

FLEXIBILIDAD

1

**MEJORAS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO
UTILIZANDO SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE
ALTERNA (FACTS)**

KELLY MARGARITA BERDUGO SARMIENTO



**UNIVERSIDAD
DE LA COSTA
1970**

MAESTRIA EN EFICIENCIA ENERGETICA Y ENERGIA RENOVABLE

DEPARTAMENTO DE ENERGIA

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

BARRANQUILLA - COLOMBIA

2020

**MEJORAS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO
UTILIZANDO SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE
ALTERNA (FACTS)**

KELLY MARGARITA BERDUGO SARMIENTO

**Trabajo de Grado presentado para optar al título de
Magíster en Eficiencia Energética y Energía
Renovable con énfasis en investigación.**

TUTOR: MSc. Jorge Iván Silva Ortega.

CO-TUTOR: PhD. Vladimir Sousa Santos.

MAESTRIA EN EFICIENCIA ENERGETICA Y ENERGIA RENOVABLES

DEPARTAMENTO DE ENERGIA

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

BARRANQUILLA - COLOMBIA

2020

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Agradecimientos

Agradezco a todas las personas que me colaboraron en el desarrollo de este proyecto, trazado en mi como un proyecto de vida. A Dios por la vida, mis padres, familiares, amigos, tutores y compañeros por su apoyo en cada intento realizado, porque cada palabra, consejo, guía, gesto y ayuda me hicieron fuertes y me animaron a dar lo mejor de mí.

¡Te agradezco a ti!

Si, tú, que dedicas y dispones de tu tiempo para leer esta investigación y comprender las siguientes letras y resultados, te invito a no desistir en la vida, los momentos pueden no ser siempre los mejores, pero existe algo más poderoso y es tu perseverancia, constancia y entrega en cada cosa que realices, cada actividad que decidas hacer y cada meta que propongas trazar.

Resumen

Los Sistemas Eléctricos de Potencia modernos están formados por muchas interconexiones para garantizar un funcionamiento económico y seguro; sin embargo, las líneas de energía de transmisión tienen restricciones técnicas que limitan la transmisión de la electricidad, lo que hace que su flexibilidad sea limitada debido a sus pocas o escasas posibilidades de controlar los flujos de potencia. Los Sistemas Flexibles de Corriente Alterna (FACTS) son una alternativa que permite una respuesta dinámica en el sistema permitiendo el control del flujo de energía. En este proyecto se describen los avances y tendencias de las tecnologías de los FACTS y sus usos en los sistemas de energía. Además, se evalúan conceptos, propiedades y aplicaciones de la capacidad de transferencia de energía durante la actividad de transmisión de electricidad. La sección de revisión incluyó un análisis bibliométrico considerando las técnicas utilizadas para la transmisión de energía y el sistema de distribución de energía eléctrica. Por otra parte, el documento describe un marco de las diferentes variantes tecnológicas de FACTS que permite mejorar las condiciones de flexibilidad en estado estacionario y compensar las limitaciones de capacidad de carga en las líneas eléctricas, considerando los beneficios potenciales y otros aspectos técnico-operativos. Este documento evalúa la implementación de FACTS en el Sistema Regional de Transmisión (STR) del Departamento del Atlántico, como estrategia para mejorar la capacidad de transferencia de potencia del sistema y la respuesta al incremento de la demanda proyectada para los próximos años.

Palabras clave: Sistemas Flexibles de Transmision en Corriente Alterna, Sistemas Eléctricos de potencia, Flexibilidad, Restricciones

Abstract

The Modern electrical power systems are formed with many interconnections to ensure economic and safe operation; however, transmission power lines have technical restrictions that limit electricity transportation making them limited in flexibility due to its little or few possibilities to control power flows. The Flexible Systems of Alternating Current are an alternative that allows a dynamic response in the system allowing the control of power flow. This project describes advances and trends in Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) technologies and their uses in power systems. It evaluates concepts, properties and applications of power transfer capability during the electrical transportation activity. The review section included a bibliometric analysis using Web of Science (WoS) database considering the techniques used for energy transmission and distribution power system. Otherwise, the paper describes a framework of the different technological variants of FACTS that allows to improve the flexibility conditions in steady state, and to compensate loadability constraints in power lines, considering the potential benefits and other technical-operational aspects. This document evaluates the implementation of FACTS in the Regional Transmission System (STR) of the Department of Atlántico, as a strategy to improve the system's power transfer capacity and the response to the increase in demand projected for the coming years.

Keywords: Flexible Alternating Current Transmission Systems, Power System, flexibility, constraints, power system

Contenido

Lista de tablas y figuras	10
Introducción	13
Planteamiento del problema.....	14
Justificación	18
Objetivos.....	19
General	19
Específicos	19
Alcance	19
Aspectos metodológicos	19
Técnicas de investigación.....	20
Etapas de Investigación.....	20
Capítulo I	23
Evaluación de la flexibilidad en un SEP.....	23
Análisis de flujo de carga orientado a la flexibilidad.....	23
Criterios de calidad y confiabilidad en S/E de distribución	29
Capítulo II.....	30
Revisión tecnológica de FACTS.....	30
FACTS	30
Avances y tendencias de investigación en las mejoras de los FACTS.	31

Análisis Bibliométrico.....	39
Tipos de tecnologías FACTS	43
Clasificación en función de la conexión.....	45
Dispositivos FACTS controlados por tiristores.....	46
Dispositivos FACTS basados en convertidores.....	48
Aplicaciones de FACTS en proyectos de mejora.....	50
Estrategia para la ubicación de FACTS.	53
Restricciones en la transferencia de potencia.....	54
STATCOM.....	59
Principio de operación del STATCOM.....	60
Modelación del STATCOM	61
Funcionamiento de STATCOM en un SEP en estado estacionario	63
Funcionamiento de STATCOM en flujos de carga trifásico.	65
Capítulo III.....	66
Método de evaluación empleado.....	74
Fase 1: caracterización de Elementos del SEP.	75
Fase 2: Análisis del comportamiento para máxima demanda.	76
Fase 3: Análisis en estado estacionario de máxima demanda.	76
Fase 4: Margen de tensión a máxima demanda.....	77
Fase 5: Compensación	77

Capítulo IV 79

 Aplicación de criterios en caso de estudio 79

 Evaluación de estrategia de compensación en el STR caso de estudio..... 93

Conclusiones 100

Recomendaciones 103

Referencias..... 105

Lista de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1. Relación metodológica de objetivos y actividades de investigación.....	22
Tabla 2. Aportes en mejoras en la flexibilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	34
Tabla 3. Relación de autores con mayores publicaciones en tecnologías FACTS	43
Tabla 4. Clasificación de FACTS en función de la conexión al sistema.....	45
Tabla 5. Tipos de dispositivos FACTS controlados por tiristores	47
Tabla 6. Tipos de dispositivos FACTS basados en convertidores.....	49
Tabla 7. Proyectos de aplicación FACTS	51
Tabla 8. Proyectos FACTS en contexto nacional.	52
Tabla 9. Valores de modelación de STATCOM.....	62
Tabla 10. Parámetros de un Transformador.....	67
Tabla 11. Parámetros de Líneas por Nivel de Tensión	68
Tabla 12. Parámetros para Cargas del Sistema.....	69
Tabla 13. parámetros de los generadores del sistema	70
Tabla 14. Elementos activos del STR del Departamento del Atlántico.....	72
Tabla 15. Análisis requeridos del estudio de flujo de carga.	74
Tabla 16. Información requerida de los elementos.....	75
Tabla 18. Resultados de flujo de carga	79
Tabla 19. Cantidad de Elementos sobrecargados en Rango 75-100%.....	81
Tabla 20. Cantidad de Elementos sobrecargados en Rango 100 y mayores a 125%.....	81
Tabla 21. Valores de Compensación por escenario.....	88
Tabla 23. Elementos activos del Sistema con rangos de sobrecarga entre 50 – 100%	90
Tabla 24. Elementos activos del Sistema con rangos de sobrecarga entre 100 y mayores 125%	90

Tabla 25. Potencias P,Q en el sistema en escenario de compensación.....	92
Tabla 26. Margen de estabilidad de Tensión en el STR	95

Figuras

Figura 1. Circuito básico de admitancia en serie.....	26
Figura 2. Número de Publicaciones en el mundo..	40
Figura 3. Aplicación de la tecnología FACTS en la cadena energética.....	41
Figura 4. Países con publicación en FACTS.	42
Figura 5. Instituciones con mayor frecuencia de publicación.....	42
Figura 6. Soluciones a problemas en SEP utilizando FACTS	44
Figura 7. Clasificación de tecnologías FACTS.....	45
Figura 8. Tipos de tecnología FACTS controlados por tiristores	48
Figura 9. Curva PV.	56
Figura 10. Margen de estabilidad de tensión en un SEP.....	57
Figura 11. Diagrama esquemático del STATCOM.	59
Figura 12. Inversor STATCOM.....	61
Figura 13. STATCOM de 6 pulsos.	61
Figura 14. Estructura del STATCOM.....	63
Figura 15. Funcionamiento básico de un STATCOM	63
Figura 16. Ventana Digsilent ingreso de datos Transformadores.....	68
Figura 17. Ventana Digsilent ingreso de datos líneas.....	69
Figura 18. Ventana Digsilent ingreso de datos generadores.....	71
Figura 19. STR caso de estudio	72
Figura 20. Perfil de las 87 horas de máxima y mínima demanda de una carga.....	76

Figura 21. Flujograma de proceso considerado para determinar la compensación de un área.....	78
Figura 22. Elementos con sobrecarga >125%.	82
Figura 23. Valores de Tensión en P.U del STR.....	83
Figura 24. Valores de Potencia Activa (MW), Reactiva (MVAR) del STR en operación.	85
Figura 25. Magnitud de Tensión en p.u de los nodos del sistema compensado	91
Figura 26. Valores de Potencia Activa (MW), Reactiva (MVAR) del STR en operación	92
Figura 27. Sobrecarga en elementos del STR.....	94
Figura 28. Tensión en P.U de los Nodos del STR	96
Figura 29. Potencia total del STR (MW)	97
Figura 30. Potencia total del STR (MVAR)	97
Figura 31. Pérdidas en el Sistema (MW)	98
Figura 32. Pérdidas en el Sistema (MVAR)	98

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) atienden requerimientos de confiabilidad, flexibilidad y seguridad para garantizar la generación, transmisión y distribución. Las condiciones de seguridad y confiabilidad en el sistema se ven comprometidas por acciones como: el aumento en el número de usuarios conectados a la red eléctrica y el uso masificado de tecnologías en las instalaciones y edificaciones, limitando de esta forma la flexibilidad y restringiendo la capacidad de transferencia entre los elementos activos del sistema.

Una de las alternativas para resolver los problemas asociados a la flexibilidad, los límites en la capacidad de transferencia y agotamiento de red en el SEP es la creación y desarrollo de nuevos proyectos de subestaciones e interconexiones para fortalecer el sistema con anillos de distribución que robustezcan y logren atender el suministro de energía eléctrica a los usuarios en los diferentes sectores económicos.

El presente trabajo de investigación propone la evaluación técnica de implementar tecnologías FACTS en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del Departamento del Atlántico, como una estrategia de mejora en la capacidad de transferencia de potencia del sistema y en la respuesta al aumento de la demanda proyectado para los próximos años a fin proponer una solución más económica que los proyectos habituales de interconexión de red.

La primera sección de este documento consolida la base conceptual contemplada para el análisis de flujos de carga en estado estacionario orientado a proponer análisis y soluciones a mejorar la flexibilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia.

La segunda sección describe un estado del arte del uso de las estrategias para compensación utilizando FACTS y las aplicaciones reportadas, considerando las estrategias para la ubicación y selección de la tecnología FACTS de acuerdo con los casos a resolver.

La tercera sección presenta la metodología empleada para incluir una tecnología de compensación que permita mejorar la capacidad de transferencia en un STR. Para la selección tecnológica de la compensación se determinan los parámetros característicos de los elementos activos de conexión a incluir en el STR. Los datos característicos son analizados mediante la herramienta de simulación de SEP “DIGSILENT” con el propósito de diagnosticar la operación actual de un caso de estudio y proponer una solución de compensación que permita mejorar la capacidad de transferencia evaluando los escenarios característicos del STR.

En la cuarta sección se presentan los resultados obtenidos de la implementación de FACTS para mejorar la capacidad de transferencia y la flexibilidad en la operación.

Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP), típicamente se estructuran en cuatro actividades técnicas: generación (G), transmisión (Tx), distribución (Dx) y usuarios finales (Ux). El objetivo del SEP es transportar energía eléctrica de manera segura y confiable a un nivel de tensión y frecuencia, garantizando el suministro de energía de los usuarios (Whitaker, 2007). Para lograr este propósito, el sistema de potencia posee controles adecuados en las unidades de generación y en los barrajes de transmisión y distribución, entre los que se destacan: los reguladores automáticos de tensión (AVR), reguladores de velocidad, condensadores sincrónicos, compensadores estáticos de elementos activos, reactores y/o capacitores

conmutados, transformadores con intercambiadores de TAPS, entre otros (Kundur & Power, 1994).

El proceso de generar, distribuir y controlar las grandes cantidades de energía requeridas por un área operativa determinada resulta complejo debido a que los SEP en ocasiones presentan restricciones en la cargabilidad de elementos como transformadores y líneas, como resultado del crecimiento sistemático de la demanda que inciden en las condiciones de Operación. Ante estas necesidades, desde la planificación energética se plantean dos tipos de soluciones. La primera es la construcción de nuevos proyectos de líneas de transmisión de energía eléctrica. Esta alternativa no es viable en todos los casos, debido a que representa costos elevados de inversión, tiempos prolongados de ejecución y un retorno de inversión a largo plazo. Adicionalmente, los derechos de servidumbre y las restricciones medioambientales pueden comprometer y retrasar los tiempos de ejecución generando costos indirectos y afectando las expectativas iniciales (Grünbaum, 2008). La otra alternativa se basa en mejorar la flexibilidad del sistema utilizando FACTS; estos mecanismos de compensación dinámica permiten al SEP acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, fundamentalmente por cambios operativos, aumento de la demanda, contingencias y/o mantenimiento del mismo (HVM Mejia Villegas S.A., 2003). La instalación de FACTS tiene la ventaja de ser más económico y necesita de menor tiempo para su implementación.

Los FACTS están compuestos por elementos de electrónica de potencia que mediante diferentes configuraciones (serie, derivación, serie-serie o serie-derivación, entre otras) abastecen a la red con potencia reactiva inductiva y capacitiva de forma instantánea según los requerimientos del sistema. Esto permite la reducción de la demanda de potencia reactiva,

mejorar la regulación de tensión y la estabilidad del sistema eléctrico, aumentando la capacidad de transferencia de potencia, la calidad de la transmisión y la eficiencia del sistema.

Dentro de las compañías con mayor desarrollo en la fabricación y distribución de FACTS a nivel mundial se encuentran SIEMENS y ABB. La compañía ABB registra alrededor de 800 proyectos en operación a nivel mundial. En Colombia, se reportan dos proyectos desarrollados y cuatro adjudicados a la compañía SIEMENS, con la finalidad de mejorar el suministro y la estabilidad del nivel de tensión. No obstante, aún se requieren mejoras en las regiones y áreas operativas del SEP de Colombia.

El departamento del Atlántico y su capital Barranquilla, tienen una alta incidencia en el consumo de energía del país representando el 23.8 % y 7.9% respectivamente (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2017) y se proyecta un incremento sostenido en la demanda del consumo de energía de 2,39%. Este crecimiento se fundamenta en el hecho de que Barranquilla representa un importante referente industrial y portuario con planes de expansión reflejados en el plan de desarrollo distrital (Consejo Distrital de Barranquilla, 2016). Lo anterior requiere de mejoras en infraestructura, vías, transporte y servicios públicos, incluyendo mejoras en el sector de la energía eléctrica.

Por su parte, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en su informe del plan de expansión y proyección de demanda 2017-2031, presenta el análisis de la situación de la red de transmisión regional – Área Atlántico. Entre los problemas señalados se destaca la sobrecarga en la red eléctrica a 34,5 kV, como consecuencia de la ausencia de expansión de la red eléctrica de transmisión por parte del operador de red encargado. Además, se registra que han sido superados los límites de la capacidad de transformación entre el Sistema de Transmisión Nacional / Sistema de Transmisión Regional (STN/STR) y Sistema de Distribución Regional /

Sistema de Distribución Local (SDR/SDL), requiriendo la atención permanente en la seguridad en el área y la necesidad de balancear la relación entre los recursos disponibles y los niveles de tensión característicos (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2017). También se alerta sobre los posibles riesgos de desatención de demanda ante fallas n-1 (contingencia) de los elementos de red eléctrica a nivel de transmisión regional y sistema de distribución local. Otra problemática presentada en el informe es que la red solo está diseñada para un solo nivel de cargabilidad, es decir, para un solo escenario de operación, lo cual hace que el sistema se demore en responder ante variaciones de demanda.

Como consecuencia de estos problemas, se han reportado fallas que han ocasionado salidas de redes eléctricas por escenarios (n-1) y (n-2) reportados como sobrecarga en elementos del sistema con tensiones fuera de los rangos permitidos, y averías en equipos por falta de mantenimiento programado durante los últimos dos años. El informe concluye que para cumplir con lo proyectado hasta el año 2031, se deben realizar inversiones que permitan mejoras en el STR, pues los elementos activos de conexión y operación de la región alcanzarán su máximo punto de operación en el año 2023.

Teniendo en cuenta que la falta de flexibilidad en el sistema de transmisión de la región del Atlántico es una de las causas de los problemas que se presentan en dicha red y que pone en riesgo la sostenibilidad en los próximos años, se plantea la siguiente pregunta problema:

¿Cómo se puede mejorar la capacidad de transferencia de potencia y la respuesta al aumento de la demanda proyectado para los próximos años en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, considerando la implementación de FACTS

Justificación

La presente investigación fundamenta su importancia en proponer la implementación de FACTS en el STR del Departamento del Atlántico, como estrategia de mejora en la capacidad de transferencia de potencia del sistema y en la respuesta al aumento de la demanda de energía eléctrica proyectada para los próximos años. Lo anterior busca identificar las tecnologías factibles de transmisión y distribución de energía, que permitan mejorar las condiciones de flexibilidad en la operación en estado estacionario del sistema, y compensar las restricciones actuales de la red eléctrica del departamento. El desarrollo de este proyecto contempla los siguientes impactos:

Ambiental: El proyecto contribuye a evaluar variantes tecnológicas que mejoren las capacidades operativas de la red sin considerar nuevos proyectos de expansión de líneas y de generación de energía que impactan negativamente en el medio ambiente.

Científico: La investigación aporta al área de conocimiento en nuevas alternativas para mejorar la flexibilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

Económico: Se aporta una propuesta de solución de bajo costo relativo para mejorar la regulación, flexibilidad y eficiencia de operación de la red eléctrica de transmisión de energía eléctrica del departamento del Atlántico.

Productividad y competitividad: Los resultados obtenidos brindan una solución que busca compensar la energía reactiva del sistema y reducir pérdidas mejorando la capacidad de transferencia del sistema. La propuesta es más económica y necesita menor tiempo de implementación con respecto a la construcción de nuevos proyectos de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Objetivos

General

Evaluar la implementación de FACTS en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, como estrategia de mejora en la capacidad de transferencia de potencia del sistema y en la respuesta al aumento de la demanda proyectado para los próximos años.

Específicos

Establecer los requerimientos técnicos necesarios para la selección y ubicación de tecnología FACTS en un sistema de transmisión de energía.

Caracterizar la operación en estado estable del sistema de Transmisión Regional del Departamento de Atlántico.

Evaluar las alternativas de selección y ubicación de FACTS tomando como criterio la mejora en la capacidad de transferencia de potencia del sistema.

Alcance

La presente investigación considera el desarrollo de una propuesta de mejora en la flexibilidad de un STR en donde se consideran diferentes estrategias de FACTS, teniendo en cuenta los requerimientos de mejoras del caso de estudio del Departamento del Atlántico.

Aspectos metodológicos

La metodología implementada durante el desarrollo de la investigación es de tipo evaluativa, fundamentada en la búsqueda de información en artículos científicos, proyectos internacionales y nacionales sobre las alternativas de solución para la mejora en la operación del sistema eléctrico de potencia. La evaluación de las alternativas está fundamentada en

caracterizar el Sistema de Transmisión Regional y evaluar las mejores posiciones en los nodos para la conexión e implementación de FACTS, como estrategia de aumento de la flexibilidad del SEP, considerando los beneficios técnicos-operativos.

Técnicas de investigación.

El proceso de investigación se realizó a partir de la búsqueda en bases de datos especializadas e intercambio con empresas dedicadas al sector de energía eléctrica a nivel regional, para establecer los parámetros operativos de la red eléctrica de distribución de energía en la región.

Por otro lado, se modeló la aplicación de FACTS en diferentes nodos del STR con la finalidad de verificar el aumento en la flexibilidad y que permita regular el transporte de energía. Por último, se hizo una estimación del impacto de la mejora en la operación de las redes, bajo el principio de Flexibilidad y comparación con el plan de expansión propuesto por la Unidad de Planeación Minero- Energética (UPME).

Etapas de Investigación.

Durante el desarrollo de este proyecto la investigación estuvo basada en las siguientes tres etapas, Tabla 1:

Etapas de Investigación.

En esta etapa del proyecto se desarrolló una revisión bibliográfica de las tecnologías FACTS que permiten mejorar la flexibilidad en la operación en un sistema de transmisión de

energía aplicables al caso de estudio planteado. Se consolidó, además, la información técnica de las diferentes variantes tecnológicas de FACTS que permitan ser adaptables a las necesidades de compensación y regulación identificadas.

Etapa 2: Caracterización del STR.

En esta etapa se obtuvo la topología de la red de transmisión de energía eléctrica del departamento del Atlántico, se definieron y caracterizaron los parámetros operativos de la red, y se desarrolló un estudio de flujo de carga. Como resultado de esta etapa, se identificó las necesidades de compensación y regulación para mejorar la flexibilidad.

Etapa 3: Selección de alternativas.

Finalmente, el proceso de investigación del proyecto permitió identificar la mejor ubicación de esta tecnología dentro de los nodos del STR para la implementación de compensación estática o dinámica y poder reducir los problemas de flexibilidad. Evaluándose alternativas, y comparándolos con los escenarios propuestos en el plan de expansión nacional.

Tabla 1.

Relación metodológica de objetivos y actividades de investigación.

MEJORAS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO UTILIZANDO SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)		
Objetivo general: Evaluar la implementación de FACTS en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del Departamento del Atlántico, como estrategia de mejora en la capacidad de transferencia de potencia del sistema y en la respuesta al aumento de la demanda proyectado para los próximos años.		
N°	Objetivos	Actividades
1	OBJE1: Establecer los requerimientos técnicos necesarios para la selección y ubicación de tecnología FACTS en un sistema de transmisión de energía.	1. Desarrollar un análisis bibliográfico de las tecnologías FACTS.
		1. Seleccionar las tecnologías FACTS aplicables.
		2. Definir las variantes tecnológicas de FACTS requeridas en el contexto regional.
2	OBJE2: Caracterizar la operación en estado estable del sistema de Transmisión Regional del Departamento de Atlántico.	3. Definir los parámetros operativos y característicos de los equipos de la red eléctrica.
		2. Simular la red eléctrica de transmisión del departamento operando en estado estacionario.
		2. Diagnosticar la operación en estado estable del sistema de transmisión del Departamento del Atlántico.
		3. Comparar con los estadísticos de pronóstico de la UPME para el caso de transmisión del Departamento del Atlántico.
		4. Definir los requerimientos de mejora del SEP del departamento.
3	OBJE3: Evaluar las alternativas de selección y ubicación de FACTS tomando como criterio la mejora en la capacidad de transferencia de potencia del sistema.	2. Establecer los requerimientos asociados a flexibilidad de la red eléctrica.
		3. Modelar la tecnología FACTS seleccionada en los diferentes escenarios del STR.
		2. Seleccionar los puntos factibles para la inclusión de FACTS
		3. Evaluar las mejoras en flexibilidad identificadas con las recomendaciones técnicas señaladas.

Nota: se describe cada una de las actividades correspondientes a los objetivos establecidos para la elaboración del proyecto de investigación. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Capítulo I

Evaluación de la flexibilidad en un SEP

La presente sección consolida la base conceptual contemplada durante la concepción y consolidación de la propuesta para la mejora de la flexibilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia, presentando las definiciones y fundamentaciones para mejorar la flexibilidad y aumentar la capacidad de transferencia de potencia en un sistema de transmisión.

Análisis de flujo de carga orientado a la flexibilidad

El estudio de flujo de carga en los sistemas eléctricos es un método que considera técnicas de análisis numérico basado en programación no lineal para un estado **estacionario**. En el estudio de flujo de carga se conocen los valores en estado estacionario de las variables representativas de un sistema de potencia. Las variables que se consideran son niveles de tensión, ángulo, potencia activa, reactiva, factor de potencia y pérdidas en elementos (Stevenson & Grainger, 2001). Los siguientes puntos son los aspectos por considerar al inicio del estudio de flujo de carga:

- Cambios y/o variaciones de demanda: Para el estudio de flujos se considera que las cargas, expresadas como potencias complejas demandadas, son constantes. Las variaciones de demanda son consideradas de forma horaria dado que el efecto de los cambios entre la demanda mínima y máxima se presentan de forma lenta.
- Definición de nodos: Los estudios de flujo de potencia suelen considerar tres tipos de nodos en función de cuatro variables características: Potencia activa (P_i), Potencia Reactiva (Q_i), Magnitud de tensión ($|V_i|$) y Angulo de tensión (δ_i). Para el análisis de

flujo de carga se requieren los valores de dos de las cuatro variables y dependiendo de su actividad en el sistema estas pueden ser representadas en nodos de potencia controlado (PQ), nodos de tensión controlado (PV) y nodos de alimentación infinita o nodo “*slack*” (SL).

- Selección del método de modelación: la solución a flujos de carga puede basarse en técnicas de optimización lineales y no lineales. Dentro de las técnicas de optimización lineales se descarga el flujo de carga en DC para casos de grandes redes, donde el modelo de flujo de carga AC no puede ser realizado dada la complejidad de las variables.

Se debe considerar que en cada nodo de la red se tiene una demanda de potencia constante, suponiendo un valor para la tensión nodal se determina la corriente nodal. La potencia compleja inyectada en el nodo m , es decir la potencia compleja nodal S_m está dada por la siguiente formula:

$$S_m = V_m * I_m^* \quad (1)$$

Dónde: S_m = Potencia compleja nodal, V_m = Tensión nodal y I_m^* = Corriente compleja conjugada nodal.

$$I_m = \left(\frac{S_m}{V_m} \right)^* = \frac{P_m^{neta} - jQ_m^{neta}}{V_m^*} \quad (2)$$

Es muy importante aclarar el concepto de inyección de potencia por medio de una fuente generadora. A partir de este concepto las cargas tendrán una inyección de potencia negativa por medio de la fuente de generación. Por lo tanto, el concepto de potencia neta del nodo m se puede definir como la diferencia de la potencia entregada por el generador menos la consumida por la carga o de demanda en forma compleja:

$$S_m^{neta} = S_{Gm} - S_{Dm} \quad (3.a)$$

$$P_m^{neta} = P_{Gm} - P_{Dm} \quad (3.b)$$

$$Q_m^{neta} = Q_{Gm} - Q_{Dm} \quad (3.c)$$

La tensión está dada en por unidad para facilitar la representación numérica de los valores y se considera que la tensión de la fuente como referencia. Por lo tanto, se inicia el proceso iterativo con una tensión $1 \angle 0^\circ$ lo cual se conoce como “arranque a tensión plano”.

La diferencia entre tensiones nodales se calcula en cada iteración, tomando la tensión calculada V^{k+1} y la tensión de la iteración anterior V^k , para todos los nodos excepto el nodo compensador. En cada iteración los valores de las tensiones son actualizados y se dice que se alcanza convergencia cuando la diferencia de una iteración a otra, en valor absoluto, es menor que la tolerancia preestablecida, ε_v , esto es (Izquierdo, 2002):

$$\Delta V = V_m^{k+1} - V_m^k \quad (4)$$

$$|\Delta V| \leq \varepsilon_v \quad (5)$$

El criterio de convergencia también puede probarse mediante el cálculo de los desajustes de potencia activa y de potencia reactiva. El desajuste se define como la diferencia entre la potencia neta especificada menos la potencia calculada. Se parte de (1) para calcular las corrientes nodales, usando los valores de tensiones nodales disponibles, y se calcula en la iteración k, la potencia compleja en cada nodo (Izquierdo, 2002).

$$S_m^{calc} = V_m^{(k)} (I_m^{calc})^* = P_m^{calc} + jQ_m^{calc} \quad (6)$$

Con los valores P_m^{calc} y jQ_m^{calc} obtenidos se calculan los desajustes de potencia real y de potencia reactiva, los que en la solución deben ser menores que la tolerancia específica.

6.1.1. Método de Newton-Raphson

La expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables es la base del método de Newton-Raphson para la resolución de problemas de flujos de potencia. Método recomendado en la solución de ecuaciones algebraicas no lineales, en la que intervienen solamente dos ecuaciones y dos variables como es el caso de las ecuaciones nodales de potencia inyectada que describen las redes eléctricas en estado estacionario (Stevenson & Grainger, 2001).

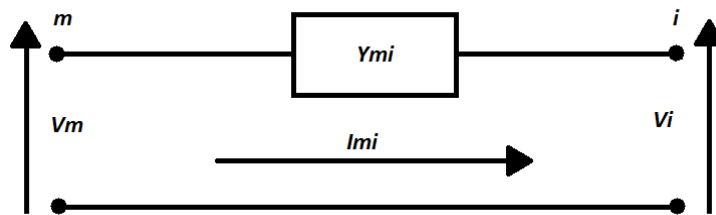


Figura 1. Circuito básico de admitancia en serie.

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

La ecuación de la imagen está dada por:

$$I_{mi} = (V_m - V_i) Y_{mi} \quad (7)$$

Dónde,

I_{mi} = Corriente del elemento m - i

V_m = Tensión en el nodo m

V_i = Tensión en el nodo i

Y_{mi} = Admitancia entre el nodo m y i

En el problema de flujos, los valores conocidos son las potencias y no las corrientes nodales, por tal motivo y de manera general se puede escribir la potencia compleja en términos de voltajes nodales y de valores de admitancias tomados de la matriz de admitancia nodal (Izquierdo, 2002).

Por ejemplo, para el nodo m:

$$P_m - jQ_m = V_m^* \sum_{i=1}^n Y_{mi} V_i \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (8)$$

Esta ecuación representa el modelo matemático del problema de flujos de potencia, y da lugar a un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales en donde las tensiones nodales y las admitancias son números complejos como se puede observar en las ecuaciones (8.a) y (8.b):

$$V_m = |V_m| \theta \delta_m$$

$$Y_{mi} = |Y_{mi}| \theta \gamma_{mi} \quad (8.b)$$

Si se escribe en forma polar la ecuación (7) quedará:

$$P_m - jQ_m = V_m^* \sum_{i=1}^n |V_m| |Y_{mi}| |V_i| e^{j(\delta_m + \delta_i + \gamma_{mi})} \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (9)$$

Si se separa la parte real de la imaginaria, quedaría:

$$P_m = \text{Re} [P_m + jQ_m] = \sum_{i=1}^n |Y_{mi}| |V_m| |V_i| \cos(\delta_m + \delta_i + \gamma_{mi}) \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (10.a)$$

$$Q_m = -Im [P_m + jQ_m] = \sum_{i=1}^n |Y_{mi}| |V_m| |V_i| \sin(\delta_m + \delta_i + \gamma_{mi}) \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (10.b)$$

Las ecuaciones nodales anteriores deben ser escritas para cada nodo. Como se explicó anteriormente, cada nodo tiene aplicado cuatro variables que son \mathbf{P} , \mathbf{Q} , $|\mathbf{V}|$ y δ de las cuales dos variables son conocidas tanto en los nodos de carga \mathbf{P} y \mathbf{Q} y en los nodos de generación o de tensión controlada $|\mathbf{V}|$ y \mathbf{P} . En esta situación se tendrán dos incógnitas para cada nodo, por lo tanto, en el método iterativo de Newton-Raphson se debe encontrar las derivadas parciales de las anteriores ecuaciones (10.a) y (10.b):

Usando la forma polar para los elementos de la matriz de admitancia $Y_{mi} \theta \gamma_{mi} = G_{mi} + jB_{mi}$ quedaría como:

$$P_m = \sum_{i=1}^n |V_m| |V_i| [G_{mi} \cos(\delta_i - \delta_m) - B_{mi} \sin(\delta_i - \delta_m)] \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (11.a)$$

$$Q_m = - \sum_{i=1}^n |V_m| |V_i| [G_{mi} \sin(\delta_i - \delta_m) + B_{mi} \cos(\delta_i - \delta_m)] \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (11.b)$$

Para una red de distribución convencional se tendrán (n-1) incógnitas de magnitud de voltaje y (n-1) incógnitas de ángulo δ , considerando que todos los nodos son tipo \mathbf{PQ} . Para el nodo compensador se establece como referencia los valores de $|\mathbf{V}|$ y $\delta = 0$. Si se define como vectores los dos conjuntos de incógnitas:

$$[\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad [V] = \begin{bmatrix} |V|_1 \\ |V|_2 \\ \vdots \\ |V|_{n-1} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Criterios de calidad y confiabilidad en S/E de distribución

Para evitar la indisponibilidad de un activo o la falta de continuidad del servicio eléctrico por parte de los operadores de red, los transmisores de energía y los generadores, existen criterios que determinan y sancionan las interrupciones injustificadas por parte de la compañía de energía. Estos criterios se enfocan en mantener la calidad de la energía y la continuidad de esta para que los usuarios no se vean afectados por el servicio de energía.

La confiabilidad se puede definir como la probabilidad de que una instalación funcione bajo las condiciones de desempeño para las cuales fue diseñada y las referenciadas en las bases de diseño en un determinado intervalo; es decir, la confiabilidad se interpreta como la probabilidad que un componente, equipo o sistema se encuentre operando sin falla en un momento dado y puede ser expresada como una función en términos de la variable del tiempo y el comportamiento posible de un entorno dado (Mendez, 2009).

La mayoría de los estudios de confiabilidad han sido dirigidos a los sistemas de generación y transmisión, dejando a un lado las redes distribución, siendo este último parte vital del sistema de potencia y donde la probabilidad de falla es alta, (Silva-Ortega, 2012) puesto que la presencia de eventos no deseados en subestaciones eléctricas provocan la desconexión parcial o total de las cargas asociadas a dicha instalación, así como daños a equipos (Mantilla, 2017).

La confiabilidad de un sistema de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su

función dentro de un período especificado. En términos generales la confiabilidad del sistema de distribución es la capacidad que tiene la red para proporcionar el servicio de energía eléctrica a los clientes en forma ininterrumpida (IEEE, 2012).

Para las subestaciones eléctricas, el análisis de confiabilidad se realiza dentro de las actividades de diseño, y consiste en ayudar a seleccionar el esquema de barrajes o interruptores adecuado para los requerimientos de confiabilidad del sistema. Aquí se dice ayudar, porque la selección de la configuración de una subestación depende de otros aspectos como la flexibilidad, la seguridad, las limitaciones constructivas etc (Zapata , 2011).

Capítulo II

Revisión tecnológica de FACTS

La presente sección es una revisión bibliográfica y tecnológica de las variantes en las aplicaciones FACTS. El capítulo inicia con el desarrollo de un estado del arte del uso de las estrategias para compensación utilizando FACTS. Se presenta un análisis bibliométrico seguido de las aplicaciones reportadas considerando las estrategias para la ubicación y selección de la tecnología FACTS.

FACTS

Los FACTS son tecnologías de compensación que combinan equipos convencionales, semiconductores de alta potencia, microelectrónica y equipos de telecomunicaciones (Barrios-martínez & Ángeles-camacho, 2017) y son utilizados para controlar parámetros de los sistemas eléctricos, como potencia activa, potencia reactiva impedancia de línea, magnitud en las

tensiones y ángulo de fase, (Guillard, Verri, Antenor, & Pinhabel, 2018)(Ebeed, Kamel, & Jurado, 2016)(Sedighzadeh, Faramarzi, Mahmoodi, & Sarvi, 2014) mejorando la flexibilidad del sistema .

Los dispositivos FACTS utilizan la electrónica de potencia y controladores estáticos para incrementar la capacidad de transferencia de potencia (Gutiérrez-Alcaraz, González-Cabrera, & Gil, 2020) por lo anterior pueden ser utilizados para lograr efectos positivos en el sistema como una solución por ejemplo a los efectos dinámicos que se presentan (Choi, Mount, & Thomas, 2007) debido a que tienen la capacidad de modificar los parámetros del sistema controlando el flujo de potencia en el mismo. Esto es posible realizando las siguientes acciones:

- Al controlar la impedancia de la línea, es posible controlar la corriente y la potencia activa.
- Al realizar un control en el ángulo es posible verificar el flujo de corriente del sistema.
- Al inyectar una tensión en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase del sistema se puede controlar la magnitud y fase de la corriente de línea.

En resumen, por medio de un dispositivo FACTS se puede controlar la potencia activa y reactiva en un SEP, contribuyendo en la mejora del rendimiento, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, con una respuesta rápida a los problemas que se presenten en las redes eléctricas que requieran una compensación dinámica. (Jamnani & Pandya, 2019).

Avances y tendencias de investigación en las mejoras de los FACTS.

La estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad del sistema eléctrico de recuperar el estado de operación en equilibrio, después de una perturbación. La operación del

sistema de potencia es no lineal, y las cargas, generadores y parámetros de operación cambian continuamente. Al ocurrir una perturbación, la capacidad de alcanzar la estabilidad del sistema depende de las condiciones de operación, así como, de la naturaleza de la perturbación.

(Universidad de Sevilla, 2011).

La flexibilidad de un SEP se basa en la capacidad de estabilizarse ante diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, ya sea debido a contingencias y/o mantenimiento de este (HVM Mejia Villegas S.A., 2003). Para mejorar la flexibilidad de sistema, se recomienda utilizar unidades pequeñas de compensación en centros de distribución de carga o en sus proximidades, para de esta forma acomodar el crecimiento o cambio de la carga con la mínima perturbación (ABB, 1997).

La flexibilidad de una red primaria es un aspecto que debe de considerarse en sistemas donde se prevé cambios de la carga total por crecimiento de la demanda en el tiempo o por cambios de secciones (Choi et al., 2007; Kazerooni & Mutale, 2010). Estos cambios pueden ser acomodados en la red primaria con un mínimo de redistribución y/o reconexión del alimentador primario con incrementos relativamente pequeños de la capacidad de los nodos asociados al sistema. A continuación, se relacionan los objetivos de implementar estrategias de flexibilidad en los sistemas eléctricos para garantizar los cambios operativos en un SEP convencional:

- Controlar la potencia activa y reactiva para optimizar la capacidad de los generadores: Esto implica de alguna forma independizar o agrupar circuitos de carga y/o generación (HVM Mejia Villegas S.A., 2003).
- Limitar niveles de cortocircuito: Cualquier arreglo o configuración que incorpore medios para dividir la subestación en dos o más secciones independientes puede reducir los

niveles de cortocircuito. La reducción del nivel de cortocircuito no debe ser un parámetro inicial del diseño de esta, más bien debe ser una condición operativa de la instalación para prolongar la vida útil de los equipos y mejorar la estabilidad del sistema (SIEMENS, 2016).

- Incrementar la estabilidad en el sistema: La reducción de cortocircuito no solo trae como consecuencia el tener equipos de menor capacidad, sino que también incrementa la estabilidad en el sistema (Kundur & Power, 1994).
- Independizar o limitar la influencia de algunas cargas o circuitos de subsistemas que por sus características pueden afectar la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema de potencia (Gers, 2013).
- Considerar diseños fácilmente modulares: No se deben considerar que las redes de distribución tengan configuraciones rígidas y difíciles de adaptar, ya que la ubicación de los conmutadores controlados remotamente permite cambiar las topologías (Gers, 2013).

No obstante, los procesos en los mercados de energía relacionados directamente con la globalización y el aumento de usuarios no regulados en los SEP han generado eventos poco deseados en los SEP que afectan y comprometen la flexibilidad. Además, causa flujos no controlados de cargas, deslastres de generación, sobrecargas y afectación de los índices de inestabilidad (Choi et al., 2007). Frente a esta problemática se han implementado las siguientes estrategias para dar solución a los procesos de flexibilidad en un SEP:

En la década de 1960, se propuso medidas de compensación y uso de tecnologías en líneas de transmisión con costos menores para rectificar los costos causados para el incremento de calidad en la prestación del servicio (John E. Candelo, Caicedo, & Castro, 2008).

En 1980, se utilizó el termino FACTS como instrumentos de mejoras en las redes eléctricas de transmisión, buscando incrementar la disponibilidad y confiabilidad de las redes.

A finales de la década de 1990, las mejoras en estabilidad dinámica y transitoria proponen el uso de FACTS.

Entre el año 2000 a la fecha, se han implementado soluciones relacionadas con FACTS para mejoras de flexibilidad en los SEP. En este sentido se destaca soluciones aportadas por (Ac & Systems, 2016) que permiten evitar las fluctuaciones altas de tensión y las fallas de energía, uso más efectivo de la potencia activa de la red y mitigación de las perturbaciones inducidas por la carga.

Las expectativas de contar con una red eléctrica con una estructura y equipos capaces de satisfacer la demanda proyectada que permita mantener el objetivo de un SEP se encuentran relacionadas con los avances en tecnologías de controladores FACTS (Sadiq, Adamu, & Buhari, 2019; Bindeshwar Singh, Payasi, & Shukla, 2017) para regular la transmisión de CA, con la posibilidad de incrementar o disminuir el flujo de potencia en líneas específicas. La Tabla 2. relaciona un resumen de estudios realizados a nivel mundial, orientados a mejorar la flexibilidad en SEP.

Tabla 2.

Aportes en mejoras en la flexibilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia

REF.	APORTE	NT	PE	CPA&R	EST
(Kundur & Power, 1994)	Uso de equipos de menor capacidad con la reducción de cortocircuito.	**	**		**
(ABB, 1997)	Uso de subestaciones de unidades pequeñas en centros de distribución de carga.		**		**

REF.	APORTE	NT	PE	CPA&R	EST
(Coronado, Zúñiga, & Ramírez, 2001)	Inyección de tensión en serie con SEP.	**			**
(HMV Mejia Villegas S.A., 2003)	Control de la potencia activa y reactiva para optimizar la capacidad de los generadores.			**	**
(Grünbaum, 2008)	FACTS como mecanismo para realizar el control de la capacidad de transmisión de potencia.	**		**	**
(Escobar-Alvarez, 2009)	Optimización de fuentes generadoras del SEP con FACTS.	**		**	**
(Ma & Shr, 2012)	Esquema de control para el diseño de los controladores basados en modelos inversos adaptativos en (STATCOM) para realizar la regulación de potencia reactiva rápida en sistemas de potencia.	**			**
(Eslami, Mahdiyeh;Sha reef, Hussain; Mohamed, Azah; Khajehzadeh, 2012)	Mejoras en la capacidad de control, la estabilidad y la transferencia de potencia de los sistemas de transmisión de CA implementado FACTS.	**	**	**	**
(Boroujeni, Hasan Fayazi; Hemmati, Reza; Boroujeni, 2012)	Aplicación de un compensador síncrono estático (STATCOM) para mejorar la estabilidad dinámica de un sistema de potencia eléctrica multimaquina utilizando estabilizadores de sistema de potencia (PSS).	**		**	**
(Ara, A. Lashkar; Kazemi, A.;Niaki, 2012)	Metodología de optimización multiobjetivo para encontrar la ubicación óptima de los controladores de derivación serie FACTS.	**			**
(Gers, 2013)	Diseños modulares en redes de distribución como medio para cambiar topologías.	**			**

REF.	APORTE	NT	PE	CPA&R	EST
(K. Wang & Crow, 2013)	Implementación de técnicas de control local en sistemas de transmisión.	**			**
(Y. C. Chang, 2013)	Instalación de FACTS en la expansión de red y reducción de costo.	**	**		**
(Shin, Cho, Kim, & Kim, 2013)	Ubicación óptima y el método de tasa de compensación para los TCSC.	**	**	**	**
(Liu, Watson, Zhou, & Yang, 2013)	El convertidor de tensión y fuente (VSC) auto conmutable de alta potencia y el convertidor de fuente de corriente (CSC) como dispositivos de control clave en HVDC, sistemas de transmisión de CA flexible (FACTS).	**	**		**
(Ya Chin Chang & Chang, 2013)	Evaluación de implementación de compensador de VAR estático (SVC) y el compensador de serie controlado por tiristores (TCSC) para aumentar capacidad del SEP.	**	**		**
(Maldonado, 2014)	FACTS para manipulación de flujos de potencia activa y reactiva incrementando la capacidad de potencia transferible.	**		**	**
(Al-Ismail, Hassan, & Abido, 2014)	Compensador STATCOM implementados en la mejora de oscilaciones de baja frecuencia.	**			**
(Reyes-Archundia, Guardado, Moreno-Goytia, Gutierrez-Gnecchi, & Martinez-Cardenas, 2015)	Método de detección y localización de fallas para líneas de transmisión de potencia con un Compensador de Serie Síncrona Estática (SSSC).	**	**	**	**
(Guo, Bai, Chan, & Xia, 2015)	Modelo TSCOPF de programa no lineal entero no convexo (MINLP) para mejora de la estabilidad transitoria restringida al flujo de potencia óptimo	**			**

REF.	APORTE	NT	PE	CPA&R	EST
(Abdelaziz, El-Sharkawy, & Attia, 2015)	Utilización de FACTS sistemas de energía eólica en el SEP	**			**
(Thomas & Grijalva, 2015)	Algoritmo de flujo de potencia óptimo restringido por seguridad tradicional (SCOPF), denominado Flujo de potencia óptimo flexible con restricciones de seguridad (FSCOPF)	**		**	**
(Xu, Bishop, Edmonds, & Oikarinen, 2015)	Estrategia de control para un compensador estático distribuido (STATCOM distribuido o DSTATCOM), configurado para regular el flujo reactivo (VAr) en un punto de un sistema de transmisión	**	**	**	**
(SIEMENS, 2016)	Límites de cortocircuito como condición operativa del sistema		**		**
(Ac & Systems, 2016)	Integración de condensadores síncronos en paralelo para proporcionar potencia de cortocircuito	**		**	**
(Ghorbani, Mozafari, Soleymani, & Ranjbar, 2016)	Cambios en las señales de tensión y corriente en el sistema de potencia utilizando FACTS	**			**
(Mezaache, Chikhi, & Fetha, 2016)	Utilización de algoritmos para mejora de la estabilidad del SEP utilizando UPFC	**	**	**	**
(Kirthika & Balamurugan, 2016)	Eliminación por compensación en serie de los efectos de sobrecarga y aumento de confiabilidad en la red	**	**		**
(Shahgholian & Movahedi, 2016)	Algoritmo de optimización utilizando SVC para aumentar la estabilidad de amortiguación de las oscilaciones de red	**	**		**
(Bruno, De Carne, & La Scala, 2016)	Control dinámico de la impedancia de las líneas de transmisión a través del condensador de la serie controlada por tiristores (TCSC)	**			**

REF.	APORTE	NT	PE	CPA&R	EST
(Sakr, El-Sehiemy, & Azmy, 2016)	Algoritmo de evolución diferencial adaptativa (DE) para la selección de compensador en serie controlado por tiristores (TCSC)	**			**
(Shchetinin & Hug, 2016)	Los sistemas IEEE 24-bus y 118-bus para examinar la efectividad y analizar el efecto que los dispositivos FACTS en serie	**	**		**
(Ramirez, Caicedo, & Correa, 2017)	Técnicas de transmisión flexible utilizando tecnología FACTS	**		**	**
(Ramirez et al., 2017)	Clasificación de FACTS en función de conexión	**			**
(Ali, Mehmood, & Kim, 2017)	Coordinación de un dispositivo flexible de sistema de transmisión de CA (FACTS) y estabilizador de sistema de potencia (PSS) para garantizar las operaciones seguras y confiables de los sistemas de potencia a través de la amortiguación rápida de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia	**	**		**
(Dai LV; Tung DD; Dong TLT; Quyen LC, 2017)	Implementación de dispositivos flexibles de sistemas de transmisión de corriente alterna (FACTS) en Vietnam como mejor opción para mejorar los márgenes de estabilidad	**	**	**	**
(Dai LV; Tung DD; Dong TLT; Quyen LC, 2017)	Ubicación óptima de los controladores de Sistemas de transmisión de CA flexibles (FACTS) en un sistema de potencia utilizando el método de optimización del algoritmo de búsqueda de la gravedad gravitacional (DGSA)	**			**
(Alomari, Majdi; Widyan, 2017)	Implementación de controlador de flujo de potencia unificado (UPFC) en un sistema flexible de transmisión en corriente alterna	**	**		

REF.	APORTE	NT	PE	CPA&R	EST
(Hafez, 2017)	Comparación entre las tecnologías FACTS compensador síncrono estático (STATCOM) y el compensador síncrono de serie estática (SSSC).	**	**	**	**
(Simpson et al., 2017)	Implementación e importancia de los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) para uso en transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) y sistemas de transmisión de CA flexibles (FACTS).	**			**
(Peng, 2017)	Necesidad de implementar La tecnología Modern FACTS en la transición de las redes de transmisión a "inteligentes"	**			**
(Gandoman et al., 2018)	FACTS como convertidores de tensión con controladores dinámicos inteligentes como un equipo de estabilización y filtrado de energía para mejorar la calidad de la energía.		**	**	**
(Li, Liu, Li, Mei, & He, 2018)	Reconocimiento al controlador de flujo de potencia unificado (UPFC) como el dispositivo de sistemas de transmisión de CA flexible más potente (FACTS) para el funcionamiento del sistema de alimentación del SEP.		**		**

Donde: NT: Nuevas tecnologías; PE: planeamiento estratégico; CPA&R: control de potencia

activa y reactiva; EST: estabilidad.

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

En la Tabla 2 se evidencia que la mayoría de los aportes relacionados se dirigen hacia la contribución del FACTS en el sistema eléctrico en mejorar los márgenes de estabilidad.

Análisis Bibliométrico

El análisis del estado del arte consideró un estudio bibliométrico utilizando la herramienta HistCite, con el fin identificar los avances y aportes relacionados con el uso de FACTS, centrandolo la búsqueda lo siguientes aspectos: evolución tecnológica, prototipos y aplicaciones.

El resultado en la búsqueda consolidó un total de 337 publicaciones. En la Figura 2, se evidencia el registro de los últimos once años (2007 – 2018) con respecto al número de publicaciones, destacando el mayor número en los años 2016 y 2006 con 42 y 36 publicaciones respectivamente. En el año 2018 se cuentan con trabajos reportados enfocado en tendencias y desarrollos tecnológicos.

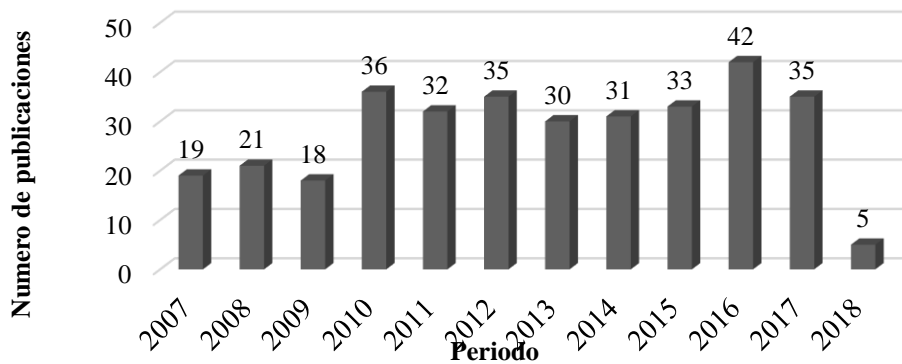


Figura 2. Número de Publicaciones en el mundo. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Se resalta en Figura 3, que el mayor porcentaje de aplicación de esta tecnología se encuentra basado en el área de control con un 20% por su principio de funcionamiento en electrónica de potencia.

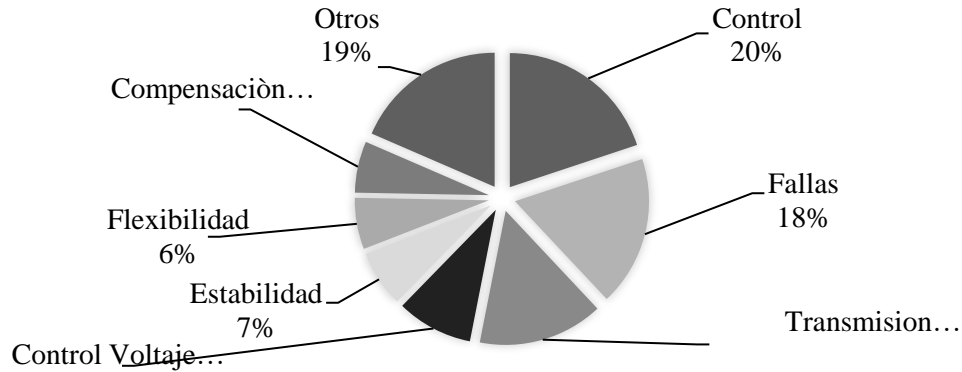


Figura 3. Aplicación de la tecnología FACTS en la cadena energética. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

En Figura 4, se muestran los países con mayor número de publicaciones en temas relacionados al uso de FACTS. El país de mayor publicación es Irán con 66 publicaciones entre 2007 y 2018; evidenciando el crecimiento investigativo en este país. Es pertinente destacar que en las bases de datos (Web of Science (WoS)), Colombia no cuenta con publicaciones en la temática. Sin embargo, aunque no forma parte de las bases de datos analizadas, dentro de las investigaciones destacadas en el contexto nacional, se encuentra la propuesta para la solución de la estabilidad de tensión utilizando la coordinación de dispositivos de transmisión de corriente alterna independientemente de las áreas de sistema de potencia como una alternativa que permita determinar los nodos críticos y las variaciones de tensión (Candelo, Caicedo, & Castro-Aranda, 2006).

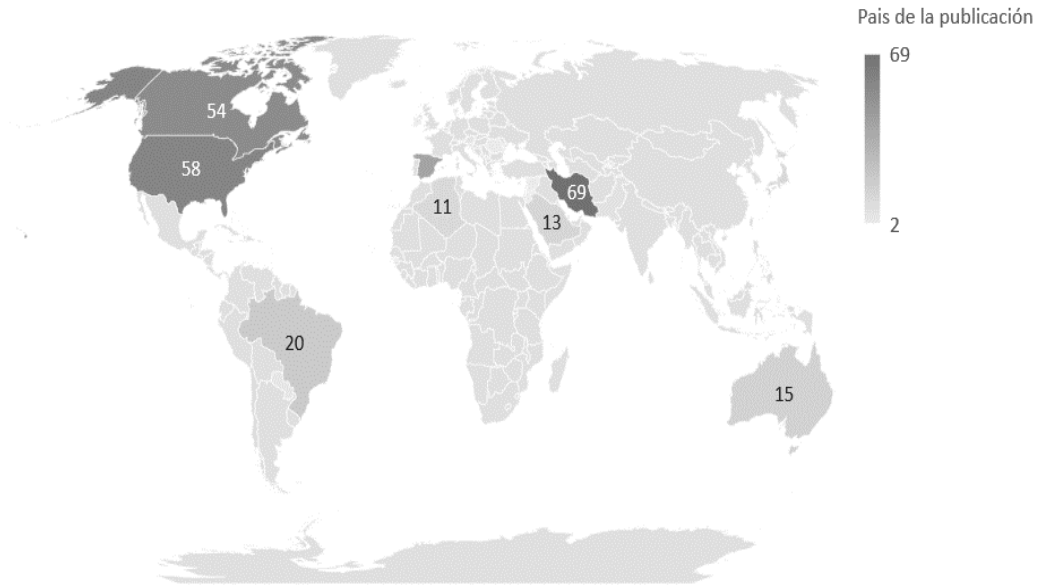


Figura 4. Países con publicación en FACTS. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

En la Figura 5 se presenta un balance de las quince primeras instituciones con mayor número de publicaciones a nivel mundial la cual es liderada por The Indian Institute Technol, con ocho publicaciones.

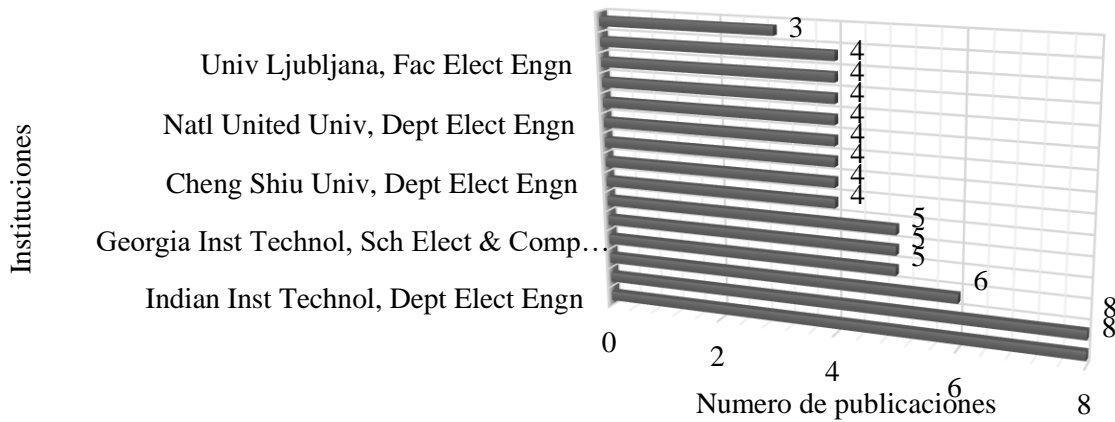


Figura 5. Instituciones con mayor frecuencia de publicación. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

En la Tabla 3 se puede observar los 20 autores referentes con mayor número de

publicaciones durante el periodo 2007 al 2018 en el tema, en primer lugar, se encuentra Ma TT de Indian Institute Technol.

Tabla 3.

Relación de autores con mayores publicaciones en tecnologías FACTS

No.	Autor	No. De publicaciones
1	Ma TT	8
2	Mukherjee V	6
3	Cheng SJ	5
4	Divan D	5
5	Kazemi A	5
6	Yalcinoz T	5
7	Chang YC	4
8	Falehi AD	4
9	Gelen A	4
10	Gharehpetian GB	4
11	Ghorbani A	4
12	Gitizadeh M	4
13	Jordehi AR	4
14	Jurado F	4
15	Mohammadpour HA	4
16	Peng FZ	4
17	Samantaray SR	4
18	Taher SA	4
19	Venkatesh P	4
20	Vural AM	4

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Tipos de tecnologías FACTS

El manejo adecuado de cada uno de los parámetros eléctricos que interfieren en el estudio de flujo de potencia a lo largo de todo un sistema de transmisión convencional, se encuentra limitado por las características en la red como los límites de estabilidad, térmicos y tensión, que producen a nivel técnico reducción en la capacidad de transmisión (Tx) y distribución (Dx) de un

sistema (Jensen et al., 2017). Los FACTS son diseñados para brindar soluciones como se presenta en la Figura 6.

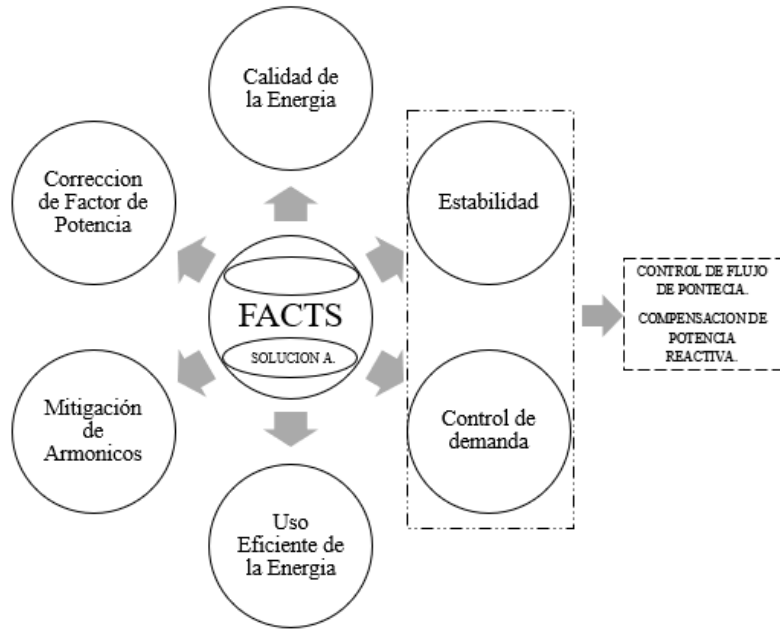


Figura 6. Soluciones a problemas en SEP utilizando FACTS. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Las tecnologías FACTS como mecanismo de nuevas oportunidades para el control del SEP se pueden clasificar según como se muestra en la Figura 7 según la conexión de los dispositivos y la composición de los elementos.

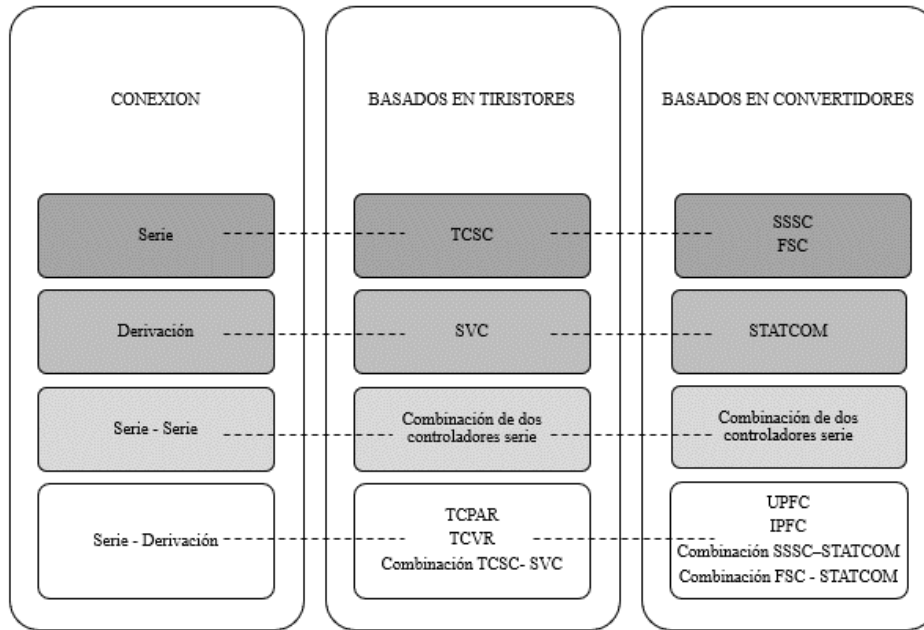


Figura 7. Clasificación de tecnologías FACTS. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Clasificación en función de la conexión

En la Tabla 4 se presenta una clasificación más detallada de los FACTS con relación a la función de conexión:

Tabla 4.

Clasificación de FACTS en función de la conexión al sistema.

Tipo de dispositivo	Conexión	Principio de operación	Objetivo
Serie	Conexión en serie de una impedancia o fuente variable a frecuencia fundamental	Se inyecta una tensión en serie a la línea, el controlador aporta o consume potencia reactiva.	Manejo de potencia activa.
Derivación (paralelo)	Conexión en derivación de una impedancia o fuente variable a frecuencia	Se inyecta corriente al sistema en el punto de conexión, por la impedancia variable,	Manejo de potencia activa.

Tipo de dispositivo	Conexión	Principio de operación	Objetivo
	fundamental o combinación de ambas.	el controlador lo aporta o consume potencia reactiva.	
Serie – serie	Combinación de dos controladores series controlados de forma coordinada o con controladores unificados.	Se realiza por medio de la compensación reactiva de cada línea por controlador y la transferencia de potencia activa por medio del enlace de potencia, haciendo posible el balance de flujo de potencia entre las líneas	Transferencia de potencia y flujo de potencia entre las líneas.
Serie – derivación	Combinación de controladores en paralelo – serie controlado de forma coordinada con elementos serie y en derivación.	Se inyecta corriente por medio del componente de derivación y una tensión en serie con la línea por medio del compensador en derivación.	Intercambio de potencia activa.

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Dispositivos FACTS controlados por tiristores

Los dispositivos FACTS controlados por tiristores, que se definen en la Tabla 5, son los que utilizan elementos tiristores convencionales en el control y que se conectan al sistema de forma similar a la clasificación por conexión, pero se diferencian en la respuesta y operación rápida.

Tabla 5.

Tipos de dispositivos FACTS controlados por tiristores

Tipo FACTS	Definición	Principio de operación	Objetivo
SVC Static Var Compensator	Compensador estático de potencia reactiva.	Impedancia en paralelo con la finalidad de producir corriente de compensación requerida	Regulación de tensión en el sistema e inyección de potencia reactiva.
TCVR Thyristor Controlled Voltage Regulator	Regulador de tensión controlado por tiristores. Capacitor fijo en paralelo con un reactor controlado por tiristores.	Consiste en la variación del ángulo de disparo de los tiristores y se comporta como una reactancia inductiva variable a la frecuencia fundamental.	Soporte de la tensión del sistema y mejoramiento de la estabilidad transitoria.
TCSC Thyristor Controlled Series Capacitor	Capacitor en serie controlado por tiristores. Basado en tiristores en conjunto con banco de capacitores y reactores (inductores)	Conexión en serie con la línea, con la finalidad de incrementar la tensión a través de la impedancia en la línea.	Compensación variable que permite resolver problemas en estabilidad de tensión e incremento de flujo de potencia en las líneas del sistema.
TCPAR Thyristor Controlled Phase Angle Regulators	Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores.	Regulador de potencia y un estabilizador de frecuencia.	Aumento en la capacidad de carga del sistema, regulación de flujo de potencia en las líneas del sistema

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

En los dispositivos SVC, TCSC, TCVR los tiristores solo se utilizan para controlar la impedancia debido a que los bancos de capacitores generan o absorben la potencia reactiva

requerida en el proceso de compensación y como se muestra en la Figura 8, el TCSC y el SVC actúan de forma indirecta al SEP.

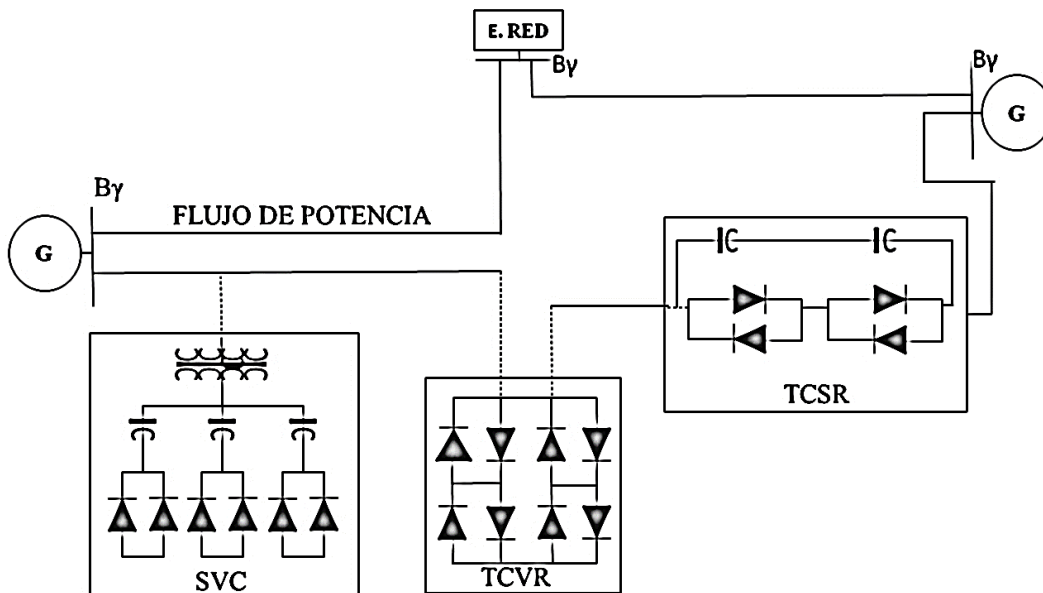


Figura 8. Tipos de tecnología FACTS controlados por tiristores. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020..

Dispositivos FACTS basados en convertidores

Los FACTS pueden intercambiar potencia activa en corriente alterna siempre que empleen dentro de su operación fuentes convertidoras de tensión síncrona (VSC). Esta variante proporciona una respuesta casi instantánea y no altera la impedancia debido a que genera potencia inductiva o capacitiva, proporcionando una compensación independiente de las variables de la red, incluso en escenarios de disturbios. En la Tabla 6 se definen los tipos de tecnología FACTS que utilizan convertidores y que funcionan como fuentes estáticas de tensión síncrona, debido a que generan tres tensiones balanceadas a frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de fase controlado.

Tabla 6.

Tipos de dispositivos FACTS basados en convertidores

Tipo FACTS	Definición	Principio de operación	Objetivo
SSSC	Compensador Serie Estático Síncrono.	VSC en serie con la línea por medio de un transformador, en el que se inyecta una tensión que se encuentre en cuadratura con la corriente de línea con características de magnitud variable e independiente a la corriente. (Devi & Geethanjali, 2014)	Permite el flujo de potencia activa en dos direcciones, debido a que puede compensar en adelanto o en atraso, solución a problemas del sistema en estado estacionario. (Duarte, de Almeida, & Barbosa, 2019) (Kumar, Singh, & Ashfaq, 2020)
STATCOM	Compensador Estático Síncrono	VSC en derivación por medio de un transformador de acoplamiento, capaz de generar de forma rápida y absorber potencia reactiva del SEP. (P. Wang, Wang, Jiang, & Gu, 2020)	Estabilidad de tensión en el SEP, control de flujo de potencia activa y reactiva. (Noh, Cho, Lee, & Lee, 2020)
UPFC	Controlador Unificado de Flujo de Potencia	Dos VSC con un transformador excitador, transformador elevador y un capacitor de enlace en corriente directa que tiene similitud con un transformador cambiador de fase. (Qader, 2015) Consiste en la integración de un SSSC + STATCOM.	Permite la regulación y control independiente del flujo de potencia reactiva y activa. Mantiene la estabilidad del sistema y su respuesta frente a transitorios y se utiliza en los estados estables, dinámicos de pequeña o grandes señales del sistema.

Tipo FACTS	Definición	Principio de operación	Objetivo
		Controla la fase, magnitud de tensión y magnitud de corriente reactiva.	(Vijay Kumar & Srikanth, 2015)
IPFC	Controlador de Flujo de Potencia Interlinea	Consiste en una cantidad (n) de inversores de VSC, con un enlace de corriente continua común que incluye un condensador y que cambia las tensiones de salida en los inversores. En el enlace común se produce un intercambio de potencia activa (Banaei & Kami, 2011)	El IPFC proporciona una respuesta rápida para el flujo de potencia interlinea en el SEP (Chidambaram & Paramasivam, 2013; Ebeed et al., 2016)

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Aplicaciones de FACTS en proyectos de mejora.

Según (Escobar-Alvarez, 2009) la aplicación de los FACTS abre nuevas y mejores oportunidades de control en la generación, transmisión y distribución. Por ejemplo, tener un control eficiente sobre el flujo de potencia activa y reactiva a través de las líneas de transmisión, incrementa la capacidad de transmisión y optimiza el uso de las fuentes generadoras existentes en el SEP.

En la Tabla 7 se muestran varios proyectos implementados a nivel mundial con el uso de FACTS (SIEMENS, 2016).

Tabla 7.

Proyectos de aplicación FACTS

Nombre del proyecto	Tecnología	Función objetivo
MSCDN de Mambong, Malasya	Subestación de 275kV Mambong y Entinggan	Soporte de tensión y el filtrado de frecuencias específicas.
Devers SVC, Southern California, Edison, USA	El controlador se configuró en modo automático. SVC	Regular la salida de potencia reactiva del SVC.
SVC Al-Kharj, Saudi-Arabia	Dispositivo dinámico de potencia reactiva. SVC 132 kV.	Reducción de la demanda reactiva y aumento de nivel de tensión vulnerable por tormentas.
SVC Bout-de-l'Île, Canada	SVC 735 kV	Mejorar la estabilidad transitoria y dinámica de la red de transmisión para HydroQuébec, que se considera la red de transmisión más grande de América del norte.
SVC PLUS Wotonga, Australia	STATCOM 132kV.	Estabilización de tensión positiva común, la compensación de secuencia negativa
SVC PLUS Sortland, Norway	SVC PLUS STATCOM 132 kV.	Estabilidad de tensión en línea HV.
FSC East- West India	FSC Serie	Aumentar la capacidad de transferencia de potencia.
FSC North South Interconnector III, Brazil	FSC Serie	Aumentar la capacidad de transferencia
FSC Fenjie, China	FSC Serie	Limitar las caídas de tensión dependientes de la carga

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

En Colombia, se han identificado problemas de confiabilidad, seguridad y flexibilidad en el SEP, que a su vez han impulsado la búsqueda de soluciones, con el uso de FACTS. En la Tabla 8, se muestran algunos de estos proyectos clasificados según el tipo de tecnología que emplean, su beneficio y finalidad.

Tabla 8.

Proyectos FACTS en contexto nacional.

Nombre del proyecto	Tecnología	Beneficio	Finalidad
CHINU (500 kV) Proyecto de compensación estática CHINU 500kV +250, -150 MVAR	SVC, 1998. ISA. Plan de expansión generación-transmisión para el periodo 1994 – 2000	Mayor control de tensión. Aumenta la capacidad de transferencia de potencia activa por los circuitos, ya que está limitada por la tensión y la reactancia del sistema de transmisión. Mayor control de tensión. Aumenta la capacidad de transferencia de potencia activa por los circuitos, ya que está limitada por la tensión y la reactancia del sistema de transmisión.	Incrementar la capacidad de transmisión de potencia en los circuitos de 500 kV, proveer un soporte de tensión ante contingencias y poder manejar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia por las líneas que interconectan al centro del país con la Costa Atlántica.
CANO LIMON (230 KV)	SVC	Elementos activos, capacitivos, mejora si depende de V en el nodo. Permite aumentar el flujo de potencia activa por la línea siempre y cuando el sistema lo requiera o (lo permita), ya que parte de la potencia reactiva se estará inyectando localmente y no tendrá que ser suministrada desde la subestación	Minimizar los problemas de baja tensión y por el crecimiento en la demanda petrolera, la línea de transmisión para la fecha de entrada de las nuevas cargas no tendría la capacidad de transportar toda la potencia requerida.
EL CARMEN BOLIVAR MONTERÍA 110 KV RIOHACHA MAICAO	-	Proyectos adjudicados por la UPME	Mejora de la estabilidad y suministro del nivel de tensión.

Fuente: *K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.*

Es importante señalar, que, si bien estos proyectos han sido beneficiosos para las compañías suministradoras del servicio eléctrico, su aplicación ha sido insuficiente en la red de transmisión de energía eléctrica del departamento del Atlántico, con relación a la problemática de suministro actual y el crecimiento proyectado de la demanda.

Estrategia para la ubicación de FACTS.

En un SEP, integrar FACTS significa no solo ventajas como el control sobre el flujo de potencia, operaciones de sistema con disminución en los registros de sobrecarga, seguridad en el sistema, estabilidad sino también en aspectos económicos (Babatunde, Munda, & Hamam, 2020). Sin embargo, también significa mayor complejidad en la operación segura del SEP, debido a la operación cercana a los límites térmicos de sus elementos activos. Por lo anterior, es fundamental la localización, el tipo de tecnología y la capacidad requerida del compensador (Yifan et al., 2020).

El tipo de tecnología de compensación aplicada en el SEP depende del resultado esperado en el mismo (Yifan et al., 2020). Según (Bhim Singh, Chandra, Al-Haddad, Anuradha, & Kothari, 1998), la capacidad requerida de compensación es analizada en un SEP dependiendo de los parámetros de operación del FACTS el estado de carga del sistema, definiendo el estado actual de operación y el estado crítico con el propósito de identificar el límite de estabilidad de tensión del SEP. Esto se debe a que lo anterior debido a que la efectividad de la compensación debe definirse en condiciones normales, y ante variaciones en la operación siendo fundamental la selección de señales de retroalimentación de los estabilizadores.

Entre los efectos más considerados se encuentran evitar el flujo de potencia en anillo y el aumento de capacidad de transferencia de potencia en el sistema (Francisco D. Pérez A., 2013).

El flujo en anillo se presenta cuando en el sistema existe una circulación constante de potencia recirculando en el interior del SEP y se presentan pérdidas no asociadas a la operación y una disminución en la capacidad disponible de las líneas de transmisión. Para evitar lo anterior la compensación se realiza ubicando la tecnología FACTS seleccionada en una de las líneas del anillo con el propósito de forzar el flujo de potencia en el sistema. Sin embargo, si en el SEP el efecto deseado es un aumento en la capacidad de transmisión de potencia dirigido a través de rutas directas (operación como sistema radial) y una reducción en el margen de reserva, el dispositivo FACTS puede ser ubicado en una línea subutilizada con el propósito de aumentar el flujo a través de ella o en la línea más cargada del sistema con el fin de limitar el flujo por la misma, permitiendo un mayor flujo de transmisión de potencia por el resto del SEP.

Aumentar la capacidad de transmisión ocasiona una mejora en la operación económica del SEP debido a que evita la creación e incorporación de nuevos proyectos de líneas de transmisión. En adición la cantidad de energía requerida puede fluir por las rutas directas. Sin embargo, el mismo efecto puede ocasionar sobrecalentamiento en los elementos activos y es necesario en el sistema implementar un monitoreo térmico de las redes de transmisión.

Restricciones en la transferencia de potencia

En un SEP no se garantiza un margen de estabilidad, aunque que la magnitud de la tensión sea aceptable en estado normal de operación o bajo los efectos de disturbios. los niveles en la magnitud de tensión son aceptables, teniendo en cuenta los diferentes elementos del sistema. Por lo anterior, es necesario definir márgenes o distancias que permitan establecer la operación en la que se mantiene el SEP y evaluar los posibles cambios antes situaciones normales o disturbios (Glazunova & Aksaeva, 2018).

La medida que estima que tan próximo se encuentra el SEP de experimentar situaciones de disturbio con respecto a los niveles de tensión en sus nodos característicos, es el denominado margen de estabilidad de tensión (Brucoli, Rossi, Torelli, & Trovato, 1985), definido también como la diferencia entre el parámetro clave del sistema (PCS) en el punto de operación y el punto crítico de estabilidad de tensión (Adetokun, Muriithi, & Ojo, 2020; Gasperic & Mihalic, 2019).

El parámetro clave del sistema puede ser entre diferentes alternativas como la potencia activa o reactiva de carga del sistema, o la capacidad total de transferencia. definiendo en las siguientes categorías:

- Curva PV: consiste en la relación entre la potencia activa P y la magnitud de tensión V . Representa la carga total en un área del SEP, o como la transferencia de potencia a través de una línea de transmisión.

En la Figura 9, se evidencia que la magnitud de tensión disminuye y se acerca al punto de operación de potencia máxima P_{max} , o denominado punto crítico de tensión o punto de colapso de tensión cuando la carga va incrementando. Estos representan que en un SEP operando cerca de ese punto con incremento en la carga, se puede producir una caída en la magnitud de tensión considerable. Siguiendo el teorema de máxima transferencia de potencia y teniendo en cuenta que la potencia de carga se comporta como una impedancia, la máxima potencia de carga se alcanza, cuando la impedancia de carga es igual en magnitud a la impedancia de la fuente (Al-Ismail et al., 2014).

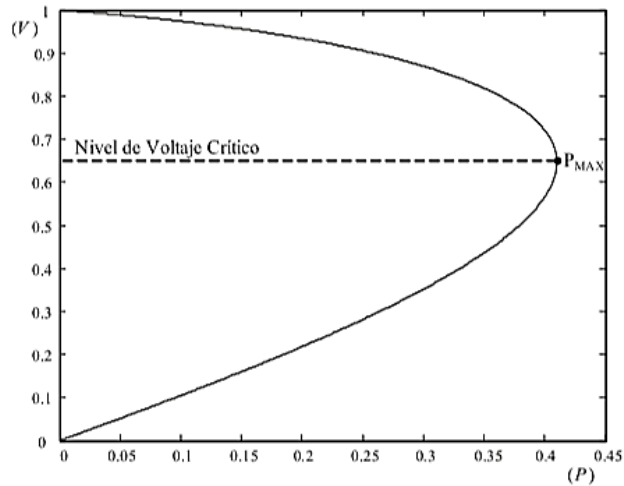


Figura 9. Curva PV. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

- Curva QV: consiste en la relación entre la magnitud de tensión V y la potencia reactiva del SEP. Representa la potencia reactiva de compensación que se suministra a un nodo o a un grupo de nodos en el SEP.

Considerando que en el SEP se presentan diferentes circunstancias de operación, es necesario realizar el cálculo de margen de estabilidad de tensión siguiendo la Figura 10 y considerando el PCS como una carga con potencia constante.

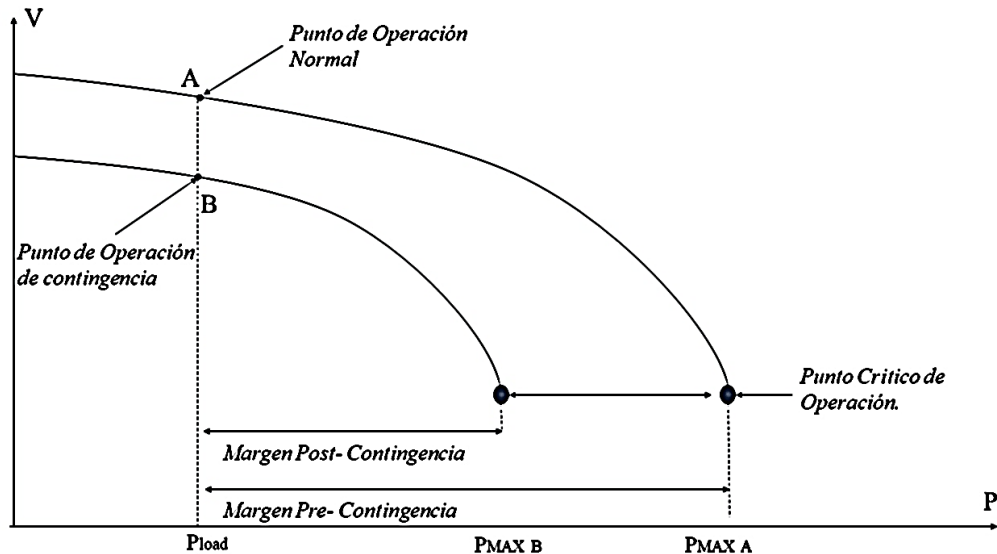


Figura 10. Margen de estabilidad de tensión en un SEP. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

En un SEP es necesario determinar el margen de estabilidad como muestra la Figura 10 para todas las posibles contingencias que se puedan presentar. El margen de pre-contingencia representa al SEP en condiciones normales de operación, en el que se describe las características de cargabilidad del sistema. El margen de post-contingencia representa al sistema en condiciones anormales, evidenciando que se ha presentado alguna contingencia como por ejemplo la salida de algún activo o algún evento que modifique las condiciones operativas normales de los mismos.

La combinación de los límites definen los límites de operación estableciendo el rango seguro en el que puede ser operado el SEP respecto al valor de la magnitud de la tensión.

SVC

El Compensador Estático de elementos activos (SVC por sus siglas en inglés), es una tecnología consolidada que permite proporcionar y/o absorber energía reactiva por medio de

intercambios de corriente ya sean inductivas o capacitivas con el fin de controlar y mantener los parámetros del sistema eléctrico evaluado (Guillardi et al., 2018).

El SVC presenta diseños muy diversos con respecto al avance de la tecnología a lo largo del tiempo sin embargo sus componentes básicos, se constituyen de reactores controlados por Tiristores (TCR por sus siglas en ingles) y bancos de capacitores los cuales pueden ser fijos y capaces de proporcionar cantidades de potencia reactiva para compensar la potencia reactiva que se genera por las cargas conectadas a la red. También se componen de capacitores conmutados por tiristores (TSC por sus siglas en ingles), los cuales permiten proporcionar regulación de tensión, control de potencia reactivas o equilibrio de carga por medio de adecuación en los ángulos de disparos de los tiristores con respecto a los TSC (Guillardi et al., 2018)(ABB, 1999).

El SVC está constituido por un grupo de bancos de condensadores y reactores conectados en derivación o paralelo para suministrar potencia reactiva a la línea y así aumentar la transferencia de potencia activa para controlar niveles de tensión establecido mediante una acción de control rápida de tiristores (Barrios-martínez & Ángeles-camacho, 2017)(Francisco D. Pérez A., 2013) (Zheng & Li, 2012).

Asimismo, un SVC puede considerarse como una reactancia en derivación variable puesto que se ajustan a las condiciones operativas que tenga el sistema evaluando parámetros específicos (Barrios-martínez & Ángeles-camacho, 2017). Dependiendo de la reactancia equivalente (Capacitiva o Inductiva) el SVC es capaz de extraer corriente capacitiva o inductiva del sistema el cual se encuentre conectado.(Barrios-martínez & Ángeles-camacho, 2017)

Las principales aplicaciones del SVC son:

- Estabilización de la tensión dinámica: aumento en la capacidad de transferencia de energía, reduciendo la variación en la tensión.
- Mejora de la estabilidad sincrónica: aumento de la estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguación del sistema de transmisión de energía eléctrica.
- Equilibrio dinámico de la carga.
- Soporte de la tensión en régimen permanente.

STATCOM

El compensador estático síncrono es un dispositivo FACTS conectado en paralelo que tiene la capacidad de generar o absorber potencia reactiva y de mantener controlados los parámetros específicos del SEP por medio de la salida. Consiste en un transformador de acoplamiento, un inversor trifásico con base GTO o IGBT y un capacitor DC (Figura 11).

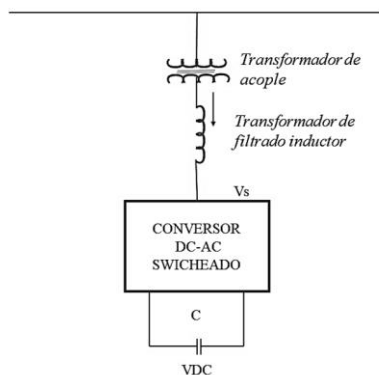


Figura 11. Diagrama esquemático del STATCOM. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

A través de la reactancia del transformador se lleva a cabo el intercambio de potencia entre el SEP y el STATCOM permitiendo la regulación de tensión del sistema. Este dispositivo de compensación es la contraparte estática de un condensador síncrono que genera y absorbe potencia reactiva mucho más rápido debido a que no involucra partes móviles.

Las aplicaciones de este tipo de dispositivo en un SEP son: regulación de tensión efectiva, cuando se presenten sobretensiones temporales reducirlos, mejorar la capacidad de transferencia de potencia en estado estable, mejorar el margen de estabilidad transitoria, mejorar la calidad de energía, entre otras.

Principio de operación del STATCOM

La operación del STATCOM consiste en que el VSC genera una tensión controlable en corriente alterna que se compara con el valor de la tensión del sistema. Cuando la magnitud se encuentra por encima de la magnitud de la tensión del inversor el STATCOM es visto por el sistema como una inductancia conectada en los terminales. Si la magnitud se encuentra por debajo de la magnitud de la tensión del inversor, el STATCOM es visto como una capacitancia en los terminales del SEP, y si el valor de la magnitud de tensión es igual, la potencia intercambiada en el sistema es cero (K. Wang & Crow, 2013).

Si el dispositivo de compensación posee una fuente de DC o tiene un dispositivo para el almacenamiento de energía en el lado de DC, en adición a la potencia reactiva, puede suministrar potencia activa a la red. Esto es posible ajustando el ángulo de fase en las terminales del dispositivo, respecto del ángulo de fase del SEP. Si el ángulo de fase adelanta al del inversor, el STATCOM absorbe potencia activa del sistema, pero si el ángulo de fase se atrasa al del inversor el STATCOM suministra al sistema potencia activa (Ma & Shr, 2012).

El inversor es fundamental en la operación de este tipo de dispositivo debido a que genera una onda de tensión cuadrada y conmutan la fuente de corriente directa (Figura 12).

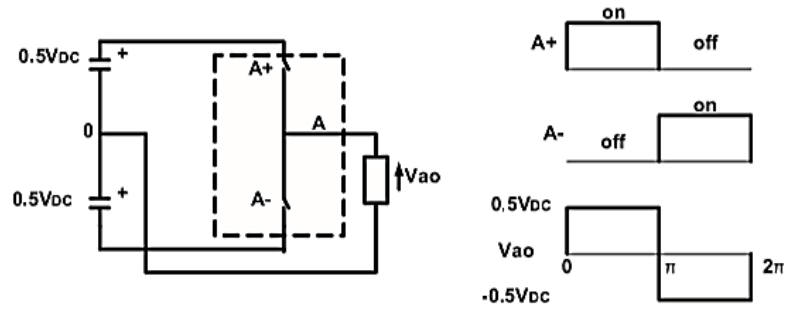


Figura 12. Inversor STATCOM. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Modelación del STATCOM

El modelado de un dispositivo STATCOM basado en funciones de conmutación se fundamenta en la conmutación de encendido y apagado del transistor, despreciando sus características no lineales y definiendo a los interruptores como dispositivos ideales (Gasperic & Mihalic, 2019). El modelo de un convertidor de seis pulsos como el de la figura 13 considera un esquema de modulación por ancho de pulsos (PMW) para las funciones de conmutación.

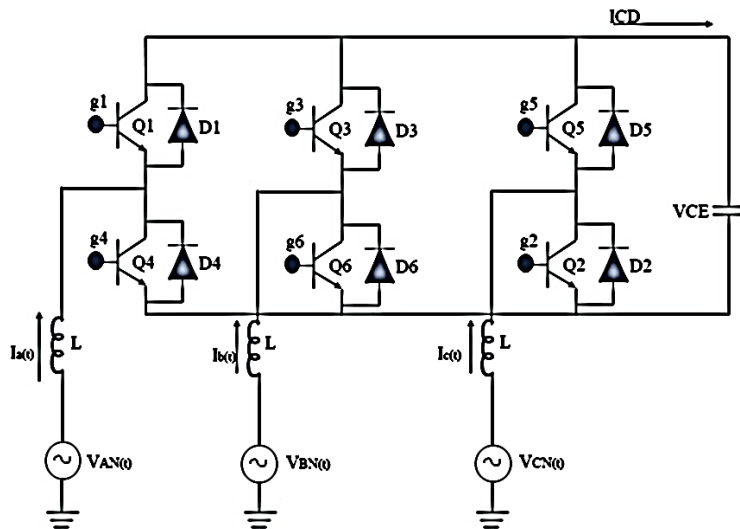


Figura 13. STATCOM de 6 pulsos. Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Los inversores de 12, 24 y 48 pulsos están compuestos por la unión de inversores de seis pulsos o por la unión de dos y cuatro inversores de 12 pulsos. Los valores de tensión de salida y corriente en el inversor a frecuencia fundamental se determinan en la Tabla 9:

Tabla 9.

Valores de modelación de STATCOM

No. De pulsos	Tensión de salida	Corriente promedio del inversor
6 pulsos	$v_{an}(t) = 0,6366v_{DC}sen(\omega t)$	$i_{DC}(t) = \sum_{n=1}^{\alpha} i_{DC-n}sen(\omega t)$
12 pulsos	$v_{an12}(t) = \frac{4}{\pi}v_{DC}(t)sen(\omega t)$ $v_{bn12}(t) = \frac{4}{\pi}v_{DC}(t)sen(\omega t - 120^\circ)$ $v_{cn12}(t) = \frac{4}{\pi}v_{DC}(t)sen(\omega t - 240^\circ)$	$i_{DC12}(t) = \frac{4}{\pi}[i_a(t)sen(\omega t)$ $+ i_b(t)sen(\omega t - 120^\circ)$ $+ +i_c(t)sen(\omega t - 240^\circ)]$
24 pulsos	$v_{an24}(t) = \frac{8}{\pi}v_{DC}(t)sen(\omega t)$ $v_{bn24}(t) = \frac{8}{\pi}v_{DC}(t)sen(\omega t - 120^\circ)$ $v_{cn24}(t) = \frac{8}{\pi}v_{DC}(t)sen(\omega t - 240^\circ)$	$i_{DC24}(t) = i_{DC12,1}(t) + i_{DC12,2}(t)$ $i_{DC24}(t) = \frac{8}{\pi}[i_a(t)sen(\omega t)$ $+ i_b(t)sen(\omega t - 120^\circ)$ $+ +i_c(t)sen(\omega t - 240^\circ)]$
48 pulsos	$v_{an48}(t) = 2v_{an24}(t)$ $v_{bn48}(t) = 2v_{bn24}(t)$ $v_{cn48}(t) = 2v_{cn24}(t)$	$i_{DC48}(t) = 2i_{DC24}(t)$

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

El modelado de SEP se realiza por medio de la representación en el tiempo en el marco de referencia síncrono (dq0), que corresponde al punto de referencia con el cual se sincroniza la señal de un sistema a frecuencia fundamental.

Funcionamiento de STATCOM en un SEP en estado estacionario

La estructura del STATCOM como se muestra en la Figura 14 es una fuente inversora VSC y un transformador de acoplamiento que se utiliza como enlace. Una forma de ilustrar el procedimiento del STATCOM es por medio de los diagramas fasoriales definidos en la Figura 15 (P. Wang et al., 2020).

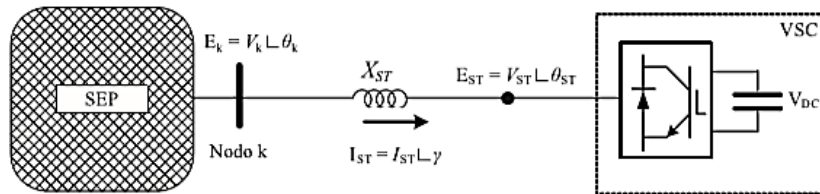


Figura 14. Estructura del STATCOM

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

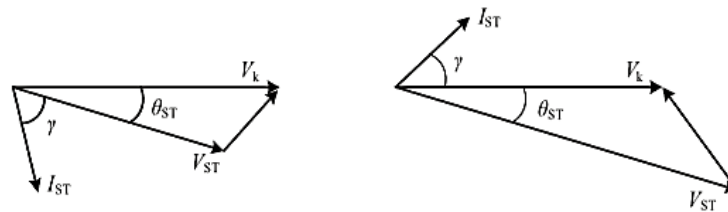


Figura 15. Funcionamiento básico de un STATCOM

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

El STATCOM puede comportarse como una carga inductiva cuando la tensión generada en las terminales del dispositivo es menor que el del nodo del SEP y se comporta como una carga capacitiva cuando la tensión es mayor, por lo tanto, suministra potencia reactiva. Las pérdidas producidas en el funcionamiento del dispositivo son compensadas por el sistema (Gandoman et al., 2018).

La razón de contar con un transformador es debido a la inhabilidad de conectar el VSC al SEP debido a que posee una capacidad de cortocircuito mucho más grandes (Melin et al., 2020).

Cuando en el sistema se presentan perturbaciones con consecuencias severas por armónicos es necesario incluir en el convertidor filtro de armónicos, bancos de capacitores y reactores para limitar el flujo de las corrientes armónicas presentes (Darabian, Jalilvand, Ashouri, & Bagheri, 2020; Gupta & Kumar, 2018).

La optima localización del STATCOM depende de las siguientes características propias de las variables del dispositivo en estado estacionario (Karthikeyan & Dhal, 2018; Rao & Rao, 2017),:

- La reactancia del transformador de acoplamiento tiene valores típicos de 10% - 20% de caída de tensión que corresponde al 10%- 20% de la tensión del nodo del sistema.
- La magnitud de corriente que fluye por el GTO o IGBT es casi independiente del adelanto u atraso de la corriente en los terminales del dispositivo.
- El STATCOM en estado estacionario puede tolerar 1,1 p.u sobre el valor nominal de operación, permitiendo al dispositivo soportar sobretensiones dinámicos y transitorios.
- La pendiente de reactancia típica del STATCOM debe ser del orden del 2% - 5% más baja que la del transformador y se logra cambiando el patrón de disparo establecido y regulando la magnitud del VSC.
- A valores reducidos (niveles de tensión bajos) el STATCOM puede funcionar con corriente de atraso y adelanto constante.

Funcionamiento de STATCOM en flujos de carga trifásico.

En flujos trifásicos el STATCOM se representa como una fuente de tensión trifásica y las características de operación del dispositivo en este tipo de sistema son:

- No se producen perturbaciones de armónicos en el sistema debido a que la tensión de salida solo tiene el componente de frecuencia fundamental (Bindeshwar Singh & Singh, 2019).
- El valor de la magnitud de tensión se encuentra restringido por los valores de los límites en función de los valores del capacitor (Oghorada & Zhang, 2018).
- El nodo donde se realiza la implementación del sistema se representa como un nodo de tensión controlado PV. Cuando los valores de la magnitud de tensión son excedidos el nodo de conexión puede ser PQ (Gupta & Kumar, 2018).

Las características de un STATCOM trifásico en un sistema en operación de estado estacionario son: el valor de tensión de salida contiene solo el valor de la componente de frecuencia fundamental por lo anterior no se producen perturbaciones de armónicos en el sistema (Sreedharan et al., 2020); el rango del capacitor registre en límites la magnitud de tensión del sistema (Elserougi, Massoud, & Ahmed, 2017); y en las fases del transformador de enlace no se consideran efectos de inductancia mutua (Rao & Rao, 2017).

Capítulo III

Criterios para la caracterización y evaluación de un STR con requerimientos de compensación usando FACTS

En esta sección se presenta la metodología empleada para incluir una tecnología de compensación que permita mejorar la capacidad de transferencia en un Sistema de Transmisión Regional (STR). Para la selección tecnológica de la compensación se determinan los parámetros característicos de los elementos activos de conexión a incluir en el STR. Los datos característicos son ingresados al software de simulación de sistemas eléctricos DIGSILENT. Se desarrolla un diagnóstico de la operación considerando la máxima capacidad de transferencia de los elementos y evaluando los escenarios característicos del STR. Los resultados obtenidos servirán para seleccionar la tecnología FACTS empleada en la compensación dinámica de la red objeto de estudio. Finalmente se realiza la simulación del caso incluyendo la tecnología de compensación.

Simulación de flujo de carga

El análisis de flujo de carga del STR objeto de estudio se realiza en el software Digsilent Power Factory 15.1, Primeramente, se requieren las variables o características de operación normal de cada elemento del sistema (carga, línea, nodo, generador, transformador). A continuación, se relacionan las variables y características a tener en cuenta para el ingreso de datos en el software de simulación:

Transformadores: en la Tabla 10 se muestran los parámetros de ingreso de los elementos activos de tipo transformadores.

Tabla 10.

Parámetros de un Transformador

Parámetros de transformadores Bidevanado y Tridevanado							
Transformador	Capacidad Alta MVA	Capacidad Media MVA	Capacidad Baja MVA	Impedancia HL (%)	Impedancia HM (%)	Impedancia ML (%)	Sobrecarga

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

La Figura 16 del software de simulación relaciona entre los otros datos característicos de los transformadores: tipo de transformador (trifásico, monofásico); definición de devanados de conexión del transformador (devanado, tridevanado); tensión primaria o valor característico de tensión al cual estará conectado el devanado primario del transformador; tensión secundaria o valor característico de tensión al cual estará conectado el devanado secundario del transformador; potencia del transformador o potencia base del sistema; valor de resistencia con referencia a la relación de transformación en operación del transformador; valor de la impedancia de cortocircuito referencia a la relación de transformación en operación del transformador; tipo de conexión de los devanados o grupo de conexión.

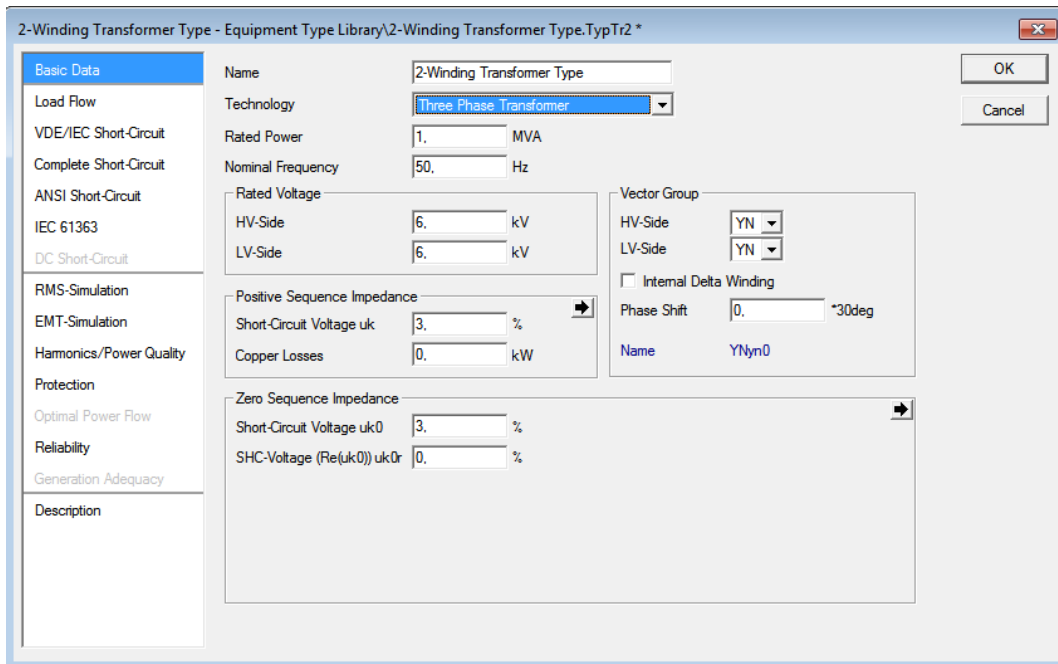


Figura 16. Ventana Digsilent ingreso de datos Transformadores.
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Líneas: en la **Tabla 11** se muestran los conductores del sistema para la función de transmisión, distribución y transferencia de potencia.

Tabla 11.

Parámetros de Líneas por Nivel de Tensión

PARAMETROS LINEAS DE TRANSMISION DE 110 KV			
Líneas	Nomenclatura	Tensión (kV)	Longitud (Km)

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Como se muestra en la Figura 17, se deben incluir los parámetros de las líneas siguientes: longitud de la línea de transmisión, nivel de tensión y frecuencia de operación, tipo de conductor

(Cable, alambre); el valor de la resistencia en Ω por unidad de longitud de la línea; el valor de la reactancia serie en Ω por unidad de longitud de la línea; valor de la susceptancia.

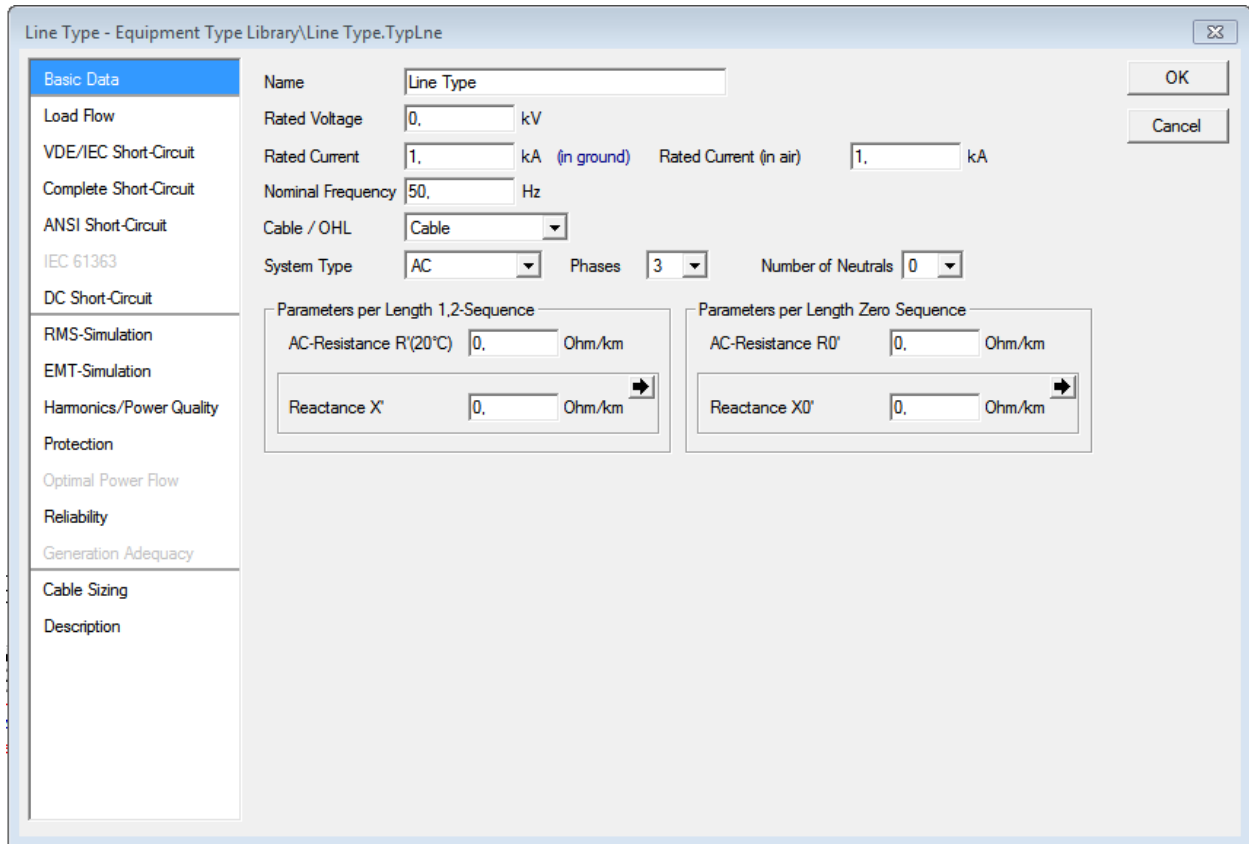


Figura 17. Ventana Digsilent ingreso de datos líneas.
Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Cargas: representan a la cantidad de potencia demandada (tanto activa como reactiva) de un sistema resumidos como se presentan en la Tabla 12 y la ilustración del software de simulación.

Tabla 12.

Parámetros para Cargas del Sistema

		POTENCIA	
Carga	Tensión kV	MW	MVAr

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Generadores: los valores que se requieren de referencia como parámetros de entrada de datos para la simulación del caso de estudio se encuentran definidos en la Tabla 13. Esto son potencia activa, reactiva y aparente de los grupos de generación, factor de potencia, valores de secuencia cero y de saturación.

Tabla 13.

parámetros de los generadores del sistema

	Unidad	Nomenclatura	Tensión PU	Generación	Tipo
Generador					

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

La Figura 18 del software de simulación a emplear relaciona entre los datos característicos los generadores sus valores básicos, en carga y conexión al sistema.

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library\G3B.TypeSym

Basic Data

Name: G3B

Nominal Apparent Power: 157 MVA

Nominal Voltage: 18 kV

Power Factor: 0,8

Connection: YN

OK

Cancel

Figura 18. Ventana Digsilent ingreso de datos generadores

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Simulación de STR

En la Figura 19 se muestra el circuito del STR del Departamento del Atlántico analizado en DigSilent con la finalidad de conocer las condiciones de operación del sistema, determinar las características de cada de los elementos, las tensiones, carga y potencia activa y reactiva.

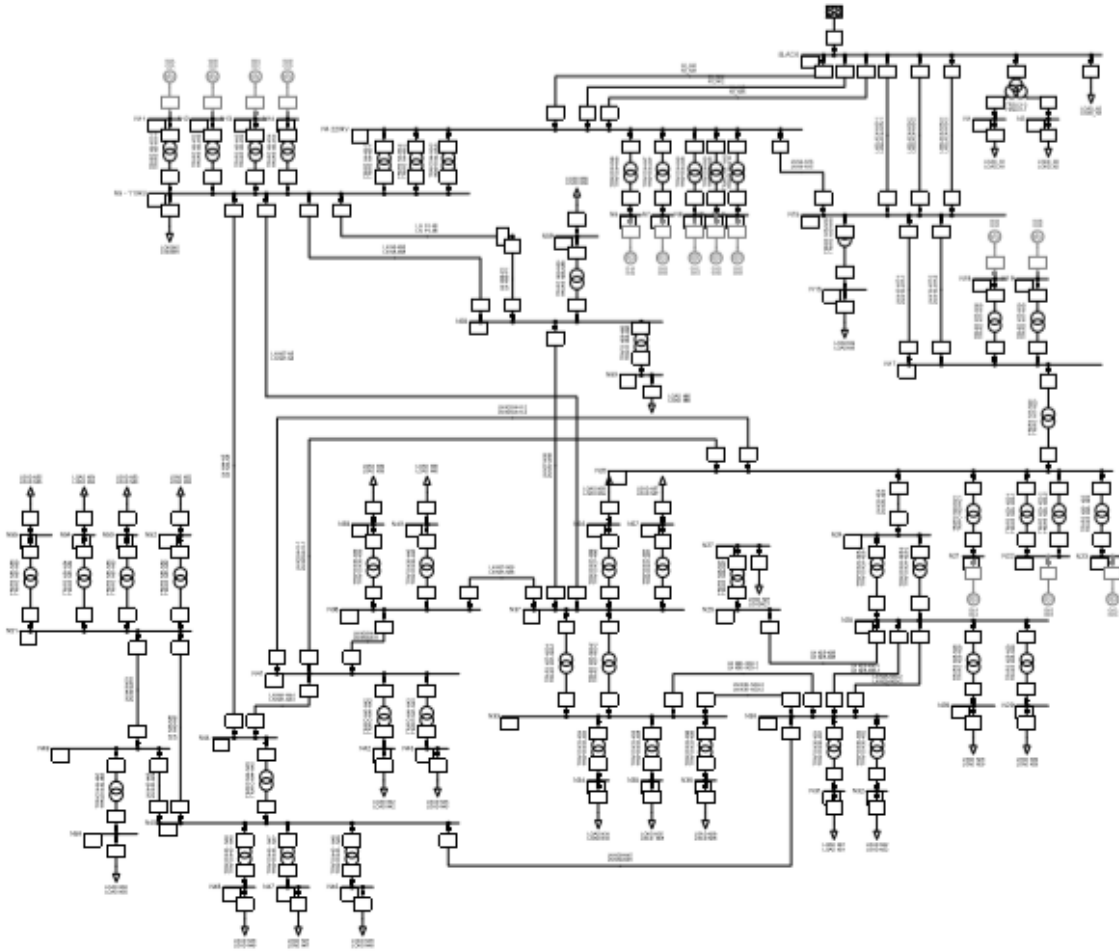


Figura 19. STR caso de estudio
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

El Sistema de eléctrico del departamento del Atlántico forma un anillo compuesto por los elementos activos definidos en Tabla 14:

Tabla 14.

Elementos activos del STR del Departamento del Atlántico

Tipo de activo	Cantidad	Niveles de tensión			
		220 kV	110 kV	34,5 kV	13,8 kV
Líneas de subtransmisión	30	9	13	8	
Equivalente de red	1	1			
Transformadores de potencia	50	N/A	N/A	N/A	N/A

Nodos y/o barrajes	60	-			
Salidas de distribución	29	-	4	0	25
Etapas de generación	15	-			

Fuente: *Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.*

En el análisis, se considera que los elementos están energizados bajo el régimen de máxima demanda según datos históricos de comportamiento del sistema para el año 2018.

Durante el estudio se tomaron como referencia las siguientes consideraciones:

- Los aportes de los generadores, representado por sus límites de potencia reactiva.
- Las cargas del sistema, representadas como potencia constante para el escenario de máxima demanda.
- El ajuste de TAPS de los transformadores se considera en su estado de operación nominal.
- Las asignaciones de potencia activa será fijo y por medio del equivalente de red.

Diagnóstico del STR

La siguiente Tabla 15 presenta los análisis derivados del estudio de flujo de carga y la información obtenida, junto con el propósito de cada análisis a fin de poder identificar las necesidades de compensación para mejorar la flexibilidad y la seguridad en la operación.

Tabla 15.

Análisis requeridos del estudio de flujo de carga.

No.	Análisis considerado	Información obtenida	Aplicación de la información
1	Análisis de cargabilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Cargabilidad de transformadores - Cargabilidad de autotransformadores - Cargabilidad de líneas - Cargabilidad de generadores 	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluar cargabilidad del sistema. - Identificar elementos sobrecargados. - Evaluar la seguridad del sistema. - Límites de operación.
2	Análisis de regulación	<ul style="list-style-type: none"> - Problemas en regulación de tensión. - Contrastar con límites de cargas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nodos con problemas de subtensión. - Identificar causas de la subtensión. - Proponer ajuste de TAPS en transformadores de potencia.
3	Flujos de potencia	<ul style="list-style-type: none"> - Flujos de potencia activa - Flujos de potencia reactiva - Pérdidas de potencia activa. - Pérdidas de potencia reactivas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Identificar pérdidas técnicas. - Identificar nodos que requieren compensación

Fuente: *Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.*

Una vez desarrollado el diagnóstico mediante el análisis de flujo de carga, se procede a proponer una solución orientada a mejorar la flexibilidad, y seguridad, focalizando la investigación en necesidades y estrategias para la compensación reactiva.

Método de evaluación empleado

Las siguientes etapas consideran lo procedimiento propuesto para la evaluación de las necesidades de compensación en un SEP y/o área operativa de un SEP.

Fase 1: caracterización de Elementos del SEP.

Una vez seleccionado el SEP o área operativa a evaluar, se realiza la recopilación de los parámetros de los elementos característicos presentes en la red, identificando sus parámetros. La Tabla 16 recopila la información requerida para el análisis.

Tabla 16.

Información requerida de los elementos.

No.	Elemento	Parámetro
1	Equivalente de red	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia de Cortocircuito (S_k'') (Máx / Mín). - Corrientes de Cortocircuito (I_{cc}) (Míx / Mín). - $V_{operación}$ (V/pu) - Función: Slack (SL), Control de tensión y potencia activa (PV), Control de potencia activa y reactiva (PQ). - Porcentaje de participación (%) - Relación X/R desecuencia Positiva (Máx / Mín)
2	Nodo/Barraje	<ul style="list-style-type: none"> - Tensión nominal (kV) - Frecuencia (Hz)
3	Transformador de potencia	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia Nominal (MVA) - Tensión Nominal del lado de alta (kV) - Tensión Nominal del lado de baja (kV) - Grupo Vectorial
4	Líneas	<ul style="list-style-type: none"> - Tensión asignada en (kV) - Longitud en (km) - Resistencia en Ω por unidad de longitud de la línea (Ω/km) - Reactancia en Ω por unidad de longitud de la línea. - Susceptancia en Ω por unidad de longitud de la línea.
5	Cargas	<ul style="list-style-type: none"> - Tensión asignada en (kV) - Potencia Nominal (MVA) - Potencia activa (MW) - Potencia reactiva (MVAR) - Factor de potencia

Fuente: *K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.*

Fase 2: Análisis del comportamiento para máxima demanda.

Los nodos de carga o nodos PQ son evaluados para identificar las necesidades de compensación que el sistema requiere. La ventana de observación considera el comportamiento durante un año, para identificar los valores máximos y mínimos registrados a fin de determinar las necesidades locales de cada nodo y poder incluir la necesidad de compensación localizada en caso de ser requerida para cada nodo.

La Figura 20 describe los flujos máximos de potencia aparente durante las 87 horas de máxima demanda registradas en un nodo del sistema, se tomó como referencia el percentil 1% de los datos arrojados por el sistema para estimar los valores de la potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S) y factor de potencia (C) de cada nodo,.

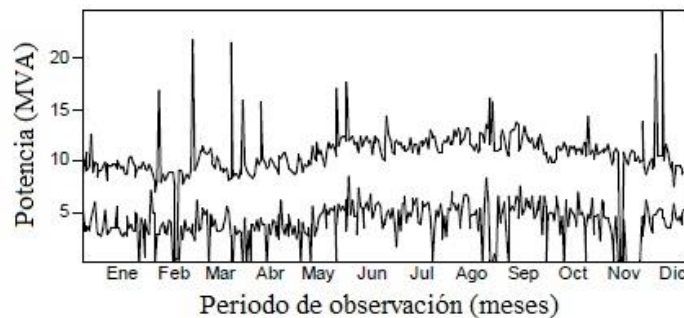


Figura 20. Perfil de las 87 horas de máxima y mínima demanda de una carga.
Fuente: operador de red, 2018.

Fase 3: Análisis en estado estacionario de máxima demanda.

En este análisis se considera los Análisis de cargabilidad, Análisis de regulación y Flujos de potencia derivados del estudio de flujo de carga, los cuales se describen en la Tabla 15.

Fase 4: Margen de tensión a máxima demanda

El margen de tensión a máxima demanda propone evaluar la regulación de tensión presente en el STR. Este estudio considera el análisis de cargabilidad, el análisis de regulación y el análisis de flujo de potencia para poder definir los ajustes requeridos en el SEP. De esta fase se seleccionan y definen los niveles de tensión, elementos activos, desbalances, cargabilidad y pérdidas de energía y tensión presentes en las líneas.

Fase 5: Compensación

En esta fase se consideran los métodos de compensación general y distribuido para definir el tipo de tecnología FACTS a seleccionar en una línea subutilizada para aumentar el flujo a través de ella o en la línea más cargada del sistema con el fin de limitar el flujo por la misma, permitiendo un mayor flujo de transmisión de potencia por el resto del SEP. En este caso se considera el análisis de flujo de carga en estado estacionario del STR o área operativa considerada a fin de evaluar el desempeño del sistema considerando la integración de la compensación general o distribuida del sistema otorgando la mejor alternativa tecnológica para el caso de estudio considerado.

La Figura 21 presenta el flujograma de las cinco fases descritas. En caso de que el sistema requiera ajuste de los parámetros de compensación y/o ajuste de valores del sistema. Estos datos son considerados y se procede a validar si la selección de la técnica de compensación se ajusta a los parámetros establecidos. Dentro de los resultados se obtiene la tensión de operación del compensador, los valores a compensar en el sistema (general o distribuido) y el propósito de la tecnología de compensación a considerar en la evaluación.

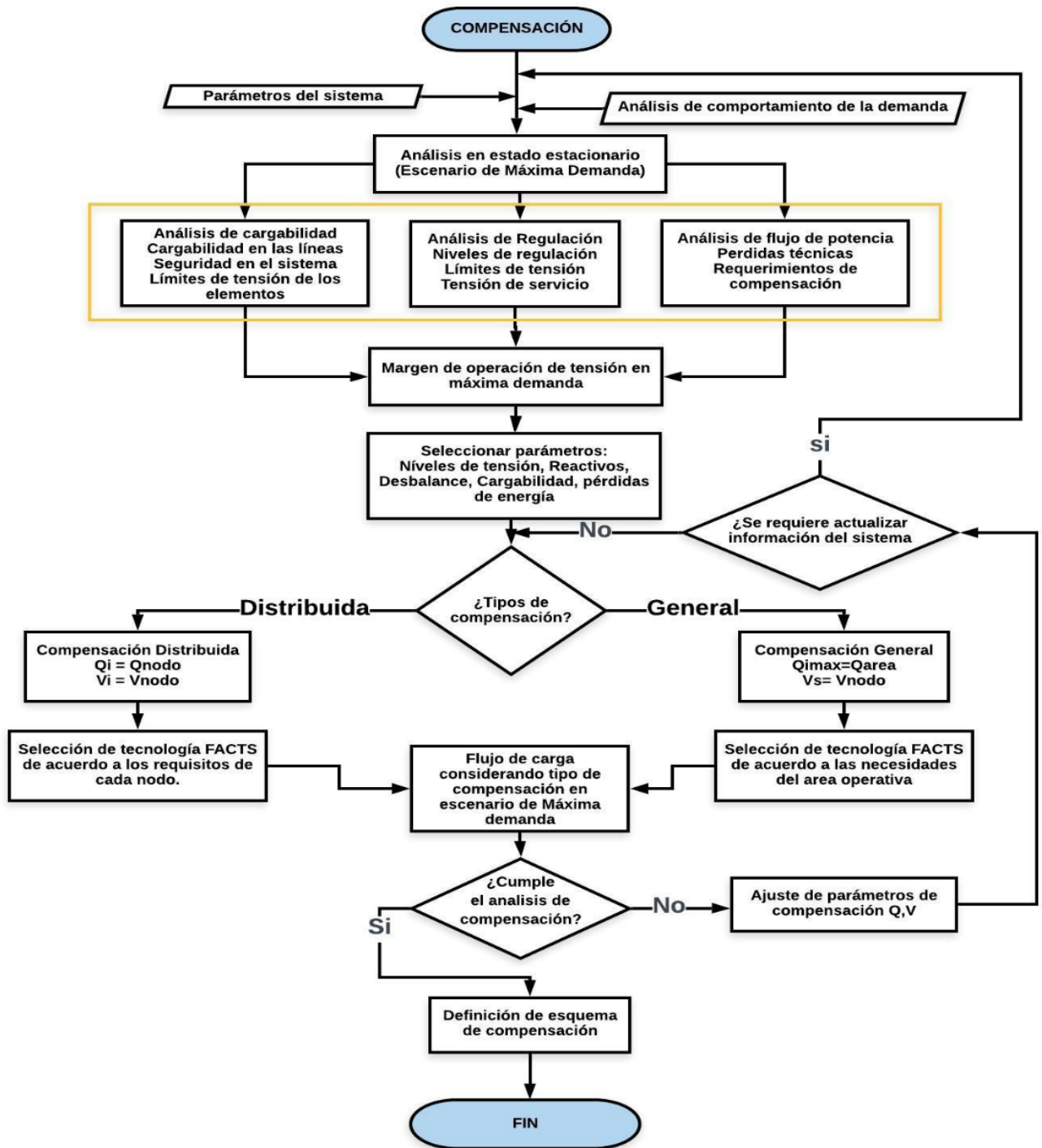


Figura 21. Flujograma de proceso considerado para determinar la compensación de un área.
Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Capítulo IV

Aplicación de criterios en caso de estudio

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de implementar una tecnología FACTS como alternativa que garantice la capacidad de transferencia y mejore la flexibilidad en la operación del STR definido como caso de estudio. Se propone la implementación de tecnología FACTS de tipo SVC de forma centralizada en 3 punto operativos y 1 escenario de compensación distribuida en los nodos de las cargas del sistema.

Resultados del análisis de flujo de carga

En estado estacionario el sistema tiene un comportamiento de operación como se ilustra en el Anexo 1, donde se evidencia sobrecarga en los diferentes elementos del sistema. Es importante destacar que para el caso de estudio de las centrales generadoras se consideran fuera de servicio, motivo por el cual en la Tabla 17, los valores correspondientes a generación se presentan en 0.

Tabla 17.

Resultados de flujo de carga

	FLUJO DE CARGA		
	MW	MVAR	MVA
Generación	0	0	0
Alimentación Externa	985,85	655,49	1183,88
Carga	953,59	423,95	1043,58
Pérdidas en la red	32,26	231,54	
Carga de las líneas		-44,17	
Factor de potencia del sistema		0,91	

Compensación ind.	0
Compensación cap.	0

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

La razón por la cual se calcula el flujo de potencia en el sistema sin considerar la participación de las Centrales de Generación, se fundamenta en que es necesario determinar la capacidad de compensación y transferencia de potencia requerida en el sistema, en el escenario más crítico cuando los generadores actuales no se encuentren disponibles.

Los valores de alimentación externa se refieren a los valores que requiere el sistema para su operación normal en el equivalente de Red determinado en el caso de estudio por el Nodo SLACK y corresponden a la sumatoria de potencia requeridas por las cargas y las pérdidas de la red. En el punto inicial el caso de estudio no contiene elementos de compensación inductivas ni capacitivas, los valores negativos relacionados en el caso de las cargas de la línea definen el flujo de potencia o dirección de potencia en transmisión del elemento según la entrada o salida.

Resultados cargabilidad en elementos activos

Los elementos activos del STR caso de estudio presentan valores de sobrecarga, los cuales fueron clasificados por rangos. Es importante destacar que, aunque en el sistema se definen 50 transformadores, y teniendo en cuenta el Anexo 2, estos tipos de elementos activos pueden registrar según su cantidad de devanados sobrecargas en varios rangos.

En las Tabla 18 y Tabla 19 se muestran los elementos, evidenciándose que 98 elementos del sistema se encuentran registrando valores de sobrecargas. De estos 27 se encuentran en el rango mayor a 125%, con lo cual se comprueban los resultados presentados en el plan de expansión de la UPME y las restricciones en seguridad y poca o nula flexibilidad del sistema.

Tabla 18.

Cantidad de Elementos sobrecargados en Rango 75-100%.

Rango de Sobrecarga	50- 75%				75,1 - 100 %				
	Nivel de Tensión	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV
Transformadores		3	2	2	1	6	7	3	0
Líneas		0	6	4	6	0	0	6	2
Total		3	8	6	7	6	7	9	2

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Tabla 19.

Cantidad de Elementos sobrecargados en Rango 100 y mayores a 125%.

Rango de Sobrecarga	100,1 - 125%				>125,1%				
	Nivel de Tensión	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV
Transformadores		12	6	5	0	4	6	8	5
Líneas		0	0	0	0	0	4	0	0
Total		12	6	5	0	4	10	8	5

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

En la Figura 22 se describen los 27 elementos que exceden en valores el 125% de sobrecarga en el sistema, evidenciando la mayor sobrecarga en el activo TRAF0 N17-N20 con un valor registrado de 273,06%.

- Se aclara que este valor en el sistema considera un escenario de máxima demanda sin considerar acciones de racionamiento y todos los nodos del sistema aportando la máxima demanda según los históricos observados.

- Este escenario es un referente para estimar el límite máximo de compensación con el fin de establecer el valor ajustado del compensador a seleccionar a fin de que pueda funcionar para todos los escenarios de operación del sistema.

La cargabilidad en los elementos del sistema presenta los factores de incidencia de cada elemento teniendo en cuenta: Factor de participación del nodo, Factor de participación de las ramas y líneas, Factor de participación de los generadores definidos para este caso como 0.

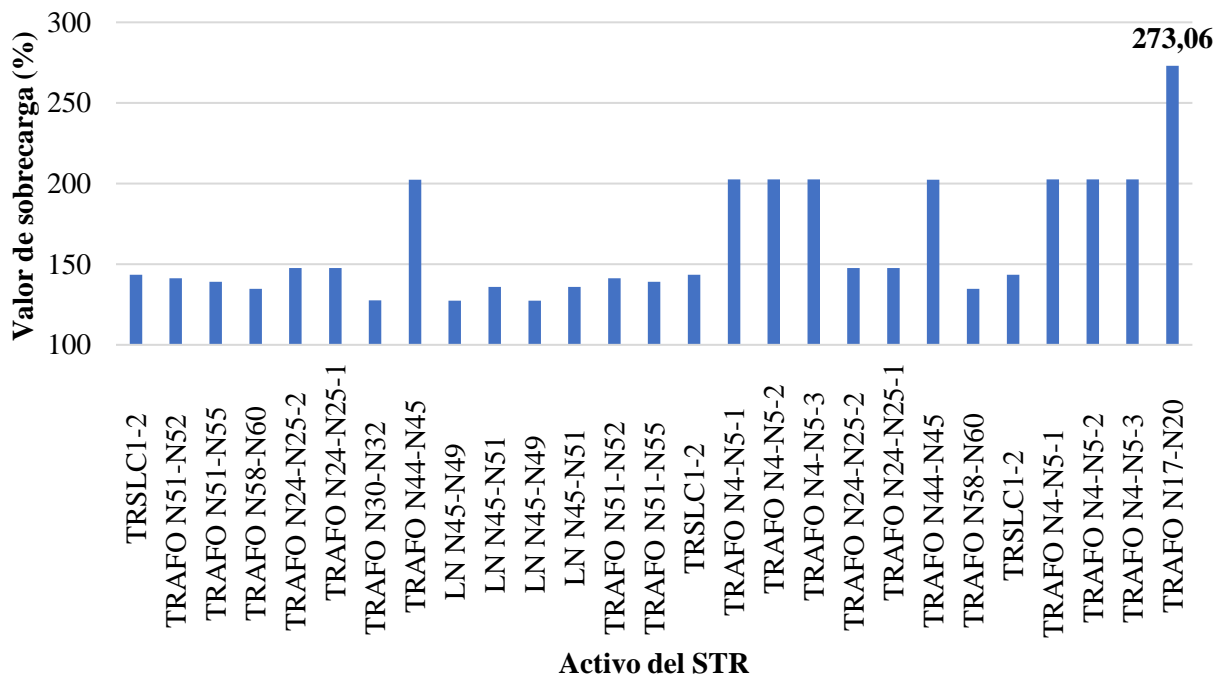


Figura 22. Elementos con sobrecarga >125%.

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Límites de Tensión y Regulación en el STR

Con los valores de sobrecarga de los elementos del sistema, es posible delimitar la zona más vulnerable y susceptible que puede experimentar problemas tensión sobre los cuales se deben centrar la atención para priorizar las medidas correctivas, teniendo en cuenta las condiciones particulares del sistema.

Los valores de tensión asignados en el sistema de referencia son 13,8 kV, 18 kV, 34,5 kV, 110 kV y 220 kV. Sin embargo, debido a la gran cantidad de elementos activos y los altos valores de sobrecarga registrados, los niveles de tensión estimados son menores a los asignados.

La Figura 23 presenta los valores de tensión: 0,71 p.u en nivel de tensión de 13,8 kV por el activo N52; 0,72 p.u en nivel de tensión de 34,5 kV por el activo N51; 0,87 p.u en nivel de tensión de 110 kV por el activo N37 y 0,93 p.u en nivel de tensión de 220 kV por el activo N20.

En el Anexo 3 se muestran los valores de cada nodo, la tensión asignada y el valor registrado con el sistema en operación normal para el caso de máxima demanda.

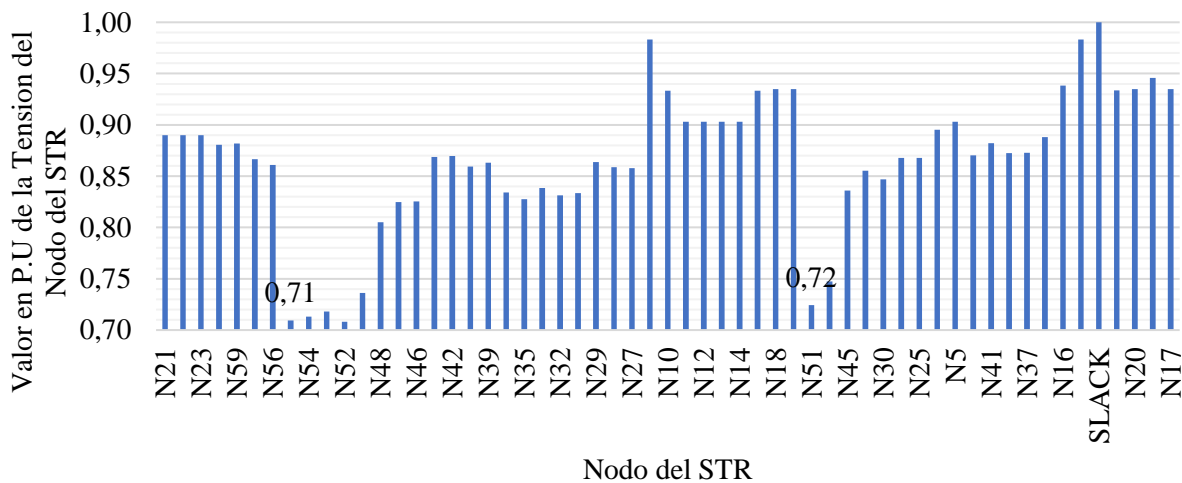


Figura 23. Valores de Tensión en P.U del STR.
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

La identificación de los nodos del STR con problemas de regulación de tensión, se realiza por medio del análisis modal. Al identificar el nodo del STR con sus respectivos elementos. Es posible evaluar las condiciones de operación más severas a las que se puede someter el STR, lo cual permite realizar modificaciones sobre la topología de los elementos involucrados.

En los resultados obtenidos se evidenció problemas de caída de tensión y regulación al registrar valores en por unidad de 0.71 en algunos de nodos. Esto se debe a que los elementos activos del STR se encuentran operando en el límite de cargabilidad, inyectando potencia activa y reactiva a través de la línea y aumentando la transferencia de corriente en las líneas. En el caso de estudio los valores de nodos cerca de sus parámetros de operación con margen de tensión en magnitud en por unidad bajo se definen. En el Anexo 3 se muestran estos resultados.

Potencia activa y reactiva del STR.

En la Figura 24, se presentan los valores de potencia la activa y reactiva obtenidos en el sistema. En el Anexo 4 y 5, se muestran los valores de las potencias por cada línea. Los valores negativos representan la dirección de flujo de potencia en el sistema, no la presencia de cargas capacitivas en el mismo, debido a que el caso de estudio en operación normal no presenta tecnologías de compensación.

Las pérdidas en la red corresponden a la sumatoria de las con carga (Load Losses) y pérdidas sin carga (No load Losses), estas últimas son las que requiere el sistema para la operación en transmisión de los elementos activos.

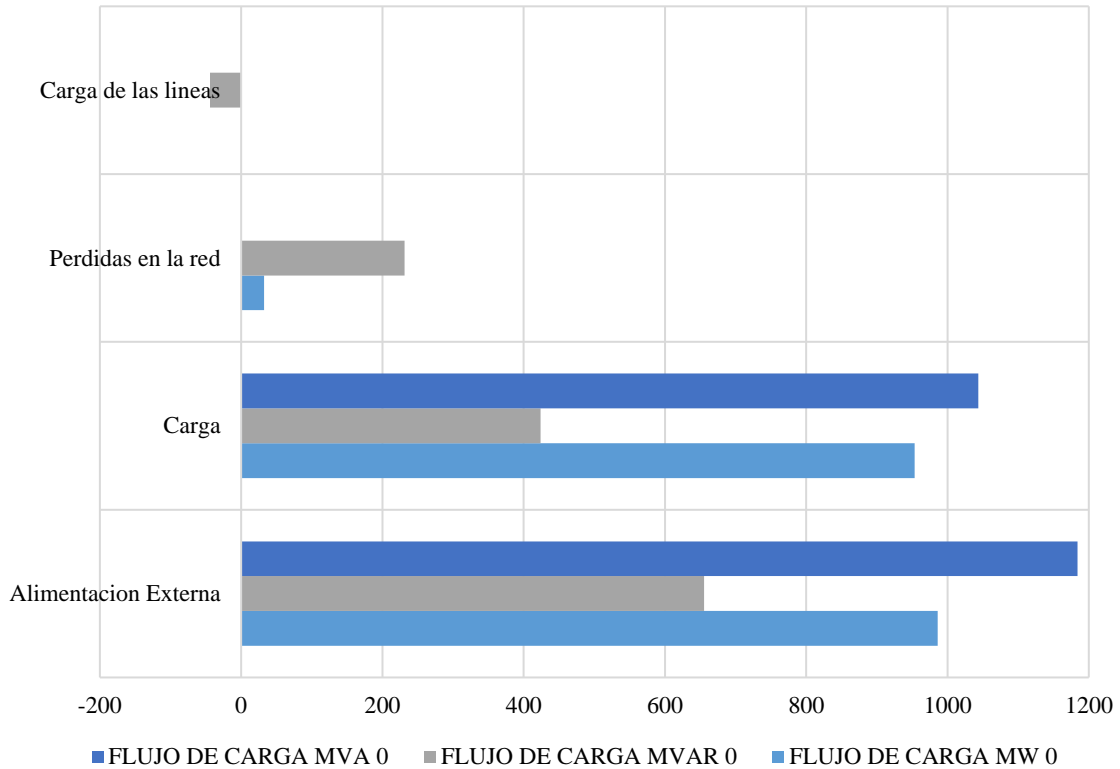


Figura 24. Valores de Potencia Activa (MW), Reactiva (MVAR) del STR en operación.
Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Consideraciones del STR en flujo de potencia.

Del flujo de carga en el sistema se tienen los siguientes requerimientos

- 98 elementos activos del STR presentan rangos de operación en sobrecarga de los cuales 27 se encuentran por encima de 125%
- Generadores fuera de servicio para determinar el escenario crítico de máxima transferencia de potencia requerido por el sistema.
- Porcentaje de caída de tensión entre 0,71 en p.u. y 0.94 p.u.

- Pérdidas en el sistema de 231MVAR y 655 MVAR requeridos a ser suministrados por el equivalente de red.

Compensación en el STR

A partir de las características del sistema definidas en el flujo de potencia en operación normal del caso de estudio y las definidas por las tecnologías de compensación, se define la implementación de tecnología FACTS de compensación tipo SVC conectados en paralelo a los elementos activos a compensar, con el propósito de suministrar la cantidad de potencia reactiva necesaria y así aumentar la transferencia de potencia activa para controlar niveles de tensión asignadas a los nodos.

En el caso de estudio se realiza compensación en los siguientes escenarios:

- Compensación centralizada con un SVC en el nodo SLACK del sistema. Anexo 6.
- Compensación centralizada con un SVC en el nodo N4 220 kV del sistema. Anexo 7.
- Compensación centralizada con un SVC en el nodo N20 220 kV del sistema. Anexo 8.
- Compensación distribuida con compensadores SVC en los nodos de las cargas del sistema. Anexo 9.

Se definen los nodos N4 y N20 debido a que son los elementos activos en los que se encuentran las centrales de generación. Los cuatro escenarios se evalúan con el fin de determinar y definir la mejor compensación al sistema y realizar la comparación con relación a la operación normal.

Las características del compensador SVC evaluado en los escenarios descritos en el sistema plantean en su definición algunas consideraciones con el fin de que pueda ser introducido en la simulación de flujo de cargas las cuales son:

- El nodo del sistema donde se conectará el SVC se considera como PV convencional
- Los límites operativos del SVC están en función de la magnitud de tensión que mantiene en los terminales y son: 1.1 p.u y 0.9 p.u y en función de la cantidad de potencia reactiva requerida por el sistema para su operación normal sin considerar escenarios de participación de los generadores
- Considera la conexión del SVC en el sistema de forma instantánea con el fin de no provocar perturbaciones en la operación de los elementos activos del sistema.
- El valor de la potencia activa del SVC es cero, en todos los escenarios a evaluarse.

Dimensionamiento de valor de compensación

Para determinar el valor de la compensación, es necesario definir el límite de estabilidad de tensión para este caso 0.72 en p.u.

El efecto deseado en el sistema es el aumento en la capacidad de transferencia de potencia, por tanto, los valores de la compensación van relacionados a los márgenes de potencia reactiva de los elementos como se muestra en Tabla 20. En los 3 primeros escenarios de compensación centralizada el valor corresponde al valor de potencia reactiva requerida por el equivalente sin incluir las pérdidas en las líneas. Para el escenario de compensación distribuida el valor de los compensadores se encuentra definido por la potencia reactiva de cada carga como se evidencia en el Anexo 10.

Tabla 20.

Valores de Compensación por escenario.

	FLUJO DE CARGA		
	MW	MVAR	MVA
Alimentación Externa	985,85	655,49	1183,88
Carga	953,59	423,95	1043,58
Pérdidas en la red	32,26	231,54	
Carga de las líneas		-44,17	
Compensación cap. Escenario 1		600	
Compensación cap. Escenario 2		600	
Compensación cap. Escenario 3		600	
Compensación cap. Escenario 4		437	

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Diseño de compensación y escenario seleccionado.

A continuación, en la Tabla 21, se describe el análisis realizado en los cuatro escenarios propuestos de compensación, tres centralizados y uno distribuido, con el propósito de definir y seleccionar el escenario que permita obtener la mayor cantidad de transferencia de potencia en el STR sin incluir nuevos proyectos de expansión como líneas de transmisión y/o subestaciones.

Tabla 21.

Escenarios de compensación.

	COMPENSACION CENTRALIZADA									COMPENSACION DISTRIBUIDA		
	COMPENSADOR CENTRALIZADO EN NODO SLACK			COMPENSADOR CENTRALIZADO EN NODO N4			COMPENSADOR CENTRALIZADO EN NODO N20			COMPENSADOR DISTRIBUIDO EN NODOS CERCANOS A LAS CARGAS		
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	MVA
Generadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alimentación Externa	985,85	55,49	987,41	978,61	2,78	978,61	977,3	-20,9	977,53	973,95	112,02	980,37
Carga	953,59	423,95	1043,58	953,59	423,95	1043,58	953,59	423,95	1043,58	953,59	423,95	1043,58
Pérdidas en la red	32,26	231,54		25,02	178,83		23,71	155,14		20,36	125,06	

Carga de las líneas	-44,17	-47,53	-48,75	-47,31
Factor de potencia del sistema	0,91	0,91	0,91	0,91
Compensación ind.	0	0	0	0
Compensación cap.	600	600	600	-437

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

En la Tabla 21, se presentan los valores obtenidos en los escenarios del sistema con diferentes puntos de compensación. En las compensaciones centralizadas, el escenario que mejores resultados de operación presentó es el de la localización del compensador en N20. Esto es debido a que tal como se evidencia en el Anexo 8, entre más lejano se encuentre el FACTS del equivalente de red, la transferencia de potencia aumenta, debido a que su comportamiento se refleja en los elementos activos anteriores hasta llegar al Nodo SLACK.

Sin embargo, la compensación distribuida en n-nodos asociados a las cargas comparada con la compensación centralizada ofrece mejor capacidad de transferencia y estabilidad en los niveles de tensión del sistema. Por lo anterior se selecciona como mecanismo de compensación para la presente investigación la compensación distribuida en el sistema, cuyos resultados gráficos de tensión y cargabilidad se encuentran en el Anexo 11.

Cargabilidad en los elementos activos del sistema con compensación distribuida

En el escenario de compensación distribuida, los elementos activos con sobrecarga corresponden a los presentados en el Anexo 12, en la Tabla 22 y Fuente: *K.M. Berdugo Sarmiento,2020.*

Tabla 23, evidenciándose que 84 elementos del sistema se encuentran registrando valores de sobrecargas, de los cuales 12 se encuentran en el rango mayor a 125%. Es importante resaltar

que aunque se incluya como contingencia la salida de los generadores, los transformadores asociados a los mismos permanecen en operación en el STR debido a que estos elementos activos representan un valor fundamental para el balance de pérdidas totales que prevalecen en el sistema.

Tabla 22.

Elementos activos del Sistema con rangos de sobrecarga entre 50 – 100%

Rango de Sobrecarga	50- 75%				75,1 - 100 %			
	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV
Transformadores	8	9	3	1	9	5	3	0
Líneas	0	0	7	5	0	4	1	1
Total	8	9	10	6	9	9	4	1

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Tabla 23.

Elementos activos del Sistema con rangos de sobrecarga entre 100 y mayores 125%

Rango de Sobrecarga	101 - 125%				>125 %			
	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV	13,8 kV	34,5 kV	110 kV	220 kV
Transformadores	6	5	5	0	1	1	5	5
líneas	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	6	5	5	0	1	1	5	5

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

Límites de Tensión y Regulación en el STR compensado

Para cada nodo se muestran en la Figura 25 para el escenario de compensación distribuida, los parámetros del sistema obteniéndose valores inferiores en cada tensión asignada 0,92 p.u en nivel de tensión de 13,8 kV para N52,N53,N54; 0,92 p.u, en nivel de tensión de 34,5 kV para

N51; 0,96 p.u en nivel de tensión de 110 kV para N37 y 0,94 p.u en nivel de tensión de 220 kV para N20.

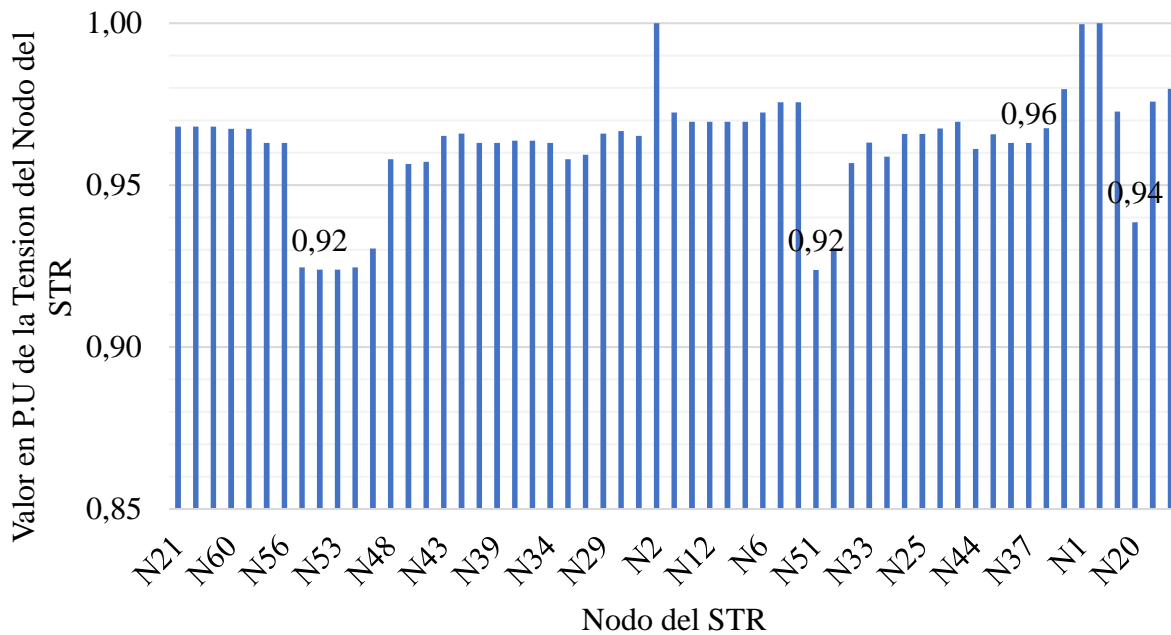


Figura 25. Magnitud de Tensión en p.u de los nodos del sistema compensado
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

De la figura anterior se obtiene que, en el análisis modal del sistema, la ubicación de compensación distribuida ayuda a mejorar las condiciones de operación para los nodos asociados específicamente en los nodos con estados más críticos o con valores inferiores en magnitud de tensión.

Los valores en p.u de cada activo se encuentran definidos en el Anexo 13. Donde se muestran los valores de cada nodo, su tensión asignada y el valor registrado con el sistema en escenario de compensación distribuida.

Potencia activa y reactiva en el STR compensado

Los valores de las potencias en el sistema compensado se registran en el Anexo 14 y

Anexo 15 y la Figura 26. De acuerdo con los resultados de la

Tabla 24, se deduce que el funcionamiento de los compensadores SVC en el STR contribuye a que los generadores más cercanos reducen su potencia reactiva del sistema, reduciendo de la misma forma considerablemente las posibilidades de que las unidades generadoras apagadas como contingencias en el escenario propuesto puedan alcanzar sus límites operativos.

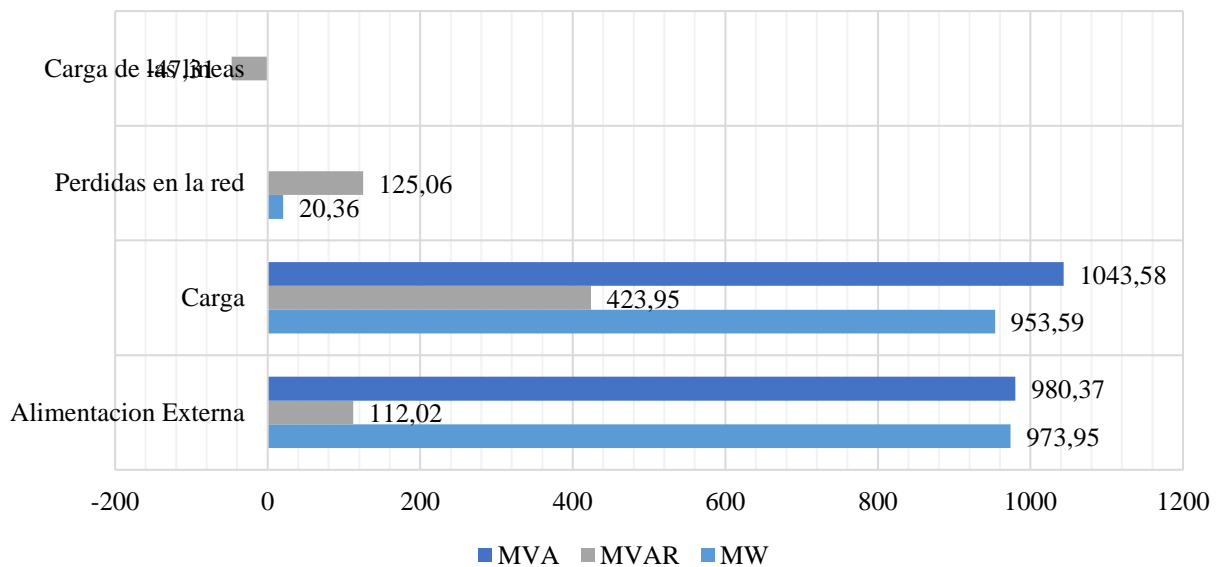


Figura 26. Valores de Potencia Activa (MW), Reactiva (MVAR) del STR en operación
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Tabla 24.

Potencias P,Q en el sistema en escenario de compensación.

**COMPENSADOR DISTRIBUIDO EN
NODOS CERCANOS A LAS CARGAS**

	MW	MVAR	MVA
Alimentación Externa	973,95	112,02	980,37
Carga	953,59	423,95	1043,58
Pérdidas en la red	20,36	125,06	
Carga de las líneas		-47,31	
Load Losses	20,36	172,38	
No-load Losses	0	-47,31	
Compensación cap.		-437	

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Consideraciones del STR en escenario de compensación

Después de la realización del escenario de compensación distribuida el STR tiene los siguientes requerimientos de operación:

- 84 elementos activos del STR presentan rangos de operación en sobrecarga de los cuales 12 se encuentran por encima de 125%
- Generadores fuera de servicio para determinar el escenario crítico de máxima transferencia de potencia requerido por el sistema.
- Porcentaje de caída de tensión entre 0,92 en p.u. y
- Pérdidas en el sistema de 125,06 MVAR y 112,02 MVAR requeridos a ser suministrados por el equivalente de red.
- Compensación capacitiva distribuida en nodos cercanos a la carga con -437 MVAR de tecnología SVC.

Evaluación de estrategia de compensación en el STR caso de estudio.

A continuación, se presentan los resultados comparativos en el STR objeto de estudio y un análisis de mejora en la estabilidad de tensión y la transferencia de potencia por medio de la determinación de los siguientes parámetros de evaluación:

- Regulación de tensión
- Niveles de magnitud de tensión de servicio.
- Comportamiento de potencias en el sistema

Se emplea el análisis de sobrecarga del sistema representado en la Figura 27 como punto de partida y el resultado de evaluación de condiciones del sistema. Se evidencia que los elementos activos experimentan una reducción en los rangos de operación en sobrecarga bajo escenarios de compensación, de igual forma una gran cantidad de elementos activos dejan de registrar valores dentro de los rangos definidos.

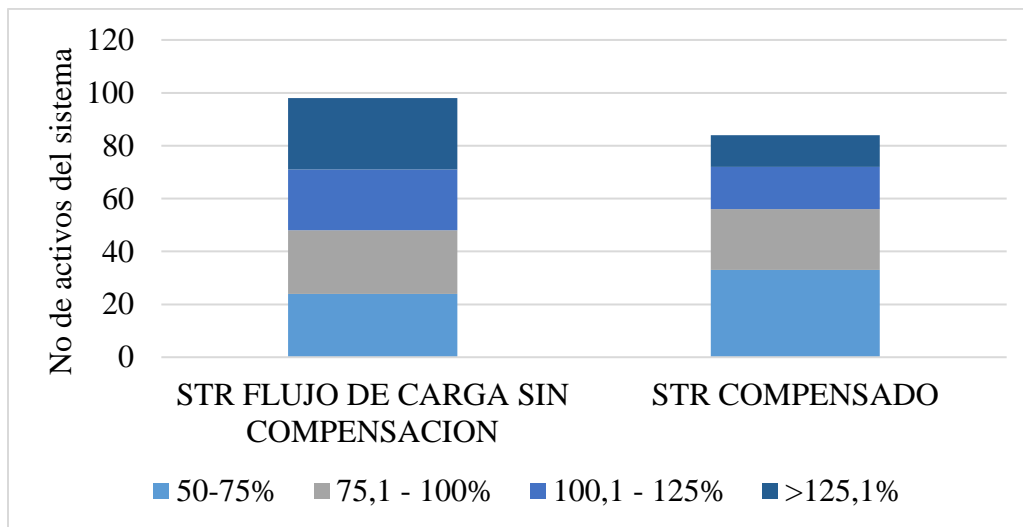


Figura 27. Sobrecarga en elementos del STR
Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

En la Tabla 25 se presentan los datos de margen de estabilidad de tensión en los nodos más críticos del sistema definidos en cada escenario analizado, en donde se infiere que para el caso del sistema compensado, el margen de estabilidad se reduce en 4.03 comparado con el sistema de referencia, equivalente a una reducción de 0.22 p.u.

Tabla 25.

Margen de estabilidad de Tensión en el STR

Nodo asociado	Punto de operación establecido	Punto crítico de operación	Punto de operación con compensación
N54	13,8	9,84	12,75
N52	13,8	9,77	12,76
N51	34,5	24,99	31,87
N44	110	95,74	105,73
N38	110	95,98	105,93
N4	220	205,37	214,01
N20	220	205,65	206,48

Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento,2020.

En la Figura 28, se representa el comportamiento de la tensión con compensación y sin compensación. En la figura se puede observar las modificaciones que sufren los nodos cuando el sistema se ve sometido a las condiciones de operación que implican los diferentes casos de compensación distribuida.

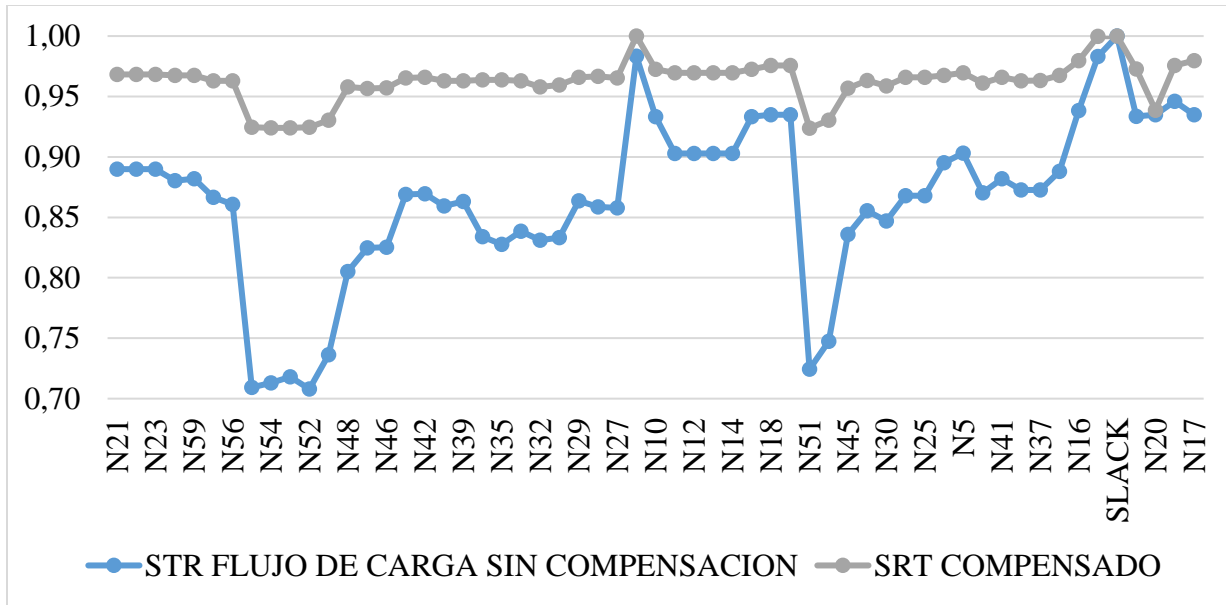


Figura 28. Tensión en P.U de los Nodos del STR
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

En la Figura 29 y Figura 30 se presenta el comportamiento de las potencias totales y, las pérdidas totales del sistema. Como se observa, ante los cambios en la topología del sistema, las variaciones en el comportamiento de potencia activa son menores en comparación con los presentados en potencia reactiva.

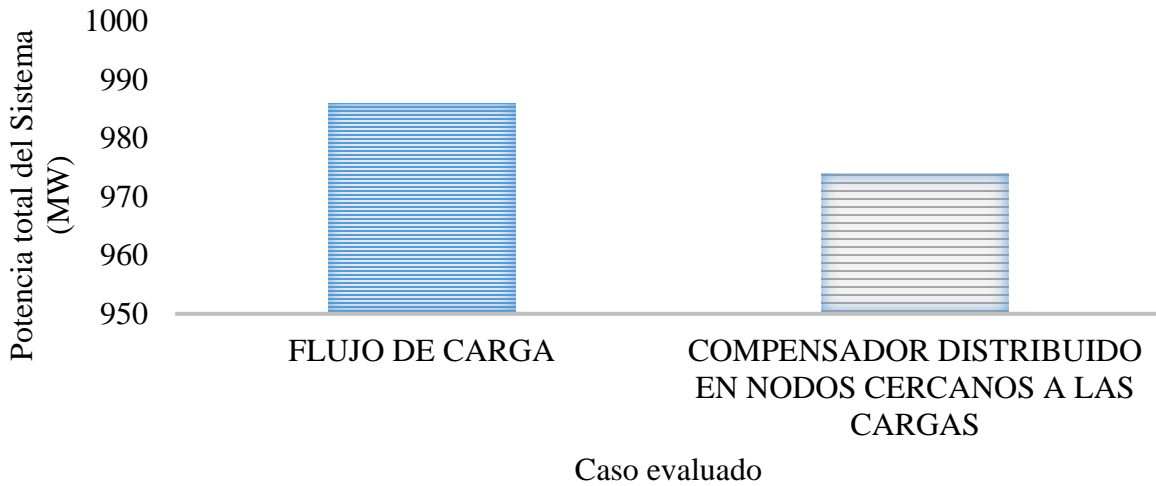


Figura 29. Potencia total del STR (MW)
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

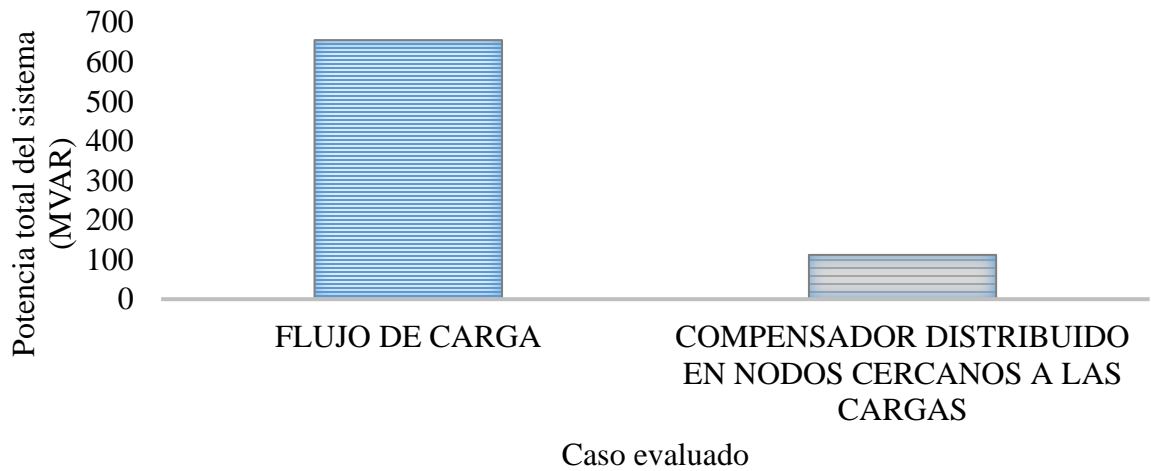


Figura 30. Potencia total del STR (MVAR)
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

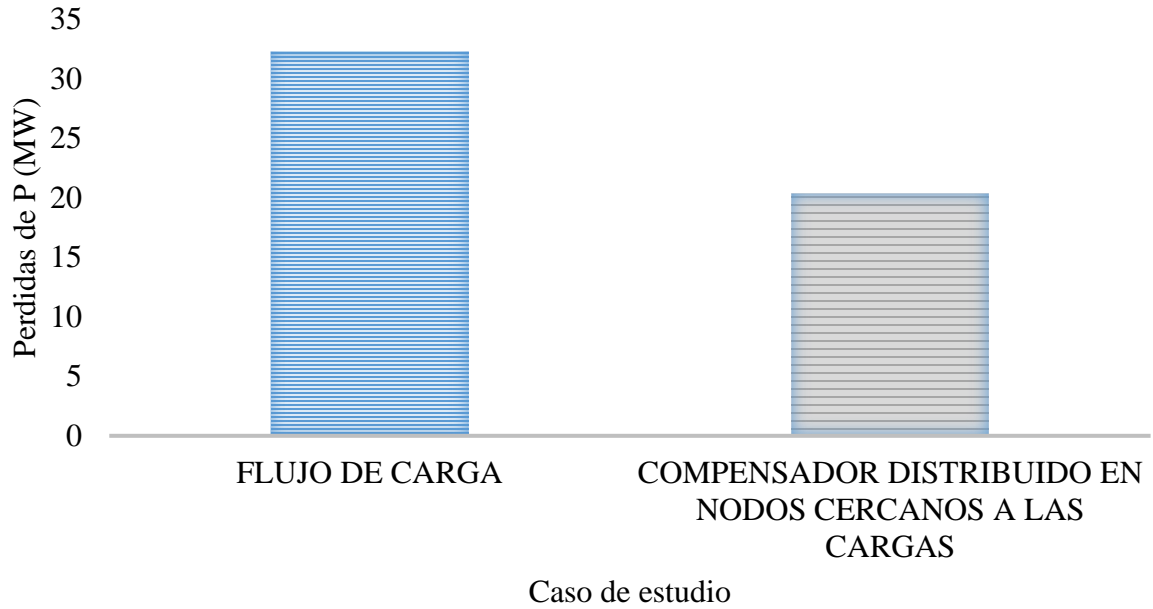


Figura 31. Pérdidas en el Sistema (MW)
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

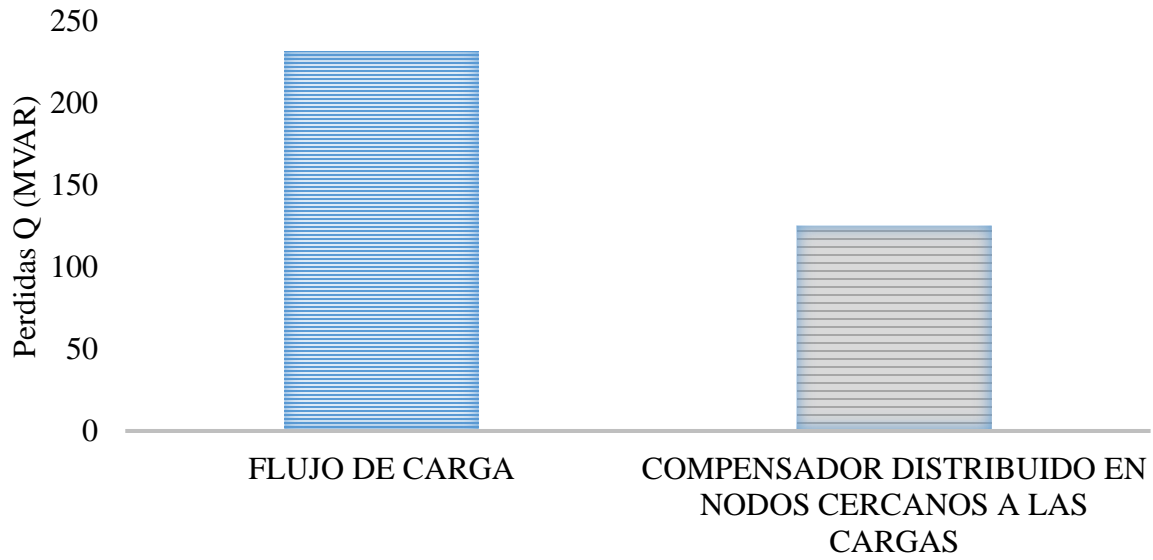


Figura 32. Pérdidas en el Sistema (MVAR)
 Fuente: K.M. Berdugo Sarmiento, 2020.

Un análisis y evaluación a un SEP como el STR de referencia es oportuno para reproducir con mayor precisión, en las simulaciones realizadas, los efectos que se presentan durante su operación cotidiana, debido a que se logra un mayor entendimiento del comportamiento del sistema, brindando la posibilidad de diseñar e implementar estrategias para un manejo óptimo de elementos activos como escenarios de compensación, la cual contribuye a mejorar las condiciones de operación con relación a la estabilidad de tensión y transferencia de potencia en comparación con el caso no compensado o en flujo de carga de operación normal.

Conclusiones

La investigación realizada presenta los criterios para garantizar la compensación dinámica de un Sistema de Transmisión Regional (STR) o área operativa de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La compensación dinámica considera el uso de Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente alterna (FACTS) sea general o localizada. El STR seleccionado corresponde al del departamento del Atlántico, no obstante, el procedimiento propuesto permite la implementación de los requerimientos e indicaciones de compensación a cualquier STR o área operativa en particular considerando: redes equivalentes, líneas de transporte y distribución, transformadores, nodos, compensadores y generadores; los cuales caracterizan un STR. Para el proceso de análisis se realizó análisis en estado estacionario considerando los escenarios de máxima demanda donde la investigación se centró en el análisis de cargabilidad, regulación y flujo de potencia, de los cuales se pudo identificar los requerimientos de regulación de tensión y las necesidades de compensación. La alternativa de compensación seleccionada resultante del proceso fue una compensación distribuida dado que se identificaron requerimientos de reactivos a compensar por parte de las redes de distribución presentes en el STR, los cuales causaban al sistema un agotamiento de la red (sobrecarga), caída de tensión y elevación de la corriente para compensar las necesidades del STR.

Como aporte el trabajo presenta los siguientes resultados:

- Una revisión del estado del arte y/o revisión bibliográfica a la fecha de las tecnologías FACTS disponible para compensación dinámica para un STR.
- Se propone un sistema del STR del Atlántico considerando la compensación estática de reactivas distribuido como solución FACTS. El sistema es diseñado en DIGSILENT y

puede servir de aporte y/o referencia para la Unidad de Planeación Minero-Energética como propuesta alternativa para mitigar la dependencia térmica de los generadores y como variante a solo el desarrollo de nuevos proyectos de interconexión dado que se evidencia en el trabajo que el problema de agotamiento de la red no es únicamente resuelto con proyectos de expansión sino también con tecnologías inteligentes que logren compensar las necesidades del sistema propendiendo con las facilidades de modularidad y flexibilidad de un SEP.

- Se propone una metodología para compensar STR o áreas operativas considerando los escenarios de máxima demanda de un sistema. La metodología permite que la compensación recomendada pueda responder a los escenarios de operación que se puedan presentar en los nodos del sistema ajustándose a las variaciones de demanda.
- Se presentan los resultados del análisis de flujo de carga del STR del departamento del Atlántico, tomado como caso de estudio, con compensación y sin compensación. No obstante, se destaca que dentro de las consideraciones se seleccionó la compensación distribuida debido a la alta transferencia de reactivo presente en el sistema, siendo esta alternativa la mejor solución para reducir la transferencia de potencia reactiva por los elementos activos del sistema y siendo solo utilizada la potencia reactiva que las líneas requieren para su operación.
- Como contribución este trabajo aporta también a reducir los niveles de generación de seguridad requerida por los generadores térmicos disponibles en la zona, reduciendo así la dependencia de la tecnología y entregando como aporte una reducción en la Potencia Reactiva a generar por las unidades de generación localizadas en esta área operativa, lo

cual causa un incremento en los costos de facturación el cual ocasiona que los cargos de energía eléctrica sean elevados en el departamento.

- Se presenta un análisis de los escenarios considerados comparando los nodos con mejor respuesta ante el comportamiento, obteniendo mejoras en la compensación bajo el escenario de máxima demanda que elevaron la tensión de servicio de los nodos del 0,71 pu a 0,91 pu para el peor caso, aportando mejoras en calidad del suministro y potencia al STR.

Las anteriores conclusiones del trabajo son plasmadas como soporte a la estrategia para mejorar la capacidad de transferencia de potencia del sistema y la respuesta al incremento de la demanda proyectada para los próximos años, evidenciando que la ampliación de proyectos de distribución como nuevas subestaciones y líneas de distribución no son la única estrategia para mitigar el agotamiento de la red en respuesta a los señalamientos de la UPME en el plan de expansión vigente.

Recomendaciones

Como recomendaciones para el fortalecimiento de la investigación se propone el desarrollo de las siguientes investigaciones y proyectos que complementan este trabajo:

- Evaluar el nivel de cortocircuito considerando los escenarios de compensación propuestos.
- Desarrollar un estudio de estabilidad del STR para identificar la capacidad de retorno a la operación normal en estado estable ante los escenarios de compensación incluidos en el sistema modelado.
- Desarrollar una evaluación económica de la alternativa propuesta y compararla con los costos de implementación de líneas de transmisión con el propósito de evidenciar su aplicación, implementación en los nodos que lo requieran a fin de establecer proyectos alternos factibles que estén orientados a reducir la generación de seguridad de las áreas con alta dependencia térmica, reducir los costos elevados que implican la construcción de nuevas obras de expansión del sistema.
- Proponer esquemas de control y protección integrado e inteligente para los esquemas de compensación propuestos a fin de garantizar su factibilidad técnica y operativa, lo cual está alineado a propender por sistemas de control de sistemas eléctricos modulares, adaptables y de fácil supervisión.
- Evaluar un sistema de compensación en serie para líneas de transmisión basado en tecnología FACTS.
- Desarrollar estudios que permitan la reducción de las pérdidas técnicas que siguen presentándose en el sistema, lo cual contribuye al agotamiento de la red y son problemas

que restringen la transferencia de potencia en el SEP y causan la acción de racionamiento por problemas en las redes de 34,5 kV a fin de garantizar la seguridad del STR.

- Se recomienda desde el grupo de investigación GIOPEN impulsar proyectos que mejoren la eficiencia energética de los STR desde mejoras en tecnologías existentes.

Referencias

- ABB. (1997). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*.
- ABB. (1999). FACTS , poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía El rápido proceso de transformación en que se encuentra el mercado de la, 1–2.
- Abdelaziz, A. Y., El-Sharkawy, M. A., & Attia, M. A. (2015). Optimal Location of Thyristor-Controlled Series Compensation and Static VAR Compensator to Enhance Steady-state Performance of Power System with Wind Penetration. *Electric Power Components and Systems*, 43(18), 1999–2009. <https://doi.org/10.1080/15325008.2015.1075081>
- Ac, F., & Systems, T. (2016). Parallel compensation. *Energy Management Division*, 24.
- Adetokun, B. B., Muriithi, C. M., & Ojo, J. O. (2020). Voltage stability assessment and enhancement of power grid with increasing wind energy penetration. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 120. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105988>
- Al-Ismail, F. S., Hassan, M. A., & Abido, M. A. (2014). RTDS implementation of STATCOM-based power system stabilizers. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, 37(1), 48–56. <https://doi.org/10.1109/CJECE.2014.2309323>
- Ali, M. A. S., Mehmood, K. K., & Kim, C.-H. (2017). Power system stability improvement through the coordination of TCPS-based damping controller and power system stabilizer. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, 17(4), 27–36. <https://doi.org/10.4316/AECE.2017.04004>
- Alomari, Majdi; Widyan, M. A.-N. M. G. A. (2017). HOPF Bifurcation Control of Subsynchronous Resonance Utilizing UPFC. *Engineering Technology & Applied Science Research*.

- Ara, A. Lashkar; Kazemi, A.; Niaki, S. A. N. (2012). Multiobjective Optimal Location of FACTS Shunt-Series Controllers for Power System Operation Planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27 (2):, 481–490. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2176559>
- Babatunde, O. M., Munda, J. L., & Hamam, Y. (2020). Power system flexibility: A review. In *Energy Reports* (Vol. 6, pp. 101–106). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.048>
- Banaei, M. R., & Kami, A. (2011). Interline power flow controller (IPFC) based damping recurrent neural network controllers for enhancing stability. *Energy Conversion and Management*, 52(7), 2629–2636. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.01.024>
- Barrios-martínez, E., & Ángeles-camacho, C. (2017). Technical comparison of FACTS controllers in parallel connection. *Revista Mexicana de Trastornos Alimentarios*, 15(1), 36–44. <https://doi.org/10.1016/j.jart.2017.01.001>
- Boroujeni, Hasan Fayazi; Hemmati, Reza; Boroujeni, S. M. S. (2012). Dynamic stability enhancement of a multimachine electric power system using STATCOM. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 20, 1240–1248.
<https://doi.org/10.3906/elk-1105-4>
- Brucoli, M., Rossi, F., Torelli, F., & Trovato, M. (1985). A generalized approach to the analysis of voltage stability in electric power systems. *Electric Power Systems Research*, 9(1), 49–62. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(85\)90054-9](https://doi.org/10.1016/0378-7796(85)90054-9)
- Bruno, S., De Carne, G., & La Scala, M. (2016). Transmission Grid Control Through TCSC Dynamic Series Compensation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4), 3202–3211.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2479089>

- Candelo, J. E., Caicedo, N. G., & Castro-Aranda, F. (2006). Proposal for the solution of voltage stability using coordination of facts devices. *2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, TDC'06*, (September).
<https://doi.org/10.1109/TDCLA.2006.311366>
- Chang, Y. C. (2013). Fitness sharing particle swarm optimization approach to FACTS installation for transmission system loadability enhancement. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 8(1), 31–39. <https://doi.org/10.5370/JEET.2013.8.1.031>
- Chang, Ya Chin, & Chang, R. F. (2013). Maximization of transmission system loadability with optimal FACTS installation strategy. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 8(5), 991–1001. <https://doi.org/10.5370/JEET.2013.8.5.991>
- Chidambaram, I. A., & Paramasivam, B. (2013). Optimized load-frequency simulation in restructured power system with Redox Flow Batteries and Interline Power Flow Controller. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 50(1), 9–24.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.02.004>
- Choi, J., Mount, T. D., & Thomas, R. J. (2007). Transmission expansion planning using contingency criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 2249–2261.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908478>
- Coronado, I., Zúñiga, P., & Ramírez, J. M. (2001). FACTS : soluciones modernas para la industria eléctrica. *Avance y Perspectiva*, 20, 235–244.
- Dai LV; Tung DD; Dong TLT; Quyen LC. (2017). Improving Power System Stability with Gramian Matrix-Based Optimal Setting of a Single Series FACTS Device: Feasibility Study in Vietnamese Power System. *Hindwawi*, 1–4. <https://doi.org/10.1155/2017/3014510>

- Darabian, M., Jalilvand, A., Ashouri, A., & Bagheri, A. (2020). Stability improvement of large-scale power systems in the presence of wind farms by employing HVDC and STATCOM based on a non-linear controller. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 120. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106021>
- Devi, S., & Geethanjali, M. (2014). Optimal location and sizing of Distribution Static Synchronous Series Compensator using Particle Swarm Optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62, 646–653. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.021>
- Duarte, S. N., de Almeida, P. M., & Barbosa, P. G. (2019). A novel energizing strategy for a grid-connected modular multilevel converter operating as static synchronous compensator. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 109, 672–684. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.028>
- Ebeed, M., Kamel, S., & Jurado, F. (2016). Electrical Power and Energy Systems Determination of IPFC operating constraints in power flow analysis. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 81, 299–307. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.02.044>
- Elserougi, A. A., Massoud, A. M., & Ahmed, S. (2017). A transformerless STATCOM based on a hybrid Boost Modular Multilevel Converter with reduced number of switches. *Electric Power Systems Research*, 146, 341–348. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.014>
- Escobar-Alvarez, H. D. (2009). *Efectos De Algunos Compensadores De Voltaje En Un Sistema Eléctrico De Potencia*. Universidad Nacional de Colombia.
- Eslami, Mahdiyeh; Shareef, Hussain; Mohamed, Azah; Khajehzadeh, M. (2012). A Survey on Flexible AC Transmission Systems (FACTS). *Przeglad Electrotechniczny*, 88, 88.

- Francisco D. Pérez A. (2013). Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna, *4*, 25–28.
- Gandoman, F. H., Ahmadi, A., Sharaf, A. M., Siano, P., Pou, J., Hredzak, B., & Agelidis, V. G. (2018). Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 502–514. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.062>
- Gasperic, S., & Mihalic, R. (2019). Estimation of the efficiency of FACTS devices for voltage-stability enhancement with PV area criteria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *105*, 144–156. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.039>
- Gers, J. M. (2013). *Distribution System Analysis and Automation Distribution System Analysis and Automation*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology.
- Ghorbani, A., Mozafari, B., Soleymani, S., & Ranjbar, A. M. (2016). Impact of STATCOM and SSSC on synchronous generator LOE protection. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, *24*(4), 2575–2588. <https://doi.org/10.3906/elk-1403-13>
- Glazunova, A. M., & Aksaeva, E. S. (2018). Estimation of Total Transfer Capability in Intersystem Tie Lines of Electric Power Systems. *IFAC-PapersOnLine*, *51*(32), 331–336. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.405>
- Grünbaum, R. (2008). FACTS para mejorar la eficacia y la calidad de los sistemas de transmisión de corriente alterna, *83*, 525–530.
- Guillard, H., Verri, E., Antenor, J., & Pinhabel, F. (2018). HardwareX General-compensation-purpose Static var Compensator prototype Point of Common Coupling. *HardwareX*, *5*, e00049. <https://doi.org/10.1016/j.ohx.2018.e00049>
- Guo, Z., Bai, X., Chan, K. W., & Xia, S. (2015). Enhanced particle swarm optimisation applied

for transient angle and voltage constrained discrete optimal power flow with flexible AC transmission system. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(1), 61–74.

<https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0038>

Gupta, A. R., & Kumar, A. (2018). Impact of various load models on D-STATCOM allocation in DNO operated distribution network. In *Procedia Computer Science* (Vol. 125, pp. 862–870). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.12.110>

Gutiérrez-Alcaraz, G., González-Cabrera, N., & Gil, E. (2020). An efficient method for Contingency-Constrained Transmission Expansion Planning. *Electric Power Systems Research*, 182, 106208. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106208>

Hafez, A. A. A. (2017). STATCOM versus SSSC for power system stabilization. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 12(4), 474–483. <https://doi.org/10.1002/tee.22402>

HMV Mejia Villegas S.A. (2003). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión* (Segunda Ed). Medellín: HMV Ingeniería.

Jamnani, J. G., & Pandya, M. (2019). Coordination of SVC and TCSC for Management of Power Flow by Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*, 156, 321–326. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.149>

Jensen, S. Ø., Marszal-Pomianowska, A., Lollini, R., Pasut, W., Knotzer, A., Engelmann, P., ... Reynders, G. (2017). IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings. *Energy and Buildings*, 155, 25–34. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.044>

Karthikeyan, K., & Dhal, P. K. (2018). Optimal Location of STATCOM based Dynamic Stability Analysis tuning of PSS using Particle Swarm Optimization. In *Materials Today:*

Proceedings (Vol. 5, pp. 588–595). Elsevier Ltd.

<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.11.122>

Kazerooni, A. K., & Mutale, J. (2010). Transmission network planning under security and environmental constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1169–1178.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036800>

Kirthika, N., & Balamurugan, S. (2016). A new dynamic control strategy for power transmission congestion management using series compensation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 77, 271–279. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.031>

Kumar, R., Singh, R., & Ashfaq, H. (2020). Stability enhancement of multi-machine power systems using Ant colony optimization-based static Synchronous Compensator. *Computers and Electrical Engineering*, 83. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106589>

Kundur, P., & Power, R. I. E. (1994). *Power system stability and control* (Primera Ed). New York: McGraw-Hill. <https://doi.org/0-07-035958-X>

Li, J., Liu, F., Li, Z., Mei, S., & He, G. (2018). Impacts and benefits of UPFC to wind power integration in unit commitment. *Renewable Energy*, 116, 570–583.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.085>

Liu, Y. H., Watson, N. R., Zhou, K. L., & Yang, B. F. (2013). Converter system nonlinear modeling and control for transmission applications–Part I: VSC system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3), 1381–1390. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2240020>

Ma, T. T., & Shr, T. H. (2012). Advanced reactive power control schemes using static synchronous compensator and adaptive inverse model theory. *International Review of Electrical Engineering*, 7(6), 6266–6274.

- Maldonado, J. (2014). *Planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico considerando equipos facts*. Universidad de Chile. Retrieved from http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/116482/cf-maldonado_jg.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Melin, P. E., Guzman, J. I., Hernandez, F. A., Baier, C. R., Muñoz, J. A., Espinoza, J. R., & Espinosa, E. E. (2020). Analysis and control strategy for a current-source based D-STATCOM towards minimum losses. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 116. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105532>
- Mezaache, M., Chikhi, K., & Fetha, C. (2016). UPFC device: Optimal location and parameter setting to reduce losses in electric-power systems using a genetic-algorithm method. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, 17(1), 1–6. <https://doi.org/10.4313/TEEM.2016.17.1.1>
- Noh, H., Cho, H., Lee, S., & Lee, B. (2020). STATCOM with SSR damping controller using geometric extraction on phase space reconstruction method. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 120. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106017>
- Oghorada, O. J. K., & Zhang, L. (2018). Analysis of star and delta connected modular multilevel cascaded converter-based STATCOM for load unbalanced compensation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 95, 341–352. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.08.034>
- Peng, F. Z. (2017). Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Resilient AC Distribution Systems (RACDS) in Smart Grid. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2099–2115. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2714022>

- Qader, M. R. (2015). Design and simulation of a different innovation controller-based UPFC (unified power flow controller) for the enhancement of power quality. *Energy*, 89, 576–592. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.012>
- Ramirez, J. M., Caicedo, G., & Correa, R. E. (2017). *FACTS Sistemas de transmisión flexible*. Cali, Colombia: Universidad del Valle Programa Editorial.
- Rao, V. S., & Rao, R. S. (2017). Optimal Placement of STATCOM using Two Stage Algorithm for Enhancing Power System Static Security. In *Energy Procedia* (Vol. 117, pp. 575–582). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.151>
- Reyes-Archundia, E., Guardado, J. L., Moreno-Goytia, E. L., Gutierrez-Gnecchi, J. A., & Martinez-Cardenas, F. (2015). Fault Detection and Localization in Transmission Lines with a Static Synchronous Series Compensator. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, 15(3), 17–22. <https://doi.org/10.4316/AECE.2015.03003>
- Sadiq, A. A., Adamu, S. S., & Buhari, M. (2019). Optimal distributed generation planning in distribution networks: A comparison of transmission network models with FACTS. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 22(1), 33–46. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2018.09.013>
- Sakr, W. S., El-Sehiemy, R. A., & Azmy, A. M. (2016). Optimal allocation of TCSCs by adaptive DE algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(15), 3844–3854. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0362>
- Sedighzadeh, M., Faramarzi, H., Mahmoodi, M. M., & Sarvi, M. (2014). Electrical Power and Energy Systems Hybrid approach to FACTS devices allocation using multi-objective function with NSPSO and NSGA-II algorithms in Fuzzy framework. *International Journal*

of Electrical Power and Energy Systems, 62, 586–598.

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.058>

Shahgholian, G., & Movahedi, A. (2016). Power system stabiliser and flexible alternating current transmission systems controller coordinated design using adaptive velocity update relaxation particle swarm optimisation algorithm in multi-machine power system. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(8), 1860–1868. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.1002>

Shchetinin, D., & Hug, G. (2016). Decomposed algorithm for risk-constrained AC OPF with corrective control by series FACTS devices. *Electric Power Systems Research*, 141, 344–353. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.013>

Shin, H. S., Cho, S. M., Kim, J. S., & Kim, J. C. (2013). Study of optimal location and compensation rate of thyristor- controlled series capacitor considering multi-objective function. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 8(3), 428–435. <https://doi.org/10.5370/JEET.2013.8.3.428>

SIEMENS. (2016). Sistemas de Compensación en Redes de Transmisión de Energía - FACTS. *Energía En Movimiento*, 8, 46–51. Retrieved from <https://www.energy.siemens.com/co/pool/co/publicaciones/energia-en-movimiento/febrero-2016/articulo-8 -facts.pdf>

Simpson, R., Plumpton, A., Varley, M., Tonner, C., Taylor, P., & Dai, X. P. (2017). Press-pack IGBTs for HVDC and FACTS. *Csee Journal Of Power And Energy Systems*, 3(3), 302–310. <https://doi.org/10.17775/Cseejpes.2016.01740>

Singh, Bhim, Chandra, A., Al-Haddad, K., Anuradha, & Kothari, D. P. (1998). Reactive power

- compensation and load balancing in electric power distribution systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 20(6), 375–381.
[https://doi.org/10.1016/s0142-0615\(98\)00008-8](https://doi.org/10.1016/s0142-0615(98)00008-8)
- Singh, Bindeshwar, Payasi, R. P., & Shukla, V. (2017). A taxonomical review on impact assessment of optimally placed DGs and FACTS controllers in power systems. *Energy Reports*, 3, 94–108. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2017.07.001>
- Singh, Bindeshwar, & Singh, S. (2019). GA-based optimization for integration of DGs, STATCOM and PHEVs in distribution systems. *Energy Reports*, 5, 84–103.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.09.005>
- Sreedharan, S., Joseph, T., Joseph, S., Chandran, C. V., J, V., & Das P, V. (2020). Power system loading margin enhancement by optimal STATCOM integration – A case study. *Computers and Electrical Engineering*, 81. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2019.106521>
- Thomas, J. J., & Grijalva, S. (2015). Flexible security-constrained optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3), 1195–1202.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2345753>
- Vijay Kumar, B., & Srikanth, N. V. (2015). Optimal location and sizing of Unified Power Flow Controller (UPFC) to improve dynamic stability: A hybrid technique. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64, 429–438.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.015>
- Wang, K., & Crow, M. L. (2013). *Modern flexible AC transmission system (FACTS) devices. Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems*. Woodhead Publishing Limited.
<https://doi.org/10.1533/9780857097378.2.174>

- Wang, P., Wang, Y., Jiang, N., & Gu, W. (2020). A comprehensive improved coordinated control strategy for a STATCOM integrated HVDC system with enhanced steady/transient state behaviors. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 121. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106091>
- Xu, X., Bishop, M., Edmonds, M. J. S., & Oikarinen, D. G. (2015). A New Control Strategy for Distributed Static Compensators Considering Transmission Reactive Flow Constraints. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(4), 1991–1998. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2389621>
- Yifan, Z., Wei, H., Le, Z., Yong, M., Lei, C., Zongxiang, L., & Ling, D. (2020). Power and energy flexibility of district heating system and its application in wide-area power and heat dispatch. *Energy*, 190. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116426>
- Zheng, J., & Li, J. (2012). Reactive Optimization Control for the Wind Farm with Static Var Compensator (SVC). *2012 24th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, 2792–2795. <https://doi.org/10.1109/CCDC.2012.6244445>