

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Evaluación del Sistema energético de Cundinamarca con la Incorporación del Controlador Unificado de Flujos de Potencia

Autor:

Cristian Camilo González Correa  

Director:

Agustín Rafael Marulanda Guerra Ph.D.

Bogotá D.C, Colombia

Abril, 2022

Evaluación del Sistema energético de Cundinamarca con la Incorporación del Controlador Unificado de Flujos de Potencia

Cristian Camilo González Correa  

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Sistemas de potencia

Director:

Agustín Rafael Marulanda Guerra PhD.

Grupo de investigación:

Modelación Estratégica en Energía y Potencia - MEEP

Bogotá D.C, Colombia

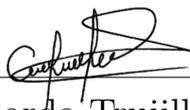
Abril, 2022

Aceptación de jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Evaluación del Sistema energético de Cundinamarca con la Incorporación del Controlador Unificado de Flujos de Potencia**, presentado por **Cristian Camilo González Correa**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de Potencia.



Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD
Director



Ing. Cesar Leonardo Trujillo Rodríguez, PhD
Jurado



Ing. Josimar Dadi Tello Maita, MSc
Jurado

Bogotá D.C, Colombia
Abril de 2022

*Dedicado a
Mi esposa, por el apoyo incondicional durante todo este proceso.*

Agradecimientos

Deseo expresar mi profunda gratitud a la gobernación de Cundinamarca y a la Fundación CEIBA por otorgarme la beca "Formación de alto nivel en ciencia, tecnología e innovación en el departamento Cundinamarca". Beca que me permitió adelantar mis estudios de maestría y el desarrollo de esta investigación

A mi familia, esposa y amigos por la paciencia y apoyo durante este proceso. Sin ustedes no hubiera sido esto posible.

Al doctor Agustín Marulanda por su tiempo, apoyo, disposición y enseñanza durante el desarrollo de este trabajo de grado y durante mi estadía por Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

A DIgSILENT Alemania por suministrar una licencia del software PowerFactory para el desarrollo de este trabajo de grado.

Resumen

La integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER), el aumento de demanda de energía y el desequilibrio de potencia reactiva ha conllevado a que los operadores de red deban implementar técnicas de compensación para operar los sistemas eléctricos de manera segura y confiable. Sin embargo, la mayoría de compensación se ha realizado a través de técnicas mecánicas. Este tipo de compensación se caracteriza por ser lenta, poco versátil e inflexible. Por lo cual es necesario, implementar técnicas de compensación modernas para mejorar la estabilidad de tensión del sistema, evitar colapsos de tensión, así como para reducir las pérdidas de potencia en la operación del sistema. El Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC) es un compensador estático basado en electrónica de potencia. Es el compensador más completo y versátil del mercado ya que proporciona un control dinámico de los parámetros de una línea de transmisión; proporcionando diversas funciones requeridas para resolver una variedad de problemas dinámicos y de estado estable encontrados en las redes de potencia eléctrica.

Este trabajo de grado presenta la evaluación del comportamiento de las redes de transporte del departamento de Cundinamarca con la incorporación del UPFC. Para esto, se elaboró el modelo estático y dinámico de control del UPFC en la herramienta computacional PowerFactory. Asimismo, se planteó la ubicación óptima del UPFC para reducir las pérdidas de potencia y mejorar los índices de estabilidad de tensión a través del algoritmo de murciélago. El caso de estudio es el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, utilizando toda la topología de red y parques de generación con sus sistemas de control en un escenario de alto estrés en las redes de Cundinamarca.

Los resultados obtenidos muestran que con la incorporación del UPFC en el departamento de Cundinamarca existe una reducción significativa de las pérdidas de potencia activa; una mejora en el comportamiento de la red de transmisión, ya que descongestiona las líneas de transmisión sobrecargadas, reconfigura los flujos de potencia y mejora los perfiles de tensión.

Abstract

Integration of Distributed Energy Resources (DER), increased energy demand, and reactive power imbalance have motivated distribution system operators to implement compensation techniques in power systems operation, keeping safety and reliability levels. However, mechanical techniques are usually the base for these sorts of compensation. Slowness and inflexibility are the main features of these techniques. Therefore, innovative alternatives are necessary to improve voltage stability and reduce losses over the network. The Unified Power Flow Controller (UPFC) is a static compensator based on power electronics. It is the most complete and versatile controller available since it dynamically controls the transmission line parameters, providing many required functions in steady-state and dynamical problems of electrical networks.

This work evaluates the behavior of the electrical network in Cundinamarca, Colombia, considering the implementation of UPFCs. So, static and dynamic control models are developed using the software PowerFactory. In the same way, this work determines the optimal location of UPFC to reduce power losses and enhance voltage stability levels through the Bat algorithm. The case study is the National Interconnected System (SIN), considering the entire network and generation plants with their corresponding control systems, evaluated in high demand and generation scenario for the networks located in Cundinamarca.

Obtained results show that UPFC implemented in electrical networks of Cundinamarca significantly reduces active power losses. Additionally, there is an improvement in the transmission system behavior since UPFC alleviates overloads in the transmission lines, resets power flows, and enhances voltage profiles.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Organización del documento	3
2. Marco teórico	5
2.1. Dispositivos FACTS	5
2.1.1. FACTS de primera generación	7
2.1.2. FACTS de segunda generación	7
2.2. Controlador unificado de flujos de potencia	9
2.2.1. Características de estado estacionario	11
2.2.2. Modos de operación del UPFC	14
2.3. Algoritmo de murciélago	15
2.3.1. Modelo matemático BA	15
3. Modelo y optimización del UPFC	17
3.1. Modelo estático	17
3.1.1. Nivel de tensión	18
3.1.2. Potencia del convertidor	19
3.1.3. Modo de control del dispositivo	19
3.2. Modelo dinámico	20
3.2.1. Convertidor serie	23
3.2.2. Convertidor paralelo	27
3.3. Ubicación óptima del UPFC	29
3.4. Implementación del algoritmo BA	31
4. Caso de estudio	33
4.1. Escenarios de operación	35
5. Resultados	37
5.1. Ubicación óptima del UPFC con BA	37
5.2. Comportamiento dinámico	41
6. Conclusiones	45
6.1. Conclusiones generales	45
6.2. Trabajos futuros	46
6.3. Recomendaciones	46

Índice de figuras

2.1.	Dispositivos FACTS clasificación por topología y tecnología.	6
2.2.	Diagrama estructural del UPFC	10
2.3.	Diagrama esquemático de flujo de potencia del UPFC	10
2.4.	circuito equivalente del UPFC.	11
2.5.	Diagrama vectorial del circuito equivalente al UPFC.	12
2.6.	Funciones de control del UPFC.	14
3.1.	Modelo estático - PowerFactory	18
3.2.	Estructura de modelos dinámicos en PowerFactory.	21
3.3.	Estructura del convertidor serie	22
3.4.	Estructura del convertidor paralelo	22
3.5.	Composite FRAME - Convertidor serie	23
3.6.	DSL- Control DQ	24
3.7.	DSL- Control de corriente convertidor serie	25
3.8.	Composite FRAME - Convertidor serie	27
3.9.	DSL- Control Vdc	28
4.1.	Diagrama Unifilar área Oriente: Bogotá.	34
5.1.	Comportamiento de las pérdidas con respecto al número de iteraciones	37
5.2.	Costo de implementación UPFC	39
5.3.	Comparación de la tensión en las subestaciones con y sin UPFC	41
5.4.	Cargabilidad línea Guaca - La Mesa 1	42
5.5.	Potencia línea Guaca - La Mesa 1	42
5.6.	Comportamiento de la frecuencia	43
5.7.	Comportamiento de la tensión	44
6.1.	Respuesta control Vdc	53
6.2.	Respuesta control de corriente eje directo	54
6.3.	Respuesta control de corriente eje en cuadratura	55
6.4.	Respuesta de control P - control PQ	56
6.5.	Respuesta de control P - control PQ	56
6.6.	DSL- Control DQ	57

Índice de tablas

3.1. Características estáticas UPFC	19
3.2. Parametros control DQ	25
3.3. Parámetros control de corriente - Serie	27
3.4. Parámetros control Vdc	28
3.5. Parámetros control de corriente - paralelo	29
3.6. parámetros algoritmo	32
4.1. Líneas STN 230 kV ubicadas en el departamento de Cundinamarca	35
4.2. Despacho de generación área oriente	36
5.1. Pérdidas de potencia	38
5.2. Tarifas Enel Codensa.	38
5.3. Ahorro en la operación del sistema debido a pérdidas	38
5.4. Resultados económicos	39
5.5. Cargabilidad en líneas	40

Lista de abreviaturas

DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DSL	DigSILENT Simulation Language
FACTS	Sistemas de Transmisión Flexibles en Corriente Alterna
SEP	Sistemas eléctricos de potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPWM	Modulación por Ancho de Pulso Senoidal
SSSC	Compensador Sincrónico Estático Serie
STATCOM	Compensador Estático Sincrónico
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión regional
SVC	Compensador Estático de Potencia Reactiva
TCPAR	Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores
TCSC	Capacitor en serie controlado por tiristores
TCVR	Regulador de tensión controlado por tiristores
UPFC	Controlador Unificado de Flujos de Potencia
VSC	Convertidores de Fuentes de Tensión

Capítulo 1

Introducción

Durante décadas la industria eléctrica ha estudiado la compensación en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) para mejorar la estabilidad de tensión del sistema, evitar colapsos de tensión, mejorar los índices de confiabilidad y calidad, así como para reducir las pérdidas de potencia en la operación del sistema [1, 2, 3]. Sin embargo, la mayoría de compensación se ha realizado a través de técnicas mecánicas (compensación dinámica) como lo son bancos de condensadores y reactores conmutados por interruptores o transformadores cambiadores de fase. Este tipo de compensación se caracteriza por ser lenta, poco versátil y flexible [4].

Los Sistemas de Trasmisión Flexibles en Corriente Alterna (FACTS - *Flexible AC Transmission System*) son controladores basados en electrónica de potencia que realizan compensación de forma estática, lo cual le da alta flexibilidad y velocidad al sistema [5]. Además, se obtienen ventajas como poder redireccionar la potencia en una fracción de ciclo; lo que permite amortiguar oscilaciones de potencia. Los FACTS permiten controlar uno o más parámetros de una línea de trasmisión con el objetivo de mejorar la capacidad de control y la capacidad de transferencia de potencia en sistemas de corriente alterna [6, 7]. Los controladores FACTS mitigan las pérdidas de potencia, descongestionan las líneas de trasmisión sobrecargadas, aumentan los márgenes de estabilidad del sistema y reducen el riesgo de apagones a causa de colapsos de tensión [8, 9, 10].

Los FACTS más comunes son aquellos que utilizan Convertidores de Fuente de Tensión (VSC - *Voltage Source Converter*) en vez de elementos reactivos para la compensación. Estos controladores tienen características superiores de desempeño ya que ofrecen una respuesta de control rápida, son estáticos y pueden intercambiar potencia activa directamente con el sistema. De igual manera, proveen control independiente en la compensación de potencia activa y reactiva [11]. Esta generación está compuesta por el Compensador Estático Sincrónico (STATCOM - *Static synchronous compensator*), el cual se conecta en derivación y consume o inyecta potencia reactiva a la red principalmente para el control de tensión [12]. También se encuentra el Compensador Sincrónico Estático Serie (SSSC - *Static Synchronous Series Compensator*), el cual se conecta en serie y se utiliza principalmente para mejorar la transferencia de potencia de una línea de transmisión y reducir las pérdidas de potencia activa [13]. Finalmente, el controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC - *Unified Power Flow Controller*) que es una composición de un STATCOM y un SSSC.

El UPFC es el controlador FACTS más completo y versátil, ya que permite controlar todos los parámetros de una línea de transmisión [14]. El UPFC es una composición

de un STATCOM y un SSSC, pero a diferencia de estos, que únicamente pueden controlar un parámetro de una línea de transmisión, el UPFC tiene tres parámetros controlables: la fase, la magnitud de la tensión inyectada en serie, y la magnitud de la corriente reactiva en derivación [14, 15]. Esto permite proveer un control independiente y simultáneo del flujo de potencia aumentando los márgenes de estabilidad de tensión, y disminuyendo la probabilidad de colapso de tensión y las pérdidas de potencia del sistema [16, 17].

1.1. Planteamiento del problema

Uno de los mayores desafíos del sector energético es operar los sistemas eléctricos de manera segura y confiable, sin que se vulneren los límites de tensión, con la finalidad de evitar apagones a causa de una inestabilidad o colapso de tensión. Por esta razón, el fenómeno de la estabilidad de tensión ha captado la atención de diferentes investigadores en el mundo. Los cuales han definido y elaborado en detalle el fenómeno y los factores que lo afectan [18, 19, 20].

Es conocido que la estabilidad de tensión es la capacidad del sistema de recuperar los niveles de tensión luego de una perturbación. Después de una inestabilidad de tensión un SEP experimenta un colapso de tensión, si luego de la perturbación las tensiones en las cargas están por debajo de los límites aceptables. El colapso de tensión puede ser total (apagón) o parcial. En [21] se documentan interrupciones de energía en el mundo a causa de inestabilidades de tensión. En su mayoría, la causa de estos problemas se debe a que el sistema está operando en condiciones de estrés debido a una alta carga y al mismo tiempo una escasez de potencia reactiva en el sistema [22, 23].

Para mitigar problemas relacionados con la estabilidad de tensión los Operadores de Red (OR) han optado por utilizar bancos de condensadores y reactores swicheados por interruptores o transformadores cambiadores de fase; sin embargo, estos sistemas han demostrado ser lentos y poco flexibles [24, 25].

Durante las últimas décadas se han propuesto novedosos dispositivos para contribuir a mejorar la estabilidad de tensión y volver más seguro el sistema. Los más novedosos son los sistemas BESS (*Battery Energy Storage System*), HVDC (*High-Voltage Direct Current*) y los controladores FACTS [26, 27]. La instalación de estos dispositivos es muy costosa, por lo tanto, se debe asegurar la máxima utilización mediante el dimensionamiento y ubicación óptima de dichos dispositivos [28].

Los dispositivos FACTS han demostrado ser una gran solución a esta problemática [29, 9, 10], particularmente los dispositivos FACTS conectados en derivación como el Compensador Estático de Potencia Reactiva (SVC - *Static VAR Compensator*) y el STATCOM [30, 31, 32, 12]. Por otra parte, el UPFC al ser el controlador FACTS más completo y versátil ha demostrado tener un excelente rendimiento para mejorar la estabilidad de tensión [33, 34], como es el caso de Jordania, donde la instalación de este controlador reduce el riesgo de colapso de tensión y aumenta la capacidad de transferencia de energía entre Jordania y los países vecinos [35]. En [36] se presenta un análisis de las redes de New York y Kentucky en Estados Unidos y la red KEP-

CO (*Korea Electric Power Corporation*) con la incorporación de un UPFC donde se destaca la mejora en la estabilidad de tensión, y la capacidad de transferencia de potencia cuando se instala el dispositivo. Además de mejorar la estabilidad de tensión, el UPFC provee otros servicios como lo son mejorar la capacidad de transporte y reducir las pérdidas del sistema [37]. En diversos estudios donde han comparado el UPFC con otros dispositivos FACTS para mejorar la estabilidad de tensión, el UPFC ha tenido un mejor desempeño como es el caso de Bali [38] y otros casos de estudio basados en redes IEEE [39, 40].

En Colombia, la mayoría de compensación se realiza a través de técnicas mecánicas las cuales son lentas y poco versátiles. Razón por la cual se puede poner en riesgo la seguridad del sistema. Por lo tanto, se debe fortalecer el sistema eléctrico existente para adaptarse a la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER), al aumento de demanda de energía y al desequilibrio de potencia reactiva. Dado que Cundinamarca es un zona energéticamente estratégica para el país, ya que conecta eléctricamente el centro del con las demás regiones, se requieren dispositivos de compensación más rápidos y versátiles para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Además, garantizar una operación al menor costo posible. Por la problemática expuesta se plantea la siguiente pregunta:

¿Cuál será el impacto técnico y económico de la instalación de un UPFC en las redes eléctricas de Cundinamarca?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Evaluar el comportamiento de las redes de transporte de energía del departamento de Cundinamarca con la incorporación del UPFC para reducir las pérdidas de potencia activa y mejorar los índices de estabilidad de tensión del sistema.

1.2.2. Objetivos específicos

- Definir un modelo estático y dinámico del UPFC y analizar su comportamiento en las redes de transporte de energía del departamento de Cundinamarca.
- Encontrar la ubicación óptima del UPFC para reducir las pérdidas de potencia activa y mejorar los índices de estabilidad de tensión en las redes de de transporte de energía del departamento de Cundinamarca.
- Analizar el desempeño del UPFC ante la ocurrencia de perturbaciones o contingencias en las redes de de transporte de energía del departamento de Cundinamarca.

1.3. Organización del documento

La estructura de esta investigación surge a raíz de cómo cumplir satisfactoriamente los objetivos específicos; para este fin se proyecta que, a través de una fundamentación

teórica exhaustiva, la construcción de modelos precisos, así como de la aplicación y validación de los modelos al software de simulación se pueda labrar el camino hacia la solución del objetivo general.

En primera instancia se presentará el marco teórico en el capítulo 2, donde se describen los conceptos que permitirán introducir y proporcionar un punto referencia a este trabajo de investigación. Se muestran los aspectos más relevantes de los dispositivos FACTS y el UPFC. Asimismo, se realiza una descripción del algoritmo de murciélagos, utilizado para la ubicación óptima del UPFC en el departamento de Cundinamarca.

En el capítulo 3 se presenta el modelo estático y dinámico de control del UPFC; el cual es implementado en el módulo DigSILENT Simulation Language (DSL) del software PowerFactory. Asimismo, se presenta la aplicación del modelo matemático de optimización para mitigar las pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de tensión en el departamento de Cundinamarca.

En el capítulo 4 se presenta el caso de estudio, el cual es el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. Asimismo, se realiza una descripción de los escenarios de demanda y despacho utilizados en las simulaciones, así como las consideraciones generales del modelo eléctrico.

En el capítulo 5 se presentan los resultados de esta investigación. Se exponen los resultados obtenidos al ejecutar el algoritmo de optimización de murciélagos para reducir las pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de tensión. Posteriormente, se valida mediante simulaciones dinámicas el funcionamiento de la red con la incorporación del UPFC para determinar si el dispositivo responde adecuadamente ante la ocurrencia de contingencias.

Finalmente, el capítulo 6 presenta las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros productos de esta investigación.

Capítulo 2

Marco teórico

Este capítulo recopila las consideraciones teóricas en las que se sustenta este proyecto de investigación. Inicialmente, se definen los FACTS, sus aplicaciones, tipos y clasificación. Del mismo modo, se define el UPFC, se describen las características en estado estacionario y sus modos de operación los cuales se utilizan para la implementación del modelo realizado. Finalmente, se realiza una descripción del algoritmo de murciélago, el cual es una técnica de optimización metaheurística empleada en esta investigación para la ubicación óptima del dispositivo.

2.1. Dispositivos FACTS

Los FACTS son dispositivos basados en electrónica de potencia que permiten aumentar la capacidad del sistema de transmisión al tiempo que mejoran la flexibilidad, confiabilidad, seguridad y control del sistema, con un impacto ambiental limitado [5]. El concepto de FACTS fue introducido por el Doctor Narain G. Hingorani en el año de 1988 cuando publicó el artículo titulado “*Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems*” donde propuso el uso extensivo de la electrónica de potencia para el control de sistemas de AC [41].

La principal característica de los controladores FACTS es su capacidad para modificar parámetros del sistema permitiendo controlar el flujo de potencia [42]. Esto debido a que es posible:

- Controlar la impedancia de la línea X_{ij} , y en consecuencia controlar la corriente, así como la potencia activa que circula por la línea.
- Controlar la diferencia del ángulo y de esta forma verificar el flujo de corriente.
- Inyectar una tensión en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase, para controlar la magnitud y la fase de la corriente de línea y, por lo tanto, controlar la potencia activa y reactiva de forma más precisa.
- Combinar el control de la impedancia de línea con un controlador serie, y la regulación de tensión con un controlador en derivación para controlar el flujo de potencia real y reactiva entre dos áreas o zonas eléctricas.

Los FACTS pueden clasificarse según su topología y según su tecnología [43]. Su topología hace referencia a la conexión al sistema de potencia y su tecnología al interruptor electrónico de potencia utilizado. La figura 2.1 presenta los diferentes FACTS con sus siglas y nombres, clasificados de acuerdo con estas categorías.

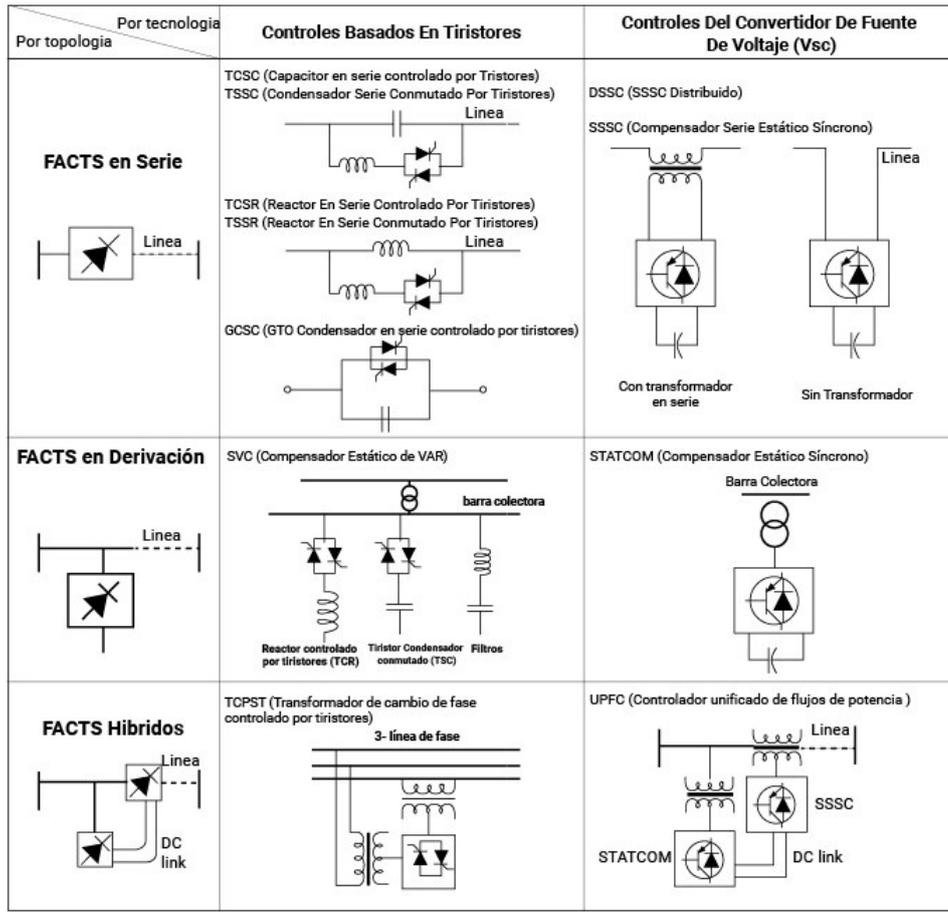


Figura 2.1: Dispositivos FACTS clasificación por topología y tecnología.
Adaptado de [43]

Según la topología un dispositivo FACTS puede conectarse en serie, en derivación y un híbrido de estas dos (serie - derivación). Asimismo, según su tecnología existen dos generaciones: La primera generación utiliza dispositivos de conmutación controlados por puerta (ej. tiristor) y la segunda generación dispositivos de auto-conmutación como el Transistor Desactivado Por Compuerta (GTO - *Gate Turn-Off*) y el Transistor Bipolar de Puerta Aislada (IGBT - *Insulated-gate bipolar*).

Según su tipo de tecnología y topología los dispositivos FACTS pueden tener diferentes aplicaciones, sin embargo, las principales son [44]:

- Control del flujo de potencia
- Incremento de cargabilidad en las líneas de transmisión
- Control de Tensión
- Compensación de potencia reactiva
- Aumento de la estabilidad transitoria
- Mejorar la calidad de la energía
- Reducir los costos de operación

2.1.1. FACTS de primera generación

La primera generación de dispositivos FACTS (también llamados FACTS controlados por tiristores) se basa en convertidores SVC y sus variaciones; como por ejemplo el *Condensador Serie Controlado por Tiristores* (TCSC - Thyristor Controlled Series Capacitor). El TCSC consiste en un banco de condensadores switcheados por tiristores en serie con una línea de transmisión, esto permite inyectar un tensión en serie con la línea con el objetivo de aumentar la cargabilidad de dicha línea, reducir las pérdidas de potencia y aumentar los márgenes de estabilidad; para cumplir con este fin, el dispositivo se comporta como una reactancia variable que, multiplicado por la corriente, será igual a la tensión compensada [45, 46]. El primer convertidor TCSC fue instalado en el año 1991 en la subestación Kanawha River, en el estado de Virginia Occidental, Estados Unidos; este proyecto se realizó en una línea de 345 kV [47].

Todos los dispositivos FACTS de primera generación se basan en la conexión de dispositivos reactivos (bancos de condensadores y bobinas) switcheados por tiristores. Dentro de esta primera generación de dispositivos FACTS, también se encuentran el *Regulador de tensión Controlado por Tiristores* (TCVR - Thyristor Controlled Voltage Regulator), el *Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristores* (TCPAR - Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) y el *Controlador Dinámico de Flujos de Potencia* (DPFC-Dynamic Power Flow Controller) [41, 48].

Dentro de este grupo se destacan los siguientes convertidores:

- SVC: Compensador estático de VAR.
- TCSC: Capacitor en serie controlado por tiristores.
- TCVR: Regulador de tensión controlado por tiristores.
- TCPAR: Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores.

Este grupo de compensadores tiene como característica que, la potencia reactiva requerida para realizar la compensación es generada o absorbida por el banco de condensadores y reactores, y los tiristores se utilizan para controlar la combinación de reactivos compensados a través de la modificación de la impedancia efectiva del dispositivo[49]. Este grupo de compensadores no puede intercambiar potencia activa directamente con el SEP.

2.1.2. FACTS de segunda generación

Debido al desarrollo en dispositivos semiconductores de potencia como el GTO e IGBT, así como el avance en técnicas de control como la Modulación por Ancho de Pulso Senoidal (SPWM - *Sinusoidal pulse width modulation*) aplicadas a convertidores, se consiguió que a inicios de la década de 1990 se incorporara el concepto de Convertidor de Fuente de Tensión (VSC - *Voltage Source Converter*)[50, 51].

El VSC consiste en un rectificador o inversor construido con IGBT y con control SPWM; el VSC consta de un lado de corriente continua (CC) y un lado de corriente

alterna (AC), el lado DC se comporta como una fuente de tensión constante y necesita de un condensador como medio de almacenamiento de energía y en el lado AC se comporta como una fuente constante de corriente que usualmente necesita de un transformador para conectarse a altos niveles de tensión. Inicialmente, los convertidores VSC se utilizaban para el control de motores, no obstante los convertidores VSC se trasladaron al campo de la transmisión de energía debido a sus grandes bondades y de esta forma surgen los enlaces VSC-HVDC para reemplazar a su antecesor LCC-HVDC, por sus siglas en inglés, (Line Commutated Converter) el cuál se basa en convertidores de válvulas de tiristores [51]. De igual forma, se da el nacimiento de la segunda generación de dispositivos FACTS basados en convertidores VSC [5, 52, 53].

Los dispositivos VSC-FACTS (FACTS de segunda generación) no utilizan elementos reactivos para realizar compensación. Este grupo de convertidores se fundamenta en inversores de frecuencia constante con tensión y ángulo variable, esto con el fin de poder controlar los parámetros de una línea de transmisión a través de la inyección de corriente o tensión conectados en serie o paralelo, según el parámetro que se desee controlar [5]. Esta generación de dispositivos FACTS ofrece características superiores de rendimiento sobre su antecesora y también permite intercambiar potencia activa con el sistema AC, así como proveer control independiente en la compensación de potencia reactiva [11]. Los convertidores STATCOM, SSSC Y UPFC pertenecen a la segunda generación de controladores FACTS.

Los dispositivos FACTS de segunda generación emplean fuentes de tensión autoconmutadas para proporcionar rápidamente de forma controlable y estática, fuentes síncronas de tensión y corriente. Este grupo de dispositivos no utiliza bancos de condensadores y reactores para realizar la compensación. La compensación se realiza con base en una VSC, la cual es análoga a una máquina síncrona, que genera un conjunto balanceado de tres tensiones con una amplitud y ángulo de fase determinados. Este conjunto de compensadores ofrece un desempeño superior a su antecesor en rapidez y fiabilidad. También ofrece la posibilidad de intercambiar potencia activa con el SEP y un control independiente en la compensación de potencia reactiva.

EL VSC tiene tiempos de respuesta prácticamente instantáneos, no tiene inercia y su impedancia no modifica significativamente el sistema; puede generar internamente potencia reactiva en atraso o a adelanto e intercambiar potencia activa con el SEP bajo unas condiciones específicas. Si la función de intercambio de potencia reactiva no se requiere, el VSC se convierte en una fuente de potencia reactiva autosuficiente.

El VSC tiene un lado DC y otro AC, y está constituido por 3 elementos fundamentales. El enlace de corriente continua (DCLINK) está conformado por un barraje de tensión DC, baterías y condensadores y su función es proveer la alimentación al inversor con parámetros de calidad. El siguiente elemento constitutivo es el inversor, el cual tiene como función convertir una corriente DC en una AC con características de magnitud, frecuencia y ángulo de fase deseadas; en las aplicaciones a dispositivos FACTS el ángulo de fase la corriente es $+90^\circ$ y -90° para garantizar que la VSC se comporte como una fuente de potencia reactiva. Para realizar la conmutación del inversor se utiliza el transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) o tiristor conmutado por compuerta aislada (IGCT) y modulación SPWM para garantizar una salida sinusoidal pura con

bajos niveles de contenido de distorsión armónica total (THD). El último elemento constitutivo es el transformador de acople que cumple con dos funciones. La primera es elevar el nivel de tensión de la salida del inversor al valor de tensión del nodo del sistema al cual se va a conectar y la segunda es limitar la corriente de corto circuito a través de su impedancia efectiva.

Este grupo está conformado por los siguientes convertidores:

- STATCOM: Compensador estático síncrono.
- SSSC: Compensador serie estático síncrono.
- UPFC: Controlador unificado de flujos de potencia.

El UPFC ha demostrado ser el dispositivo FACTS más completo y versátil [14], teniendo desempeños superiores para mejorar la estabilidad de tensión como es el caso de Bali [38] y otros casos de estudio basados en redes IEEE [39, 40]. Por esto, el UPFC es cada vez más utilizado en el mundo para solucionar estos inconvenientes como es el caso de Jordania [35], las redes de New York y Kentucky en Estados Unidos y la red KEPCO [36]. El 17 de diciembre de 2017 se instaló el dispositivo FACTS más grande a nivel mundial, un UPFC en la parte sur de la ciudad de Suzhou, Jiangsu, China siendo el primer proyecto de 500kV / 750MVA UPFC del mundo realizado por State Grid Corporation of China (SGCC). Este proyecto ha evitado decenas de sobrecargas en las líneas de transmisión, especialmente en los periodos pico de verano, así como ha mejorado los perfiles de tensión [54].

2.2. Controlador unificado de flujos de potencia

El UPFC al ser el dispositivo FACTS más versátil proporciona un control dinámico completo de los parámetros de una línea de transmisión: tensión, impedancia de la línea y ángulo de fase [14]. Lo anterior proporciona varias funciones requeridas para resolver una variedad de problemas dinámicos y de estado estable encontrados en las redes de potencia eléctrica [42].

La figura 2.2 muestra el esquema del UPFC, el cual se compone de un circuito principal y una unidad de control. El circuito principal está compuesto por dos VSCs con un condensador en común del lado de corriente continua, estos dos VSCs están conectados con el sistema de potencia por medio de transformadores de acople: VSC 1 conecta la línea de transmisión en derivación a través del transformador T1 y VSC 2 conecta la línea de transmisión en serie a través del transformador T2. Las tensiones de salida de los dos lados pueden ser controladas por separado e independientemente, suministrando o absorbiendo potencia reactiva.

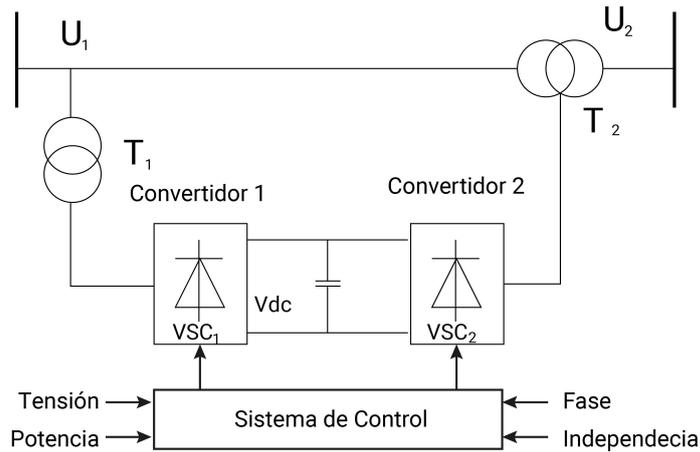


Figura 2.2: Diagrama estructural del UPFC

El convertidor VSC 2 inyecta una tensión de magnitud controlable y ángulo de fase a través del transformador en serie con la línea para controlar los flujos de potencia activa y reactiva en la línea de transmisión. Esta tensión es producida por la conmutación del IGBT alimentado del lado de corriente continua desde el condensador de enlace [55]. La potencia activa es absorbida o emitida por el convertidor VSC 1 a través del transformador en derivación desde el punto de conexión y es transmitida por medio del lado de corriente continua al convertidor VSC 2, finalmente se entrega a la línea de transmisión a través del transformador en serie. Por lo tanto, el UPFC proporciona un canal de transmisión de potencia activa para la línea, permitiendo aumentar o disminuir la capacidad total de transmisión de potencia activa de la línea. El intercambio de potencia reactiva se produce directamente en el lado de derivación y en el lado en serie del UPFC entre VSC y el transformador. Debido a la existencia de un condensador de corriente continua, no hay intercambio de potencia reactiva entre el lado de derivación y el lado de serie como se muestra en la figura 2.3.

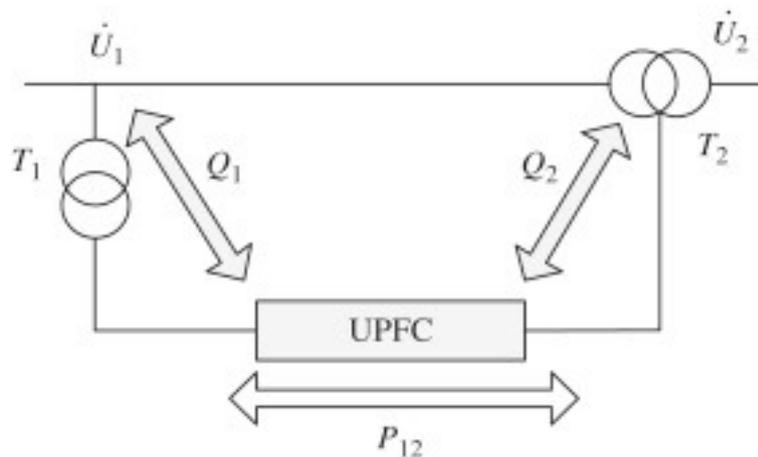


Figura 2.3: Diagrama esquemático de flujo de potencia del UPFC
Tomado de [56].

Se puede decir que el UPFC es la composición de un STATCOM (conexión en derivación) y un SSSC (conexión en serie). Por lo tanto el dispositivo UPFC no solo tiene las ventajas de un STATCOM y un SSSC, además cuenta también con la capacidad de funcionamiento de cuatro cuadrantes: absorción o emisión no sólo de potencia reactiva, sino también de potencia activa. Adicionalmente, la parte de derivación puede transmitir potencia activa a la parte en serie lo que significa que, el UPFC tiene una alta capacidad de control del flujo de potencia. [56].

2.2.1. Características de estado estacionario

La figura 2.4 muestra el circuito equivalente de un UPFC conectada entre dos nodos de tensión $U_1 \angle 0$ y $U_2 \angle \delta_2$ (no se tienen en cuenta la impedancia y admitancia de línea). Se puede observar que el convertidor en paralelo es equivalente a una fuente de corriente controlable, mientras el convertidor serie se comporta como una fuente de tensión controlable.

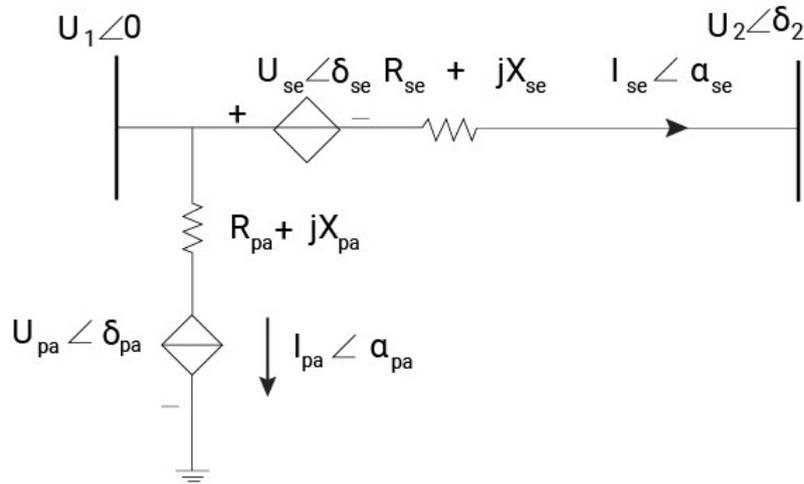


Figura 2.4: circuito equivalente del UPFC.

Adaptado de [56]

La tensión del nodo U_1 se asume como un punto de referencia fase, la corriente de inyección del lado en derivación es $I_{pa} \angle \alpha_{pa}$, y la salida correspondiente de tensión es $U_{sh} \angle \delta_{pa}$. La salida de tensión del lado en serie es $U_{se} \angle \delta_{se}$, y la corriente que fluye a través del lado en serie es $I_{se} \angle \alpha_{se}$. X_{pa} y X_{se} son las reactancias de los transformadores en derivación T1 y T2, respectivamente. R_{pa} es la resistencia equivalente en paralelo, incluyendo las pérdidas de VSC 1 y pérdidas del transformador T1, y R_{se} es la resistencia equivalente incluida las pérdidas de VSC 2 y pérdidas del transformador T2. El diagrama fasorial de corrientes y tensiones del circuito equivalente del UPFC se muestra en la figura 2.5.

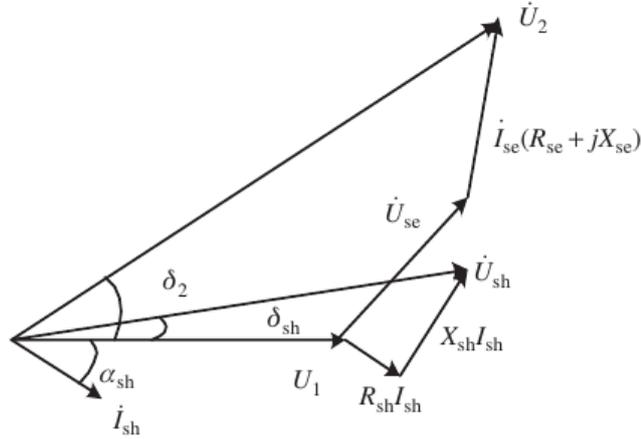


Figura 2.5: Diagrama vectorial del circuito equivalente al UPFC.
Adaptado de [56]

Para simplificar los análisis, se asume que el UPFC cambia la tensión en serie de la red para lograr la regulación de flujo de potencia cuando \dot{U}_1 es una constante. El lado en derivación mantiene la tensión del nodo compartido en corriente directa. Sin tener en cuenta las pérdidas de potencia en las resistencias se obtienen la potencia del extremo receptor, la potencia del extremo emisor y la potencia de inyección en el lado serie tal como muestra en las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3 respectivamente:

$$P_2 - jQ_2 = \dot{U}_2 \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{se} - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) = \dot{U}_2 \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) - \frac{\dot{U}_1 \dot{U}_{se}}{-jX_{se}} \quad (2.1)$$

$$P_1 - jQ_1 = \dot{U}_1 \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{se} - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) = \dot{U}_1 \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) - \frac{\dot{U}_1 \dot{U}_{se}}{-jX_{se}} \quad (2.2)$$

$$P_{se} - jQ_{se} = \dot{U}_{se} \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{se} - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) = \dot{U}_{se} \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) - \frac{U_{se}^2}{-jX_{se}} \quad (2.3)$$

Antes de instalar un UPFC, la potencia del extremo receptor es la siguiente:

$$P_{02} - jQ_{02} = \dot{U}_2 \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) \quad (2.4)$$

$$P_{01} - jQ_{01} = \dot{U}_1 \left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{jX_{se}} \right) \quad (2.5)$$

Suponiendo que las tensiones de extremo receptor, extremo de envío y compensación del UPFC son:

$$\dot{U}_1 = U_1 \angle 0 \quad (2.6)$$

$$\dot{U}_2 = U_2 \angle \delta_2 = U_2 (\cos \delta_2 + j \sin \delta_2) \quad (2.7)$$

$$\dot{U}_{se} = U_{se} \angle \delta_{se} = U_{se} (\cos \delta_{se} + j \sin \delta_{se}) \quad (2.8)$$

Las ecuaciones 2.6 , 2.7 y 2.8 son sustituidas en las ecuaciones 2.4 y 2.5, la potencia del extremo receptor de una línea de transmisión que se obtiene después de la instalación de una UPFC es:

$$P_2 = \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \sin \delta_2 - \frac{U_2 U_{se}}{X_{se}} \sin(\delta_2 - \delta_{se}) = P_2(\delta_2, \delta_{se}) \quad (2.9)$$

$$Q_2 = \frac{U_2^2}{X_{se}} - \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \cos \delta_2 + \frac{U_2 U_{se}}{X_{se}} \cos(\delta_2 - \delta_{se}) = Q_2(\delta_2, \delta_{se}) \quad (2.10)$$

La potencia de salida del extremo de envío es:

$$P_1 = -\frac{U_1 U_{se}}{X_{se}} \sin \delta_{se} - \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \sin(\delta_2) = P_1(\delta_2, \delta_{se}) \quad (2.11)$$

$$Q_1 = \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \cos \delta_2 + \frac{U_1 U_{se}}{X_{se}} \cos \delta_{se} - \frac{U_1^2}{X_{se}} = Q_1(\delta_2, \delta_{se}) \quad (2.12)$$

La potencia del extremo receptor antes de la instalación del UPFC es:

$$P_{02} = \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \sin \delta_2 = P_{02}(\delta_2) \quad (2.13)$$

$$Q_{02} = \frac{U_2^2}{X_{se}} - \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \cos \delta_2 = Q_{02}(\delta_2) \quad (2.14)$$

La potencia del extremo emisor es:

$$P_{01} = -\frac{U_1 U_2}{X_{se}} \sin \delta_2 = P_{01}(\delta_2) \quad (2.15)$$

$$Q_{01} = \frac{U_1 U_2}{X_{se}} \cos \delta_r - \frac{U_1^2}{X_{se}} = Q_{01}(\delta_2) \quad (2.16)$$

Por lo tanto, la potencia del extremo receptor de un sistema de transmisión con el dispositivo de compensación UPFC se expresa como:

$$P_2(\delta_2, \delta_{se}) = P_{02}(\delta_2) + P_{se}(\delta_{se}) \quad (2.17)$$

$$Q_2(\delta_2, \delta_{se}) = Q_{02}(\delta_2) + Q_{se}(\delta_{se}) \quad (2.18)$$

donde el cambio de potencia del extremo receptor cuando el dispositivo UPFC se instala es

$$P_{se}(\delta_{se}) = \frac{U_2 U_{se}}{X_{se}} \sin(\delta_{se} - \delta_2) \quad (2.19)$$

$$Q_{se}(\delta_{se}) = -\frac{U_2 U_{se}}{X_{se}} \cos(\delta_2 - \delta_{se}) \quad (2.20)$$

Suponiendo que la tensión de compensación máxima que puede generar el lado en serie del UPFC es $U_{se,max}$, el incremento de la potencia del extremo receptor cumple la siguiente ecuación:

$$|P_{se}(\delta_{se})| \leq \frac{U_2 U_{se,max}}{X_{se}} \quad (2.21)$$

$$|Q_{se}(\delta_{se})| \leq \frac{U_2 U_{se,max}}{X_{se}} \quad (2.22)$$

Por lo tanto, la potencia del extremo receptor cumple la siguiente condición de restricción:

$$P_{02}(\delta_2) - \frac{U_2 U_{se,max}}{X_{se}} \leq P_2(\delta_2, \delta_{se}) \leq P_{02}(\delta_2) + \frac{U_2 U_{se,max}}{X_{se}} \quad (2.23)$$

$$Q_{02}(\delta_2) - \frac{U_2 U_{se,max}}{X_{se}} \leq Q_2(\delta_2, \delta_{se}) \leq Q_{02}(\delta_2) + \frac{U_2 U_{se,max}}{X_{se}} \quad (2.24)$$

2.2.2. Modos de operación del UPFC

La figura 2.6 ilustra brevemente varias funciones de control del UPFC.

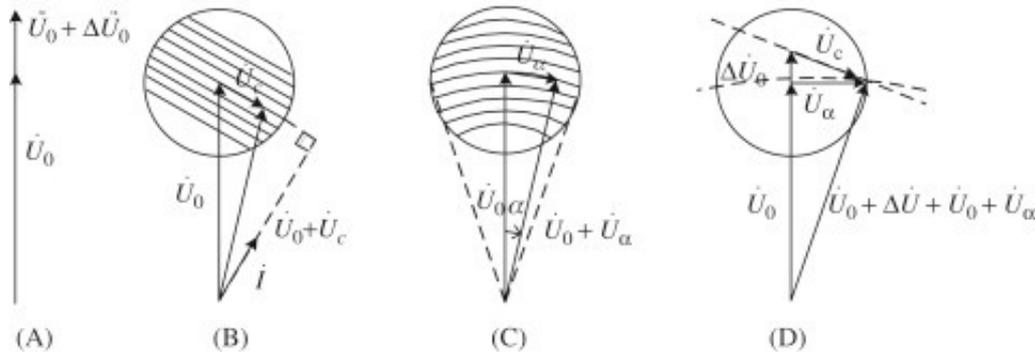


Figura 2.6: Funciones de control del UPFC.

(A) Regulación de tensión; (B) Compensación en serie; (C) compensación de ángulo de fase; (D) Funcionalidad completa. Tomado de [56]

- A) **Control o regulación de tensión:** La tensión de compensación en serie $\Delta \dot{U}_0$ tiene la misma fase que \dot{U}_0 o su opuesto, sólo regulando la amplitud de la tensión sin cambiar la fase, debido al control flexible de tensión en la salida serie de convertidor, el UPFC puede controlar fácilmente la tensión.
- B) **Combinación de compensación de líneas en serie y control de tensión:** La compensación en serie del UPFC es lo mismo que la compensación tradicional en serie, la parte en serie no tiene intercambio de potencia activa con líneas de transmisión, así compensa la tensión \dot{U}_c que debe ser perpendicular a la línea de corriente \dot{I} .
- C) **Combinación de regulación del ángulo de fase y el control de tensión:** Donde cambia el ángulo de fase de tensión, pero no cambia su magnitud.
- D) **Combinación de regulación tensión, compensación de líneas en serie y regulación del ángulo de fase:** Integra las tres funciones anteriores donde cambia la amplitud y fase la tensión según el funcionamiento del sistema

2.3. Algoritmo de murciélago

El algoritmo de murciélago BA (por sus siglas en ingles *BAT Algorithm*) es un novedoso algoritmo metaheurístico que permite dar solución a problemas complejos de optimización en la ingeniería [57]. Este algoritmo fue propuesto en el año 2010 por Xin-She Yang y está basado en la capacidad de ecolocalización de los murciélagos, la cual les permite localizar y cazar a su presa en completa oscuridad [58].

Un murciélago emite ondas ultrasónicas y luego usa sus sensibles oídos para recolectar los ecos de su entorno. A partir del eco recolectado, un murciélago puede determinar la ubicación y el tamaño de los objetos, además de identificar si un objeto se esta moviendo o no [59]. Durante la caza, los murciélagos emiten pulsos cortos, sin embargo, cuando la presa potencial está cerca su frecuencia de pulso aumenta. El aumento de frecuencia junto con la aceleración de la emisión de pulsos, acortará la longitud de onda del eco y, por lo tanto, mejorará la precisión de la depredación. Inspirado por esto Yang propone el algoritmo de murciélago, donde para simplificar el mecanismo se utilizan las siguientes reglas idealizadas [58].

1. Todos los murciélagos pueden estimar distancias y diferenciar entre presas y obstáculos.
2. Para buscar la presa los murciélagos vuelan aleatoriamente con una velocidad \mathbf{v}_i en la posición \mathbf{x}_i y puede ajustar la frecuencia f (o longitud de onda λ) del pulso emitido sobre la base de la distancia a la comida.
3. La intensidad de los pulsos ultrasonicos puede variar de diversas formas entre su valor máximo (A_0) y su valor mínimo (A_{min}).

2.3.1. Modelo matemático BA

Como se mencionó anteriormente un murciélago se compone de vectores de velocidad, frecuencia y posición. Cada murciélago se inicia con la posición (\mathbf{x}_i), frecuencia (f_{min}) y velocidad (\mathbf{v}_i); los murciélagos vuelan aleatoriamente ajustando la frecuencia f_i , su velocidad \mathbf{v}_i^t y posición \mathbf{x}_i^t en un instante dado t . Durante el curso de las iteraciones de las ecuaciones 2.25, 2.26 y 2.27 los murciélagos actualizan su frecuencia, velocidad y posición respectivamente.

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min})\beta \quad (2.25)$$

$$\mathbf{v}_i^t = \mathbf{v}_i^{t-1} + (\mathbf{x}_i^{t-1} - \mathbf{x}^*)f_i \quad (2.26)$$

$$\mathbf{x}_i^t = \mathbf{x}_i^{t-1} + \mathbf{v}_i^t \quad (2.27)$$

dónde β es un número aleatorio de distribución uniforme en $[0, 1]$, f_{max} y f_{min} son los límites superior e inferior de la frecuencia de los pulsos, respectivamente, y \mathbf{x}^* representa la mejor posición (solución) global hasta el instante t .

Posteriormente, se realiza una búsqueda local. Si un número aleatorio es mayor que la frecuencia del pulso, la nueva solución se genera en torno a la mejor solución global actual. Esto se realiza a través de la ecuación 2.28.

$$\mathbf{x}_i^t = \mathbf{x} + \epsilon \mathbf{A}^t \quad (2.28)$$

Donde \mathbf{x}_i^t representa una nueva solución, \mathbf{x} es la posición relativa de inicio, ϵ representa un número aleatorio entre $-1, 1$ y \mathbf{A}^t es la intensidad promedio de los pulsos emitidos por todos los murciélagos en el instante t .

Un BA es una combinación equilibrada de búsqueda local intensiva con PSO (*Particle Swarm Optimization*) por lo que los parámetros de intensidad y frecuencia juegan un papel muy importante en la búsqueda global y local [60]. Al aproximarse a su presa, la intensidad de los pulsos A_i generalmente disminuye mientras que la razón de emisión de pulsos r_i se incrementa. En la búsqueda local intensiva y las técnicas de PSO la intensidad y frecuencia se calculan utilizando las ecuaciones 2.29 y 2.30.

$$A_i^{t+1} = \alpha A_i^t \quad (2.29)$$

$$r_i^{t+1} = r_i^0 [1 - \exp(-\gamma t)] \quad (2.30)$$

donde $\alpha \in]0, 1]$, $\gamma > 0$. A_i y r_i se actualizan solamente si las nueva soluciones son mejores que las actuales.

Modelo y optimización del UPFC

Este capítulo presenta la implementación del modelo estático y dinámico del UPFC en el software PowerFactory (DIgSILENT). El modelo se implementa en el módulo DigSILENT Simulation Language (DSL) que es la funcionalidad que habilita al usuario de DIgSILENT para crear sus propios modelos dinámicos y emplearlos en multitud de las funciones de cálculo. De igual forma, se presenta la aplicación del modelo matemático de optimización para mitigar las pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de tensión del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

3.1. Modelo estático

La figura 3.1 muestra el modelo estático del UPFC implementado en el software PowerFactory. Este se compone de dos convertidores VSC acoplados a un enlace común de tensión DC a través de un condensador que funciona como almacenador de energía. Además, cuenta con dos transformadores los cuales tienen como objetivo principal realizar el acople a la vez que limitan la corriente de corto circuito. El convertidor 1 está conectado en paralelo a una línea (*nodo UPFC*) que tiene como función suministrar una potencia activa que es demandada por el convertidor 2, así como el suministro o consumo de potencia reactiva, por lo que permite tener control en la magnitud de la tensión. El convertidor 2 está conectado en serie a una línea de transmisión (*línea A-B*), este convertidor tiene como función controlar el flujo de potencia inyectando una tensión con magnitud y fase controlables.

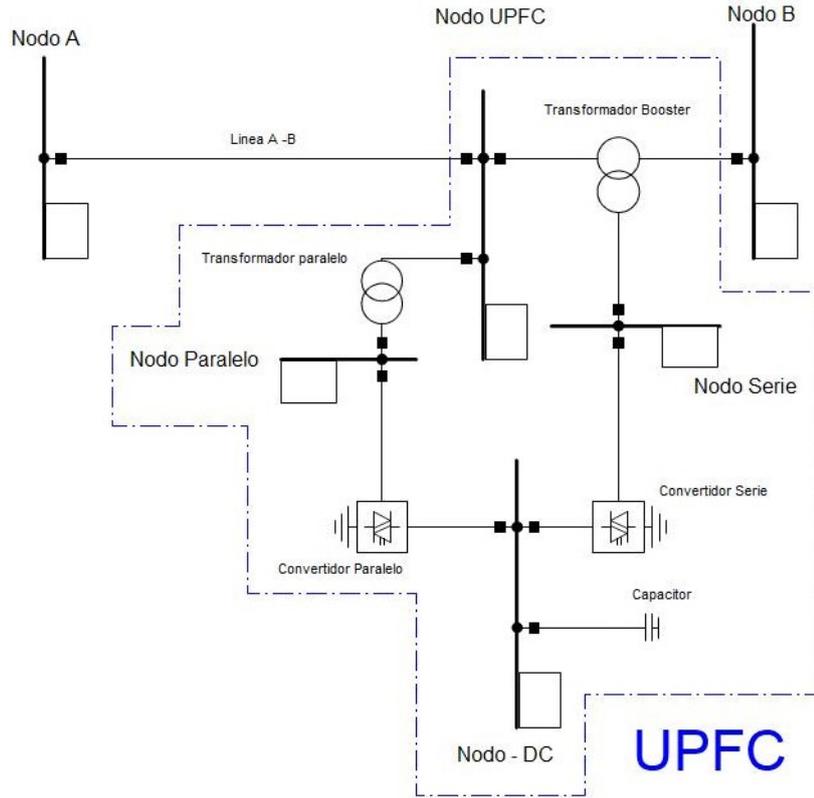


Figura 3.1: Modelo estático - PowerFactory

Los principales criterios de diseño del UPFC son: el nivel de tensión (AC y DC), potencia del dispositivo y modo de control, los cuales se describen a continuación.

3.1.1. Nivel de tensión

En un convertidor PWM la señal de conmutación, también llamada factor de amplificación Pm que proviene del control, se puede expresar en términos de la frecuencia de conmutación como [61]:

$$V_{ACr} = K_0 Pm_r V_{DC} \quad (3.1)$$

$$V_{ACi} = K_0 Pm_i V_{DC} \quad (3.2)$$

Donde V_{ACr} y V_{ACi} representan la tensión real e imaginaria, respectivamente. K_0 es un factor constante, dependiendo del método PWM utilizado. Para modulación sinusoidal viene dada por:

$$K_0 = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (3.3)$$

Uno de los principales criterios de diseño del convertidor PWM es el nivel de tensión del nodo DC, ya que un nivel de tensión bajo puede producir saturaciones en el convertidor

PWM, por esta razón se debe cumplir la relación expuesta en la ecuación 3.4. Además, si Pm crece por encima de uno, se producen problemas de armónicos.

$$V_{DC} \geq \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}}V_{AC} \quad (3.4)$$

Los niveles de tensión se eligen de acuerdo a los anteriores criterios y además, a los niveles de tensión estándar de cada país, así como los niveles de tensión (DC y AC) de fabricación de las válvulas de tiristores de los convertidores. Con base en estos criterios, se elige un nivel de tensión de 25 kV en corriente continua y de 10 kV en corriente alterna, garantizando que se cumpla lo estipulado en la ecuación 3.4.

3.1.2. Potencia del convertidor

La elección de la potencia de los convertidores dependerá particularmente de la aplicación (transmisión o distribución). En este caso particular, la aplicación es al nivel de tensión 220 kV (transmisión) utilizando toda la topología de red del SIN de Colombia. La potencia del dispositivo se elige con base en lo anterior y además que sea comparable con los dos dispositivos FACTS instalados en el departamento de Cundinamarca.¹ por esta razón se elige un UPFC con una potencia de 200 MVAR .

3.1.3. Modo de control del dispositivo

El modo de control del convertidor en paralelo será de tipo $Vdc - Q$ por lo que su prioridad será el control de tensión mediante la entrega o absorción de potencia reactiva, mientras el convertidor serie tendrá como prioridad PQ lo priorizará la entrega de potencia activa para: reducir pérdidas, redireccionar flujos y aliviar líneas. En la sección 3.2 se detallan los modos de control del dispositivo.

La tabla 3.1 muestra las características estáticas del UPFC implementado.

Tabla 3.1: Características estáticas UPFC

Variable	Convertidor 1	Convertidor 2
Tensión DC [kV]	25	25
Tensión AC [kV]	10	10
Potencia Convertidor[MVA]	200	200
Modo de control	Vdc-Q	PQ

El modelo de convertidor PWM de PowerFactory tiene diferentes combinaciones de entrada posibles. Para ese caso se usa la entrada id_{ref} e iq_{ref} . Este fasor de corriente del convertidor PWM es transformada al marco dq . La ventaja de la transformación es que id_{ref} equivale a la salida de potencia activa del convertidor, mientras que iq_{ref} equivale a la potencia reactiva del convertidor PWM.

¹El STATCOM de 200 MVAR conectado a la subestación Bacata 500 kV y el SVC de 140 MVAR conectado en la subestación Tunal 220 kV

3.2. Modelo dinámico

La implementación del modelo dinámico del sistema UPFC se construyó en el módulo DIGSILENT Simulation Language (DSL) a partir de los elementos de librería previamente establecidos para convertidores. Con el uso del módulo se definen modelos dinámicos a través de diagramas de bloques que reciben señales de entrada del sistema, permitiendo controlar variables de salida en tiempo real. Con el uso del módulo es posible introducir modelos específicos como controladores automáticos de tensión (AVR), gobernadores de velocidad, modelos de FACTS, HVDC, entre otros.

Los modelos de control en el software PowerFactory se componen de los siguientes elementos [62]:

- **Elemento de red (Network element):** Es un elemento integrado que representa una pieza del sistema de potencia (ej. Generador síncrono, transformador, convertidor, etc).
- **Composite Frame:** Es un diagrama general que muestra las interconexiones entre SLOTS. Contiene las definiciones de cada SLOT, indicando el tipo de objeto que debe asignarse. Los FRAME son objetos de librería.
- **SLOT:** Son bloques en el Composite Frame que representan un objeto en la red, los cuales pueden ser elementos de red, dispositivos de medición y modelos DSL.
- **Composite Model:** Es un objeto de la red que representa un sistema dinámico completo (por ejemplo, generador con motor primario y control de tensión). Vincula el composite frame (que contiene los SLOTS) a los elementos de red reales, dispositivos de medición y modelos comunes DSL en la cuadrícula.
- **Model Definition:** Define la función de transferencia de un modelo dinámico, en forma de ecuaciones y/o diagramas de bloques gráficos. (ej. controlador PI, ganancias, etc)
- **Common Model:** Vincula el Model Definition a un equipo real y se ajusta con parámetros específicos.
- **Block Definition:** Es el nombre del objeto en PowerFactory (BlkDef) y se utiliza para construir composite frames y model definitions. Los Block Definitions se pueden construir a partir de ecuaciones y diagramas de bloques gráficos.
- **Primitive Block Definition:** Es una clase de Model Definition que contiene solo un conjunto de ecuaciones sin representación gráfica. Los Primitive Block Definition tienen la característica que se puede reutilizar en otros Model Definition.
- **Composite Block Definition:** : Es una clase de Model Definition que tiene una representación gráfica de diagrama de bloque y puede construirse a partir de Primitive Block Definition.
- **Macro:** Es una clase de Model Definition que está diseñada para usarse solo en otras composite block definitions. PowerFactory no verifica las condiciones

iniciales de una macro, ya que se supone están definidas en otro lugar (es una definición de bloque de nivel superior).

La figura 3.2 ilustra la estructura de modelos dinámicos de control en PowerFactory. Se puede observar que los elementos que constituyen el modelo de control se dividen en dos: librería (Library) y datos de red (Network Data). En la librería se encuentra el Composite Frame y el model definition; el Frame contiene la interconexión de los elementos y el model definición de los diagramas de control. Asimismo, los datos de red contienen el composite model, a través del cual se le asignan los elementos de control y medida al elementos de red, mientras el common model ajusta cada model definition con parámetros específicos (e.j ganancias y constantes de controladores, límites de corrientes, etc).

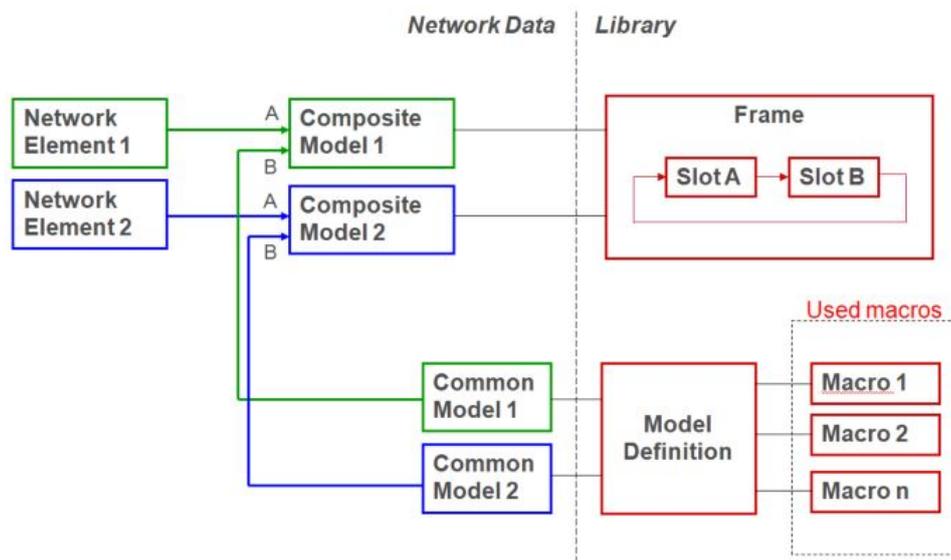


Figura 3.2: Estructura de modelos dinámicos en PowerFactory.
Tomado de [62]

Las figuras 3.3 y 3.4 ilustran la estructura general de un sistema UPFC (convertidor serie y paralelo respectivamente). Bajo esta filosofía se realiza el modelo en el software PowerFactory, donde en color gris se muestra el modelo estático del UPFC y en color azul el modelo dinámico del convertidor. A cada convertidor (*Network Element*) le corresponde un modelo de dinámico, el cual se le asigna mediante un *Composite Model* y se le vincula con un *Composite Frame*.

En la figura 3.3 se muestra el *Composite Frame* para el convertidor serie, donde se identifican 6 *SLOTS*; 3 de medida: Frecuencia de la red (f_{red}) + fase (θ_{med}), corriente (I_{med}), y tensión (V_{med}), donde f_{red} , θ_{med} se miden en el nodo de conexión (Nodo B), mientras I_{med} se mide en el lado de alta del transformador; además 2 de control *Control PQ* y *Control de corriente*.

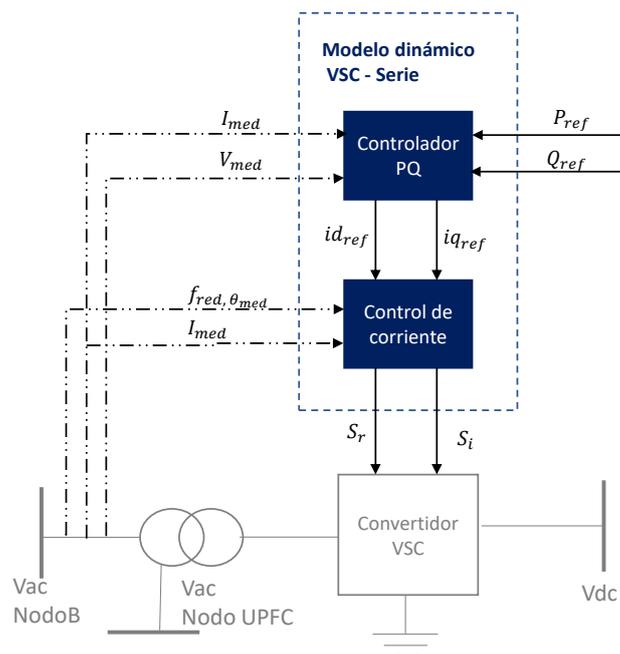


Figura 3.3: Estructura del convertidor serie

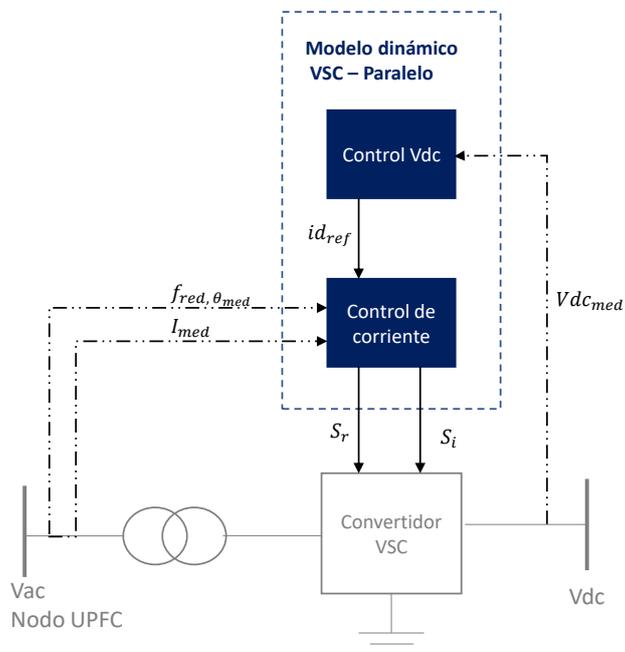


Figura 3.4: Estructura del convertidor paralelo

En la figura 3.4 se muestra que el *Composite Frame* para el convertidor paralelo, donde se identifican 5 *SLOTS*; 3 de medida: frecuencia (f_{red}) + fase (θ_{med}), corriente (I_{med}), y tensión dc (Vdc_{med}), donde I_{med} , f_{red} y θ_{med} se miden en el nodo de conexión (*nodo UPFC*) o un nodo remoto y Vdc_{med} en el nodo de corriente continua; además, 2 de control *Control Vdc* y *Control de corriente*. En las siguientes secciones se explicará en detalle la implementación del modelo dinámico del UPFC.

3.2.1. Convertidor serie

La estructura del convertidor serie mostrada en la figura 3.3 se plasma en PowerFactory a través del Composite FRAME que se ilustra en la figura 3.5, donde se muestra la interconexión entre los componentes del modelo dinámico (*SLOTS*).

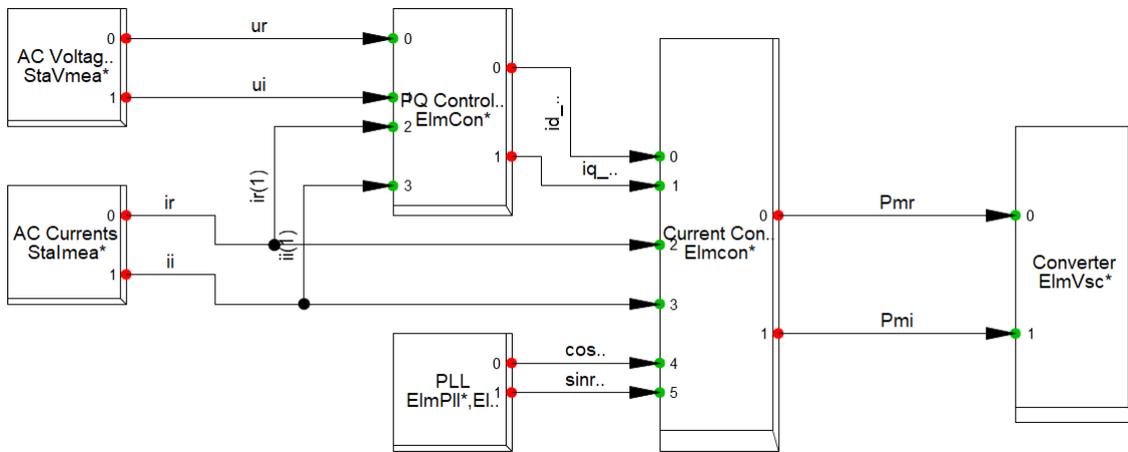


Figura 3.5: Composite FRAME - Convertidor serie

A continuación, se define y explica cada *SLOT*:

- **Medidor de tensión (StaVmea*):** Mide la tensión del nodo de conexión. Como salida entrega la componente real u_r e imaginaria u_i de la tensión.
- **Medidor de corriente (Stalmea*):** Mide la corriente entregada al sistema (en lado de alta del transformador). Como salida entrega la componente real i_r e imaginaria i_i de la corriente.
- **Medidor de frecuencia y fase (ElmPhi*):** Mide la fase y la frecuencia de una tensión. La medición se realiza mediante un PLL (*Phase Locked Loop Device*). Como salida entrega $\cos(\theta)$ y $\sin(\theta)$.
- **Control PQ (ElmCon*):** Es un elemento DSL cuya función es realizar el control PQ. El modelo de control de este elemento DSL se muestra en la figura 3.6. Se puede observar que en el modelo de control se calcula la potencia activa (P_{in}) y reactiva (Q_{in}) que entrega al controlador a través de las ecuaciones 3.5 y 3.6, respectivamente.

$$P_{in} = u_r i_r + u_i i_i \quad (3.5)$$

$$Q_{in} = u_r i_i - u_i i_r \quad (3.6)$$

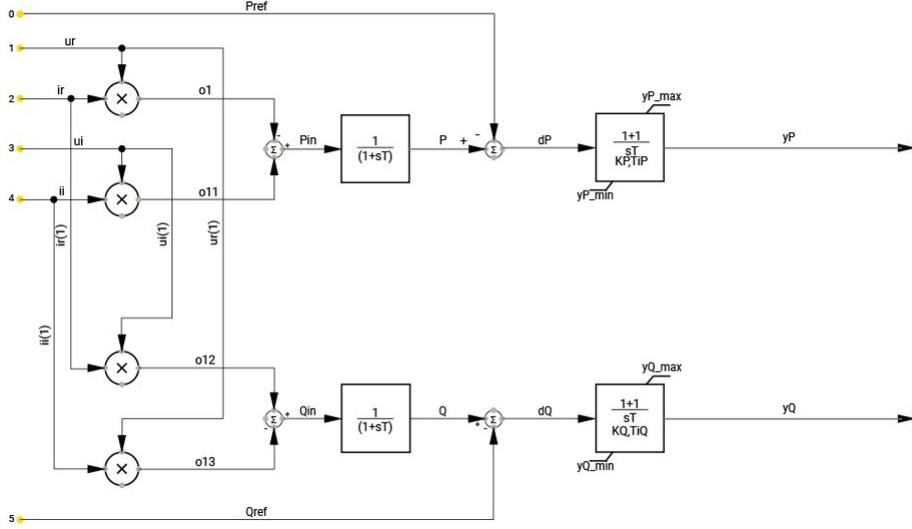


Figura 3.6: DSL- Control DQ

Inicialmente, las potencias P_{in} y Q_{in} pasan a través de un sistema de primer orden con un retardo (T_r), que tiene como salida una potencia en el dominio de la frecuencia (Laplace). Lo anterior se puede expresar matemáticamente a través de la ecuaciones 3.7 y 3.8.

$$P(s) = \frac{1}{1 + sT_r} P_{in}(s) \quad (3.7)$$

$$Q(s) = \frac{1}{1 + sT_r} Q_{in}(s) \quad (3.8)$$

Estas potencias se compararan con las de referencia (ingresadas por el usuario) para calcular la diferencia entre el valor programado y el valor entregado, tal como se muestra en las ecuaciones 3.9 y 3.10.

$$dP(s) = P(s) - P_{ref}(s) \quad (3.9)$$

$$dQ(s) = Q(s) - Q_{ref}(s) \quad (3.10)$$

Finalmente, estas diferencias $dP(s)$ y $dQ(s)$ pasan a través de un controlador Proporcional Integral con limitador tal como se muestra en las ecuaciones 3.11 y 3.12. Los límites dependerán de las características del convertidor VSC y además de la red en la cuál se conecta.

$$y_p(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{sT_{ip}}\right) \Big|_{y_{p_{min}}^{y_{p_{max}}}} dP(s) \quad (3.11)$$

$$y_q(s) = k_q \left(1 + \frac{1}{sT_{iq}}\right) \Big|_{y_{q_{min}}^{y_{q_{max}}}} dQ(s) \quad (3.12)$$

Nota: las salidas y_p y y_q también son nombradas en el siguiente diagrama como $i_{d_{ref}}$ e $i_{q_{ref}}$, respectivamente.

La tabla 3.2 muestra los parámetros utilizados para el control DQ del convertidor VSC serie. Estos parámetros se sintonizan y ajustan de acuerdo a la metodología del anexo 1.

Tabla 3.2: Parametros control DQ

Variables	Descripción	Valor
Tr	Retardo primer orden	0,01
Tip	Retardo PI - Potencia activa	0,1
TiQ	Retardo PI - Potencia reactiva	0,1
Kp	Ganancia PI - Potencia activa	5
Kq	Ganancia PI - Potencia reactiva	5
Ypmax	Valor max - potencia activa	200
Ypmin	Valor min - potencia activa	-200
Ypmax	Valor max - potencia reactiva	200
YQmin	Valor min - potencia reactiva	-200

- Control de corriente (ElmCon*)**: Es un elemento DSL cuya función es realizar el control de la corriente a inyectar. El modelo de control de este elemento DSL se muestra en la figura 3.7. En primera instancia este control transforma las componentes real e imaginaria de la corriente medida en componentes dq , esto se realiza a través de las ecuaciones 3.13 y 3.14.

$$i_d = i_r \cos(\theta) + i_i \sin(\theta) \tag{3.13}$$

$$i_q = -i_r \sin(\theta) + i_i \cos(\theta) \tag{3.14}$$

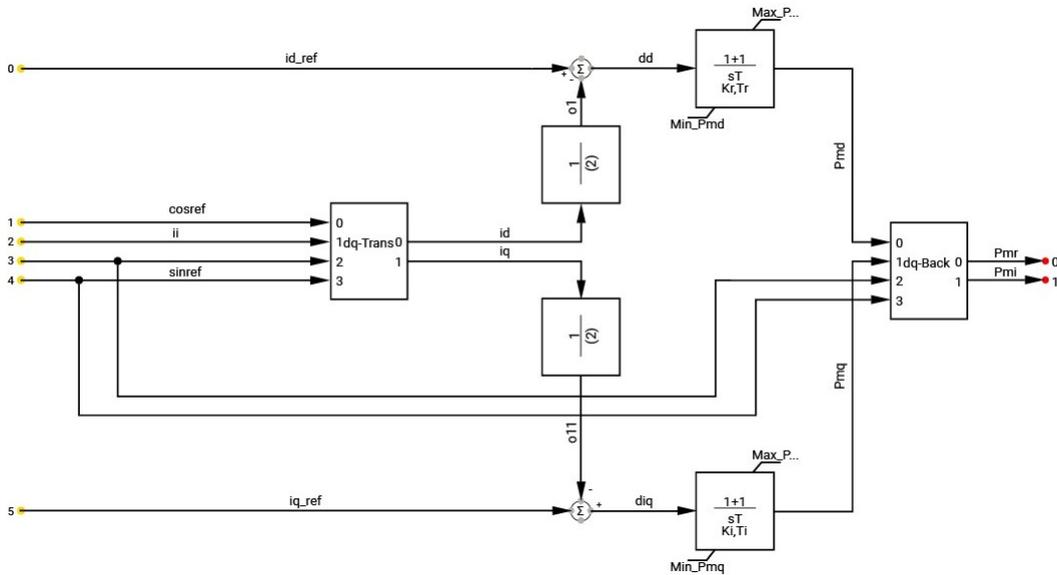


Figura 3.7: DSL- Control de corriente convertidor serie

Estas corrientes (i_d o i_q) pasan a través de un sistema de primer orden con un retardo (T_m), que tiene como salida una corriente en el dominio de la frecuencia (Laplace). Lo anterior se puede expresar matemáticamente a través de las ecuaciones 3.15 y 3.16.

$$id_{out}(s) = \frac{1}{1 + sT_m} i_d(s) \quad (3.15)$$

$$iq_{out}(s) = \frac{1}{1 + sT_m} i_q(s) \quad (3.16)$$

Estas corrientes se comparan con las de referencia (salidas del control PQ) para calcular la diferencia entre estas, tal como se muestra en las ecuaciones 3.17 y 3.18.

$$did(s) = id_{ref}(s) - id_{out}(s) \quad (3.17)$$

$$diq(s) = iq_{ref}(s) - iq_{out}(s) \quad (3.18)$$

Estas diferencias $did(s)$ y $diq(s)$ se pasan a través de un controlador Proporcional Integral con limitador, como se muestra en las ecuaciones 3.19 y 3.20.

$$Pmd(s) = k_r \left(1 + \frac{1}{sT_r}\right) \Big|_{\min Pmd}^{\max Pmd} did(s) \quad (3.19)$$

$$Pmq(s) = k_i \left(1 + \frac{1}{sT_i}\right) \Big|_{\min Pmq}^{\max Qmd} diq(s) \quad (3.20)$$

Las anteriores salidas Pmd y Pmq serán las señales de conmutación, o factor de amplificación descritas en las ecuaciones 3.1 y 3.2. Finalmente, estas señales dq se convierten en una señal de potencia real e imaginaria tal como se muestra en las ecuaciones 3.21 y 3.22.

$$Pmr = Pmd * \cos(\theta) - Pmq * \sin(\theta) \quad (3.21)$$

$$Pmi = Pmd * \sin(\theta) + Pmq * \cos(\theta) \quad (3.22)$$

La tabla 3.3 muestra los parámetros utilizados para el control de corriente del convertidor VSC serie. Estos parámetros se sintonizan y ajustan de acuerdo a la metodología del anexo 1; los valores mínimos y máximos de la señal de conmutación se realizan con valores estándar de fabricantes.

Tabla 3.3: Parámetros control de corriente - Serie

Variabes	Descripción	Valor
Kr	Ganancia - Corriente real	0,1
Tr	Retardo PI - Corriente real	0,17
Ki	Ganancia - Corriente imaginaria	0,1
Ti	Retardo PI - Corriente imaginaria	0,17
Tm	Retardo primer orden	0,01
Min_Pmd	Min Valor - señal de conmutación eje d	-0,3
Min_Pmq	Min Valor - señal de conmutación eje q	-0,3
Max_Pmd	Max Valor - señal de conmutación eje d	0,8
Max_Pmq	Max Valor - señal de conmutación eje q	0,5

3.2.2. Convertidor paralelo

La estructura del convertidor paralelo mostrada en la figura 3.4 se plasma en PowerFactory a través del Composite FRAME que se ilustra en la figura 3.8. Donde se muestra la interconexión entre los componentes del modelo dinámico (SLOTS).

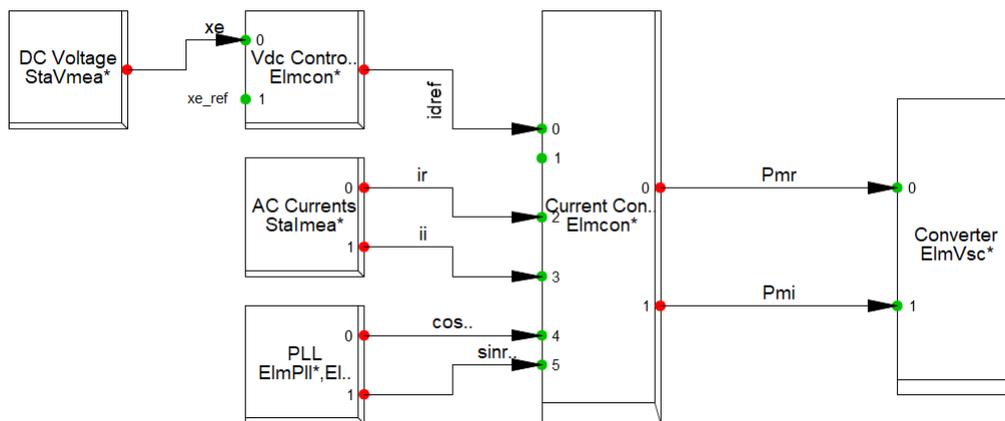


Figura 3.8: Composite FRAME - Convertidor serie

A continuación, se define y explica cada SLOT:

- **Medidor de tensión DC (StaVmea*)**: Mide la tensión del nodo DC. Como salida entrega la componente real u_r de la tensión. Por practicidad xe .
- **Medidor de corriente (Stalmea*)**: Mide la corriente entregada al sistema (en lado de alta del transformador). Como salida entrega la componente real i_r e imaginaria i_i de la corriente.
- **Medidor de frecuencia y fase (ElmPhi*)**: Mide la fase y la frecuencia de una tensión. La medición se realiza mediante un PLL (*Phase Locked Loop Device*). Como salida entrega $\cos(\theta)$ y $\sin(\theta)$.
- **Control Vdc (ElmCon*)**: Es un elemento DSL cuya función es realizar el control de tensión. El modelo de control de este elemento DSL se muestra en

la figura 3.6. Se puede observar que en el modelo de control compara la tensión medida con la de referencia Vdc_{ref} o xe_{ref} que por lo general es 1 p.u. Tal cual se muestra en la ecuación 3.23.

$$dxe = xe - xe_{ref} \quad (3.23)$$

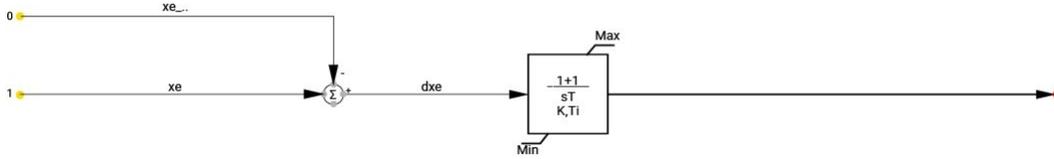


Figura 3.9: DSL- Control Vdc

Esta diferencia dxe y se pasa a través de un controlador Proporcional Integral con limitador tal como se muestra en las ecuación 3.24.

$$yo(s) = k\left(1 + \frac{1}{sT_i}\right) \Big|_{min}^{max} dxe(s) \quad (3.24)$$

La salida yo se puede expresar como id , es decir como una corriente en eje directo. Este modulo garantizará que siempre la suma de las potencias de los dos convertidores sea igual a 0 es decir: $P_{serie} + P_{paralelo} = 0$.

La tabla 3.4 muestra los parámetros utilizados para el control Vdc del convertidor VSC paralelo. Estos parámetros se sintonizan y ajustan de acuerdo a la metodología del anexo 1.

Tabla 3.4: Parámetros control Vdc

Variables	Descripción	Valor
k	Ganancia controlador PI	100
Ti	Retardo controlador PI	6
Min	Valor min - id ref	0.9
Max	Valor max - id ref	1.1

- Control de corriente (ElmCon*): Es un elemento DSL cuya función es realizar el control de la corriente a inyectar. El modelo de control de este elemento DSL se muestra es el mismo del control serie mostrado en la figura 3.7, con la diferencia que la corriente de referencia iq sera la demandada del sistema, y no programada como en el caso del convertidor serie, esto se debe principalmente a que el convertidor en paralelo prioriza el control de tensión. Por otra parte, se diferencia en los retardos de los controladores PI, ya que en este caso serán mayores para darle prioridad al controlador serie. En el caso del retardo de la potencia real se deja un valor muy alto, ya que como se mencionó anteriormente, la prioridad de este convertidor es el control de tensión mediante la entrega o absorción de potencia reactiva. La tabla 3.5 muestra los parámetros utilizados para el control de corriente del convertidor VSC paralelo. Estos parámetros se sintonizan y ajustan de acuerdo a la metodología del anexo 1.

Tabla 3.5: Parámetros control de corriente - paralelo

Variabes	Descripción	Valor
Kr	Ganancia - Corriente real	0,1
Tr	Retardo PI - Corriente real	99999
Ki	Ganancia - Corriente imaginaria	0,1
Ti	Retardo PI - Corriente imaginaria	1
Tm	Retardo primer orden	0,01
Min_Pmd	Min Valor - señal de conmutación eje d	-0,3
Min_Pmq	Min Valor - señal de conmutación eje q	-0,3
Max_Pmd	Max Valor - señal de conmutación eje d	0,8
Max_Pmq	Max Valor - señal de conmutación eje q	0,5

3.3. Ubicación óptima del UPFC

El propósito principal de la instalación del UPFC es mitigar las pérdidas de potencia a la vez que se mejore los perfiles de tensión del SIN. La función objetivo (F) se representa con la ecuación 3.25 y minimiza las pérdidas de potencia en la operación del sistema.

$$\min.(F) = \min.(P_L) \quad (3.25)$$

Como se menciona en [16] con la ubicación óptima del UPFC se reducen las pérdidas de potencia de un sistema eléctrico, ya que el controlador compensa la línea de transmisión a la que se conecta, a la vez que redirecciona los flujos de potencia obteniendo efectos como aliviar líneas congestionadas [63]. La pérdidas de potencia real e imaginaria pueden calcularse a través de 3.26 y 3.27

$$P_{losses} = \sum_{k=1}^{N_B} G_k [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.26)$$

$$Q_{losses} = \sum_{k=1}^{N_B} B_k [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.27)$$

Donde:

- k : Nodo
- N_B : Cantidad de nodos
- G : conductancia
- B : Admitancia
- i : Nodo emisor
- j : Nodo receptor
- δ : angulo de fase

Al final la función objetivo esta dada por 3.28.

$$P_L = P_{losses} + Q_{losses} \quad (3.28)$$

- **Restricciones de generador:** Las restricciones de tensión (V), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) de cada generador (gi) de Colombia están publicadas en el informe Parámetros Técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano (PARACTEC) [64].

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{gi}^{min} \leq V_{gi} \leq V_{gi}^{max} \\ P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \\ Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \end{array} \right. \quad (3.29)$$

- **Restricciones de nodos:** Las restricciones de tensión de nodos en el SIN, son reglamentadas por la resolución CREG 025 de 1995 [65] y CREG 070 de 1998 [66], la cuales son $0,95p.u \leq V \leq 1,1p.u$ para tensiones inferiores a 500 kV y para tensiones de 500 kV $0,95p.u \leq V \leq 1,05p.u$.

$$V_{li}^{min} \leq V_{li} \leq V_{li}^{max} \quad (3.30)$$

Esta restricción garantiza que se mejoren los índices de estabilidad de tensión manteniendo los rangos de tensión establecidos por la regulación y de esta forma asegura el cumplimiento del objetivo general de esta investigación.

- **Restricciones de compensación:** Las restricciones de compensación están publicadas en el informe PARATEC (incluyendo el STATCOM y SVC's instalados en Colombia) [64].

$$Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad (3.31)$$

- **Restricciones convertidor UPFC - serie:** Parámetros propios del UPFC

$$E_{si}^{min} \leq E_{si} \leq E_{si}^{max} \quad (3.32)$$

$$\delta_{si}^{min} \leq \delta_{si} \leq \delta_{si}^{max} \quad (3.33)$$

- **Restricciones convertidor UPFC - paralelo:** Parámetros propios del UPFC

$$E_{pi}^{min} \leq E_{pi} \leq E_{pi}^{max} \quad (3.34)$$

$$\delta_{pi}^{min} \leq \delta_{pi} \leq \delta_{pi}^{max} \quad (3.35)$$

3.4. Implementación del algoritmo BA

A continuación, se muestra el procedimiento para ubicar óptimamente el UPFC con el fin de reducir las pérdidas de potencia y mejorar los índices de estabilidad de tensión en las redes de transporte de energía eléctrica del departamento de Cundinamarca.

Paso 1: Inicialización de parámetros: Establecer la dimensión del vector de decisión (D), el tamaño de la población (PS), el número máximo de iteraciones ($itermax$), los límites del espacio de búsqueda (\mathbf{B}_{min} , \mathbf{B}_{max}), la intensidad (A_{min} , A_{max}), la frecuencia del pulso (r_{min} , r_{max}) y frecuencia (f_{min} , f_{max}), coeficiente de atenuación de la sonoridad α y factor de mejora de la frecuencia de pulso γ . Luego se genera aleatoriamente los valores iniciales de la frecuencia de pulso r_0^i e intensidad A_i^0 de cada murciélago entre $[r_{min}, r_{max}]$ y $[A_{min}, A_{max}]$, respectivamente.

Paso 2: Inicialización de la población. Se inicia en la posición \mathbf{x}_i y velocidad $\mathbf{v}_i(1, 2, \dots, PS)$. Donde la posición de cada murciélago significa una solución en el espacio de búsqueda y se inicializa mediante la ecuación 3.36

$$\mathbf{x}_i^0 = \mathbf{B}_{min} + (\mathbf{B}_{max} - \mathbf{B}_{min}) \otimes \mathbf{rand} \quad (3.36)$$

donde $i = [1, 2, \dots, PS]$, \otimes significa la multiplicación por entrada, y \mathbf{rand} es un vector aleatorio distribuido uniformemente en el rango de $[0, 1]$

Paso 3: Genere nuevas soluciones.

Paso 4: Evaluar la función objetivo. Evaluar la función objetivo P_L (ecuación 3.25) mediante una simulación de flujo de carga.

Paso 5: Establecer P_L^{min} en la mejor solución actual

Paso 6: Búsqueda global. Actualización de la frecuencia f_i velocidad \mathbf{v}_i^t y frecuencia \mathbf{f}_i^t de cada murciélago mediante las ecuaciones 2.25, 2.26 y 2.27.

Paso 7: Actualización de intensidad y frecuencia de pulso. Si el valor de pérdidas de potencia P_L^{min} es menor que la mejor solución actual obtenido actualizar la intensidad y frecuencia de pulso utilizando las ecuaciones 2.29 y 2.30

Paso 8: Actualice la mejor solución global encontrada hasta ahora. Específicamente, si $f(x_i^t) < f(x^*)$, luego $x^* = x_i^t$

Paso 9: Compruebe el criterio de parada. Si el número de iteraciones es menor que $itermax$, repita los pasos 3 a 8. De lo contrario, detenga el algoritmo y genere los resultados.

La tabla 3.6 muestra los parámetros utilizados en el algoritmo de murciélago. Para el caso de estudio los límites del espacio de búsqueda \mathbf{B} esta acotado en la tabla 4.1 (líneas STN 230 KV ubicadas en el departamento de Cundinamarca) y sus posibilidades de conexión.

Tabla 3.6: parámetros algoritmo

Parámetro	valor
Tamaño de la población	25
No. de iteraciones	100
Intensidad A_0	1.5
Frecuencia r_0	0.9
γ	0.975
α	0.975

Capítulo 4

Caso de estudio

Para el desarrollo de esta investigación se utiliza la base de datos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, la cual tiene modelada la topología del sistema eléctrico del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión regional (STR), parque de generación actual con sus sistemas de control y los factores de distribución de demanda por barras para cada uno de los escenarios de demanda. Asimismo, se utiliza información oficial vigente de planeamiento eléctrico publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):

- Plan de Expansión de referencia de Generación - Transmisión 2020 - 2034 (versión sep 2021).
- Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia 2021 -2035 (versión jun 2021).
- Registro UPME conceptos de conexión de proyectos de generación (versión jun 2021).

Debido a que el autor de esta investigación es beneficiario de la beca “Formación de talento humano de alto nivel en maestrías en el departamento de Cundinamarca” beca otorgada por la gobernación de Cundinamarca a través de la fundación CEIBA el caso de estudio se acota exclusivamente a las redes de transporte de energía eléctrica (230 kV) que están en la jurisdicción del departamento de Cundinamarca (técnicamente llamado área Oriente - Bogotá). La figura 4 muestra el diagrama unifilar del área eléctrica de Cundinamarca (incluyendo redes de nivel de tensión 500, 230 y 115 kV).

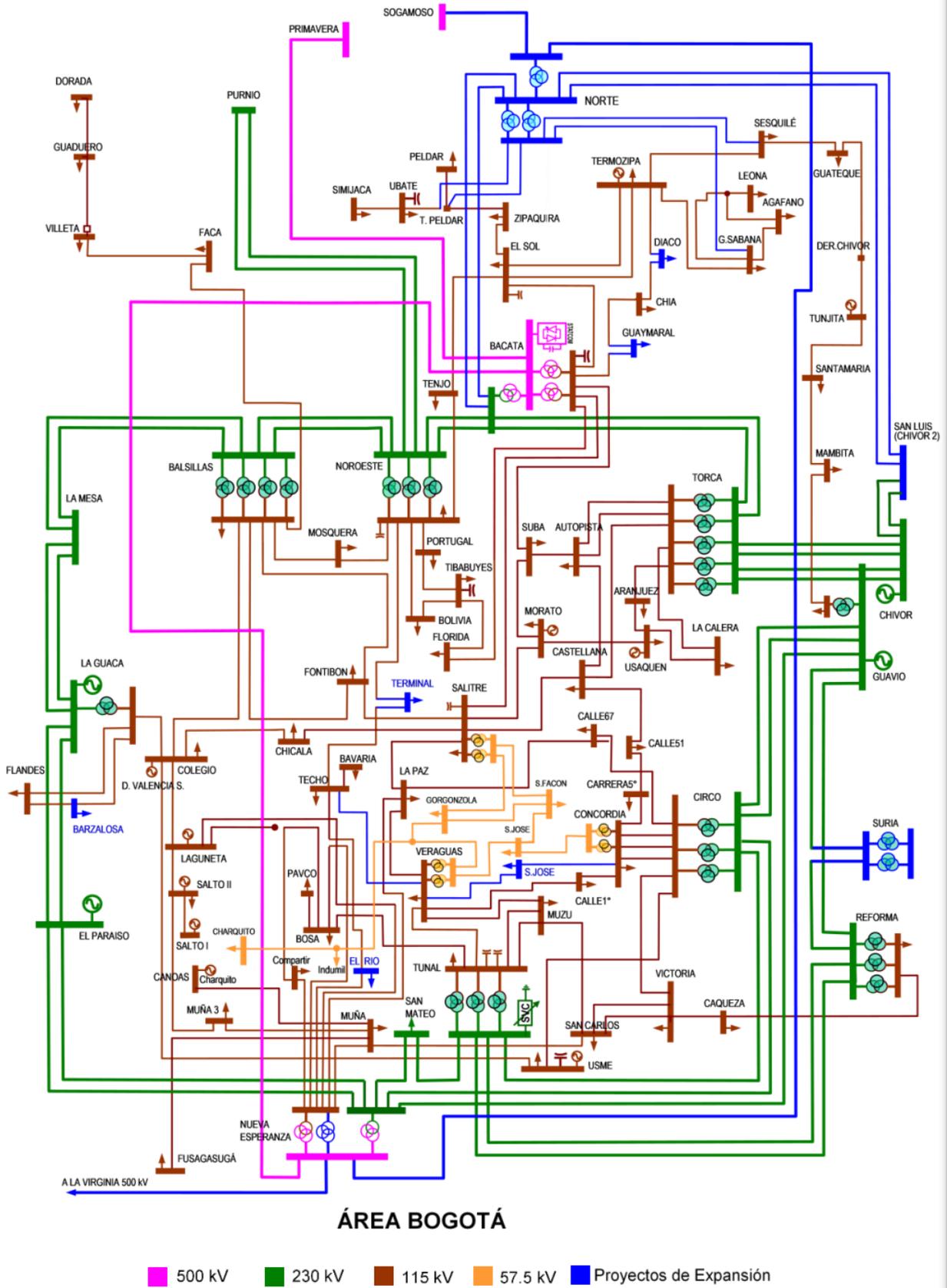


Figura 4.1: Diagrama Unifilar área Oriente: Bogotá.
Tomado de [67]

La tabla 4.1 muestra las líneas de transmisión de energía eléctrica del STN a un nivel de tensión de 230 kV ubicadas y proyectadas en el departamento de Cundinamarca, donde se muestra el número de circuitos y las subestaciones entre las cuales se ubican dichas líneas.

Tabla 4.1: Líneas STN 230 kV ubicadas en el departamento de Cundinamarca

línea	Circuitos	Subestación i	Subestación j
Bacatá - Noroeste 230	2	Bacatá	Noroeste
Bacatá - Norte 220	2	Bacatá	Norte
Bacatá - Torca 230	2	Bacatá	Torca
Balsillas - Mesa 230	2	Balsillas	Mesa
Balsillas - Noroeste 230	2	Balsillas	Noroeste
Chivor - Chivor II 220	2	Chivor	Chivor II
Chivor - Guavio 230	2	Chivor	Guavio
Chivor - Sochagota 230	2	Chivor	Sochagota
Chivor - Torca 230	2	Chivor	Torca
Chivor II - Norte 220	2	Chivor II	Norte
Circo - Guavio 230	2	Circo	Guavio
Circo - Nva Esperanza 230	1	Circo	Nueva Esperanza
Circo - Tunal 230	1	Circo	Tunal
Guaca - Mesa 230	2	Guaca	Mesa
Guaca - Paraíso 230	2	Guaca	Paraíso
Guavio - Nva Esperanza 230	1	Guavio	Nueva Esperanza
Guavio - Torca 230	2	Guavio	Torca
Mesa - Noroeste 230	1	Mesa	Noroeste
Noroeste - Purnio 230	2	Noroeste	Purnio
Nva Esperanza - Paraíso 230	2	Nueva Esperanza	Paraíso
Nva Esperanza - San Mateo 230	1	Nueva Esperanza	San Mateo
San Mateo - Tunal 230	1	San Mateo	Tunal

4.1. Escenarios de operación

A continuación, se presentan los escenarios de operación (demanda y generación) y año de estudio:

- **Año de estudio 2024:** Se plantea como año de estudio el 2024 debido a que para este año se espera el SIN tenga, dentro de su matriz energética, mayor penetración de plantas solares fotovoltaicas aprobadas por la UPME.
- **Demanda media:** El escenario de demanda media en Colombia tiene la característica que es coincidente con el horario de mayor generación solar fotovoltaica.
- **Generación máxima área Oriente:** Se plantea un escenario de máxima generación oriente debido a que en este escenario se tienen mayores flujos de potencia por las redes del STN de Cundinamarca, lo que implica que las líneas trabajen con mayor cargabilidad y mayores pérdidas, además se presentan exportaciones

hacia otra áreas eléctricas del país principalmente Nordeste y Suroccidental. La tabla 4.2 muestra el despacho de generación en el área Oriente.

Tabla 4.2: Despacho de generación área oriente

Unidad	Unidades en servicio	Generación [MW]
Chivor	8	1000
Guavio	5	1250
Paraíso	3	276
Guaca	3	324
Termozipa	4	227
Dario Valencia Samper	3	150
Laguneta	1	15
Limonar	1	15
Salto II	1	35
Charquito	1	19,4
Tequendama	4	56,8
PV Ubate	1	28
PV Barzalosa 1 y 2	1	120
PV Villeta	1	9.9
PV la palma	1	9.9

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo presenta los resultados obtenidos en esta investigación. Se exponen los resultados obtenidos al ejecutar el algoritmo de optimización BA para reducir las pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de tensión. Posteriormente, se valida el funcionamiento de la red con la incorporación del UPFC para determinar si el dispositivo responde adecuadamente ante la ocurrencia de contingencias mediante simulaciones dinámicas.

5.1. Ubicación óptima del UPFC con BA

Las pérdidas de potencia en estado estable y sin la conexión del UPFC ascienden al valor de 269.85 MW. Al ejecutar el algoritmo BA con la metodología expuesta en la sección 3.4, se encuentra que con la conexión del UPFC se logran reducir las pérdidas del SIN a 251.16 MW luego de 45 iteraciones, tal cual se muestra en la figura 5.1.

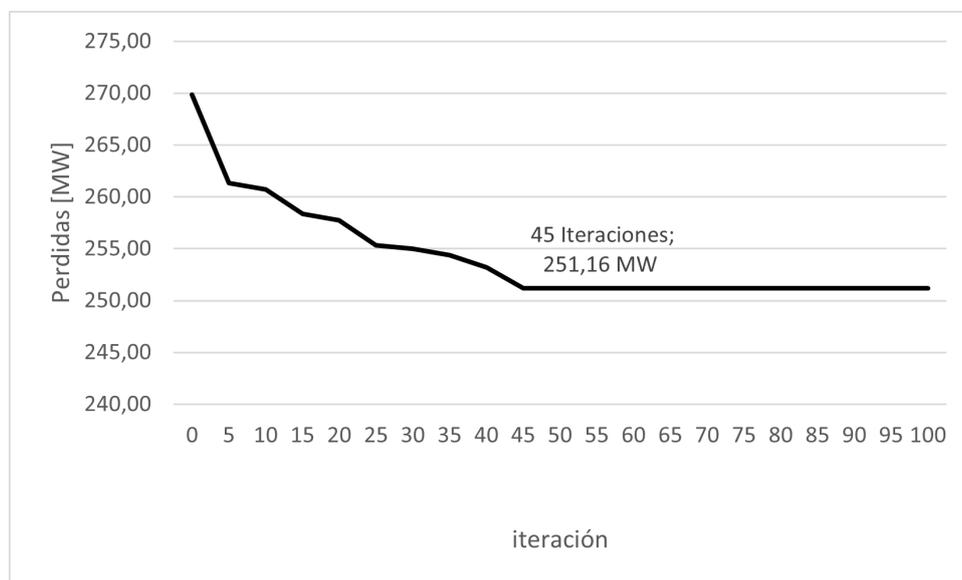


Figura 5.1: Comportamiento de las pérdidas con respecto al número de iteraciones

La ubicación óptima es: Conexión a la subestación Guaca 220 kV y a la línea Guaca - La Mesa 1 220 kV. Lo anterior, se debe principalmente a que existe un alto número de proyectos de energía renovable conectados en la redes del STR del departamento del Tolima; y gran parte de esta energía se exporta hacia el departamento de Cundinamarca, a través de las líneas de Colegio y Barzalosa 115 k, aumentando las pérdidas

de potencia.

La tabla 5.1 muestra el comportamiento de las pérdidas del SIN, STN y STR de Enel Codensa, donde se puede apreciar que con la incorporación del UPFC se reducen las pérdidas en 6,93 %, 8,89 % y 10,63 % respectivamente. Esto implica un menor costo en la tarifa que pagan los cundinamarqueses y en general los colombianos por concepto de energía eléctrica.

Tabla 5.1: Pérdidas de potencia

Zona	Sin UPFC [MW]	Con UPFC [MW]	Reducción [MW]	Reducción [%]
SIN	269,85	251,16	18,69	6,93 %
STN	93,64	85,32	8,32	8,89 %
STR - CODENSA	34,99	31,27	3,72	10,63 %

Para calcular el ahorro anual en la operación del sistema se tomó como referencia la tarifa de los últimos 6 meses que pagaron los cundinamarqueses por concepto de generación y transmisión los cuales son publicados por Enel Codensa [68] y se muestran en la tabla 5.2 .

Tabla 5.2: Tarifas Enel Codensa.

Mes	G [COP]	T [COP]
jun-21	234,88	47,93
jul-21	239,52	41,57
ago-21	246,06	40,28
sep-21	247,00	36,97
oct-21	248,62	38,07
nov-21	246,82	37,61
Promedio	243,82	40,40

Asumiendo, un comportamiento homogéneo durante el año se puede calcular el ahorro anual por concepto de pérdidas de energía mediante las ecuaciones 5.2 y 5.2.

$$Ahorro_{STN} = Reduccion_{STN} * G * 24h * 365 \quad (5.1)$$

$$Ahorro_{STR} = Reduccion_{STR} * (G + T) * 24h * 365 \quad (5.2)$$

De esta forma, la tabla 5.3 muestra los costos de operación, así como el ahorro anual si se incorpora el UPFC al SIN de Colombia. Donde se puede observar que con la incorporación del UPFC se tiene un ahorro mensual de $COP\$17,770,381,824$ para el caso del STN y $COP\$9,261,933,984$ para el caso de STR - CODENSA.

Tabla 5.3: Ahorro en la operación del sistema debido a pérdidas

Zona	Sin UPFC [COP]	Con UPFC [COP]	Diferencia [COP]
STN	\$ 199.999.454.746	\$ 182.231.848.224	\$ 17.770.381.824
STR - CODENSA	\$ 87.116.969.654	\$ 77.855.020.344	\$ 9.261.933.984

Para determinar la viabilidad económica se calculan los beneficios y costos asociados con la implementación del UPFC en Cundinamarca. Los costos asociados con el UPFC son la inversión y los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM). El costo de la inversión se obtiene a partir de la figura 5.2 que muestra la relación entre el rango operativo de potencia (MVar) del UPFC y costo por kVar ($US\$/kVar$).

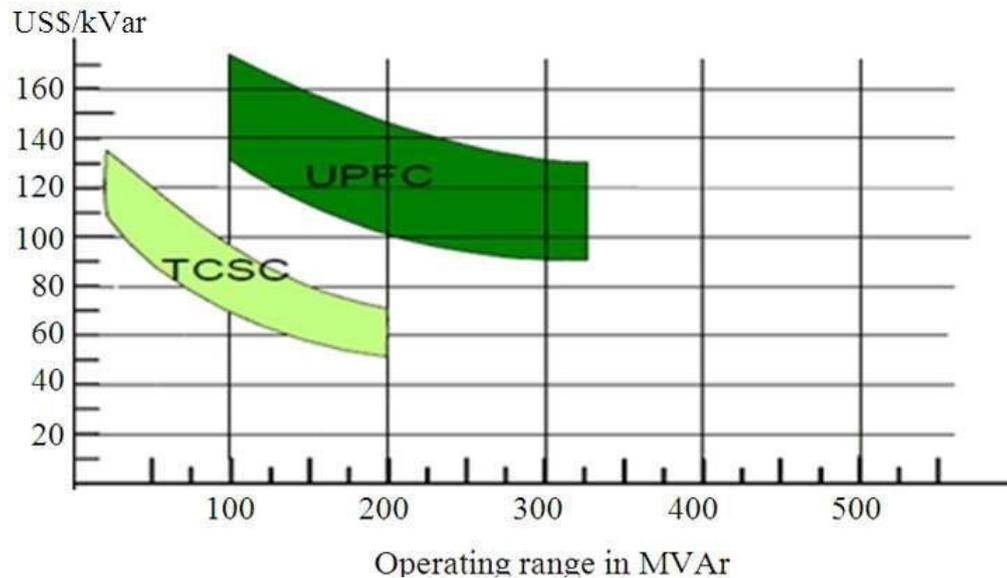


Figura 5.2: Costo de implementación UPFC
Tomado de [69]

De acuerdo con la figura 5.2, un UPFC con potencia nominal de 200MVar tiene un rango aproximado de inversión entre 100 y 150 $US\$/kVar$. Teniendo en cuenta el rango para los costos de inversión, se consideran 2 casos de análisis. El primer caso con un costo de 100 dólares y el segundo con un costo de 150 dólares por kVar. Adicionalmente, estos costos están presentados en dólares americanos, para lo cual se supone una tasa representativa del mercado (TRM) de COP\$3,700. De igual manera, los costos AOM se calculan considerando un porcentaje de los costos de inversión, siendo para este caso de 3,5 % para un horizonte de 25 años tal como se remuneran los activos de uso en Colombia. La tabla 5.4 muestra los costos asociados con el UPFC y los beneficios del mismo considerando las pérdidas de la red y el precio de la energía.

Tabla 5.4: Resultados económicos

Indicador	Caso 1	Caso 2
Inversión	\$ 74.000.000.000	\$ 111.000.000.000
AOM	\$ 2.590.000.000	\$ 3.885.000.000
Reducción perdidas STN	\$ 17.770.381.824	\$ 17.770.381.824
Reducción perdidas STR	\$ 9.261.933.984	\$ 9.261.933.984
TIR	33,00 %	20,66 %
B/C	4,87	3,24

Finalmente, para determinar la viabilidad económica se utilizan dos estrategias, la tasa interna de retorno (TIR) y el indicador beneficio/costo. Para la primera estrategia se obtiene una TIR por medio del flujo de caja (25 años) en los dos casos,

donde los valores que se obtienen son de 33% en el caso 1 y de 20,66% en el caso 2. De estos valores se puede concluir que el proyecto es rentable en el horizonte de tiempo considerado, ya que las tasas son de valor positivo. Para el indicador beneficio costo se haya la relación existente entre los valores actuales netos (VAN) tanto de costos como de beneficios, dejando como resultados 4,87 para el caso 1 y de 3,24 para el caso 2. El criterio con este indicador es que la relación tenga un valor superior a la unidad, por lo cual se concluye que el proyecto es beneficioso económicamente.

La tabla 5.5 muestra la cargabilidad en las líneas de transmisión monitoreadas en el estudio.

Tabla 5.5: Cargabilidad en líneas

Línea	Sin UPFC [%]	Con UPFC [%]
Bacata - Noroeste 1 230	33,77	33,89
Bacata - Torca 1 230	40,70	40,81
Balsillas - Mesa 1 230	34,52	32,01
Balsillas - Noroeste 1 230	28,12	28,02
Chivor - Guavio 1 230	37,52	37,46
Chivor - Torca 1 230	55,99	56,02
Circo - Guavio 1 230	56,01	55,95
Guaca - Mesa 1 230	64,18	52,16
Guaca - Paraiso 1 230	28,17	37,86
Guavio - Nva Esperanza 1 230	30,03	28,96
Guavio - Torca 1 230	47,71	47,76
La Reforma - Tunal 1 230	19,58	19,54
Mesa - Noroeste 1 230	27,31	25,82
Nva Esperanza - Paraiso 1 230	28,16	35,54
Nva Esperanza - San Mateo 1 230	21,69	18,88
San Mateo - Tunal 1 230	9,77	9,85
Guaca - Colegio 115	92,68	88,34
Colegio - Laguneta 115	118	102
Barzalosa - Guaca 115	87,68	84,01

Se puede observar que antes de la conexión del UPFC la línea Colegio - Laguneta estaba operando con una cargabilidad de 118% la cual se disminuye a 102% con la conexión del UPFC. De forma similar pasa con líneas que están trabajando cerca de su límite térmico como es el caso de la línea Guaca - Colegio 115 kV, lo anterior, aumenta drásticamente los niveles de seguridad. En el caso de las líneas de 220 kV, se observa un pequeño ajuste en los flujos de potencia; lo cual optimiza las pérdidas de potencia.

Finalmente, se observa una pequeña mejora en los perfiles de tensión con la conexión del UPFC, mejorando la seguridad del sistema. No obstante, no se observan grandes cambios en este sentido. Esto se debe principalmente a que antes de conectar el UPFC, la zona disponía de buenos perfiles de tensión y no se observa ninguna restricción, además, que la zona dispone de compensación reactiva y en el escenario planteado existen varias plantas de generación encendidas que contribuyen al control de tensión. La figura 5.1 muestra el comportamiento de la tensión en la principales subestaciones de Cundinamarca.

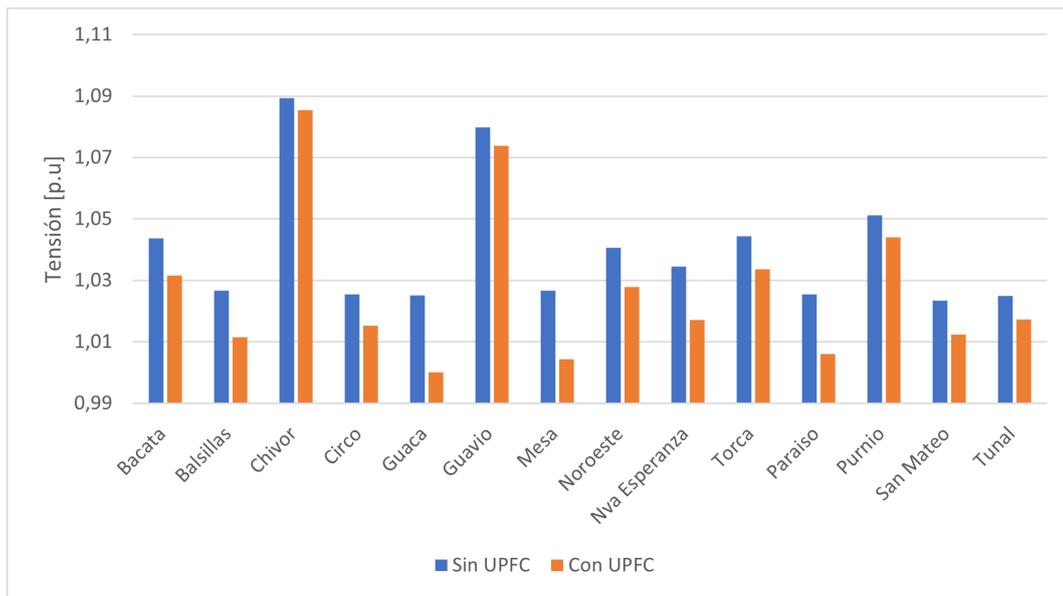


Figura 5.3: Comparación de la tensión en las subestaciones con y sin UPFC

5.2. Comportamiento dinámico

Para validar el comportamiento dinámico del UPFC se realizan la siguiente simulación: **Cortocircuito despejado con apertura de interruptores en la línea Guaca - La mesa 2.**

Se monitorea el comportamiento de cargabilidad y la potencia real y reactiva de la línea Guaca - la Mesa 1 (línea de conexión serie UPFC), la frecuencia y tensión de las subestaciones La Mesa, Flandes y Guaca. Los resultados deben ser interpretados de la siguiente forma:

- Color rojo: Sin conexión del UPFC
- Color azul: Con conexión del UPFC

La figura 5.4 muestra el comportamiento de la cargabilidad de la línea Guaca - La Mesa 230 kV. Se observa que sin la conexión del UPFC, una vez ocurre la falla se sobrecarga la línea a más de 150 % y una vez se despeja la falla se mantiene por encima del límite térmico 100 % lo que puede producir una inestabilidad en cadena. No obstante, con la conexión del UPFC la cargabilidad de la línea disminuye evitando que llegue al límite térmico y de esta forma evitar una inestabilidad. Esto se da, debido al que el UPFC redistribuye los flujos por las líneas cercanas.

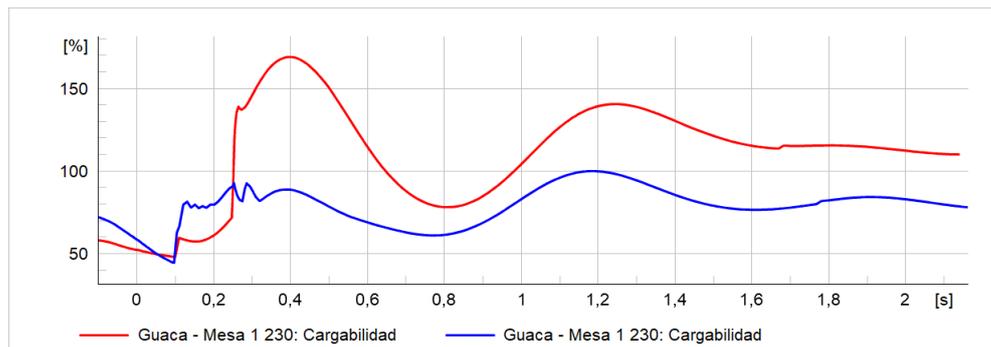


Figura 5.4: Cargabilidad línea Guaca - La Mesa 1

La figura 5.5 muestra el comportamiento de la potencia, donde se puede observar la limitación en los flujos de potencia una vez se instala el UPFC. Note que la potencia activa se limita a 400 MW, potencia máxima de la línea.

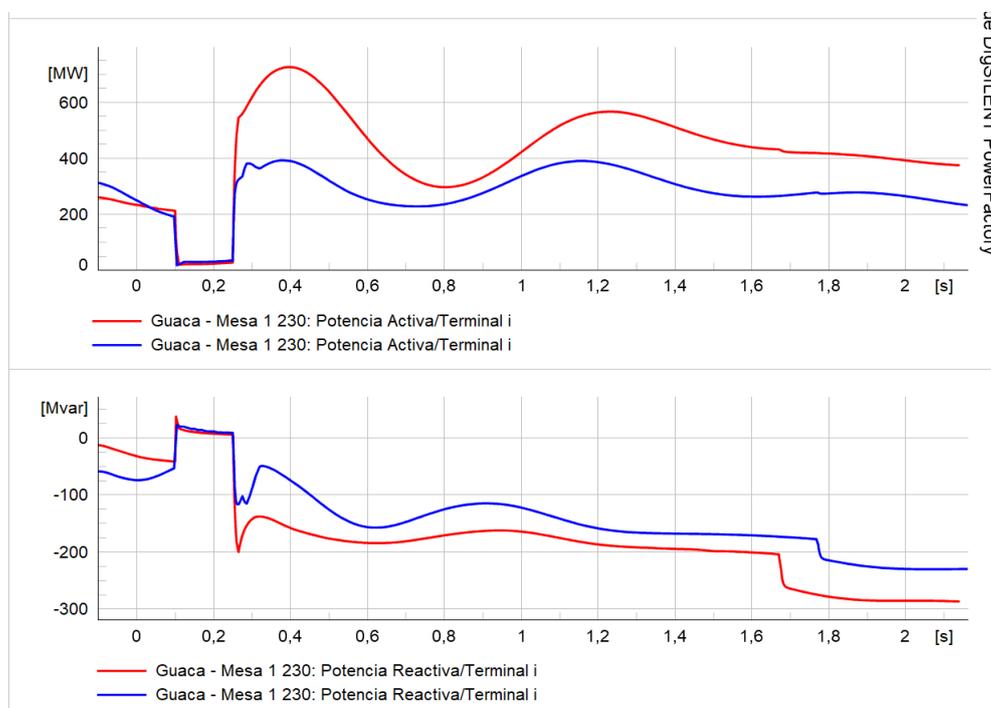


Figura 5.5: Potencia línea Guaca - La Mesa 1

La figura 5.6 muestra el comportamiento de la frecuencia en p.u donde se observa que con la incorporación del UPFC la frecuencia tiene un comportamiento más estable y con valores picos menos pronunciados, como es el caso de la subestación Guaca 230 kV, con el UPFC se reduce el pico de frecuencia en cerca de 0.005 p.u.

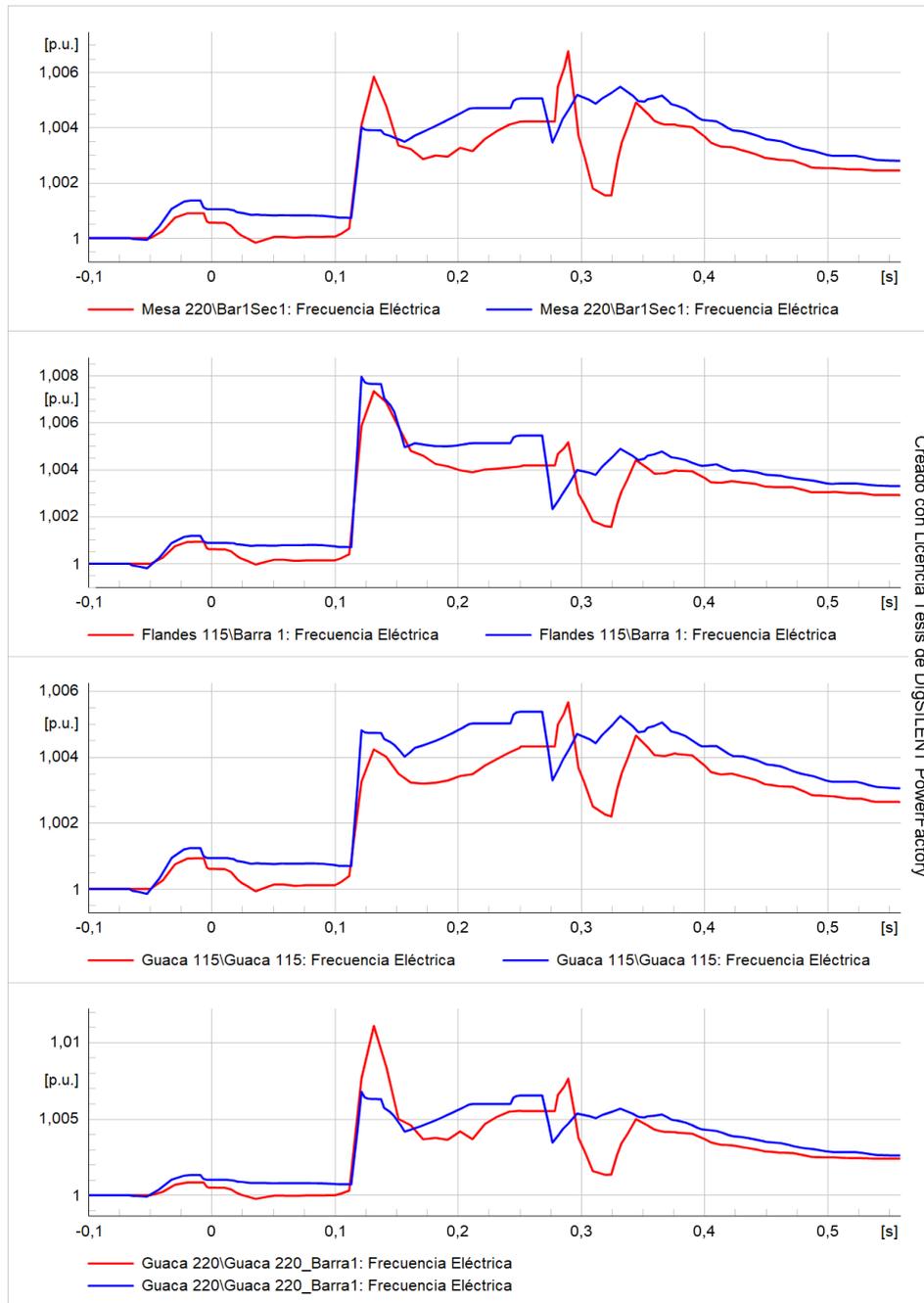


Figura 5.6: Comportamiento de la frecuencia

La figura 5.7 muestra el comportamiento de la tensión donde no se observan cambios significativos, lo anterior debido a que la red es muy robusta y a la gran cantidad de generadores encendidos que contribuyen a la regulación de tensión.

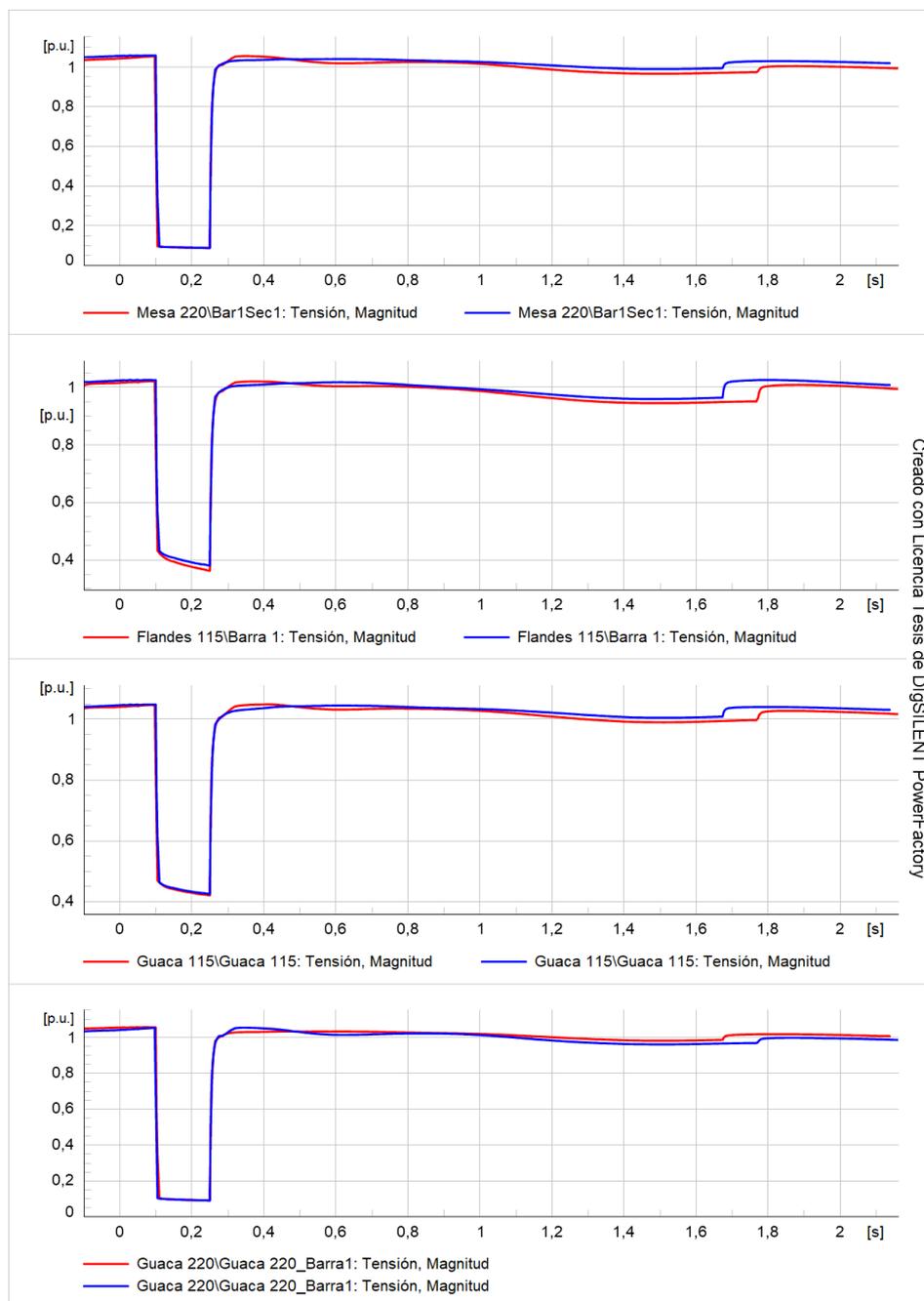


Figura 5.7: Comportamiento de la tensión

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones generales

En este trabajo de grado se evaluó el comportamiento de las redes de transporte del departamento de Cundinamarca con la incorporación del UPFC, en un escenario de alto estrés para el sistema. De los resultados obtenidos se puede concluir lo siguiente:

Se elaboró el modelo estático y dinámico del UPFC en el software PowerFactory. El modelo de control implementado para el convertidor paralelo fue $V_{dc} - Q$ por lo que su prioridad es el control de tensión mediante la entrega o absorción de potencia reactiva, mientras el convertidor serie tiene como prioridad PQ ; priorizando la entrega de potencia activa para reducir pérdidas, redireccionar flujos y aliviar líneas.

Se seleccionó la ubicación óptima del UPFC, para reducir las pérdidas de potencia activa y mejorar los índices de estabilidad de tensión de las redes de transporte del departamento de Cundinamarca. Para tal fin, se utilizó el algoritmo de murciélago; un novedoso algoritmo metaheurístico. Se encontró que, la ubicación óptima del UPFC es la conexión en paralelo en la subestación Guaca 220 kV y conexión serie entre la línea Guaca - La Mesa 220 kV.

Con la incorporación del UPFC en el departamento de Cundinamarca existe una reducción significativa de las pérdidas de potencia activa. Se encontró una reducción de 6.93 % en el SIN, 8.89 en el STN %, 10.63 % STR de Enel Codensa, obteniendo un ahorro anual de \$27,032,315,808 en la operación del sistema, lo que implica una menor tarifa en la prestación del servicio de energía eléctrica. De igual forma, se encontró que la instalación del UPFC en el departamento de Cundinamarca es económicamente viable ya los beneficios obtenidos son mayores a los costos de la implementación.

Las simulaciones en estado estable muestran que el UPFC mejora el comportamiento de la red de transmisión de Cundinamarca, ya que descongestiona las líneas de transmisión sobrecargadas, reconfigura los flujos de potencia y mejora los perfiles de tensión.

Los resultados dinámicos muestran que el UPFC mejora la respuesta de la red ante la ocurrencia de perturbaciones, teniendo una mejor respuesta en el comportamiento de la frecuencia eléctrica y aumentando los márgenes de estabilidad.

6.2. Trabajos futuros

- Comparar el resultado obtenido de optimización utilizando técnicas no lineales tradicionales y otras técnicas metaheurísticas.
- Elaborar un algoritmo de optimización multiobjetivo, de tal forma que se pueda encontrar la ubicación óptima y el tamaño óptimo del UPFC a la vez.
- Aumentar las posibilidades de conexión del UPFC del departamento de Cundinamarca a todo el SIN de Colombia.

6.3. Recomendaciones

Con la base de datos del SIN, se pueden plantear nuevas estrategias de optimización con el UPFC y otros controladores FACTS, como por ejemplo alivio de restricciones, aumento de márgenes de estabilidad transitoria, aumento de calidad de potencia, entre otros. Estos estudios de planeación eléctrica permiten identificar problemas en la red y sus posibles soluciones con el fin de garantizar una operación confiable, económica y segura en el SIN de Colombia.

Bibliografía

- [1] J. J. Paserba, N. W. Miller, E. V. Larsen, and R. J. Piwko, “A thyristor controlled series compensation model for power system stability analysis,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 3, pp. 1471–1478, 1995.
- [2] H. Barot and K. Bhattacharya, “Optimal reactive power planning and compensation effects on transmission loss components,” in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, 2007.
- [3] X. Qiao, J. Bian, C. Chen, and H. Li, “Comparison and analysis of reactive power compensation strategy in power system,” in *2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, pp. 689–692, 2019.
- [4] M. R. Iravani and D. Maratukulam, “Review of semiconductor-controlled (static) phase shifters for power systems applications,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 1833–1839, 1994.
- [5] K. Bergmann, K. Renz, F. Schettler, H. Tyll, and K. Søbrink, “Static var generators with gtos for innovative windfarm operation,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 30, no. 17, pp. 49 – 54, 1997. IFAC Symposium on Control of Power Plants and Power Systems (CPSPP’97), Beijing, China, 18-21 August 1997.
- [6] H. Bansal, H. Agrawal, T. S, A. R Singal, and S. L, “Optimal location of fact devices to control reactive power,” vol. 2, 07 2010.
- [7] J. Aghaei, M. Gitizadeh, and M. Kaji, “Placement and operation strategy of facts devices using optimal continuous power flow,” *Scientia Iranica*, vol. 19, no. 6, pp. 1683 – 1690, 2012.
- [8] N. A. Belyaev, N. V. Korovkin, V. S. Chudny, and O. V. Frolov, “Reduction of active power losses in electric power systems with optimal placement of facts devices,” pp. 150–154, Feb 2015.
- [9] M. A. Jirjees, D. A. Al-Nimma, and M. S. M. Al-Hafidh, “Voltage stability enhancement based on voltage stability indices using facts controllers,” in *2018 International Conference on Engineering Technology and their Applications (IICETA)*, pp. 141–145, 2018.
- [10] S. Gasperic and R. Mihalic, “The impact of serial controllable facts devices on voltage stability,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 64, pp. 1040 – 1048, 2015.

-
- [11] P. Bordignon, "Vsc conversion technology for hvdc facts, state of the art and future trend," in *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '19 ECCE Europe)*, 2019.
- [12] S. Sreedharan, T. Joseph, S. Joseph, C. V. Chandran, V. J., and V. Das P, "Power system loading margin enhancement by optimal statcom integration – a case study," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 81, p. 106521, 2020.
- [13] L. Zhen-gang, Y. Wei-guo, D. Zhan-feng, J. Ling, Z. Guo-liang, and S. Fang-fang, "Application of sssc to improve the transmission capability of tianjin 220kv power grid," in *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 1–6, 2016.
- [14] M. Singh and S. Gupta, "Upfc facts devices in power system to improve the voltage profile and enhancement of power transfer loadability," pp. 1–4, July 2016.
- [15] I. Papic, P. Zunko, D. Povh, and M. Weinhold, "Basic control of unified power flow controller," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1734–1739, 1997.
- [16] A. R. Bhowmik, A. K. Chakraborty, and P. N. Das, "Placement of upfc for minimizing active power loss and total cost function by pso algorithm," in *2013 International Conference on Advanced Electronic Systems (ICAES)*, pp. 217–220, 2013.
- [17] B. Vijay Kumar and V. Ramaiah, "Enhancement of dynamic stability by optimal location and capacity of upfc: A hybrid approach," *Energy*, vol. 190, p. 116464, 2020.
- [18] K. T. Vu, Chen-Ching Liu, C. W. Taylor, and K. M. Jimma, "Voltage instability: mechanisms and control strategies [power systems]," *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, no. 11, pp. 1442–1455, 1995.
- [19] R. J. Koessler, "Voltage instability/collapse-an overview," in *IEE Colloquium on Voltage Collapse (Digest No: 1997/101)*, pp. 1/1–1/6, 1997.
- [20] J. Modarresi, E. Gholipour, and A. Khodabakhshian, "A comprehensive review of the voltage stability indices," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 1 – 12, 2016.
- [21] M. Banafer and M. Biswal, "Investigation of power system cascading failure and the causes," in *2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE)*, pp. 1–5, 2018.
- [22] P. Mishra and T. Ghose, "A direct method for assessment of overall voltage condition of power system," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 81, pp. 232 – 238, 2016.
- [23] Feng Dong, B. H. Chowdhury, M. L. Crow, and L. Acar, "Improving voltage stability by reactive power reserve management," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 338–345, 2005.

-
- [24] J. Modarresi, E. Gholipour, and A. Khodabakhshian, "A comprehensive review of the voltage stability indices," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 1 – 12, 2016.
- [25] S. Ratra, R. Tiwari, and K. Niazi, "Voltage stability assessment in power systems using line voltage stability index," *Computers and Electrical Engineering*, 2018.
- [26] O. B. Adewuyi, R. Shigenobu, K. Ooya, T. Senjyu, and A. M. Howlader, "Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection," *Electric Power Systems Research*, vol. 172, pp. 303 – 312, 2019.
- [27] P. Prabhakar and A. Kumar, "Voltage stability boundary and margin enhancement with facts and hvdc," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 82, pp. 429 – 438, 2016.
- [28] M. Shwehdi, S. R. Mohamed, and D. Devaraj, "Optimal capacitor placement on west–east inter-tie in saudi arabia using genetic algorithm," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 68, pp. 156 – 169, 2018.
- [29] R. M. Monteiro Pereira, A. J. C. Pereira, C. M. Machado Ferreira, and F. P. Maciel Barbosa, "Facts performance in the dynamic voltage stability of an electric power system," in *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1–5, 2017.
- [30] K. Ramadhan, K. Yonathan, I. M. Ardita, F. H. Jufri, and A. R. Utomo, "Voltage stability improvement using load shedding and static var compensator (svc): Study case of senayan-sambas power system," in *2019 IEEE International Conference on Innovative Research and Development (ICIRD)*, pp. 1–5, 2019.
- [31] Z. Hu, "The influence of statcom operation on voltage stability of power grid," in *2019 4th International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, pp. 354–357, 2019.
- [32] S. Kincic, X. T. Wan, D. T. McGillis, A. Chandra, Boon-Teck Ooi, F. D. Galiana, and G. Joos, "Voltage support by distributed static var systems (svs)," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1541–1549, 2005.
- [33] H. Jmii, A. Meddeb, and S. Chebbi, "Proper placement of upfc for the improvement of voltage stability of ieee-14 bus system," in *2016 4th International Conference on Control Engineering Information Technology (CEIT)*, pp. 1–5, 2016.
- [34] P. Yadav, P. Sharma, and S. Gupta, "Enhancement of voltage stability in power system using unified power flow controller," *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 9, pp. 76–82, 01 2014.
- [35] A. Athamneh and W. Lee, "The impact of using upfc on jordanian power system performance," in *2007 39th North American Power Symposium*, pp. 608–614, 2007.
- [36] S. L. Nilsson, S. Xu, B. Lei, Z. Deng, and B. R. Andersen, *Application Examples of UPFC and Its Variants*, pp. 645–706. Cham: Springer International Publishing, 2020.

-
- [37] X. Shen, H. Luo, W. Gao, Y. Feng, and N. Feng, "Evaluation of optimal upfc allocation for improving transmission capacity," *Global Energy Interconnection*, vol. 3, no. 3, pp. 217 – 226, 2020.
- [38] C. Hermanu, O. Listiyanto, and A. Ramelan, "Comparison of static var compensator (svc) and unified power flow controller (upfc) for static voltage stability based on sensitivity analysis : A case study of 500 kv java-bali electrical power system," in *2019 International Conference on Technologies and Policies in Electric Power Energy*, pp. 1–6, 2019.
- [39] M. A. Kamarposhti and H. Lesani, "Effects of statcom, tcsc, sssc and upfc on static voltage stability," *Electrical Engineering*, vol. 93, pp. 33–42, Mar 2011.
- [40] A. K. Dwivedi and S. Vadhera, "Reactive power sustainability and voltage stability with different facts devices using psat," in *2019 6th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN)*, pp. 248–253, 2019.
- [41] N. G. Hingorani, "Power electronics in electric utilities: role of power electronics in future power systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 76, no. 4, pp. 481–482, 1988.
- [42] J. R., G. Caicedo., and R. Correa, *Sistemas de transmisión flexibles FACTS*. 2017.
- [43] C. A. Ordóñez, A. Gómez-Expósito, and J. M. Maza-Ortega, "Series compensation of transmission systems: A literature survey," *Energies*, vol. 14, no. 6, 2021.
- [44] C. Ordóñez, A. Gomez-Exposito, and J. Maza-Ortega, "Series compensation of transmission systems: A literature survey," *Energies*, vol. 14, p. 1717, 03 2021.
- [45] V. Mahajan, "Thyristor controlled series compensator," in *2006 IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 182–187, 2006.
- [46] N. Martins, H. J. C. P. Pinto, and J. J. Paserba, "Using a tcsc for line power scheduling and system oscillation damping-small signal and transient stability studies," in *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*, vol. 2, pp. 1455–1461 vol.2, 2000.
- [47] R. D. Rana, S. W. Huff, R. M. Hayes, E. N. Fromholtz, and R. P. Schulz, "Aep's kanawha river 345 kv series capacitor installation; subsynchronous resonance studies and torsional measurements," *Proceedings of the American Power Conference; (United States)*, vol. 53, 1 1991.
- [48] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *FACTS-Devices and Applications*, pp. 1–30. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [49] R. M. Mathur and R. K. Varma, *Principles of Conventional Reactive Power Compensators*, pp. 40–92. 2002.
- [50] B. T. Ooi, J. W. Dixon, A. B. Kulkarni, and M. Nishimoto, "An integrated ac drive system using a controlled-current pwm rectifier/inverter link," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 3, no. 1, pp. 64–71, 1988.

-
- [51] X. Wang and B. . Ooi, “High voltage direct current transmission system based on voltage source converters,” in *21st Annual IEEE Conference on Power Electronics Specialists*, pp. 325–332, 1990.
- [52] R. Mihalič and I. Papič, “Static synchronous series compensator—a mean for dynamic power flow control in electric power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 45, no. 1, pp. 65 – 72, 1998.
- [53] B. Fardanesh, B. Shperling, E. Uzunovic, and S. Zelingher, “Multi-converter facts devices: the generalized unified power flow controller (gupfc),” in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, vol. 2, pp. 1020–1025 vol. 2, 2000.
- [54] P. Li, Y. Wang, C. Feng, and J. Lin, “Application of mmc-upfc in the 500 kv power grid of suzhou,” *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 2514–2518, 2017.
- [55] A. de la Rubia Herrera, A. Zorita-Lamadrid, O. Duque-Perez, and D. Morinigo-Sotelo, “Analysis of the behavior of mvdc system in a distribution grid compared to a upfc system,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 11, 2021. cited By 0.
- [56] Y. Jijun, C. Gang, X. Haiqing, L. Qun, L. Jiankun, and L. Peng, “Chapter 2 - principles and functions of upfc,” in *Unified Power Flow Controller Technology and Application* (Y. Jijun, C. Gang, X. Haiqing, L. Qun, L. Jiankun, and L. Peng, eds.), pp. 19–41, Academic Press, 2017.
- [57] H. Li, B. Song, X. Tang, Y. Xie, and X. Zhou, “A multi-objective bat algorithm with a novel competitive mechanism and its application in controller tuning,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 106, p. 104453, 2021.
- [58] X.-S. Yang, *A New Metaheuristic Bat-Inspired Algorithm*, pp. 65–74. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010.
- [59] Q. Yang, N. Dong, and J. Zhang, “An enhanced adaptive bat algorithm for microgrid energy scheduling,” *Energy*, vol. 232, p. 121014, 2021.
- [60] S. Akila and S. Allin Christe, “A wrapper based binary bat algorithm with greedy crossover for attribute selection,” *Expert Systems with Applications*, vol. 187, p. 115828, 2022.
- [61] M. Rashid, “Power electronics : circuits, devices, and applications / muhammad harunur rashid,” *SERBIULA (sistema Librum 2.0)*, 01 2022.
- [62] DIgSILENT, “Powerfactory 2021 user manual,” 2021.
- [63] A. Altahir and M. Marei, “An optimal allocation of upfc and transient stability improvement of an electrical power system: Ieee-30 buses,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 11, no. 6, pp. 4698–4707, 2021. cited By 0.
- [64] XM, “Parámetros técnicos de elementos del sector eléctrico colombiano,” 2021. <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>.

-
- [65] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CRE), “Por la cual se establece el código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional.” 1995.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>.
- [66] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Por la cual se establece el reglamento de distribución de energía eléctrica, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional.” 1998.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1998-CREG070-98>.
- [67] Unidad de Planeación Minero energética - UPME, “Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2020-2034,” 2021.
<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/PlanesdeExpansi%C3%B3nGeneraci%C3%B3nTransmisi%C3%B3n/tabid/111/Default.aspx>.
- [68] ENEL, “Tarifas de energía,” 2021.
<https://www.enel.com.co/es/personas/tarifas-energia-enel-codensa.html>.
- [69] J. Muthukrishnan, S. Dash, H. Kiran, C. Subramani, and P. Panjamoorthy, “Comparison of optimization technique to find the optimal location of facts controllers for transmission line,” *American Journal of Applied Sciences*, vol. 11, pp. 280–290, 12 2013.

Anexo 1

Se realiza la validación de cada variable del modelo de control para determinar si el dispositivo responde adecuadamente ante diferentes contingencias. Estas pueden ser cortos, respuestas al escalón y salida súbita de dispositivos, siempre teniendo en cuenta el código de redes (o normativa) del país donde se implementa, al igual que los parámetros del dispositivo. Asimismo, permite determinar si las ganancias (k) o retardos t son los adecuados, o toca modificarlos para obtener una respuesta. A continuación, se presenta la validación para la contingencia del corto en una línea paralela a la que se ilustra en la figura 3.1 en $t = 1$ y su posterior despeje en $t = 1,2$.

En la figura 6.1 se puede observar que cuando ocurre la falla en ($t = 1$) inmediatamente cae la tensión (xe). A pesar de que la caída de tensión en su punto máximo sea de aproximadamente 0,0067 p.u el control PI de este bloque hace que este pequeño cambio inmediatamente se amplifique (y_0) para obtener una respuesta rápida y de nuevo llegar a la tensión de referencia (xe_{ref}). Este cambio se realiza rápidamente hasta llegar a un valor cercano al valor de referencia, donde el control PI debe ser menos sensible tal como se observa en la gráfica de la variable de estado del control PI ($x1$).

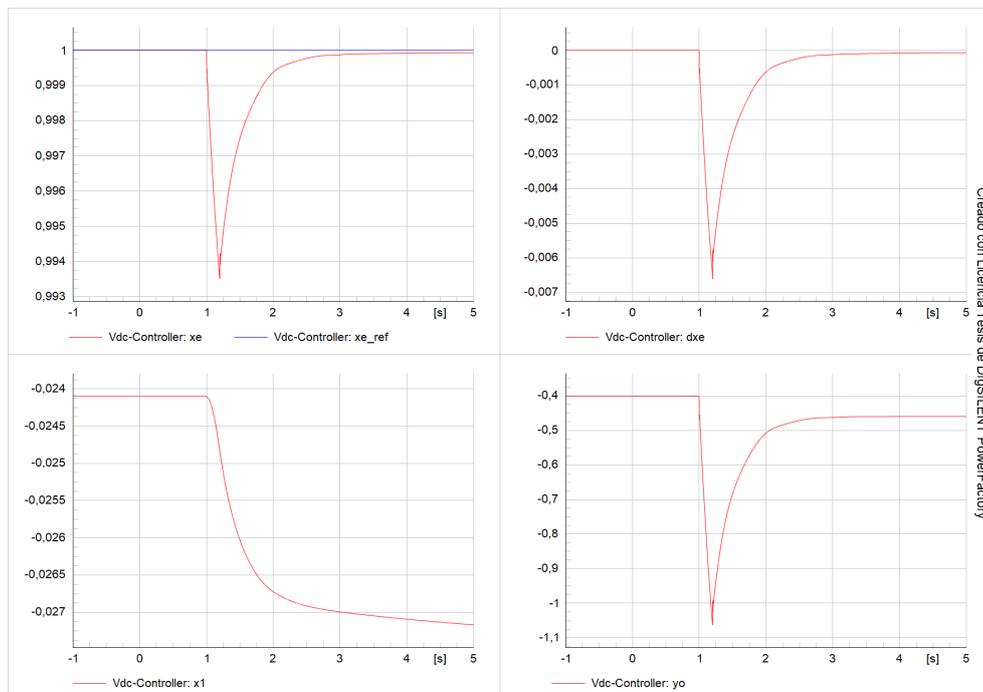


Figura 6.1: Respuesta control Vdc

Tal como se explicó, la salida del control Vdc ingresa al control de corriente del

convertidor paralelo como (id_{ref}), la cual se compara con la corriente real medida (id), obteniendo como resultado did , esta señal es tratada por un control PI que tiene como resultado un factor de amplificación (Pmd). Este factor, como se explicó en la ecuación 3.21, se convierte en una señal real mediante un módulo ($dq-back$). Se puede observar en la figura 6.2 que el control de corriente, en su componente en eje directo, funciona correctamente y el control se realiza de forma adecuada, con una respuesta rápida y conservando los límites declarados.

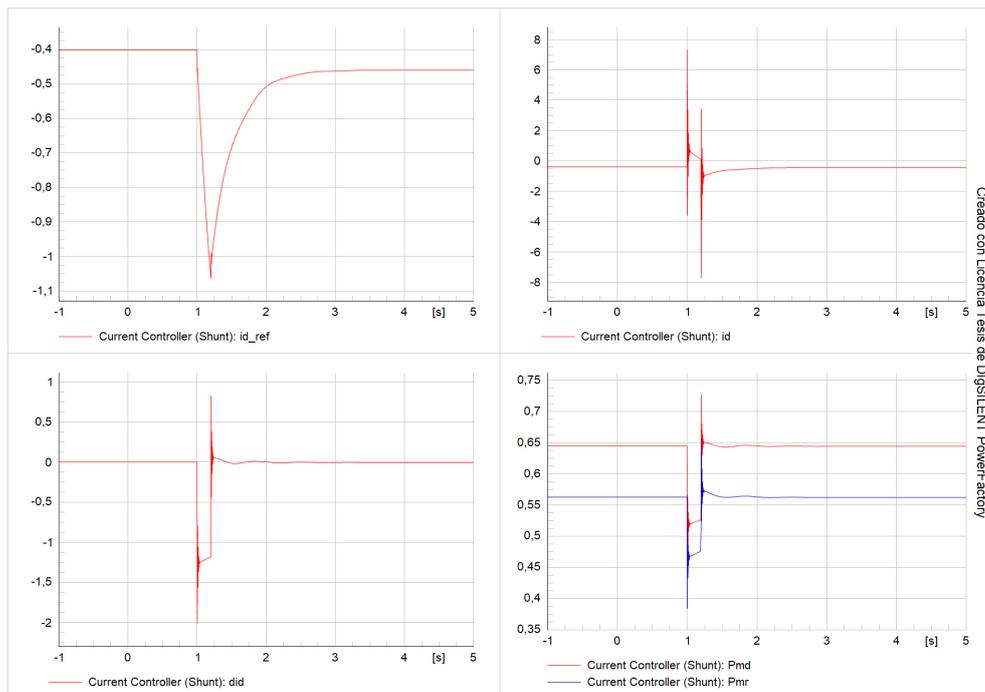


Figura 6.2: Respuesta control de corriente eje directo

Por su parte, la respuesta de control en eje en cuadratura se ilustra en la figura 6.3, el cual tiene como objetivo el control de tensión en el sistema a través de la absorción o inyección de potencia reactiva, razón por la cual el valor de referencia de corriente en eje en cuadratura (iq_{ref}) será de 0, esto permite que ante contingencias el pueda responder rápidamente. Se observa que tan pronto ocurre la falla en $t = 1$ el control hace que el convertidor paralelo consuma potencia reactiva para el control de tensión; a partir de este momento empieza a oscilar hasta llegar a su valor de referencia y que el sistema se ajuste a las nuevas condiciones; de forma análoga sucede cuando se abren los interruptores en $t = 1, 2$ el controlador inyecta potencia reactiva. En caso que el sistema no pueda asumir las nuevas condiciones, el controlador UPFC está programado para asumir la inyección o absorción de potencia reactiva.

Para realizar el balance se puede observar que el condensador en el lado DC del sistema tiene un comportamiento inverso a la corriente imaginaria inyectada por el convertidor paralelo, lo anterior para siempre mantener el balance entre los dos convertidores. Por lo observado en las gráficas se puede afirmar que el control de corriente, en su componente en eje en cuadratura funciona correctamente, y el control se realiza de forma adecuada.

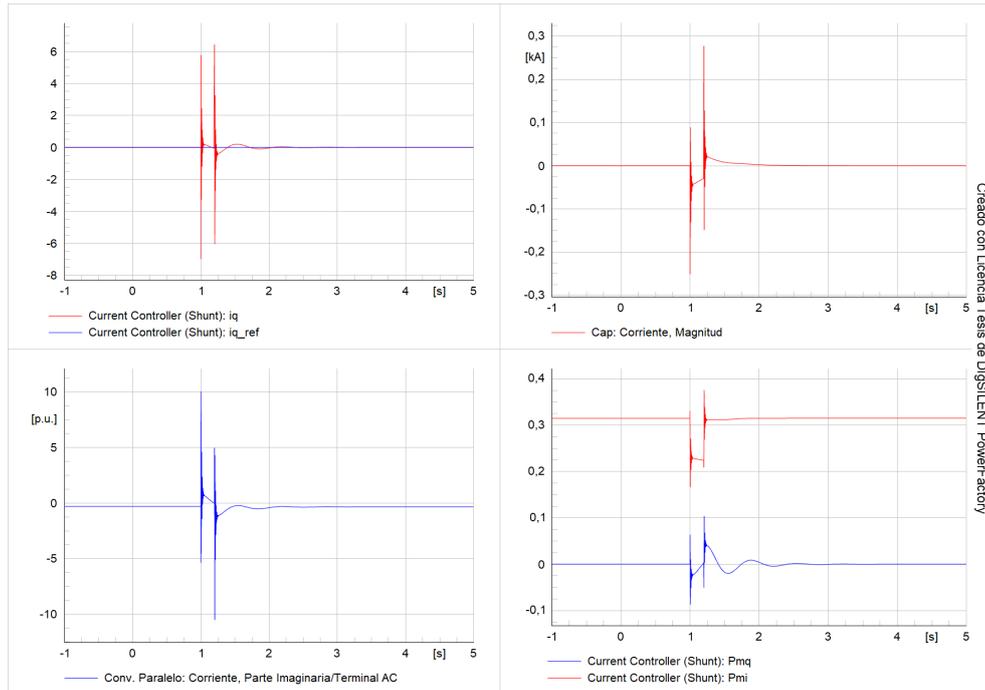


Figura 6.3: Respuesta control de corriente eje en cuadratura

Por su parte al analizar el comportamiento del control P del controlador DQ, en la figura 6.4 donde su referencia es de $P = 30$ MW, es decir el valor de flujo que se quiere controlar por la línea en serie a la que se conecta. Se puede observar que inmediatamente ocurre la falla el controlador reduce el flujo de potencia activa cuando ocurre la falla, no obstante el sistema de control a través del control PI, trata de mantener el flujo, con el objetivo que durante la falla se mantenga el suministro. De forma análoga sucede cuando se abre el interruptor y se despeja la falla.

Se observa que el control de P está diseñado para ser rápido, como se puede apreciar en la variable de estado xP y además, se procura evitar cambios abruptos en la dirección del flujo de potencia, tal como lo evidencia la salida del control PQ en la variable (yP).

Por otra parte, la figura 6.5 muestra el comportamiento del control Q del controlador DQ. A diferencia de la respuesta del convertidor en paralelo, la inyección de potencia reactiva se realiza de forma rápida (inyección rápida de corriente reactiva) con magnitudes muy grandes; en el convertidor serie, se observa que el control lo realiza de forma más lenta y con menores magnitudes, esto se debe a que el controlador serie prioriza el control de potencia activa sobre la reactiva. Para este caso se valida que la respuesta tenga un comportamiento sub-amortiguado, en caso contrario se deben ajustar las constantes del control PI. Lo anterior se valida con el comportamiento de la variable de estado (xQ).

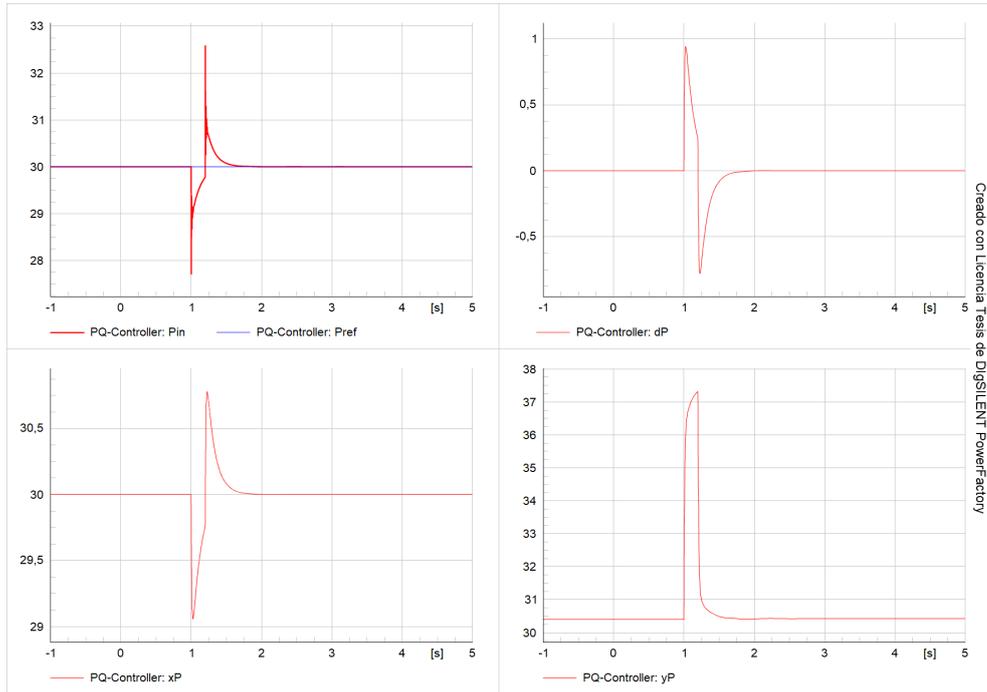


Figura 6.4: Respuesta de control P - control PQ

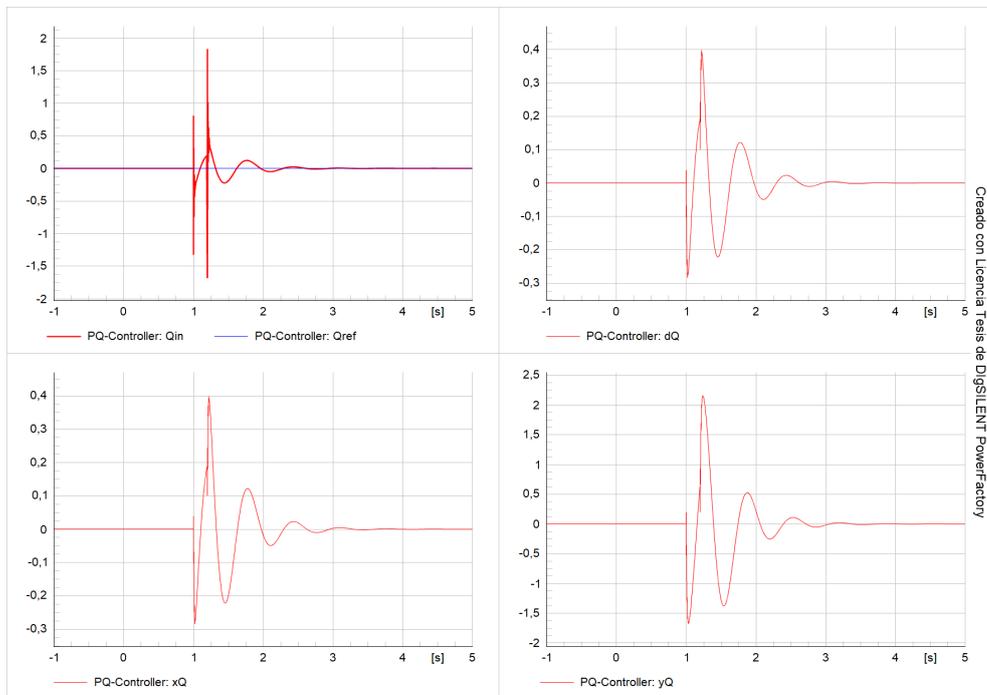


Figura 6.5: Respuesta de control P - control PQ

Finalmente, la figura 6.6 muestra el comportamiento de las señales de conmutación P_{mr} y P_{mi} , respecto a la potencia activa y reactiva respectivamente, donde se observa que el control funciona de manera adecuada y controla las potencias de salida del UPFC.

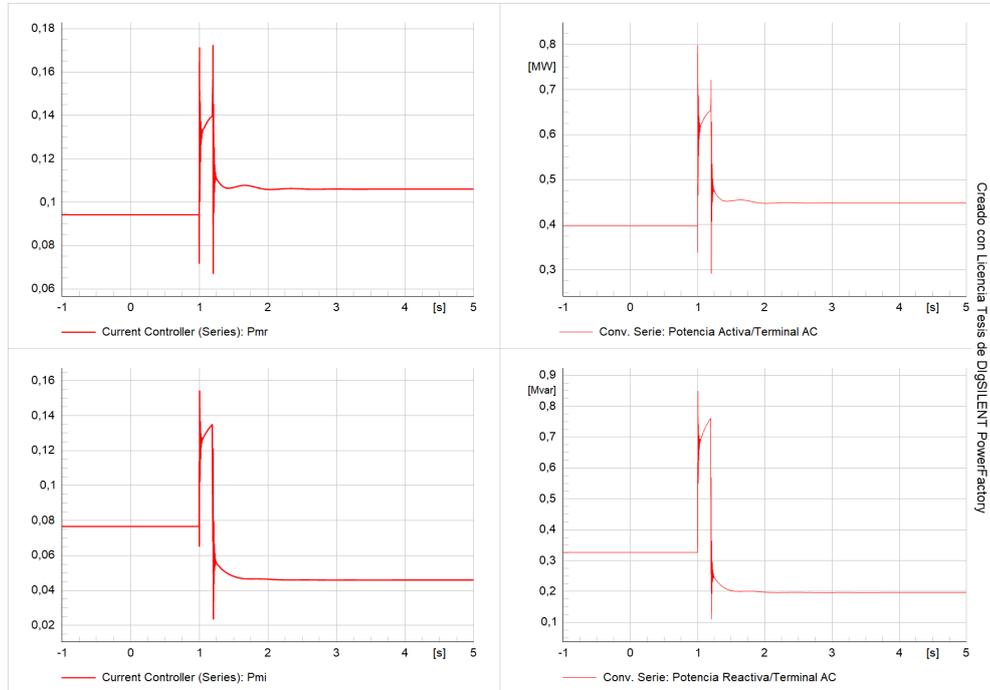


Figura 6.6: DSL- Control DQ

Se realizaron las mismas validaciones del modelo de control, para respuesta al escalón PQ y respuesta al escalón Vdc, y los resultados de simulación mostraron que el modelo de control funciona correctamente ante varias contingencias. Por lo que se puede concluir de forma general que el modelo de control funciona de forma rápida, eficiente y precisa. En el siguiente capítulo se mostrará el funcionamiento del UPFC en la red del SIN, y su influencia en las variables de las redes de transmisión del departamento de Cundinamarca, así como su comparación con otros dispositivos FACTS.