Stability Enhancement under Contingency Condition through PSO Algorithm	20	⊗	⊗	⊗	□	⊗	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□
11	2013	A Review and Comparison of FACTS Optimal Placement for Solving Transmission System Issues	12	⊗	⊗	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
12	2014	Optimal Placement and Sizing of SVC for Loss Minimization and Voltage Security Improvement using Differential Evolution Algorithm	18	⊗	□	⊗	⊗	□	⊗	□	⊗	□	□	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□	□
13	2007	Placement of SVCs and Selection of Stabilizing Signals in Power Systems	133	⊗	□	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	□	⊗	□	□	□	⊗	□	□	□	□	⊗	□	□	□
14	2008	Improvement of Voltage Stability and Reduce Power System Losses by Optimal GA-based Allocation of Multi-type FACTS Devices	68	⊗	⊗	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	⊗	□	□	□	⊗	□	□	⊗	⊗	□	□	□	□	⊗	□	□	□
15	2008	A Messy Genetic Algorithm Based Optimization Scheme for SVC Placement of Power Systems under Critical Operation Contingence	10	⊗	⊗	⊗	□	⊗	⊗	⊗	□	□	□	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□
16	2011	Hybrid Particle Swarm Optimization Technique for Optimal Location of FACTS devices using Optimal Power Flow	7	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	□	⊗	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□
17	2013	Optimal Location and Sizing of Static Var Compensator (SVC) by Particle Swarm Optimization (PSO) Technique for Voltage Stability Enhancement and Power Loss Minimization	7	⊗	⊗	⊗	⊗	□	⊗	□	⊗	□	□	⊗	□	⊗	⊗	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□
18	2011	Optimal Location of Series FACTS Devices for Enhancing Power System Security	19	⊗	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	⊗	□	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	□	□	□
19	2018	Optimal PMU Location in Electrical Power Systems under N-1 Contingency	9	□	⊗	⊗	□	⊗	⊗	⊗	□	⊗	⊗	⊗	□	□	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	□	□	□
20	2016	Optimal geographical placement of phasor measurement units based on clustering techniques	13	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	□	□	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	□	⊗	□	□	□	⊗	□	□	□
21	2019	Simulación de flujos de potencia en sistemas eléctricos de potencia usando métodos completos, desacoplados y linealizados	0	□	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
22	2015	Assessment and enhancement of voltage stability based on reactive power management using UPFC	2	⊗	⊗	⊗	□	□	⊗	□	□	□	□	⊗	□	⊗	⊗	⊗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

6.2 Resumen de Indicadores

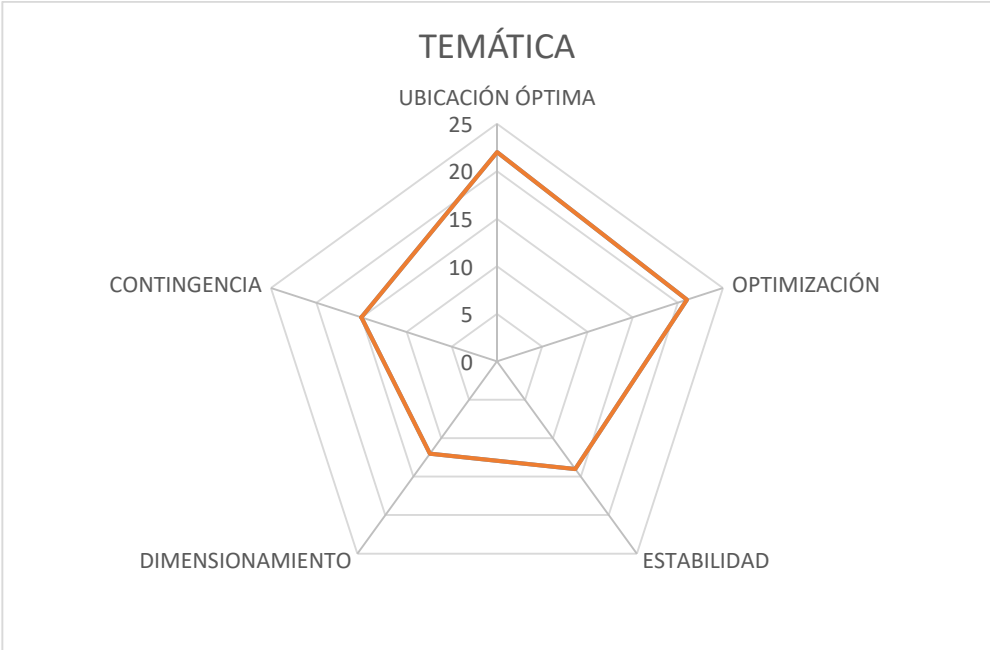


Figura 13. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

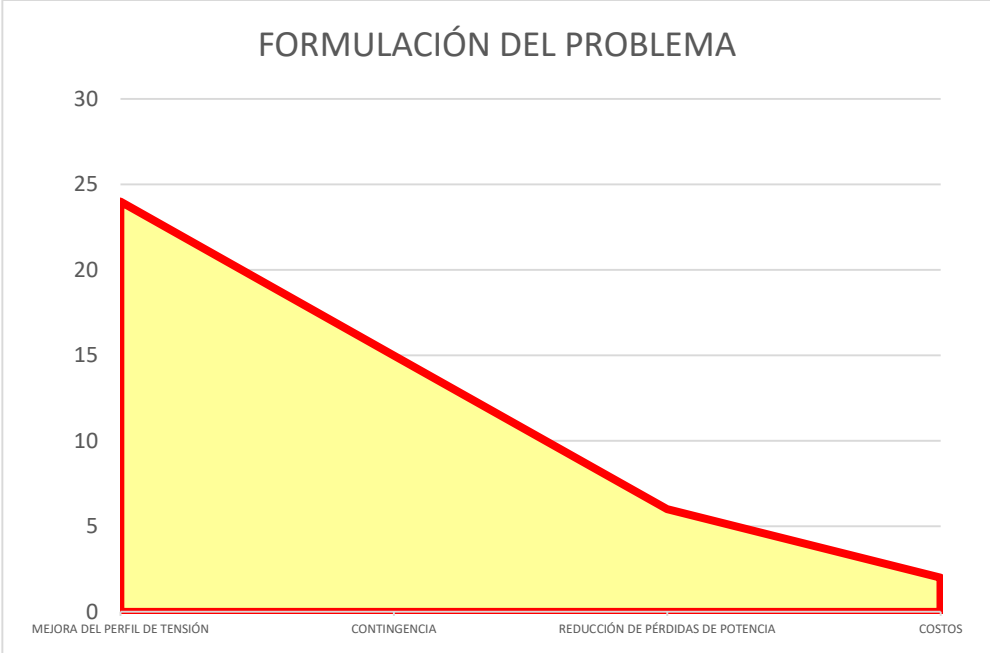


Figura 14. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

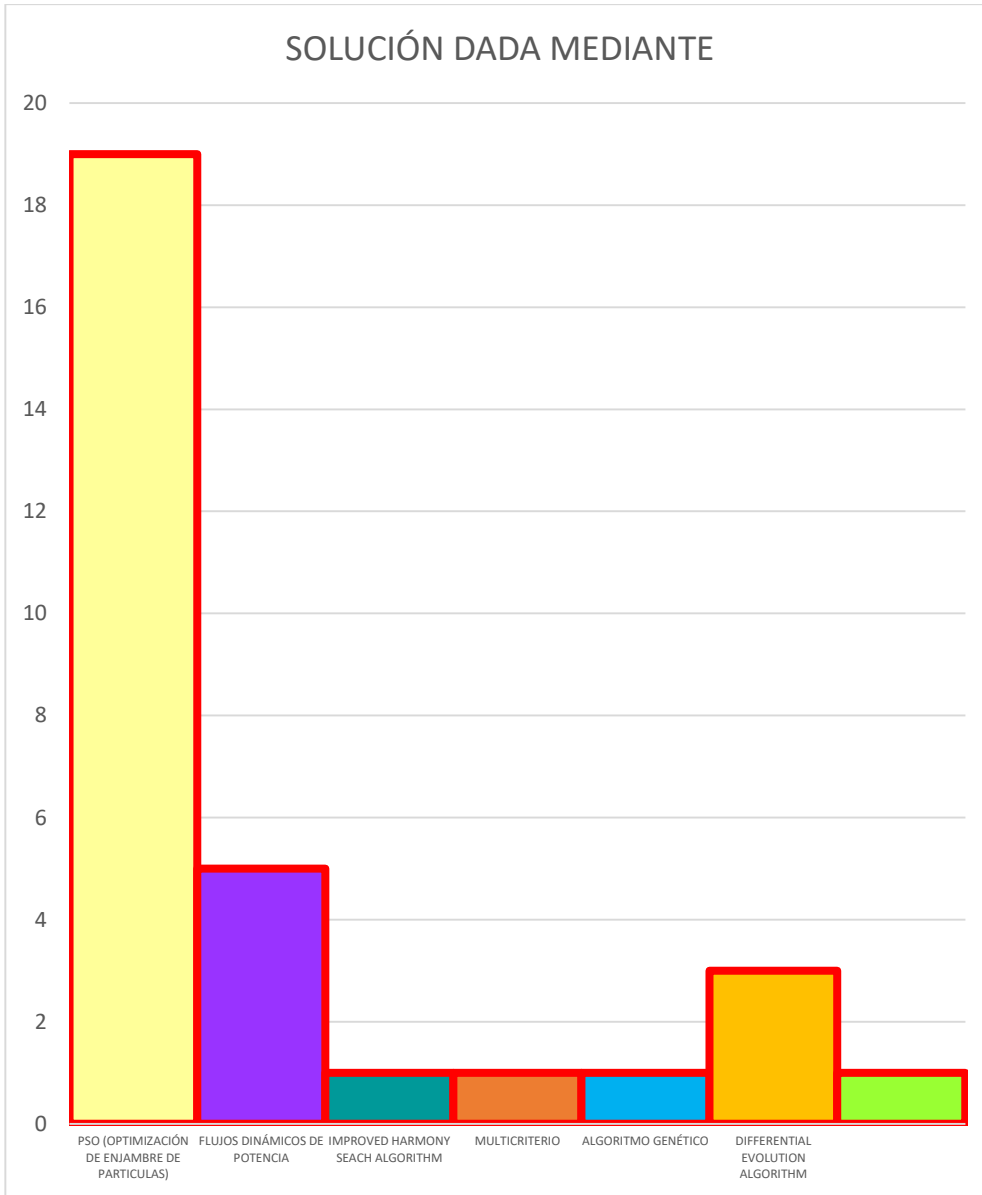


Figura 15. Indicador de solución - Estado del arte