



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021



DOCUMENTO TÉCNICO

ASPECTOS TÉCNICOS, REGULATORIOS Y ECONÓMICOS DE LOS SISTEMAS FACTS DISTRIBUIDOS - JWG B4.C2.3

JUNIO 2021



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

TABLA DE CONTENIDO

PARTICIPANTES	5
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	6
RESUMEN.....	8
1 INTRODUCCIÓN.....	8
2 CONCEPTOS BÁSICOS DE D-FACTS – DETALLES FUNCIONALES	11
2.1 Bases para una operación serie variable con D-FACTS.....	11
2.2 Principio de operación de un módulo DSR	14
2.3 Detalles funcionales de las SmartValves.....	15
2.4 Efectos de control de las SmartValve	19
2.5 Principios de control de las SmartValve	22
3 MODELAMIENTO DIGITAL DE SMARTVALVE Y SIMULACIONES	23
3.1 Simulación 1 de la SmartValve	23
3.2 Simulación 2 de la SmartValve	26
4 ALGUNOS EJERCICIOS DE RELACIONES BENEFICIO / COSTO.....	30
4.1 Ejemplo 1: bases para cálculos de relación Beneficio/Costo a través de Servicios Complementarios	31
4.2 Ejemplo 2 relación Beneficio/Costo.....	34
4.3 Ejemplo 3 relación Beneficio/Costo.....	37
5 RETOS Y OPORTUNIDADES REGULATORIAS.....	40
5.1 Introducción.....	40
5.2 Contexto.....	40
6 CONCLUSIONES.....	45
Referencias	46



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de flujo de potencia en una línea de transmisión	11
Figura 2. Variación de la potencia en una línea de transmisión ante la inyección equivalente de diferentes reactancias serie.	13
Figura 3. Circuito esquemático de principio de un módulo DSR. Tomado de [7].	14
Figura 4. Puente en H que realiza la funcionalidad del STT en las SmartValves de Smart Wires.....	17
Figura 5. SmartValve 10-3600.....	19
Figura 6. Red enmallada con sobrecarga futura	19
Figura 7. Modo de operación PUSH.	20
Figura 8. Modo de operación PULL.....	20
Figura 9. Solución Expandible.....	21
Figura 10. Métodos de instalación.....	21
Figura 11. Red de prueba IEEE39 Barras.....	24
Figura 12. Sistema IEEE 39 bus con SmartValve instalada en línea 21-22	25
Figura 13. Red IEEE 39 nodos con marcación de áreas.....	26
Figura 14. Líneas de transmisión sobrecargadas, candidatas a implementar compensación con módulos SmartValves.	28
Figura 15. Desbalance en líneas de transmisión ante contingencias N-1.	30
Figura 16. Generación eólica Australia. Fuente [26].....	32
Figura 17. D-FACTS instalados en líneas de transmisión.....	33
Figura 18. Proyecto para soluciones SmartValve de corto plazo	35
Figura 19. Beneficios por la rapidez en la instalación de las SmartValve en comparación con otras alternativas convencionales	36
Figura 20. Área de influencia del proyecto. Fuente [29].....	37

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Modelos SmartValve. Fuente [25]	18
Tabla 2. Modelos SmartValve. Fuente [26]	18
Tabla 3. Perfil de cargabilidad	24
Tabla 4. Perfil de cargabilidad posterior a la instalación de SmartValve.....	25
Tabla 5. Características de las líneas candidatas y porcentaje de sobrecarga	28
Tabla 6. Implementación de SmartValves a un 10% de compensación.	29



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Tabla 7. Implementación de SmartValves a un 20% de compensación.	29
Tabla 8. Implementación de SmartValves a un 30% de compensación.	29
Tabla 9. Servicios complementarios que podrían viabilizar los D-FACTS y remuneración 34	
Tabla 10. Descripción proyecto y obras. Fuente UPME [29].....	38



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

PARTICIPANTES

El grupo de trabajo B4 y C2.3 estuvo conformado por las siguientes personas:

Jorge W. González, Organizador	Universidad Pontificia Bolivariana (UPB)
Brayan Agudelo	XM
Marcos Ruíz	XM
Daniela Osorio	UPB
Santiago Bustamante	UPB
Julián D. Ríos	EPM
Alejandro Viana	HMV
Hugo A. Cardona	UPB
Idi A. Isaac	UPB
Gabriel J. López	UPB

Mauricio Restrepo, Organizador	Uninorte
Giovanni Marín	EPM
Mario Patiño	SmartWires
Alejandro Duque	SmartWires
Jorge Mola	XM
Camilo Ordoñez	SmartWires
Edgar Uribe	EPM
Guillermo Vinasco	ISA
Mario Ríos	Uniandes
Luz Natalia Mejía	PTI
Alejandro Garcés	UTP
Juan Delgado	GEB
Manuel Bravo	UTP



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

ANE: Activo No Eléctrico

AOM: Administración, Operación y Mantenimiento

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

D-FACTS: Distributed Flexible AC Transmission Systems

DSR: Distributed Series Reactor

EPM: Empresas Públicas de Medellín

FACTS: Flexible AC Transmission Systems

HVDC: High Voltage Direct Current transmission

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas

LCC: Line Commutated Converters o basados en tiristores

MME: Ministerio de Minas y Energía

OR: Operador de Red

PST: Phase Shift Transformer

SAEB: Sistemas de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías

SCR: Silicon Controlled Rectifier

SDL: Sistema de Distribución Local

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

SSSC: Static Synchronous Series Compensator

STT: Single Turn Transformer

O&M: Operation and Maintenance



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

POT: Plan de Ordenamiento Territorial

TN: Transmisor Nacional

UC: Unidad Constructiva

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

VSC: Voltage Sourced Converters

VSL: Vacuum Switch Link



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

RESUMEN

En este documento se presenta la tecnología de los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna, FACTS, conceptualizados para implementación modular y de forma distribuida en distintos nodos de red. Por su diseño modular y distribuido, esta tecnología es comúnmente conocida con el acrónimo D-FACTS (FACTS distribuidos), o M-FACTS por su naturaleza modular. Este documento abarca desde una perspectiva funcional básica, las relaciones beneficio/costo y de revisión regulatoria para explorar la viabilidad de aplicación de esta tecnología en los sistemas eléctricos de potencia.

Durante el desarrollo del Grupo de Trabajo conjunto JWG B4.C2.3, se identificó un producto de la empresa Smart Wires Inc., conocido como la SmartValve™, que fue instalado recientemente en redes de Empresas Públicas de Medellín. Esta tecnología, ofrece importantes características técnicas, operativas, económicas y de oportunidad que favorecen la concepción de una posible masificación de los D-FACTS en los sistemas de transmisión, con soluciones innovadoras a las restricciones de red y otros problemas relevantes en Colombia y América Latina.

1 INTRODUCCIÓN

La integración de fuentes renovables de energía en los sistemas eléctricos de potencia se ha incrementado de manera dramática en los últimos años. La conexión a gran escala de recursos eólicos y solares presenta un gran desafío técnico y económico para la operación [1], [2] y la planeación de los sistemas eléctricos [3]. La energía de recursos renovables como el viento y el sol dependen de variables que presentan incertidumbre debido a su naturaleza estocástica. La red debe prepararse para manejar la dinámica causada por la variabilidad al tiempo que cumpla con las métricas actuales [3], [4].

De otro lado, en la actualidad, la gestión y operación de los sistemas eléctricos de potencia han tenido que afrontar innumerables retos debido a la integración de generación distribuida que incluye fuentes de energía renovables no convencionales. Estas fuentes presentan altos grados de intermitencia e incertidumbre. Así mismo, la desregulación de los mercados de energía obliga a las empresas de servicios públicos a operar los sistemas más cerca de los límites de seguridad. Los patrones de consumo de energía están en constante evolución y cada vez es mucho más complejo llevar cabo la construcción de nueva infraestructura eléctrica debido a las limitaciones de espacio, retos socioambientales o de otra índole. Por lo tanto, las empresas transportadoras de



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

energía eléctrica requieren soluciones más flexibles, inteligentes y económicas que puedan adaptarse velozmente a la evolución tanto en la generación como en la demanda.

Desde la perspectiva de la planificación de la transmisión, el mayor desafío es transferir la energía renovable desde los sitios de generación hasta los centros de carga. La generación renovable concentrada en altas cantidades generalmente no está cerca a los principales centros de carga. A medida que aumenta el nivel de generación renovable, los enlaces de transmisión ocasionalmente se copan o hasta se saturan [5]. El aumento de la congestión en el sistema de transmisión y subtransmisión degrada la confiabilidad del sistema, aumenta los precios de la energía y evita la plena utilización de los activos existentes [6], [7]. Incluso, los sistemas de transmisión y subtransmisión tienden a estar cada vez más interconectados entre sí. De otro lado, la confiabilidad del sistema es altamente retada ante la indisponibilidad de líneas de transmisión. En muchos casos, la capacidad térmica de una línea específica se convierte en una restricción para toda la red, mientras que otras líneas del mismo corredor o de corredores adyacentes permanecen con bajo nivel de carga.

La red puede manejar este alto nivel de estrés mediante dos métodos: el método tradicional de construir nuevos activos de transmisión o logrando que la red sea inteligente y controlable con sistemas activos de optimización. En los últimos tiempos, la segunda opción ha recibido una alta atención, sin embargo, la mayor parte de la financiación aún se centra en la primera. De todas formas, construir nuevas líneas de transmisión puede no ser el enfoque más rentable para aliviar la congestión [8].

Existe un consenso general de que la futura red eléctrica deberá ser inteligente y consciente, tolerante a fallas, controlable de forma dinámica y estática, eficiente energéticamente y en cuanto a inversiones económicas en sus activos. El enfoque aceptado y técnicamente probado para realizar una red inteligente, en particular para lograr el control del flujo de potencia activa, ha sido mediante el uso de sistemas de transmisión flexibles en corriente alterna o FACTS [7], [9]. Los FACTS son importantes contribuyentes a los sistemas de transmisión inteligentes en niveles de transmisión, e incluso, combinados con sistemas HVDC del tipo LCC podrían brindar ventajas a los complejos sistemas denominados recientemente como Macrogrids [10].

Los FACTS pueden ofrecer cierto nivel de control de flujo de potencia y mejorar la capacidad de transferencia a través de la red existente [11]. Esta flexibilidad se



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

puede utilizar para mitigar la congestión y para la integración de energías renovables [12]. Los FACTS distribuidos (D-FACTS) son una versión ligera de los FACTS tradicionales, y que se pueden reubicar de manera conveniente para dirigir los flujos de potencia a través de rutas deseadas [13]. Debido a su relativo menor costo y facilidad de instalación, los D-FACTS se han convertido en una atractiva tecnología de control de flujo de potencia en los últimos años [14].

El desarrollo de la tecnología SSSC modular (por sus iniciales en inglés Static Synchronous Series Compensator) hace parte de los avances en los sistemas modulares de control de flujo MPFC (de las iniciales del inglés Modular Power Flow Control), también conocida por el fabricante Smart Wires como SmartValve, es un D-FACTS que posee la capacidad de variar la reactancia de las líneas de transmisión [15] en rangos equivalentes capacitivos e inductivos. Por ejemplo, aumentándola de manera inductiva para “empujar” la potencia hacia otras líneas, o disminuyendo la reactancia equivalente serie para atraer el flujo de potencia a través de la línea que aloja el D-FACTS [16], [17]. Los FACTS en serie distribuidos se pueden usar para aumentar la capacidad de un sistema de transmisión moviendo el flujo de líneas muy cargadas hacia líneas que están en paralelo y que tienen capacidad no utilizada o subutilizada para lograr balancear flujos evitando congestiones o sobrecargas.

Se ha afirmado que la renovación del sistema existente de transmisión con la tecnología D-FACTS permitirá conformar una red inteligente y facilitar la integración de los recursos renovables, reduciendo inversiones económicas en la transmisión [3], [18].

Esta tecnología ha crecido exponencialmente en su utilización global a gran escala en Estados Unidos, Europa y Australia principalmente. En el contexto colombiano estos sistemas son relativamente recientes, pero altamente atractivos. Por esto se hace necesario avanzar en la creación de métodos de análisis técnico, regulatorio y económico para estudiar su viabilidad, con adecuada relación Beneficio/Costo. El objetivo de este estudio es presentar análisis básicos de D-FACTS, desde la perspectiva de equipos “ligeros” de relativa facilidad en su instalación, así como de flexibilidad en su ubicación temporal, para ayudar a desarrollar estudios eléctricos y económicos. Con este informe se busca proporcionar herramientas para la toma de decisiones que conlleven a obtener adecuadas relaciones Beneficio/Costo para las empresas que operan el sistema eléctrico de potencia. El documento planteará, además, aspectos de la regulación con caso ejemplo de Colombia, para proponer pautas que redunden en viabilizar la aplicación de los dispositivos D-FACTS, de

cierta manera, ir preparando la regulación para compatibilizarla con esta clase de dispositivos distribuidos.

Desde el ámbito técnico, también se analizará la reducción de congestiones de red mediante la implementación de D-FACTS en el sistema IEEE de 39 barras considerando integración de fuentes renovables de energía.

2 CONCEPTOS BÁSICOS DE D-FACTS – DETALLES FUNCIONALES

En esta sección se presentarán conceptos técnicos fundamentales para comprender la razón de ser y componentes de estos equipos y poder involucrar razonamientos técnico-económicos y de regulación específicos para esta tecnología.

2.1 Bases para una operación serie variable con D-FACTS

El flujo de potencia a través de una línea de transmisión se puede estimar empleando la Figura 1 y mediante la ecuación (1). Acorde con dicha ecuación, el flujo de potencia entre los nodos está regido por la impedancia de la línea y por el ángulo de potencia δ , en donde la potencia es inversamente proporcional a la reactancia de la línea, X_{AB} y directamente proporcional al producto de las tensiones de los nodos y al seno del ángulo de potencia δ .

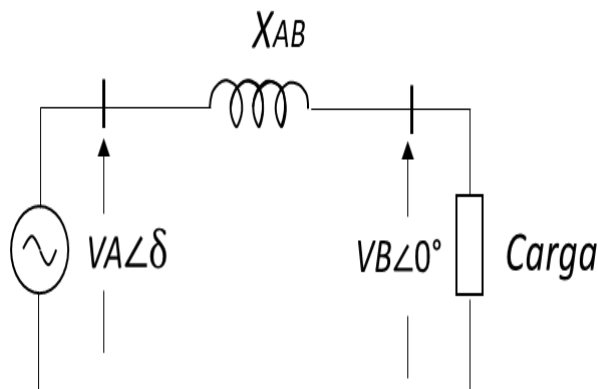


Figura 1. Diagrama de flujo de potencia en una línea de transmisión

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \text{Sen} \delta}{X_{AB}} \quad (1)$$



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Donde,

P_{AB} : Potencia transferida desde el nodo A hacia el nodo B

V_A : Tensión en el nodo A

V_B : Tensión en el nodo B

δ : Ángulo de potencia resultado de restar el ángulo del fasor del nodo B del ángulo del fasor del nodo A. La Figura 1 presenta el ángulo del nodo B fijado en 0° como referencia absoluta.

X_{AB} : Reactancia de la línea entre los nodos A y B

Aparte de contar con magnitudes de tensión en valores adecuados, cuyo rango de variación está restringido en un pequeño margen definido para la calidad de la red, para controlar el flujo de carga en la línea se requiere entonces que el ángulo de potencia o la impedancia de la línea varíen. Para modificar dinámicamente el ángulo de potencia se podría usar, por ejemplo, un transformador desfasador, PST (de las iniciales del inglés Phase Shift Transformer) como solución convencional. Sin embargo, esta sería una opción costosa, además con un control dinámico ciertamente limitado y requiere espacios considerables en las subestaciones.

La impedancia de la línea X_{AB} se puede controlar usando un D-FACTS serie (SmartValve) entre el nodo A y el nodo B. Mediante la implementación de dicho dispositivo se introduce una reactancia equivalente en serie con la línea de transmisión, modificando su impedancia total.

Por ejemplo, en caso de que se requiera disminuir el flujo de potencia a través de una línea de transmisión, un módulo D-FACTS instalado en tal línea varía automáticamente la impedancia hacia valores inductivos mayores cuando al comparar la corriente de línea contra una corriente de ajuste la diferencia es positiva [19], [20].

Acorde con (2), se disminuye el flujo de potencia a través de la línea de transmisión en la cual se obtuvo el incremento de la inductancia aparente en serie, permitiendo que el flujo total busque rutas alternativas [20]. De esta manera, se incrementa el flujo de energía a través de líneas paralelas que aún pueden tener capacidad

restante disponible, optimizando la capacidad y el uso del sistema de transmisión [8].

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \text{Sen} \delta}{X_{AB} + X_{inj}} \quad (2)$$

La Figura 2 muestra la variación del flujo de potencia a lo largo de una línea de transmisión, ante la inyección de diferentes valores de impedancia inductiva X_{inj} . para magnitudes de tensión igual en los nodos. Un valor negativo de X_{inj} indica reducción de la reactancia inductiva para incrementar flujos de potencia a través de la línea que posee el compensador serie instalado. La inyección de impedancia en serie se puede lograr mediante un D-FACTS, cuyo principio se explica en la siguiente subsección.

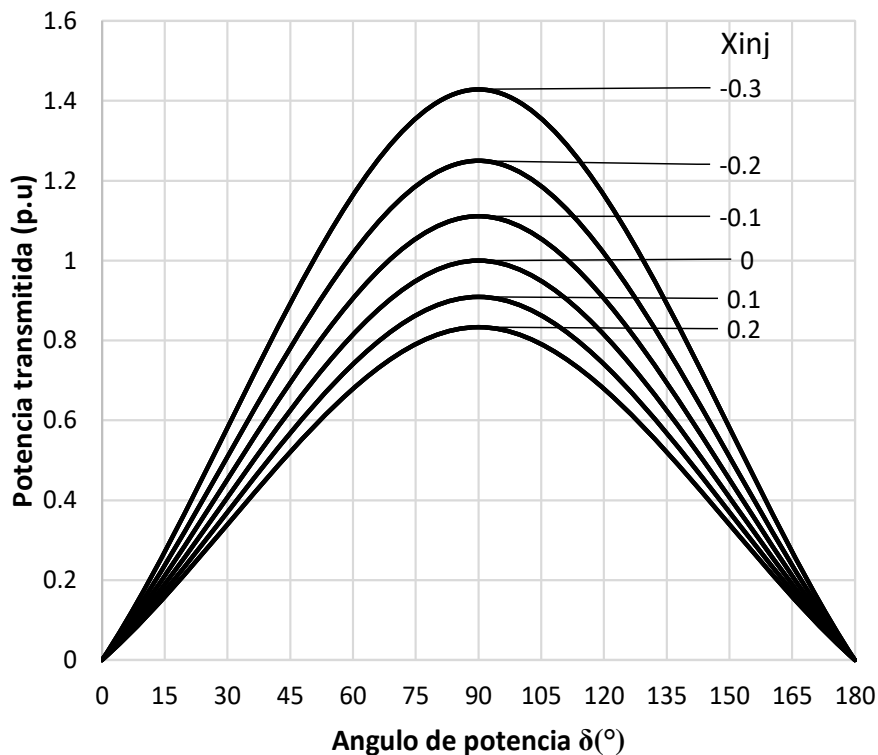


Figura 2. Variación de la potencia en una línea de transmisión ante la inyección equivalente de diferentes reactancias serie.

2.2 Principio de operación de un módulo DSR

La Figura 3 muestra el circuito esquemático de principio de un módulo DSR [3], [21].

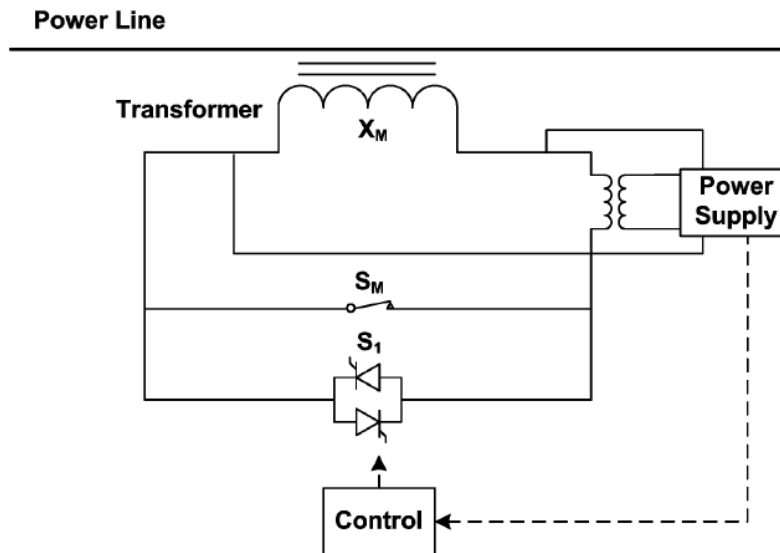


Figura 3. Circuito esquemático de principio de un módulo DSR. Tomado de [7].

El componente principal de un módulo DSR consiste en un transformador de una sola vuelta (STT de las iniciales del inglés Single Turn Transformer), cuya inductancia de magnetización se inserta en la línea de transmisión a un valor sintonizado cuando el interruptor SM se encuentra abierto. El interruptor SM se usa cerrado en caso de decidir hacer un puente o “bypass” al módulo DSR cuando este dispositivo D-FACTS no es requerido [22], [23].

El interruptor estático S1, que es un interruptor basado en tiristores, proporciona una respuesta rápida de sub-ciclos para protección durante fallas de la línea. Con S1 cerrado, se insertaría un nivel mínimo de reactancia en la línea de transmisión, que corresponde a la reactancia de fuga del STT. Con S1 abierto, en operación normal, la inductancia de magnetización del STT, sintonizada en el valor deseado mediante el entrehierro, se inserta en la línea de transmisión [7].

El transformador de una sola vuelta (primaria) debe elegirse con una relación de espiras que garantice una corriente secundaria lo suficientemente pequeña incluso en la condición de falla para el correcto funcionamiento del interruptor estático.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Cada módulo está sujeto a la línea, flotando eléctrica y mecánicamente en ella. En condiciones normales, los módulos dejan inalterada la impedancia de la línea [24].

Durante situaciones de congestión, con una acción controlada, se puede operar un gran número de módulos en conjunto para tener un impacto significativo en el flujo de energía total de la línea.

En general, con el aumento de la carga y la generación, la cual puede ser no convencional, a nivel de sistema se presenta un aumento de la corriente en líneas de transmisión específicas. Al superar un valor predeterminado, cada vez son más los módulos DSRs que deberían ser insertados en las líneas de transmisión, aumentando gradualmente la impedancia de estas líneas y desviando la corriente a líneas menos cargadas o subutilizadas. El objetivo de control es evitar que las líneas se sobrecarguen térmicamente.

La estructura y funcionamiento presentado corresponde a un principio de funcionamiento de los D-FACTS. En la siguiente sección se hará referencia a particularidades de la tecnología actual implementada en los SmartValves de Smart Wires, los cuales permiten la operación simétrica en las regiones inductiva y capacitiva y no requieren transformadores de inserción a diferencia de los módulos DSR.

2.3 Detalles funcionales de las SmartValves

El Georgia Institute of Technology ha conceptualizado e iniciado el desarrollo de los primeros prototipos de la tecnología de Smart Wires para convertir una línea de transmisión existente en un activo con cierta inteligencia, de manera que sea capaz de monitorear y regular el flujo de potencia [5]. El concepto del Georgia Institute of Technology como tal, fue inicialmente presentado con tres versiones:

1. Smart Wires (SW)
2. Reporting Smart Wires (RSW)
3. Active Smart Wires (ASW)

La primera versión es la más simple y es sobre la que se centrará este informe. Es una versión de Smart Wires que monitorea la corriente de la línea y la compara con una corriente de referencia, variando gradualmente la impedancia de la línea con la actuación autónoma de los módulos.



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

La empresa Smart Wires ofrece una válvula inteligente, denominada SmartValve™, que permite utilizar de forma rápida y económica la capacidad excedente de circuitos existentes en las redes de transmisión. Mediante el aumento dinámico o la reducción de la reactancia de la línea de transmisión, los dispositivos SmartValve™ pueden controlar dinámicamente el flujo de potencia.

La modularidad del diseño SmartValve permite soluciones con relativa facilidad de expansión o incluso, de reubicación, ya que los equipos operan directamente a potencial de línea y no requieren transformadores de inserción. Esto ofrece una decisión de inversión flexible y de bajo riesgo comparada con alternativas como circuitos nuevos o repotenciación de circuitos existentes, transformadores desfasadores, PST, reactores en serie o capacitores en serie o FACTS tradicionales serie.

Entre las aplicaciones de esta tecnología se encuentran la integración de energías renovables, aumento de la capacidad de transferencia en líneas de transmisión, gestionar de una mejor manera la incertidumbre de la red, reducción de costos de energía, evitar construcciones de alto grado de complejidad, diferir o eliminar gastos elevados de capital en soluciones tradicionales; adicionalmente, brinda la posibilidad de permitir y ampliar las ventanas de tiempo de desconexión durante la construcción, ampliación o mantenimientos en las redes eléctricas.

Entre las generalidades de la tecnología SmartValve se resalta:

- Son válvulas bidireccionales inteligentes, capaces de aumentar o disminuir flujos de potencia a través de un circuito determinado
- SmartValve es un compensador modular estático síncrono serie monofásico, SSSC (de las iniciales del inglés Static Synchronous Series Compensator)
- Inyectan una tensión controlable en cuadratura con la corriente de la línea resultando en un aporte capacitivo o inductivo
- Proporciona la funcionalidad equivalente de un capacitor en serie o de un reactor en serie, sin efectos desfavorables de las soluciones tradicionales como la resonancia subsíncrona y el consumo de potencia reactiva
- Esta tecnología es particularmente efectiva en redes eléctricas enmalladas donde la capacidad excedente del sistema puede utilizarse para resolver sobrecargas existentes.

Sobre la funcionalidad de la tecnología SmartValve se encuentra que:

- En lugar del STT de un DSR, el dispositivo incorpora un convertidor forzado o de fuente de tensión, VSC (de las iniciales del inglés Voltage Sourced

Converters) que consta de un arreglo de transistores de compuerta aislada o IGBT (de las iniciales del inglés Insulated Gate Bipolar Transistors) en puente completo o H y de un capacitor de CD. Ver Figura 4. Es importante resaltar, que este puente opera a potencial de la línea, lo cual permite importante ahorro de espacio y dinero en comparación con el empleo de transformadores. Esta cualidad es inclusive una gran ventaja de las SmartValves, cuando son comparados con los FACTS serie clásicos SSSC (poseen transformador) y con los PST.

- El convertidor VSC se controla para inyectar una tensión en serie con la línea de transmisión para mantener la reactancia deseada.
- Los módulos utilizan unos rectificadores de rápida acción: Silicon Controlled Rectifiers-SCR como sistemas de bypass y de protección. Este bypass puede detectar y puentear los componentes semiconductores internos de la SmartValve en menos de 1 milisegundo después del inicio de una falla a través de la línea. Las SmartValves también pueden transportar corrientes de falla completa de hasta 63 kA rms durante 1 segundo. Esto elimina la necesidad de un interruptor bypass de gran tamaño, ya que el dispositivo es transparente al esquema de protección contra fallas existente, es decir, el dispositivo se omite antes de que opere la protección.
- La tensión inyectada es independiente de la corriente de la línea. Esto aumenta la aplicación de reactancia efectiva al operar el dispositivo por debajo de su corriente nominal.
- Se dispone de suiches de vacío, VSLs (de las iniciales del inglés Vacuum Switch Links) que realizan la función del suiche SM en la Figura 3.

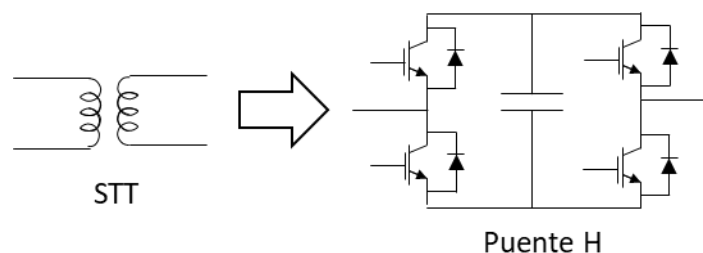


Figura 4. Puente en H que realiza la funcionalidad del STT en las SmartValves de Smart Wires

Se han desarrollado diferentes modelos de SmartValve con variadas capacidades ajustables a las necesidades de los diferentes sistemas de potencia, en la Tabla 1 se muestran algunos de los dispositivos con sus respectivos límites de tensión, máximas inyecciones de potencia reactiva y máximas corrientes permanentes. La



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Tabla 2 presenta otras variantes y características para equipos de dimensiones en metros sin anillos anticorona de 491 x 216 x 207 (L x H x W) y para capacidad de corriente de cortocircuito de 63 kA rms (1 s). Adicionalmente, en la Figura 5 se muestra el modelo SmartValve 10 - 3600.

Tabla 1. Modelos SmartValve. Fuente [25]

Modelos	Inyección máxima de tensión @50 Hz – 60 Hz (Vrms)	Máxima inyección de Mvar	Máxima corriente permanente (Arms)
1-1800	± 566	1	1800
5-1800	± 2830	5	1800
10-3600	± 2830	10	3600
10-1800	± 5660	10	1800

Tabla 2. Modelos SmartValve. Fuente [26]

Modelos	Corriente Máxima Continua de operación (Arms)	Inyección Máxima de Tensión (Vrms)	Corriente Máxima de Emergencia (2 horas) (Arms)	Peso (kg)
10-1800i	1800	±5660	2160	7257
10-3600i	3600	±2830	4320	7257

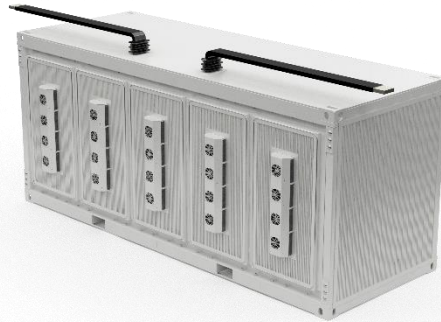


Figura 5. SmartValve 10-3600

2.4 Efectos de control de las SmartValve

Su principio de operación corresponde al básico de un D-FACTS tal como fue descrito al inicio de este capítulo. Con el objetivo de ilustrar los modos operación de los dispositivos SmartValve, tal como los ofrece el fabricante Smart Wires empleando los términos “PUSH” y “PULL”, se plantea un escenario de planeación simplificada que predice una sobrecarga futura de uno de los tres circuitos de un sistema de potencia enmallado, como se muestra en la Figura 6.

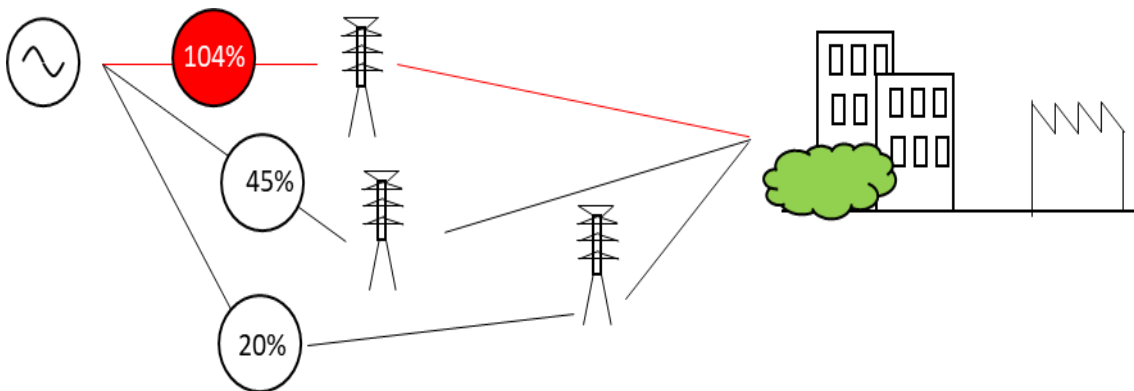


Figura 6. Red enmallada con sobrecarga futura

- **Modo de operación PUSH:** La carga se traslada hacia líneas alternas con capacidad sobrante, resolviendo la sobrecarga como se observa en la Figura 7. Modo de operación PUSH.y liberando la capacidad para transmitir 70MW adicionales por las líneas existentes.

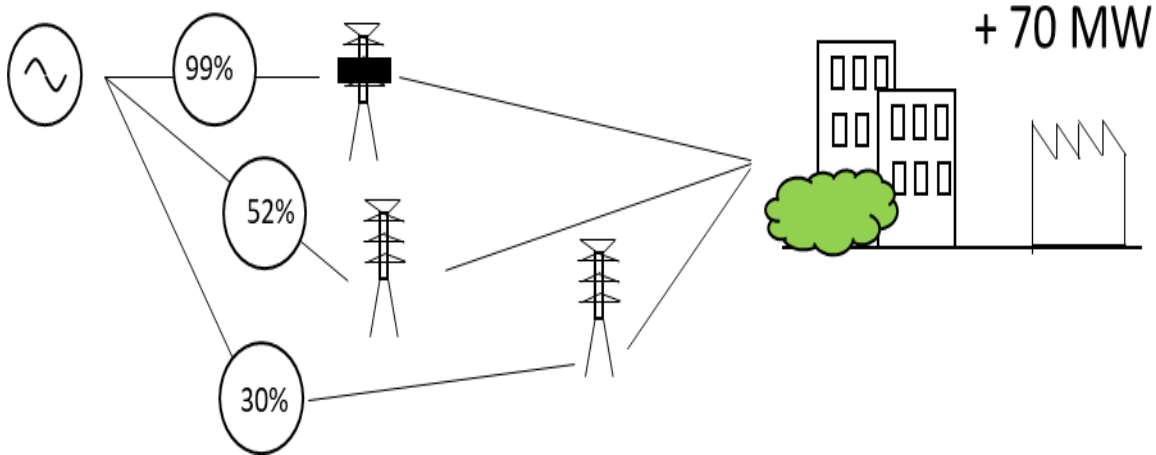


Figura 7. Modo de operación PUSH.

- **Modo de operación PULL:** La carga se atrae hacia líneas con capacidad sobrante, resolviendo la sobrecarga, como se observa en la Figura 8. liberando la capacidad para transmitir 100MW adicionales por los corredores existentes.

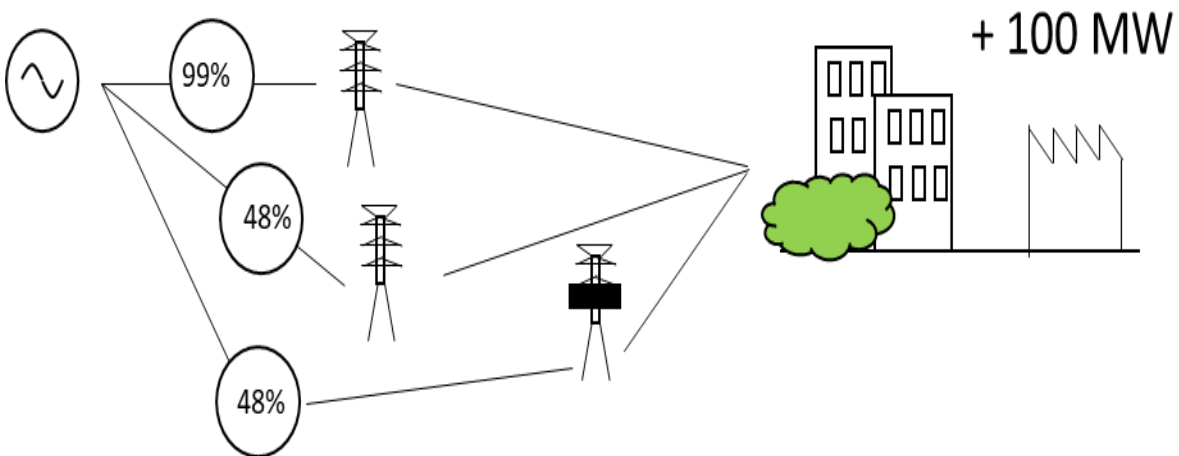


Figura 8. Modo de operación PULL.

Adicionalmente, esta tecnología por ser modular brinda soluciones escalables o contraíbles, ajustándose así a las necesidades inmediatas de la red eléctrica. Es decir, se pueden plantear objetivos o metas. Para el ejemplo se proyecta que con dos SmartValve se puede reducir la cargabilidad de la línea que estaba

sobrecargada inicialmente relajándola hasta un 96%, tal y como se muestra en la Figura 9.

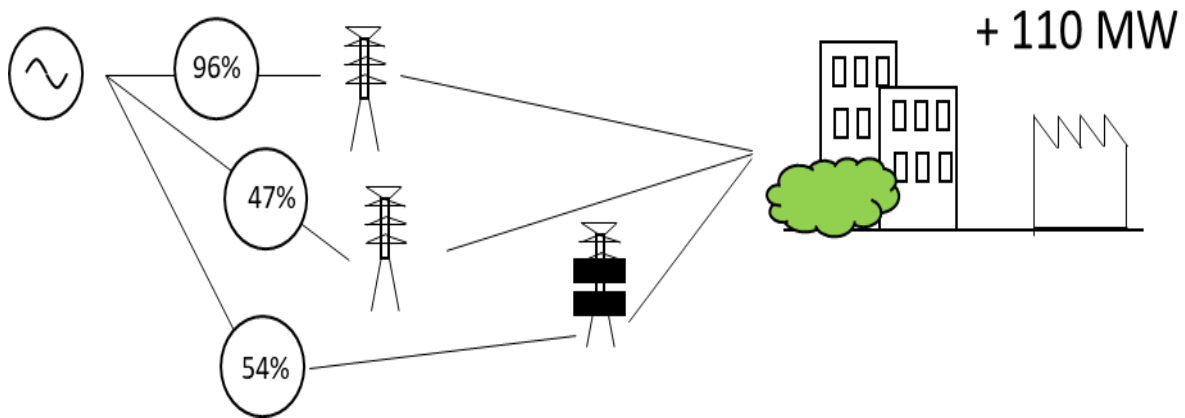


Figura 9. Solución Expandible.

La instalación de las SmartValve es versátil, se pueden ubicar en torres de transmisión existentes, fijas en patios de subestaciones o en unidades móviles que se pueden trasladar. Los tipos de instalación se pueden observar en la Figura 10.

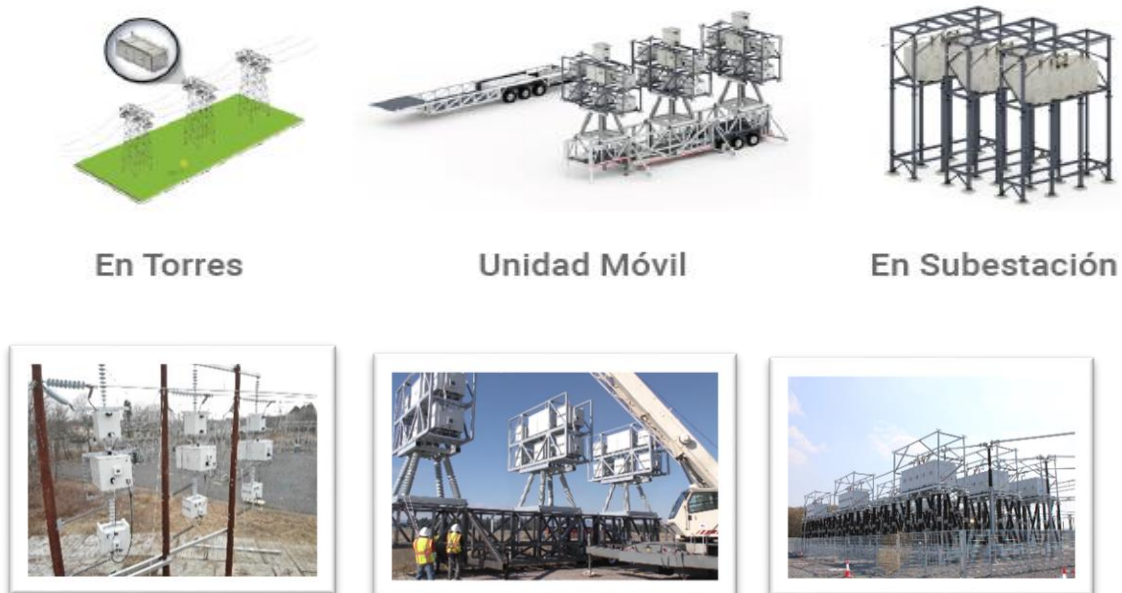


Figura 10. Métodos de instalación.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Las SmartValves son de rápida instalación, las soluciones pueden escalarse o reubicarse fácilmente. También son controlables, lo cual le adiciona flexibilidad de adaptación en escenarios inciertos de planeamiento.

2.5 Principios de control de las SmartValve

SmartValve es un dispositivo basado en electrónica de potencia que modifica la impedancia efectiva de la línea inyectando una tensión con un ángulo de fase de aproximadamente 90° adelantando o retrasando con respecto a la corriente de línea. El dispositivo toma la alimentación (energía) necesaria para operar directamente de la línea y no requiere sistemas auxiliares externos. Por ser un sistema autoalimentado, no puede producir un efecto de inyección de reactancia si la línea posee una carga muy ligera (menos de 180A).

Se dispone de los siguientes modos de control, aplicables a los modelos de estado estable y rms:

1. Modo inyección de tensión: la SmartValve inyecta una tensión fija capacitiva o inductiva, es decir con polaridad serie creando tensión de polaridad inversa o directa al flujo. La reactancia efectiva varía según el flujo de corriente de la línea.
2. Modo inyección de reactancia: la SmartValve inyectará una tensión proporcional a la corriente de línea para lograr la reactancia especificada. La tensión variará según el nivel de corriente de la línea.
3. Modo umbral de corriente: Si la corriente excede el límite superior o está por debajo del límite inferior de un umbral previamente establecido o configurado, el modelo puede activar la función de control de umbral de corriente para hacer operar el dispositivo dentro de los límites superior e inferior del umbral.

Las implementaciones de SmartValve incluyen umbrales de protección, aplicables para el modelo rms:

- Detección instantánea de sobrecorriente de fase
- Protección contra sobrecarga
- Protección SmartValve



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

3 MODELAMIENTO DIGITAL DE SMARTVALVE Y SIMULACIONES

3.1 Simulación 1 de la SmartValve

Se utilizará un modelo de SmartValve, de libre difusión, creado por la empresa Smart Wires. El modelo fue elaborado mediante la herramienta computacional de análisis de sistemas de potencia DIGSILENT Power Factory, versión 17. Dicho modelo fue concebido para estudiar el impacto de la implementación del dispositivo SmartValve en diferentes redes eléctricas tanto en estado estacionario como en la respuesta dinámica rms.

El modelo se puede utilizar en estudios de estado estacionarios (flujo de cargas) y dinámicos de primera oscilación o de oscilaciones de potencia de baja frecuencia. Sin embargo, no es posible utilizar el modelo para estudios transitorios de corta duración.

En esta sección, para verificar el funcionamiento del modelo de SmartValve en estado estacionario se utiliza la red de prueba IEEE39 Barras, ver Figura 11. Se modifica el despacho del generador 06 con un valor de 660 MW (+10 MW) y se obtiene perfil de cargabilidad en las líneas de transmisión adyacentes mostrado en la Tabla 3.

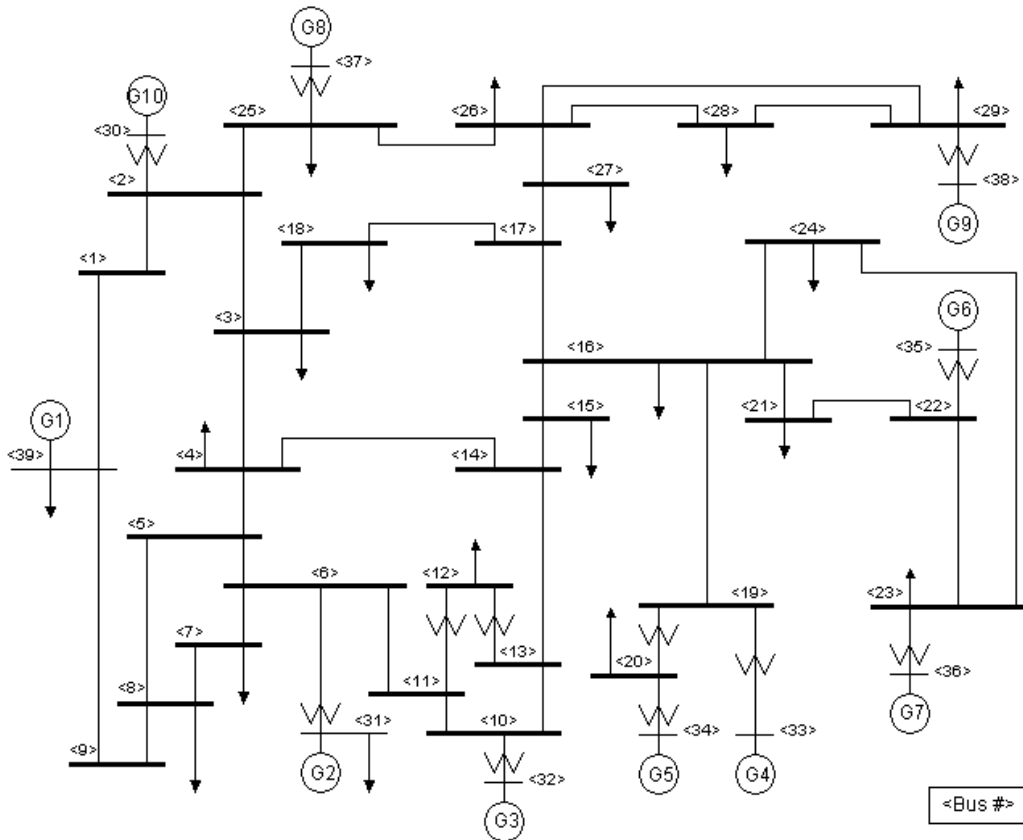


Figura 11. Red de prueba IEEE39 Barras.

Tabla 3. Perfil de cargabilidad

Línea	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de corriente [kA]	Cargabilidad [%]
Line 16 - 19	345	0.82	81.92
Line 16 - 21	345	0.55	54.81
Line 16 - 24	345	0.18	17.52
Line 21 - 22	345	0.99	100.12
Line 22 - 23	345	0.10	12.33
Line 23 - 24	345	0.57	57.25

En la Tabla 4 se observa que se presenta una sobrecarga de 0,12% en la línea 21-22. Teniendo en cuenta lo anterior y que la corriente a través de la línea

sobrecargada es mayor que 900 A se decide instalar la SmartValve 5-1800 en la línea sobrecargada en el extremo del Bus 22 y el modo de operación será PUSH. En la Figura 12 se presentan los resultados obtenidos donde aparece la SmartValve instalada en la línea 21-22 cercana al Bus 22.

Tabla 4. Perfil de cargabilidad posterior a la instalación de SmartValve

Línea	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de corriente [kA]	Cargabilidad [%]	Delta de Cargabilidad [%]
Line 16 - 19	345	0.82	81.99	0.07
Line 16 - 21	345	0.55	52.79	-2.03
Line 16 - 24	345	0.18	18.34	0.81
Line 21 - 22	345	0.99	98.01	-2.11
Line 22 - 23	345	0.10	13.82	1.49
Line 23 - 24	345	0.57	59.41	2.16

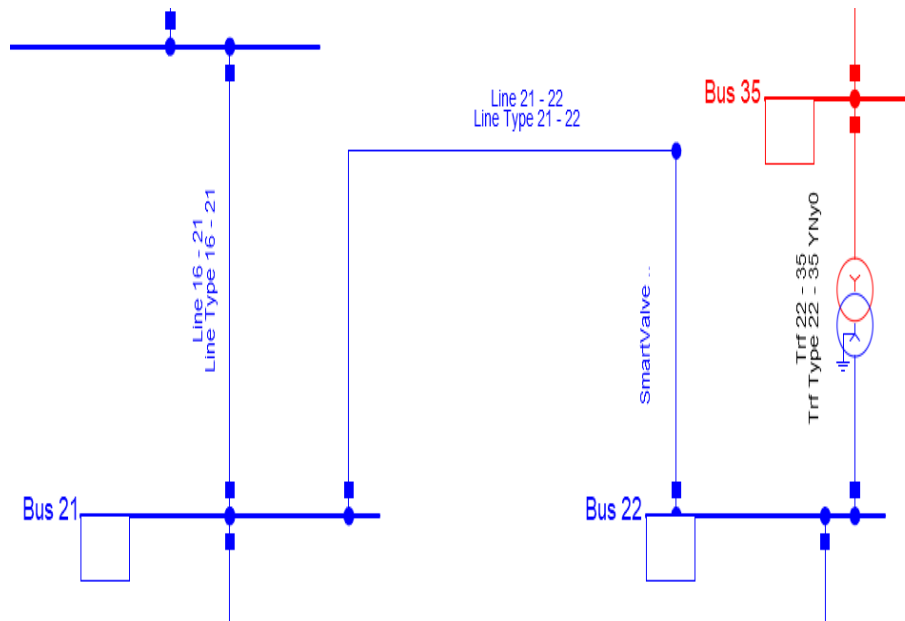


Figura 12. Sistema IEEE 39 bus con SmartValve instalada en línea 21-22

De los resultados anteriores se puede evidenciar que con la instalación de un sólo dispositivo SmartValve 5-1800, se logra eliminar la sobrecarga de la línea 21-22, redistribuyendo los flujos por las líneas adyacentes.

3.2 Simulación 2 de la SmartValve

Para evaluar el impacto de las SmartValve en toda una red, se realizó un estudio sobre el mismo sistema IEEE 39 nodos subdividido en 3 áreas. La Figura 13 muestra la demarcación de las áreas en el sistema.

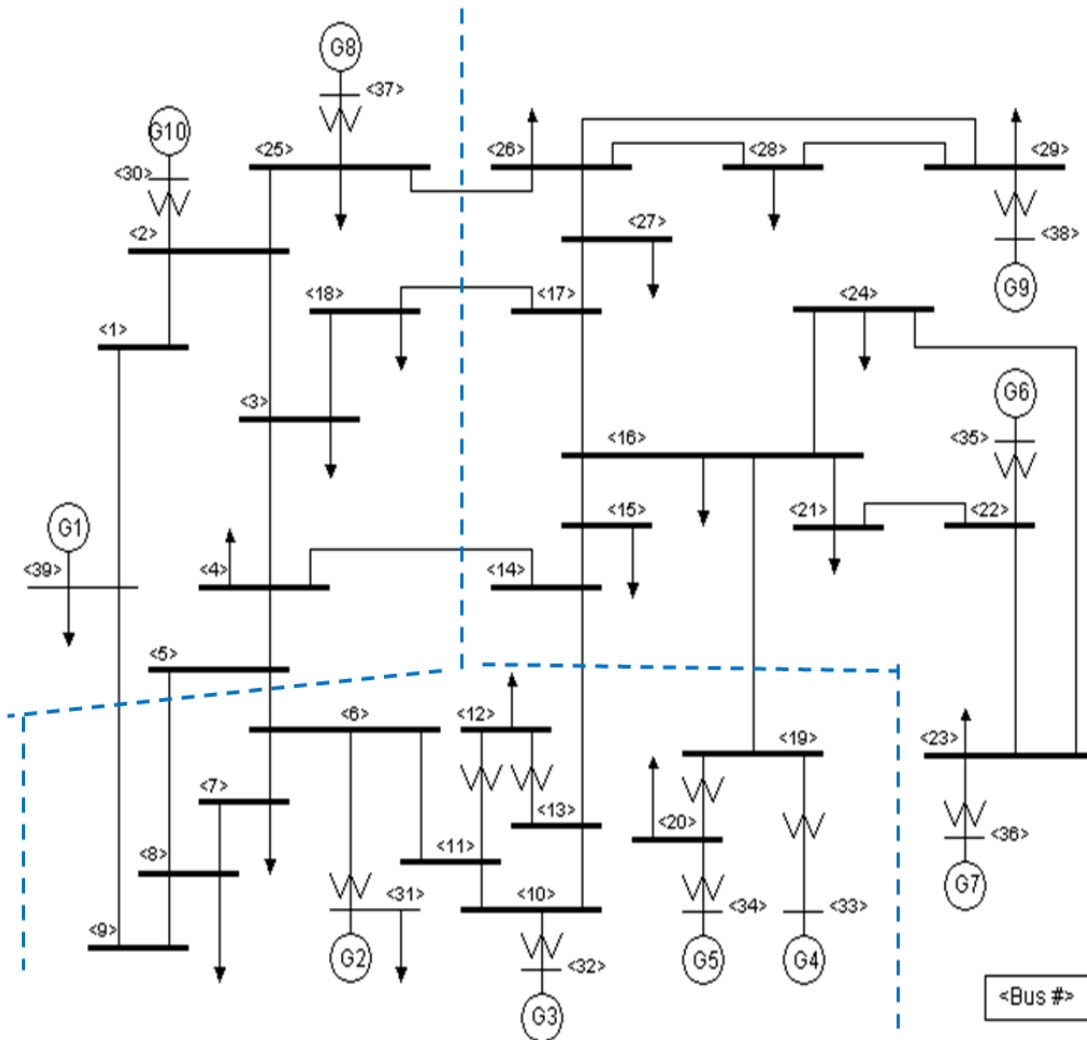


Figura 13. Red IEEE 39 nodos con marcación de áreas.

a. Suposiciones tomadas en el caso de estudio

Para fines del estudio y suponiendo una importante integración de generación renovable, se supone que las unidades de generación 6, 7 y 10 son eólicas. Para la



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

planta 6 su generación será la máxima potencia nominal, mientras que para las unidades 7 y 10 la generación será 535 MW y 725 MW respectivamente. Las demás unidades del sistema funcionan con combustible fósil. Se considera que las unidades eólicas 6 y 7 afectan la generación de la unidad 9, presentando una disminución de la generación con combustible fósil, teniendo como máxima generación un total del 700 MW de sus 850 MW nominales. Para el estudio se considerarán condiciones propias de la planificación de sistemas de transmisión, tomando como referencia el día más representativo del año (día de carga máxima) [1], donde se tomará que las cargas máximas serán 30% más altas que las normales para todo el sistema. El ajuste máximo de reactancia de línea que se puede lograr con la implementación de SmartValves actuando en modo inductivo será del 30% tal como fue tomado en [4], [14].

b. Metodología de simulación del caso de estudio

Para la simulación del caso de estudio se usará el software DigSILENT PowerFactory. Para el caso base se ejecuta un flujo de potencia para identificar las líneas que tienen una alta congestión en condiciones normales de operación del sistema. En caso de presentarse congestiones se procede a mitigarlas mediante los siguientes pasos:

1. Ejecución de flujo de carga, identificando las líneas congestionadas con un valor mayor al 95% en cada área.
2. Implementación de SmartValves, inyectando un 10% de reactancia sobre la reactancia total de la línea más congestionada en cada área, hasta un máximo del 30%.
3. Verificación de la mitigación de la congestión, si la congestión es eliminada se retorna al paso 1.
4. Si la congestión no es eliminada, no se implementan las SmartValves, se alivia la línea congestionada en cada área con la construcción de una línea paralela de las mismas características.
5. Se retorna al paso 1.

c. Resultados

En la ejecución del flujo de potencia se presenta la sobrecarga de las líneas mostradas en la Figura 14, sobre dichas líneas será implementada la compensación del 10% hasta un máximo de 30% que se puede obtener con los módulos SmartValves, el valor de sobrecarga y características de secuencia positiva se indican en la Tabla 5.

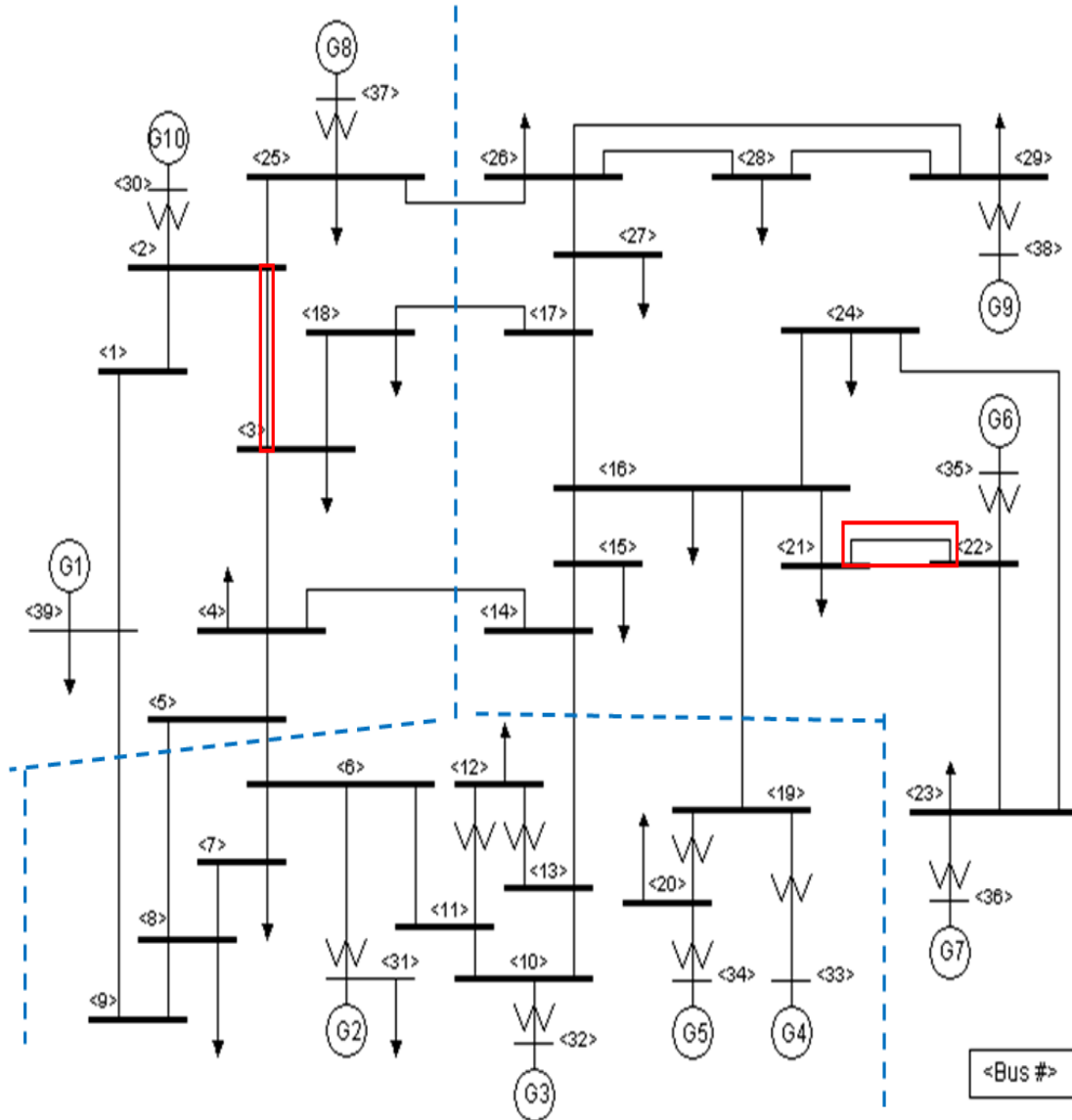


Figura 14. Líneas de transmisión sobrecargadas, candidatas a implementar compensación con módulos SmartValves.

Tabla 5. Características de las líneas candidatas y porcentaje de sobrecarga

Nombre	% Carga	Longitud (km)	Z1 (ohm)	X1 (ohm)	R1 (ohm)
Line 02 - 03	100.04	59.90	18.03	17.97	1.547
Line 21 - 22	99.83	55.54	16.69	16.66	0.952



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Para el caso de la implementación de SmartValves sobre las líneas candidatas, se procede a variar la reactancia de línea en pasos del 10% por encima de su valor inicial hasta un máximo del 30%, en la Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8, se identifican los cambios en la reactancia de las líneas candidatas ante la implementación de las SmartValves en los pasos definidos. Se ve que en el caso de SmartValves es posible posponer la construcción de nuevas líneas de transmisión instalando SmartValves.

Tabla 6. Implementación de SmartValves a un 10% de compensación.

Nombre	% Carga	Longitud (km)	Z1 (ohm)	X1 (ohm)	R1 (ohm)
Line 02 - 03	98.14	-	19.83	19.77	-
Line 21 - 22	98.13	-	18.36	18.33	-

Tabla 7. Implementación de SmartValves a un 20% de compensación.

Nombre	% Carga	Longitud (km)	Z1 (ohm)	X1 (ohm)	R1 (ohm)
Line 02 - 03	96.31	-	21.62	21.56	-
Line 21 - 22	96.48	-	20.02	19.99	-

Tabla 8. Implementación de SmartValves a un 30% de compensación.

Nombre	% Carga	Longitud (km)	Z1 (ohm)	X1 (ohm)	R1 (ohm)
Line 02 - 03	94.55	-	23.42	23.36	-
Line 21 - 22	94.89	-	21.68	21.66	-

Para el caso de estudio analizado, no se presentó la necesidad de repotenciar las líneas congestionadas o instalar nuevos circuitos paralelos de las mismas características en cada área. Mediante la implementación de SmartValves hasta un valor del 30% del valor inicial de la reactancia de línea se logró reducir las congestiones de las líneas en estudio en aproximadamente un 5.48% y 4.93% para la línea 02 – 03 y la línea 21 – 22, respectivamente.

El análisis muestra que la tecnología D-FACTS(SmartValves) permite a los planificadores de los sistemas de transmisión evitar la construcción de nueva infraestructura de transmisión ya que permite reducir la congestión de las líneas de transmisión en los escenarios de alta demanda, además en la práctica el tiempo de

instalación de Smart Wires es de tan sólo unos pocos meses, mientras que la entrega de proyectos de infraestructura presenta horizontes de hasta 5 años [18]. El menor tiempo de implementación de la tecnología Smart Valves presenta una ventaja para los planificadores de los sistemas eléctricos, ya que reducen la inversión requerida en el horizonte de corto plazo.

4 ALGUNOS EJERCICIOS DE RELACIONES BENEFICIO / COSTO

Las empresas de energía en el ámbito mundial tienen el reto de solucionar los problemas asociados al transporte y la distribución de energía a corto, mediano y largo plazo con criterios de confiabilidad, flexibilidad y seguridad sin dejar de lado los aspectos económicos que permiten evaluar la viabilidad de los proyectos mediante la evaluación de las relaciones beneficio/costo. Las situaciones más frecuentes que exigen obras de expansión en las redes eléctricas son: el crecimiento acelerado de la demanda, la alta cargabilidad de los equipos existentes, ingreso de generación distribuida con fuentes de generación alternativas, crecimientos no previstos de demanda y desbalance en cargabilidad de las líneas de transmisión ante contingencias N-1 (Figura 15).

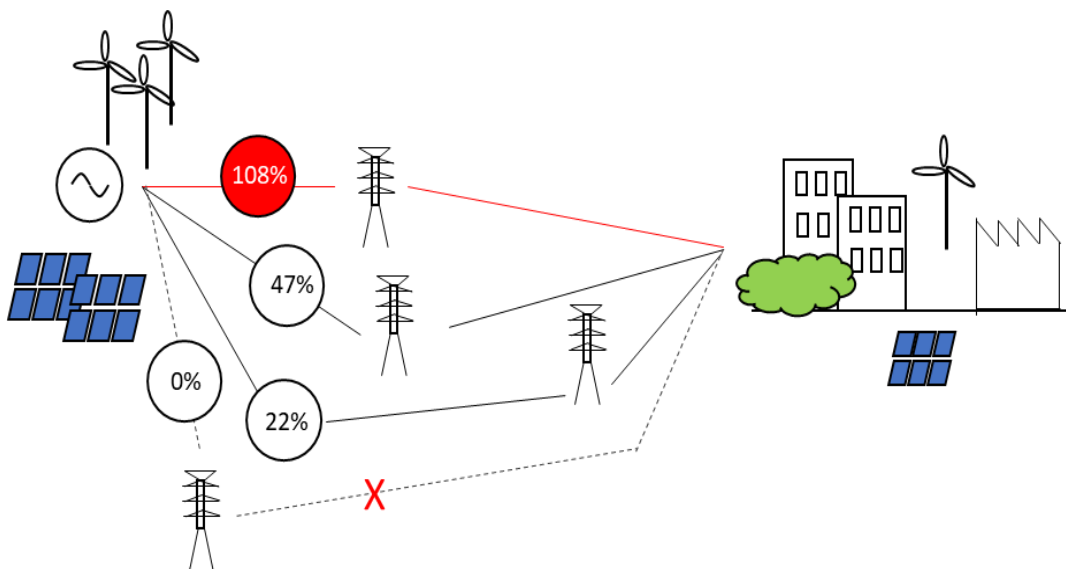


Figura 15. Desbalance en líneas de transmisión ante contingencias N-1.

Para lograr viabilidad de los proyectos se debe calcular la relación beneficio/costo para evaluar y comparar las alternativas de forma efectiva y tomar la mejor decisión posible, la cual se calcula como el cociente entre el valor presente de los beneficios y el valor presente de los costos de inversión. Para la solución de los problemas de



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

transporte y distribución de energía, por lo general, se evalúan y se comparan las siguientes alternativas:

1. Repotenciación de líneas con conductores de alta capacidad térmica y baja flecha, HTLS (de las iniciales del inglés High-Temperature, Low-Sag).
2. Repotenciación con conductores tradicionales
3. Construcción de líneas nuevas.
4. Ampliación de subestaciones y reconfiguración de las redes existentes.
5. Instalaciones de transformadores desfasadores, PST.
6. FACTS convencionales.
7. FACTS distribuidos (D-FACTS).

Para cada una de las alternativas se evalúa los costos asociados a cada proyecto con todos sus componentes como unidades constructivas, AOM (Administración Operación y Mantenimiento) y el activo no eléctrico (ANE).

Para valorar los beneficios de la nueva infraestructura, se consideran la disminución de demanda no atendida, beneficios por reducción de restricciones de generación y mejora en las pérdidas. También, para calcular la energía no suministrada (ENS) se determina la cantidad de potencia del sistema que se tendría que deslastrar en demanda máxima, media y mínima, en operación normal y contingencias simples (N-1) y se valora con el Costo de Racionamiento Operativo (CRO) correspondiente.

Para ilustrar la situación y la aplicación de los D-FACTS distribuidos en el mundo, se tomaron 2 ejemplos para presentar algunos beneficios demostrables económicamente y otros intangibles que son importantes a la hora de tomar la decisión de instalar los D-FACTS para soluciones de transporte y distribución de energía.

4.1 Ejemplo 1: bases para cálculos de relación Beneficio/Costo a través de Servicios Complementarios

Se ilustra un problema frecuente que se tiene en la actualidad con las redes de distribución ante el ingreso de fuentes de generación distribuida. Estas fuentes de generación se encuentran en ocasiones relativamente alejadas a las cargas y de otro lado, poseen intermitencia en función de la variabilidad del recurso. Un ejemplo es la generación eólica. Para la ilustración, se toma el caso expuesto por Smart Wires [26], donde se implementaron en Australia soluciones con D-FACTS. El problema que se tenía radicaba que en Melbourne se tiene una gran cantidad de generación eólica, pero la carga principal se encuentra en la capital, Sydney (ver Figura 16), lo que genera sobrecarga en las redes durante las horas pico de

generación eólica. También se produce una carga desproporcionada en circuitos paralelos durante contingencias N-1.

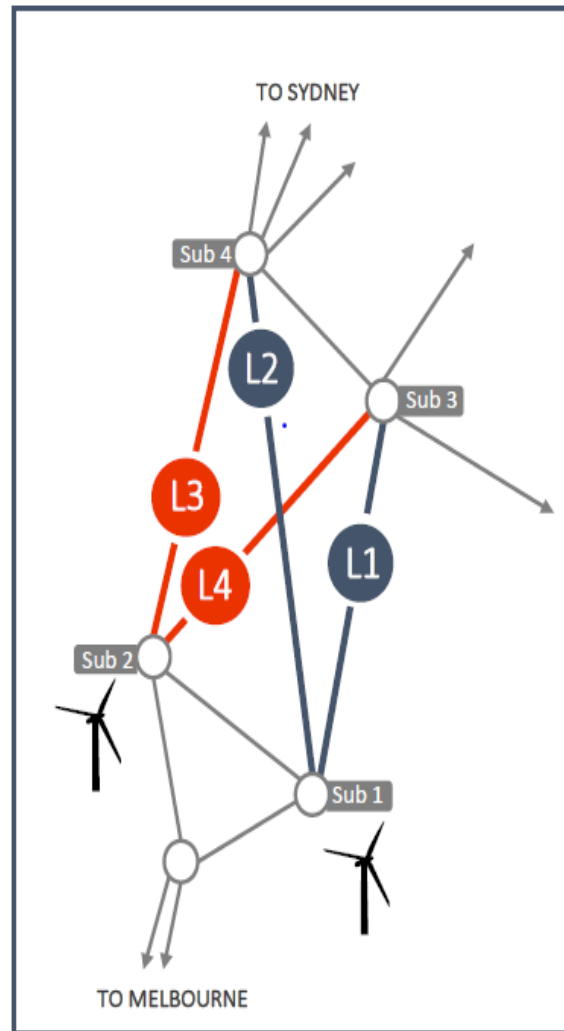


Figura 16. Generación eólica Australia. Fuente [26]

Para la solución del problema, se propone la instalación de D-FACTS sobre las líneas (ver Figura 17) para optimizar la capacidad de transferencia mediante un ajuste de reactancia en tiempo real que redirige los flujos entre las líneas disponibles. Una simple fórmula calcula la reactancia ideal en cada línea en función de la intensidad del viento registrada en cada lugar.

Los resultados son el incremento de transporte de la línea L2 en 40 MW en la primera etapa del proyecto y 200 MW de aumento en el total del proyecto, lo que permite optimizar los flujos y las cargas de las líneas sin generar sobrecargas.



Figura 17. D-FACTS instalados en líneas de transmisión.

La relación beneficio/costo de esta alternativa con D-FACTS podría basarse en identificar cómo sería posible una recuperación de la inversión vía tarifa. En este sentido, se propondrían los D-FACTS como equipos complementarios de no mercado, que se encargan de gestionar los flujos de potencia activa y reactiva; gestionar un balanceado reparto de cargas, mitigar escenarios de vertimiento de generación y reiniciar el sistema cuando se requiera. Los servicios de este tipo no se requieren de manera consistente, sin embargo, es esencial que existan para cuando se necesiten.

Existen dos tipos de servicios complementarios de no mercado: Servicios complementarios de control y soporte de red y Servicios complementarios de reinicio de sistema. En la Tabla 9 se listan algunos servicios complementarios que podrían facilitar los D-FACTS y que se podrían materializar en términos de la participación como remuneración desde los agentes del mercado.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Tabla 9. Servicios complementarios que podrían viabilizar los D-FACTS y remuneración

Servicio complementario	Método de recuperación	Generador del pago
Regulación de frecuencia	Método “causante paga”	Participantes en el mercado con factor agrupador y el residual por parte de clientes del mercado
Contingencias N-1	Recuperado en función de consumo/generación de energía	Generadores pagan servicio de subida, consumidores el de bajada
Potencia Reactiva	Recuperado en función de consumo, en regiones beneficiadas	Solamente clientes del mercado
Reparto de cargas	Recuperado en función de consumo, en regiones beneficiadas	Solamente clientes del mercado
Reinicio de sistema	Recuperado en función de consumo/generación de energía, en regiones beneficiadas	Pago se genera por consumidores y generadores

4.2 Ejemplo 2 relación Beneficio/Costo

Este caso es tomado del documento [27]. El reto está basado en que una empresa de servicios públicos planea construir una tercera línea desde una subestación o punto A hasta otra subestación o punto B. Esto agregará 400 MW de capacidad de transferencia a través de una ruta denominada “X” y atenderá la creciente demanda del centro de carga. Sin embargo, la nueva línea enfrenta una gran oposición política y tomará al menos 5 años en adquirir los permisos y aprobaciones necesarios. Sin embargo, en la actualidad de dicho proyecto esta creciente demanda ya está causando sobrecargas frecuentes y representará un riesgo de confiabilidad a corto plazo (1- 2 años), dejando a la empresa de servicios públicos con opciones limitadas para resolver el problema.

Se propone instalar SmartValves en un plazo de 9 a 12 meses. Esto agregará 155 MW de capacidad de transferencia a la ruta. La reactancia variable de la solución puede resolver todas las sobrecargas posteriores a la contingencia, resolviendo los problemas de confiabilidad a corto plazo. Una vez construida la

nueva línea, las SmartValves se podrían relocalizar para resolver otros problemas en la red. Ver Figura 18.

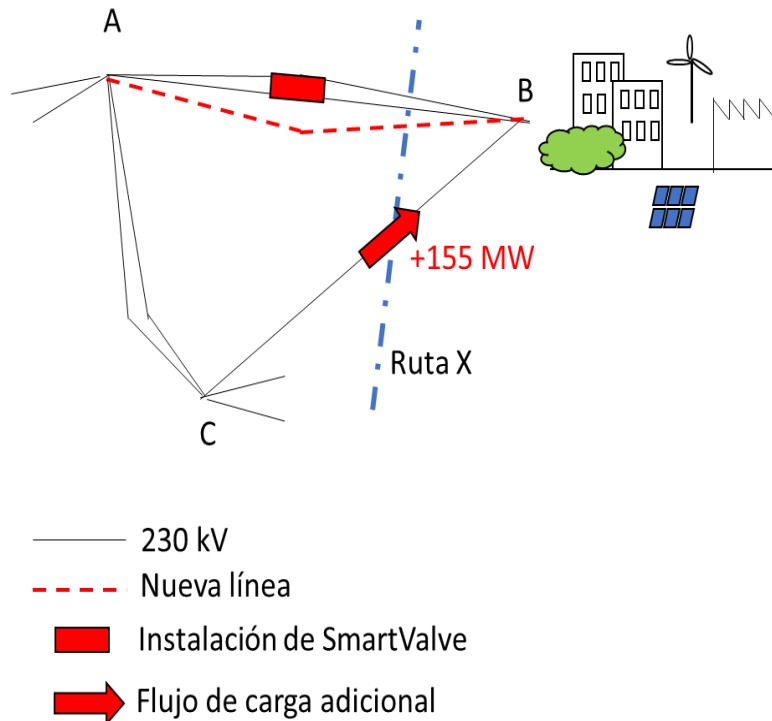


Figura 18. Proyecto para soluciones SmartValve de corto plazo

La empresa de servicios públicos puede resolver los problemas de confiabilidad a corto plazo de una manera rápida y rentable, mientras continúa el plan de inversión regional a largo plazo. Esta opción “tipo puente” para soluciones transitorias aumenta la capacidad de transferencia en la actualidad y también evita 5 años de costos de congestión. De otro lado, la solución proporciona un alto grado de flexibilidad operativa que permite a la empresa de servicios públicos variar la reactancia de la línea y proteger el sistema en todos los escenarios posteriores a la contingencia.

A continuación, en la Figura 19 se presenta el despliegue de la solución SmartValve en el tiempo, año a año hasta la disposición final o desmantelamiento después de transcurridos 40 años de servicio. A la par, se compara esta solución contra una alternativa convencional con un transformador desfasador PST.

Suposiciones:

- Todos los valores, por simplicidad, se convierten a un costo en por unidad (pu)
- Los costos de inversión de las soluciones SmartValve modulares y PST son los mismos en 1.0 pu
- Los beneficios se aplican proporcionalmente a la capacidad y al gasto de capital de 1.0 pu
- Se tiene un O&M (AOM) por año nominal del 2% del costo de capital.

La instalación de las SmartValve se realiza en el año 1, por lo tanto, allí iniciarán los costos por O&M en un 100%. Como beneficio, de igual manera, desde el año 1 se evitan las congestiones completamente (100%). El proyecto del PST deberá iniciar desde el año cero, tomando una gradualidad de 4 años hasta su puesta en servicio y es allí donde se da inicio a sus beneficios en el control de congestiones. Al final de la vida útil, la relación Beneficio/Costo de la opción con las SmartValve es superior.

Año	Valores en pu			
	Costo modular SmartValves	Beneficio modular SmartValves	Costo PST	Beneficio PST
2020	0	0	-0.25	0
2021	-1	0	-0.25	0
2022	-0.02	0.1	-0.25	0
2023	-0.02	0.1	-0.25	0
2024	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2025	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2026	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2027	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2028	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2029	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2030	-0.02	0.1	-0.02	0.1
...	-0.02	0.1	-0.02	0.1
2060	-0.02	0.1	-0.02	0.1
Total	-1.338	1.88	-1.284	1.70
Costo+Beneficios	0.54		0.42	
Beneficio/Costo	1.41		1.33	



Figura 19. Beneficios por la rapidez en la instalación de las SmartValve en comparación con otras alternativas convencionales

Finalmente, en un proyecto como el actual se podría dar el caso de un incremento adicional en el transporte de potencia a través de la Ruta X. Esto podría exigir de una SmartValve de mayor tamaño. La escalabilidad o crecimiento en capacidad de soluciones con SmartValves es posible en cortos periodos de tiempo gracias a la modularidad de estos D-FACTS (añadiendo módulos estándar en serie a la solución inicial). Dicho escenario sería complicado de lograr con un transformador desfasador PST adicional.

4.3 Ejemplo 3 relación Beneficio/Costo

Este caso es tomado del documento “Expansión Valle de Aburrá” de la empresa EPM [28], donde se requiere aumentar la capacidad de transporte y distribución de energía debido al incremento en la demanda en el tiempo y evitar sobrecargas en las líneas del corredor sur del río (Guayabal – Envigado – Ancón Sur 110 kV). La red de influencia aparece en la Figura 20 tomada del plan de expansión generación – transmisión 2020-2034 de la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia) [29]. Este proyecto aparece reportado en el mismo plan como aprobado según la **Tabla 10** tomada de la misma referencia.

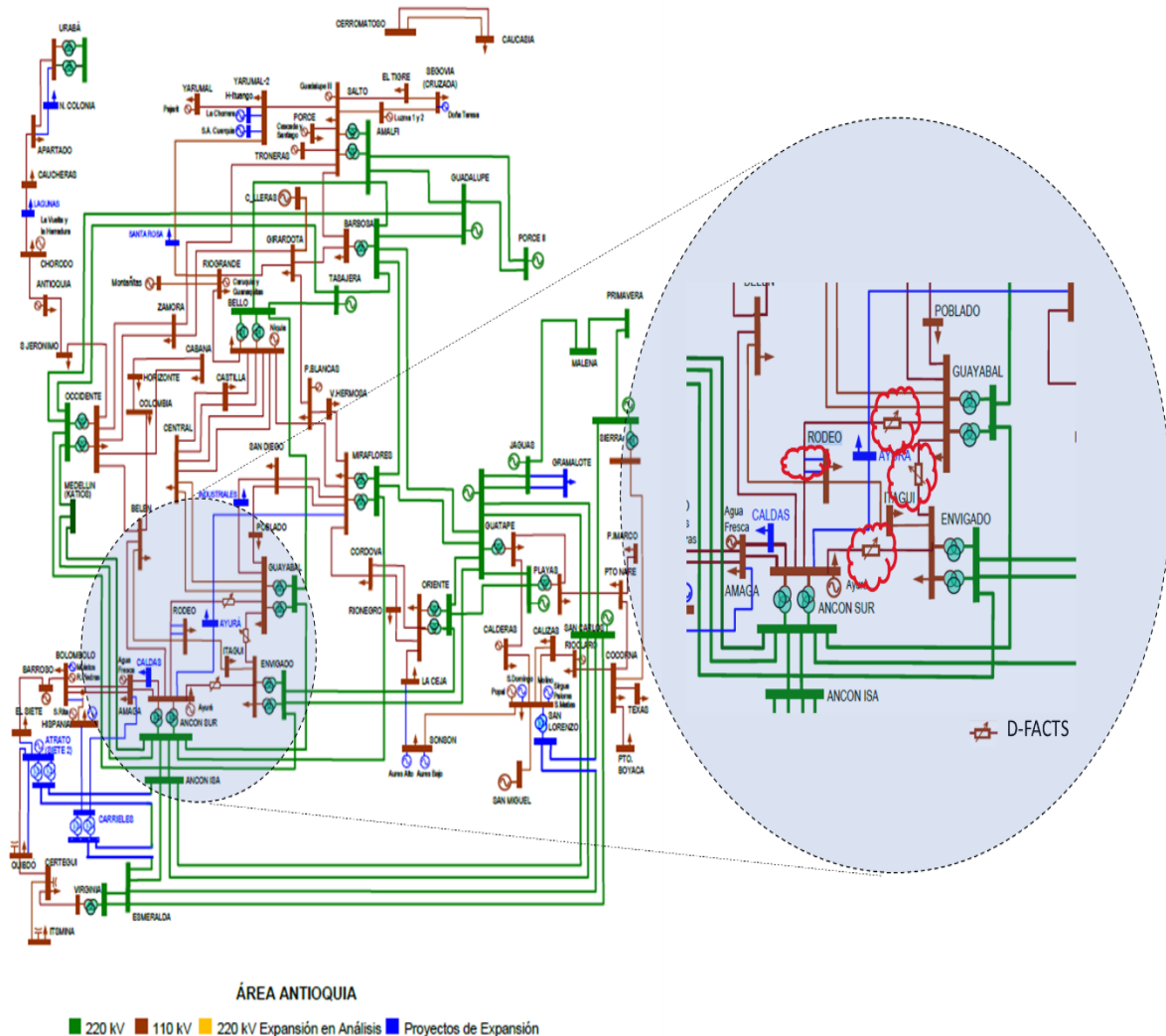


Figura 20. Área de influencia del proyecto. Fuente [29]



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Tabla 10. Descripción proyecto y obras. Fuente UPME [29]

Operador de Red	Nombre del proyecto	Descripción	Año de entrada
EPM	EXPANSIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ	FACTS sobre línea Ancón Sur - Envigado 110 kV	2021
		FACTS sobre línea Envigado - Guayabal 110 kV	2020
		FACTS sobre línea Guayabal - Rodeo 110 kV	2020
		Reconfiguración de la línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV en Guayabal - Rodeo 110 kV y Rodeo - Ancón Sur 110 kV.	2023

Para este estudio se evaluaron cuatro alternativas diferentes, donde dos de ellas tienen implementación de D-FACTS, se calcularon los costos de las cuatro alternativas y sus respectivos beneficios, llegando a la conclusión que las cuatro propuestas tenían un cociente beneficio/costo superior a 1, por tanto, todas eran aptas para la implementación.

Los D-FACTS estudiados y obtenidos poseen valores de impedancia que permiten eliminar sobrecargas previamente identificadas, bien sea en estado estacionario sin y con contingencias en los escenarios de estudio. Igualmente, los equipos se seleccionaron de acuerdo con la capacidad exigida para el punto de instalación respectivo.

Para calcular los beneficios se realizaron los siguientes cálculos:

- Mejora de pérdidas
- Demanda No Atendida (DNA) en operación normal en las subestaciones del área de influencia
- Demanda No Atendida por no contar con la capacidad requerida en las líneas de 110 kV que interconectarán el proyecto
- Generación que deberá ser restringida para controlar los niveles de cargabilidad de líneas aledañas al proyecto, en los niveles de 220 kV y 110 kV.
- Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Es de aclarar, que para esta expansión con D-FACTS los equipos se instalarán en bahías existentes de las subestaciones. Para este proyecto, las ventajas que tienen las alternativas con D-FACTS en comparación con las alternativas de construcción o repotenciación de líneas o nuevas subestaciones son las siguientes:



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

- Solución de problemas a corto plazo, cortos tiempos de ejecución (instalación en menos de un año desde la orden de inicio).
- Se requiere licenciamiento ambiental de la línea para la alternativa de Cables HTLS, para las alternativas de D-FACTS no se requiere, al instalarse en bahías de subestaciones existentes.
- Los D-FACTS no exigen compra de predios para servidumbre de líneas.
- No se demanda permiso de prospección arqueológica o arqueología preventiva.
- No conduce a requerimientos de licencia de intervención y ocupación del espacio público con los municipios del área de influencia del proyecto.
- No requiere permisos de rotura de pavimentos.
- No requiere permisos de cierre de vías y sus respectivos planes y manejo de tránsito.
- No exige revisar los planes de ordenamiento territorial, POT, de los municipios del área de influencia.
- No demanda cumplir con la guía Socio Ambiental de obra pública de los municipios.
- Se evita solicitud de permisos para intervención en vías nacionales.
- La instalación de dispositivos modulares y re-localizables permite que los equipos puedan ser reubicados en otras partes de la red si las necesidades del sistema cambian a mediano y largo plazo
- El uso de D-FACTS evita proyectos de alta disrupción en áreas urbanas, evitando impactos directos en las comunidades.

Después de realizar los análisis económicos y técnicos se recomienda la implementación de la Alternativa “Expansión sin refuerzo de líneas+adición de D-FACTS dado su adecuado desempeño técnico, la flexibilidad operativa que le brinda a la red permitiendo trasladarlos según las necesidades cambiantes del sistema, la escalabilidad y modularidad de la solución (es posible incrementar o disminuir la cantidad de equipos “fácilmente”), su menor tiempo de implementación y por sus menores impactos ambientales que juegan un papel fundamental en el desarrollo de proyectos eléctricos en la actualidad.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

5 RETOS Y OPORTUNIDADES REGULATORIAS

5.1 Introducción

Debido a que los FACTS distribuidos son sistemas relativamente recientes, se requieren métodos de análisis técnico, regulatorio y económico para estudiar su viabilidad, con adecuadas relaciones Beneficio / Costo. En algunos países, remunerar un activo nuevo y del cual se tiene sólo un fabricante o muy pocos, puede convertirse en un importante obstáculo, ya que la remuneración de nuevos equipos debería ser resultado de análisis de costos de diversos fabricantes.

En el marco regulatorio, y tomando como base el colombiano, es posible realizar una revisión del estado actual del sector desde diferentes resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y el Ministerio de Minas y Energía, MME. En este documento se recopila parte importante de esa información y se obtienen puntos de vista con respecto a lo que podría ser la implementación, funcionamiento y bases para la remuneración de los D-FACTS dentro del STN. También se abordan preguntas prospectivas, ya que esta revisión se lleva a cabo en paralelo con el análisis básico estratégico de aspectos económicos.

Este análisis podría resultar útil para otros países o sectores, a manera de ejercicio comparativo.

5.2 Contexto

A continuación, se realizará una revisión de resoluciones que podrían estudiarse para ayudar en la remuneración y reglamentación de los D-FACTS.

a. Resolución CREG 015-2018 [30]

La resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Entre los objetivos de esta resolución está, entre otros, facilitar la incorporación de inversiones en nuevas tecnologías.

En la resolución se presenta una definición de Unidad Constructiva, UC, como el *“conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.”*



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

En el caso particular de FACTS distribuidos, la propuesta es que el equipo se pudiese reconocer como una unidad constructiva especial, que es *“aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas”*. Sin embargo, para la remuneración de estos equipos de acuerdo con la CREG 015 de 2018 se identifica la siguiente limitante: No se dispone de tres proveedores distintos que fabriquen estos equipos:

“Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales. La solicitud debe estar acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados. Para adquisiciones directas se debe adjuntar tres cotizaciones de suministro e instalación de los equipos que la conforman y para adquisiciones a través de concursos abiertos o licitaciones se deben enviar los documentos que acreditan su realización incluyendo los pliegos de solicitudes, términos de referencia, etc.”

b. Resolución CREG 011-2019 [31]

Esta resolución es equivalente a la CREG 015-2018 con aplicación a equipos de transmisión (230 kV y 500 kV) en Colombia.

c. Resolución CREG 193-2020 [32]

En relación con las ampliaciones en el Sistema de Transmisión Nacional, STN, la resolución CREG 193-2020 propone ajustar la resolución CREG 022 de 2001 para conseguir realizar ampliaciones en proyectos que aún están en construcción, y también para modificar las condiciones de las garantías de los agentes que se conectan al STN, que incluye a los OR.

Con respecto a las UC que no se asemejan a aquellas definidas en la regulación, la CREG 193-2020 tiene entre sus objetivos definir un mecanismo para remunerar estos nuevos activos de las ampliaciones. Es por eso que se modifica la resolución CREG 022 de 2001 en su artículo 6 para definir los tipos de proyectos que se consideran ampliaciones del STN. Entre las ampliaciones consideradas están las instalaciones de módulos de compensación o los FACTS en subestaciones o en líneas, así como los equipos necesarios para su conexión. Es decir que estos equipos podrán llevarse a cabo como una ampliación, cuando la UPME identifique



**Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos**

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

que estos logran impedir con un buen nivel de efectividad las situaciones de desatención de demanda.

En cuanto a la remuneración de estos equipos, si estos se han construido considerándose como ampliaciones, se podrán reclasificarán según las UC ya existentes en la regulación, aplicándose así la metodología vigente para la remuneración de la actividad de transmisión, es decir, la res. CREG 011 de 2009.

Los equipos nuevos que se incluyen en este listado de ampliaciones del Artículo 1 de dicha resolución -incluyendo a los FACTS- pueden asimilarse a las UC ya existentes en la regulación. El transmisor deberá indicar el porcentaje al que corresponde la ampliación en los casos en que esta sea menor al 70% del valor de la unidad constructiva a la que se asemeja o si se encuentra entre el 110% y el 150% de este valor.

Esta ampliación la realiza el transmisor nacional, TN, que representa ante el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, el mayor valor de activos del STN de la subestación a la que se conectará o de la línea del STN a compensar. Si este transmisor no manifiesta interés, la ampliación la puede realizar el siguiente transmisor nacional con mayor valor de activos en la subestación o en la línea. En caso de no manifestarse interés, la ampliación podrá ser realizada por el primero de los demás TN que por escrito manifieste su interés ante la UPME, dentro los plazos definidos.

La resolución también establece que, el transmisor responsable del equipo deberá realizar el traslado de este cuando la UPME considere ventajosa su conexión en otro punto del sistema.

En resumen, esta resolución establece que aquellos activos que se construyan como ampliaciones del STN se reclasificarán según las UC ya definidas junto con las demás construcciones requeridas para conectar la ampliación al STN. Entre los equipos que se pueden construir como ampliación están los FACTS, siempre que la UPME identifique que estos logran impedir con un buen nivel de efectividad las situaciones de desatención de demanda. Además, esta ampliación la puede realizar el TN que representa ante el LAC el mayor valor de activos del STN de la subestación a la que se conectará o de la línea del STN a compensar. Es de resaltar, que esta modificación de incluir los FACTS como ampliación fue propuesta por el sector como parte de la visión de los cambios que se requerían en la regulación para la incorporación de los D-FACTS.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

d. Proyecto de Resolución Ministerio de Minas & Energía 40311 [33]

En esta resolución se establecen los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transportes a generadores en el SIN.

Se promueve priorizar las conexiones de proyectos con obligaciones adquiridas en los mecanismos de mercado para cumplir con las necesidades de expansión.

Promueve el uso adecuado y eficiente de la disponibilidad de las redes de transporte de energía en el SIN y facilita proyectos que se conecten temporalmente con capacidades de transporte menor ante retrasos en obras de expansión.

e. Proyecto de Resolución CREG 208-2020 [34]

Establece que UPME podrá dar concepto favorable para que un proyecto se conecte temporalmente con una capacidad de transporte menor a la asignada, por retrasos en la puesta en servicio de obras de expansión. Esto podría ser solventado por los D-FACTS SmartValve dada su modularidad y característica de aplicaciones transitorias o tipo puente.

f. Resolución CREG 023-2020 [33]

Indica que los activos construidos como ampliaciones del STN se reclasificarán según las UC que se hayan definido y se adicionarán aquellas cuya construcción fue necesaria para la ampliación del STN. En este sentido, las SmartValve podrían ser asimiladas con UC existentes en el STR (Sistema de Transmisión Regional) o en el STN.

g. Circular externa 053 de 2020 [35]

Invitación a presentar comentarios frente al proyecto de Resolución “Por la cual se identifica el proyecto de instalación de dispositivos tipo FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Ternera – Candelaria 220 kV como Proyecto Urgente...”

Esta circular indica que fue determinada la necesidad de identificar como urgente el proyecto de instalación de dispositivos tipo FACTS serie SSSC en los dos circuitos de transmisión por la ocurrencia de una Situación Especial. Sería una medida excepcional para el STN y STR para garantizar la continuidad del servicio en situaciones especiales. Una solución SmartValve presentaría oportunidades únicas



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

para este tipo de soluciones de urgencia, tal como fue presentado en secciones previas.

h. Resolución CREG 098-2019 [36]

Al realizar una revisión de esta resolución, se buscan identificar los aspectos clave en el marco regulatorio, que permitan la adopción de nuevas tecnologías en el STN y STR. Mediante esta resolución se definen los mecanismos para mitigar inconvenientes por insuficiencia de redes de transporte, por medio de la instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías, SAEB. Un SAEB es la instalación de grupos de baterías, con sus correspondientes equipos de corte y protección, que se utiliza para el almacenamiento temporal de energía eléctrica y su posterior entrega al sistema. Las ventajas de los SAEB para transmisión podrían hacerse equivalentes, en algunos esquemas de operación, a los beneficios que brindan los D-FACTS. Además, ambas soluciones pueden ser controladas centralmente desde la entidad encargada de la operación nacional. Se propone como tema de reflexión o investigación futura.

i. Acuerdo 1343 del Concejo Nacional de Operación [37]

Dado lo novedosa de la tecnología, se encontró la inexistencia de regulación que permitiera realizar pilotos y la declaración en explotación comercial de los FACTS tipo SSSC.

1. Para ello, se promovió un acuerdo del Concejo Nacional de Operación por el cual se autorizara la incorporación de dispositivos FACTS tipo SSSC Distribuidos para la realización de pruebas mediante un proyecto piloto de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN, buscando que el piloto permitiese entre otras: Validar técnicamente la posibilidad del uso de la tecnología de FACTS modulares, dentro del Plan de Expansión del Valle de Aburrá, mediante pruebas durante seis meses en un proyecto piloto, que consiste en la instalación de un dispositivo en serie en cada una de las fases del circuito Ancón Sur - Envigado 1 110 kV,
2. Servir como base para la elaboración de los formatos, declaración de parámetros y establecer procedimientos para permitir la incorporación de esta tecnología en el Sistema Interconectado Nacional -SIN.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Así, el 03 Septiembre 2020 se expidió el Acuerdo CNO N° 1343 estableciendo entre otros, tiempo máximo de duración del piloto y los requisitos mínimos que se deben enviar al CND [37].

6 CONCLUSIONES

Los dispositivos D-FACTS proveen soluciones variadas a problemáticas en los sistemas de transmisión de energía eléctrica. Son equipos relativamente livianos, de rápida instalación y con posibilidades de despliegue modular y fácil traslado. Poseen diversas modalidades de control de acuerdo con cada necesidad.

Estos equipos proveen alternativas con buenas relaciones Beneficio/Costo. Un motivante adicional podrían ser los beneficios intangibles, pero de alta relevancia en el contexto actual, presentados por esta tecnología.

En la actualidad, una solución de D-FACTS con equipos SmartValves, fabricados por la empresa Smart Wires está operando en Colombia, en las redes del grupo EPM. Grupo de Energía de Bogotá (GEB) está adelantando un proyecto en el corredor Termocandelaria – Ternera, el cual estará operativo en el último trimestre del 2021. El plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2020 – 2034 publicado por la UPME [29] propone el uso de la tecnología D-FACTS en diferentes zonas del STN y STR, con el fin de anticipar la interconexión de parques de generación renovable no convencional, actualmente esperando acceso al mercado de energía firme.

La regulación es un aspecto importante, que debe abordarse con cuidado para permitir la inclusión de esta tecnología en soluciones de impacto del Sistema Interconectado Nacional. En Colombia, las últimas resoluciones publicadas por la CREG, están buscando incentivar tecnologías que permitan optimizar la utilización de las redes de transmisión existentes, como las SmartValves, para que en el corto plazo puedan aliviarse congestiones interregionales, que actualmente limitan la interconexión de nuevas fuentes renovables no convencionales.

Haciendo un mejor uso de la red existente se evita el impacto sobre las comunidades y el medio ambiente, y se avanzan las consignas sectoriales de descarbonización de la matriz energética.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

Referencias

- [1] A. Nikoobakht, J. Aghaei y T. Niknam, “Smart Wire placement to facilitate large scale wind energy integration: an adaptive robust approach,” *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 3029, pp. 1-10, 2018.
- [2] O. Pohl, F. Rewald, S. Dalhues y e. al, “Advancements in Distributed Power Flow Control,” de *IEEE UPEC*, Glasgow, UK, 2018.
- [3] D. Das, F. Kreikebaum, D. Divan y F. Lambert, “Reducing transmission investment to meet renewable portfolio standards using smart wires,” de *Reducing transmission inve2010 IEEE PES Transm Distrib Conf Expo Smart Solut a Changing World*, 2010.
- [4] A. Corredor, H. Beleed, B. Johnson y H. Hess, “D-FACTS for Improved Reliability of the Transmission System during Contingencies,” de *2018 North Am Power Symp NAPS*, 2018.
- [5] K. F, D. Das y Y. Yang, “Smart wires - A distributed, low-cost solution for controlling power flows and monitoring transmission lines,” *Smart wires - A distributed, low-cost solution IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe*, 2010.
- [6] SmartWires, “Assessment of applicability and cost savings of deploying Smart Wires power flow controls to integrate renewable energy in PJM,” 2016.
- [7] D. Divan y H. Johal, “Distributed FACTS - A new concept for realizing grid power flow control,” *IEEE Trans Power Electronics*, vol. 22, pp. 2253-2260, 2007.
- [8] A. Onen, “Investigation of distributed series reactors in power system applications and its economic implementation,” *Int Trans Electr Energy Syst*, vol. 27, pp. 1-8, 2017.
- [9] F. Kreikebaum, A. Wang y S. Broad, “Integration of Series FACTS into Interconnect-scale production cost and long term planning tools,” de *CIGRE Paris 2016 Session*, Paris, 2016.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

- [10] T. World, “What’s A Macrogrid?,” *Energizing today - Power delivery news & information*, 13 April 2021.
- [11] I. Ullah, W. Gawlik y P. Palensky, “Analysis of Power Network for Line Reactance Variation to Improve Total Transmission Capacity,” *Energies*, vol. 9, 2016.
- [12] T. C y J. Ham, “CIGRE US National Committee 2015 Grid of the Future Symposium United States of America,” CIGRE, 2015.
- [13] K. Rogers y T. Overbye, “Some applications of distributed flexible AC transmission system (D-FACTS) devices in power systems,” de *40th North Am Power Symp NAPS2008 1–8*, USA, 2008.
- [14] Y. Sang y M. Sahraei-Ardakani, “Effective power flow control via distributed FACTS considering future uncertainties,” *Electr Power Syst Research*, vol. 168, pp. 127-136, 2019.
- [15] D. Mehta, A. Ravindran, B. Joshi y S. Kamalasan, “Graph theory based online optimal power flow control of Power Grid with distributed Flexible AC Transmission Systems (D-FACTS) Devices,” de *2015 North American Power Symposium, NAPS 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc*, USA, 2015.
- [16] F. Kreikebaum y D. Divan, “Active Smart Wires : An Inverter-less Static Series Compensator,” 2010.
- [17] R. Zavadil, “Comparative Performance of Smart Wires Smartvalve With EHV Series Capacitor: Implications for Sub-Synchronous Resonance (SSR),” *EnerNex*, Knoxville,, 2018.
- [18] F. R, “An application of modular FACTS devices to relieve transmission constraints and accelerate wind farm connections and firm access,” *Smart Wires*, 2020.
- [19] P. Astick, D. Asija, P. Choudekar y N. Rani, “Transmission line efficiency enhancement with inclusion of smart wires and controllable network transformers,” de *8th Int Conf Comput Commun Netw Technol ICCCNT 2017*, 2017.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

- [20] N. Rani, P. Choudekar, D. Asija y P. Astick, “Congestion management of transmission line using smart wire & TCSC with their economic feasibility,” de *IEEE 8th International Conference on Computing, Communications and Networking Technologies, ICCCNT 2017*, 2017.
- [21] L. Santander-Hernandez y C. Angeles-Camacho, “Implementation of distributed compensation in the transmission lines design (D-FACTS),” de *IEEE In: Proceedings of the 2015 IEEE 35th Central American and Panama Convention, CONCAPAN 2015*, 2016.
- [22] P. Choudekar, D. Asija y U. Gaur, “Power Transmission Lines Congestion Control with Proper Placement of Smart Wire.,” de *International Journal Innovation Technology Explor Eng*, 2019.
- [23] A. Elmitwally, “Evaluation of a Smart-Wire Approach for Congestion Management in Electrical Power Systems with Wind Generation,” de *International Conference Electrical Engineering*, 2012.
- [24] S. Pal y S. Sengupta, “Congestion management of a multi-bus transmission system using distributed smart wires,” de *International Conference on Control Instrumentation, Energy Commun CIEC 2014*, 2014.
- [25] SmartWires, “SmartValve TM and SmartBypass TM PowerFactory Steady State & RMS Combined Model User Manual,” SmartWires, 2020.
- [26] SmartWires, “Soluciones Innovadoras flexibles y eficientes para los retos de las redes modernas,” 2020.
- [27] SmartWires, “Cost Benefit Analysis of SmartValve TM Projects,” SmartWires, 2020.
- [28] Empresas Públicas de Medellín, “Estudio de Conexión Proyecto Expansión Valle de Aburrá Centro - Sur,” 2019.
- [29] UPME, “Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2020-2034. Versión consulta.,” 2021.
- [30] CREG, CREG015-2018 - Metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica.



Comités de Estudios– HVDC y Electrónica de Potencia
y Operación con FACTS distribuidos

Grupo de trabajo JWG B4.C2.3

Fecha: 21-06-2021

- [31] CREG, CREG011-2019 - Garantía que deben entregar los vendedores que participan en el mecanismo definido en la Resolución MME 4 0791 de 2018 y el seguimiento a las obligaciones de estos.
- [32] CREG, CREG193-2020 - Se modifica la Resolución CREG 022 de 2001, relacionada con la expansión del STN.
- [33] CREG, Resolución CREG 023-2020 - Proyecto de Resolución Ministerio de Minas & Energía 40311.
- [34] CREG, CREG208-2020- Se dictan normas para la conexión temporal de generadores al SIN.
- [35] UPME, CIRCULAR EXTERNA No. 000053 de 2020.
- [36] CREG, CREG098-2019- Mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional.
- [37] Concejo Nacional de Operación, *Acuerdo 1343 Por el cual se autoriza la incorporación de dispositivos FACTS tipo SSSC Distribuidos, Bogotá, 2020.*