



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Impacto del compensador de potencia reactiva de la subestación Escárcega 400 kV, en el comportamiento actual del Área Peninsular del Sistema Eléctrico Nacional**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

José Antonio Martínez Robledo

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Armando Grande González



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019**



---

*Antonio, Antonieta, Emanuel, Pedro, Irais, Oscar,  
Daniel, Alejandro, Fernanda, Ruben,  
Elizabeth, Ayari, Felipe,  
Carlos, Arturo...*

*Gracias.*

*Yo.*



# Índice general

---

<b>Glosario</b>	<b>v</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>xi</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes y estado del arte . . . . .	1
1.2. Justificación . . . . .	2
1.3. Planteamiento del problema . . . . .	3
1.4. Objetivos y alcance . . . . .	4
1.5. Aportaciones . . . . .	4
1.6. Organización de la tesis . . . . .	4
<b>Bibliografía</b>	<b>7</b>
<b>2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA</b>	<b>9</b>
2.1. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión . . . . .	9
2.2. Impedancia característica y potencia natural . . . . .	11
2.3. Requisitos de potencia reactiva . . . . .	12
2.4. Curvas PV y VQ . . . . .	13
2.5. Compensación pasiva en paralelo . . . . .	22
2.6. Compensación serie . . . . .	24
2.7. Necesidad de compensación reactiva ajustable . . . . .	26
2.8. Generador estático de Vars . . . . .	28
2.8.1. Reactor controlado por tiristores . . . . .	29
2.8.2. Capacitor conmutado por tiristores . . . . .	30
2.9. Compensador estático de Vars . . . . .	32
2.9.1. Soporte de voltaje . . . . .	32
2.10. Sistemas estáticos de Vars . . . . .	33
<b>Bibliografía</b>	<b>35</b>
<b>3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y GERENCIA DE CONTROL PENINSULAR</b>	<b>37</b>
3.1. Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	37
3.2. Gerencia de Control Regional Peninsular . . . . .	40
3.3. SE Escárcega . . . . .	41
<b>Bibliografía</b>	<b>45</b>

<b>4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CEV DE 400 kV DE LA SE ESCÁRCEGA</b>	<b>47</b>
4.1. Configuración del sistema . . . . .	49
4.1.1. Reactor controlado por tiristores . . . . .	49
4.1.2. Capacitor conmutado por tiristores . . . . .	50
4.1.3. Bancos de capacitores fijos . . . . .	51
<b>Bibliografía</b>	<b>53</b>
<b>5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR</b>	<b>55</b>
5.1. Introducción . . . . .	55
5.2. Modelo del SEN y del CEV en PSS/E . . . . .	55
5.3. Condiciones de carga y generación en el área de estudio . . . . .	56
5.4. Análisis considerados . . . . .	58
5.5. Estado Estable . . . . .	59
5.5.1. Curvas P-V . . . . .	62
5.5.2. Curvas V-Q . . . . .	77
5.5.3. Conclusiones del análisis de estado estable . . . . .	86
5.6. Estado transitorio . . . . .	88
5.6.1. Consideraciones . . . . .	88
5.6.2. Con CEV e incremento de 190 MW . . . . .	90
5.6.3. Con CEV y compensación serie. Incremento de 335 MW . . . . .	100
5.6.4. Conclusiones . . . . .	108
<b>Bibliografía</b>	<b>109</b>
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>111</b>
6.1. Conclusiones Generales . . . . .	111
6.2. Recomendaciones Generales . . . . .	114

# Glosario

---

<b>ÁREA PENINSULAR, ÁREA DE CONTROL PENINSULAR, SISTEMA PENINSULAR</b>	Sistema del Área Peninsular.
<b>ACSR</b>	Aluminium Conductors Steel Reinforced, conductor trenzado de alta capacidad y resistencia utilizado en líneas de transmisión eléctricas.
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de la Energía.
<b>CEV,</b>	Compensador Estático de Vars.
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad.
<b>CIGRE</b>	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.
<b>FACTS</b>	Sistema de Transmisión Flexible de Corriente Alterna, por sus siglas en inglés.
<b>FC</b>	Capacitor fijo, por sus siglas en inglés.
<b>TCR</b>	Reactor Controlado por Tiristores con Capacitor Fijo, por sus siglas en inglés.
<b>FLICKER</b>	Parpadeo Eléctrico, caso particular de la variación rápida de la tensión.
<b>IEEE</b>	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
<b>kcml</b>	kilo circular mil, unidad de área del sistema americano de calibres de conductores eléctricos.
<b>kWh</b>	kilowatt hora, unidad que expresa la relación entre energía y tiempo.
<b>LSPEE</b>	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
<b>LT</b>	Línea de Transmisión.
<b>MMpcd</b>	Unidad de volumen de gas, abreviatura de millones de pies cúbicos.
<b>MOS</b>	Transistor de Efecto de Campo Metal-Oxido Semiconductor, transistor utilizado para amplificar y conmutar señales electrónicas.
<b>MVA</b>	Mega Volt Amper.
<b>Mvar</b>	Mega Volt Amper Reactivo.
<b>MW</b>	Mega Watt.
<b>NERC</b>	North American Electric Reliability Corporation, corporación sin fines de lucro que promueve la confiabilidad y la adecuación de la transmisión de energía eléctrica a gran escala.

---

<b>PIE</b>	Productor Independiente de Energía.
<b>PSS/E</b>	Power System Simulator for Engineering, software utilizado para simular sistemas eléctricos de potencia para su análisis y optimización.
<b>PU, pu</b>	Sistema por unidad.
<b>PYTHON</b>	Lenguaje de programación interpretado.
<b>RNT</b>	Red Nacional de Transmisión.
<b>SE</b>	Subestación Eléctrica.
<b>SEM</b>	Sistema Eléctrico Mulegé.
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional.
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía.
<b>SIEPAC</b>	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional.
<b>SE Escárcega,</b>	
<b>SE Escárcega Potencia</b>	Subestación Eléctrica Escárcega Potencia
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Potencia.
<b>STATCOM</b>	Compensador Estático Síncrono, convertidor de tensión basado en tecnología IGBT.
<b>SVG</b>	Generador Estático de Vars.
<b>TCR</b>	Reactor Controlado por Tiristores, por sus siglas en inglés.
<b>TSC</b>	Capacitor Conmutado por Tiristores, por sus siglas en inglés.
<b>Voltaje, Tensión</b>	Tensión.
<b>WECC</b>	Consejo de Coordinación Eléctrica del Oeste, por sus siglas en inglés.



# Índice de figuras

---

2.1. Dominio de existencia de la solución del flujo de carga. . . . .	15
2.2. Voltaje como función de la potencia activa y reactiva de la carga. . . . .	16
2.3. Curva PV de una línea de 320 km. . . . .	17
2.4. Voltaje en el extremo receptor en función de la longitud, carga y factor de potencia adelantado. . . . .	17
2.5. Voltaje en el extremo receptor en función de la longitud, carga y factor de potencia unitario. . . . .	18
2.6. Voltaje en el extremo receptor en función de la longitud, carga y factor de potencia atrasado. . . . .	18
2.7. Comparativa de curvas PV de un sistema en pre y post contingencia. . . . .	19
2.8. Conexión de un dispositivo de compensación para calculo de curvas VQ. . . . .	20
2.9. Curva VQ de una línea de 320 km. . . . .	21
2.10. Compensación en paralelo pasiva. . . . .	22
2.11. Factor de potencia unitario. . . . .	23
2.12. Factor de potencia 0.97 atrasado . . . . .	23
2.13. Factor de potencia 0.97 adelantado. . . . .	24
2.14. Reactor trifásico instalado en la subestación Tecali. . . . .	25
2.15. Capacitores serie instalados en la subestación Tecali. . . . .	26
2.16. STATCOMs instalados en un Parque Eólico en Yucatán. . . . .	28
2.17. Reactor controlado por tiristores. . . . .	29
2.18. Corriente en un TCR para diferentes ángulos de disparo $\alpha$ . . . . .	29
2.19. Corriente y voltaje de un TCR. . . . .	30
2.20. Capacitor conmutado por tiristores. . . . .	31
2.21. Caso 1 . . . . .	31
2.22. Caso 2 . . . . .	31
2.23. Arreglo básico de un compensador. . . . .	33
3.1. Sistema Eléctrico Nacional. . . . .	39
3.2. Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016. . . . .	40
3.3. Red de transmisión y subtransmisión del Área Peninsular al año 2017. . . . .	41
3.4. Zona Campeche de la Región Peninsular . . . . .	42
4.1. Placa de datos CEV. . . . .	47
4.2. Unifilar CEV 400 kV SE Escárcega. . . . .	48
4.3. Característica de Voltaje/Corriente del CEV de la SE Escárcega 400 kV . . . . .	49
4.4. TCR instalado en el CEV de la SE Escárcega en 400 kV. . . . .	50
4.5. Sistema de tiristores del TCR. . . . .	50
4.6. TSC instalado en el CEV de la SE Escárcega en 400 kV. . . . .	51
4.7. Sistema de tiristores del TCR. . . . .	51
4.8. Filtros instalados en el CEV de la SE Escárcega en 400 kV. . . . .	51

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

5.1. Condiciones de operación del caso base . . . . .	57
5.2. Contenido del archivo Subsistema .sub . . . . .	61
5.3. Contenido del archivo Monitor .mon . . . . .	61
5.4. Contenido del archivo Contingencias .con . . . . .	62
5.5. Características generales del Sistema Eléctrico Nacional considerado. . . . .	62
5.6. Tensión en la SE. TSP-400 en función del incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular, sin CEV en SE. . . . .	64
5.7. Tensión en la SE. TSP-400 en función del incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular, sin CEV en SE. ESA-400 . . . . .	64
5.8. Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Sin CEV en SE. ESA-400 . . . . .	66
5.9. Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Con CEV en SE. ESA-400. . . . .	67
5.10. Condiciones de operación Caso Base con CEV en ESA-400 . . . . .	69
5.11. Condiciones de operación con un circuito fuera, CEV en ESA-400 . . . . .	70
5.12. Condiciones de operación con CEV en ESA-400 y capacitores serie en LT ESA-TIC . . . . .	72
5.13. Condiciones de operación con CEV en ESA-400 y capacitores serie en LT ESA-TIC, un circuito . . . . .	73
5.14. Condiciones de operación con CEV en ESA-400 y capacitores serie en LT ESA-TIC . . . . .	74
5.15. Condiciones de operación con CEV en ESA-400 y capacitores serie en LT ESA-TIC . . . . .	75
5.16. Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 190 MW PSS/E. . . . .	78
5.17. Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 190 MW. . . . .	79
5.18. Márgenes de potencia reactiva en SE TSP-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 190 MW. . . . .	80
5.19. Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 100 MW. . . . .	82
5.20. Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 y compensación serie ESA - TIC. . . . .	83
5.21. Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 y compensación serie (50 %) ESA - TIC. . . . .	84
5.22. Comportamiento de la tensión en SE ESA-400 y TIC-400 ante falla trifásica. . . . .	90
5.23. Comportamiento de la tensión en las cinco SE's de interés ante falla trifásica . . . . .	91
5.24. Comportamiento de la potencia activa en circuito dos de LT TSP-ESA y ESA-TIC ante falla trifásica en circuito uno de la LT ESA-TIC. . . . .	92
5.25. Comportamiento de la potencia reactiva suministrada por el CEV en SE ESA y tensión de la barra ante falla trifásica . . . . .	93
5.26. Comportamiento de potencia activa en Unidad 1 en central Malpaso y Mérida III, ante falla trifásica en circuito 1 de LT ESA-TIC . . . . .	94
5.27. Comportamiento posición angular rotor Unidad 6 en CH Malpaso ante falla trifásica circuito 1 LT ESA-TIC . . . . .	95
5.28. Comportamiento de la tensión en SE's ESA-400 y TIC-400 y potencia reactiva del CEV, ante falla transitoria de fase a tierra en circuito 1, recierre en 600 ms. . . . .	96
5.29. Comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400. . . . .	97
5.30. Comportamiento de la potencia activa en el circuito paralelo al fallado. . . . .	98
5.31. Comportamiento de la potencia activa en una unidad de la CH Malpaso. . . . .	99

5.32. Comportamiento de la tensión en SE's ESA-400 y TIC-400 y potencia reactiva suministrada por el CEV, ante falla trifásica en circuito 1. . . . .	100
5.33. Comportamiento de la tensión en SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, ante falla trifásica en el circuito 1. . . . .	101
5.34. Comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. . . . .	102
5.35. Comportamiento de la posición angular de rotor de la unidad 6 en la CH. Malpaso, ante falla trifásica en el circuito 1. . . . .	103
5.36. Comportamiento de la tensión en SE's ESA-400 y TIC-400, así como el de la potencia reactiva del CEV, ante falla transitoria de fase a tierra en el circuito 1. . . . .	104
5.37. Comportamiento de la tensión en SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, ante falla transitoria de fase a tierra en el circuito 1. . . . .	105
5.38. Comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1. . . . .	106
5.39. Comportamiento de la potencia reactiva generada por el CEV en la SE. ESA-400. . . . .	107
6.1. Resumen del comportamiento de la potencia reactiva generada por el CEV en la SE. ESA-400. . . . .	113



# Índice de tablas

---

2.1. Datos típicos de una línea de transmisión de ACSR . . . . .	12
4.1. Capacidad del CEV . . . . .	47
5.1. Condiciones de carga, generación y compensación reactiva estimadas para demanda máxima de verano de 2018. . . . .	56
5.2. Acrónimos de las subestaciones del corredor de 400 kV . . . . .	58
5.3. Condiciones de operación Caso Base. . . . .	58
5.4. Compensación en paralelo en las LT's de 400 kV del corredor comprendido de la SE. TSP-400 a la SE. RMY-400. . . . .	58
5.5. Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Sin CEV en SE. ESA-400	65
5.6. Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Con CEV en SE. ESA-400. . . . .	67
5.7. Tensión en subestaciones de 400 kV en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018 . . . . .	76
5.8. Márgenes de potencia reactiva en las cinco SE's de interés considerando en operación CEV en SE. ESA-400 y un incremento de carga de 190 MW. . . . .	81
5.9. Márgenes de potencia reactiva en las cinco SE's de interés considerando CEV en SE. ESA-400 y un incremento de carga de 100 MW. . . . .	81
5.10. Márgenes de potencia reactiva en las cinco SE's de interés considerando CEV en SE. ESA-400, compensación serie (50%) en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400 y un incremento de carga de 190 MW. . . . .	84
5.11. Valores simétricos de falla trifásica y de fase a tierra para condiciones de demanda estimadas para verano de 2018. . . . .	89



## 1.1. Antecedentes y estado del arte

Desde que se inició el comercio de la energía eléctrica, cerca del año 1880, los sistemas eléctricos utilizados para llevar la energía, desde los lugares de producción hasta los centros de consumo, se han vuelto cada vez más grandes, en sus inicios un “sistema de potencia” consistía en un solo generador conectado a una carga en particular como por ejemplo algunas fábricas, residencias o alumbrado público, de igual forma, la tendencia desde principios de 1900 ha sido la de interconectar estos sistemas aislados con la finalidad de expandirlos de forma geográfica.

Esta continua expansión geográfica e interconexión de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), la cual ha dado lugar a los sistemas interconectados, ha sido motivada por distintos factores técnicos, económicos y sociales, por ejemplo, desde el inicio de la industria eléctrica se ha asociado el progreso cultural con el crecimiento de las redes eléctricas, de igual forma la oportunidad de comercializar electricidad en los últimos años se ha vuelto una pieza clave en el fortalecimiento de las interconexiones entre regiones.

De igual forma, al hablar de transmisión de potencia activa se debía de hablar también de transmisión de potencia reactiva, principalmente por dos razones, la primera es que la mayoría de los elementos de las redes eléctricas consumen esta potencia, la segunda es que una de las principales relaciones entre estas dos cantidades es la tensión, si bien, para la transmisión de potencia activa solo se requiere que exista una diferencia angular entre las tensiones de los extremos de la línea de transmisión, la magnitud tiene que ser lo suficientemente grande para transmitir la potencia requerida pero no tanto como para dañar el aislamiento de los equipos.

Se determinó que una de las principales causas de la inestabilidad de la tensión son los límites de potencia reactiva de los sistemas, por lo tanto, mediante la inyección o absorción de potencia reactiva en puntos clave de la red eléctrica se controló este parámetro y con ellos se le dio más seguridad a los sistemas eléctricos.

Hace algunos años se usaban condensadores síncronos y capacitores o inductores conmutados mecánicamente con el fin de compensar la potencia reactiva, sin embargo, en años recientes, los compensadores estáticos de Vars (CEV's), los cuales emplean capacitores conmutados por tiristores (TSC's por sus siglas en inglés) y reactores controlados por tiristores (TCR's por sus siglas en inglés) [1], [2] y [3], cabe señalar que estos equipos han sido ampliamente usados en el sistema eléctrico nacional en el nivel de transmisión, encontrándose actualmente una gran cantidad de estos equipos en uso. De igual forma, con el fin de inyectar o absorber la cantidad de potencia reactiva requerida han sido desarrollados convertidores

## 1. INTRODUCCIÓN

---

PWM autoconmutados, usando un esquema apropiado de control, permiten la implementación de compensadores estáticos capaces de generar o absorber corriente reactiva con un tiempo de respuesta menor a un ciclo de la frecuencia fundamental del sistema [4] y [5].

De forma más reciente se han desarrollado sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS por sus siglas en inglés), los cuales se basan en el uso de dispositivos de electrónica de potencia rápidos, herramientas de análisis avanzadas y tecnologías de control de gran velocidad. Estos nuevos sistemas que han sido desarrollados representan un nuevo concepto en la operación de sistemas eléctricos de potencia [6].

En estos sistemas, el uso de CEV's con tiempos de respuesta rápidos juega un importante rol, permite el incremento de la cantidad de potencia activa transmitida en una línea de transmisión existente, la cual podría estar cerca de su límite térmico de transmisión, sin comprometer los límites de estabilidad.

### 1.2. Justificación

El crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia presentan ciertas complicaciones en la operación de los mismos las cuales surgen debido a las interconexiones de las plantas generadoras y a la naturaleza variable de la carga, de esta forma encontramos que los sistemas de potencia de corriente alterna que interconectan dos o mas plantas generadoras inherentemente tienen un límite de transmisión de potencia, el cual, si es excedido podría resultar en una caída total del sistema, esto conlleva a que la transmisión de potencia eléctrica a gran escala solo es posible si los siguientes dos requisitos fundamentales se satisfacen:

1. *Las principales máquinas síncronas del sistemas deben de permanecer en sincronismo.* Estas máquinas son los generadores los cuales solo pueden desarrollar correctamente su trabajo si se encuentran en sincronismo con las demás máquinas, para lograr este objetivo deberán permanecer estables.

La estabilidad del voltaje ha sido definida por distintos grupos de trabajo del IEEE y del CIGRE, sin embargo, de acuerdo a T. J. Miller, el termino estabilidad hace referencia a la tendencia del sistema de potencia (y en particular de las máquinas síncronas) a seguir operando en estado estable con los flujos nominales de potencia activa y reactiva, mientras que los voltajes y las corrientes conservan valores constantes. Es también una medida de la capacidad del sistema para recuperarse de distintos disturbios como lo son: fallas, descargas atmosféricas, cambios de carga, así como de eventos planeados como lo son maniobras en subestaciones.

Una de las características de las líneas de transmisión es que conforme se aumenta la potencia transmitida la estabilidad del sistema decrece. Si se hacen pequeños incrementos sucesivos en el nivel de potencia transmitida, llegará un punto en el cual el sistema caerá en inestabilidad, en ese momento las máquinas saldrán de sincronismo. Este nivel de potencia es llamado *límite de estabilidad de estado estable*, el cual no es un valor fijo sino que esta en función de diversos factores como lo son el número y tipos de máquinas síncronas conectadas en el sistema que varían de acuerdo a la hora del día, el número de conexiones de las líneas de transmisión y los flujos de potencia activa y reactiva y, en especial para este trabajo, la conexión y características del equipo de compensación.

2. *Los voltajes deben de permanecer cercanos a sus valores nominales.* Los sistemas eléctricos de potencia modernos no son muy tolerantes con niveles anormales de voltaje (bajo voltajes y sobre voltajes) incluso por tiempos cortos.



Los voltajes bajos típicamente están asociados con incrementos de carga o con deficiencias en la generación, lo cual causa degradación en el desempeño de las cargas en particular en los motores de inducción. En sistemas muy densamente cargados un bajo voltaje puede ser una indicación de que el sistema se está acercando a su límite de estabilidad estable.

El colapso de voltaje ha sido responsable de un gran número de disturbios a escala global, por lo que se ha puesto mucho empeño en su estudio. Una gran parte de estos estudios se ha concentrado en los aspectos de la estabilidad del voltaje en estado estable, por lo general se han enfocado en análisis de flujos de potencia. De igual forma se ha asociado a la inestabilidad del voltaje con desbalances de potencia reactiva, esto es, que la cargabilidad de un bus de un sistema eléctrico de potencia depende del soporte de potencia reactiva que el mismo bus pueda recibir del sistema.

Existen dos tipos de estudios de estabilidad de voltaje los cuales se basan en la venta de tiempo de estudio: en estado estable y dinámicos. El análisis en estado estable involucra únicamente la solución de ecuaciones algebraicas y por lo tanto computacionalmente es más sencillo de llevar a cabo que el análisis dinámico. Los estudios en estado estable son ideales para estudios en grandes sistemas en los cuales se requiere determinar los límites de transmisión de potencia activa en un estado de pre y post contingencia.

### 1.3. Planteamiento del problema

Los compensadores estáticos de Vars son usados de forma muy extensa para controlar el voltaje en redes de transmisión. Los equipos que incluyen electrónica de potencia, como lo son los reactores controlados por tiristores (TCR, por sus siglas en inglés), y el capacitor conmutado por tiristores (TSC, por sus siglas en inglés) han ganado gran parte del mercado, principalmente por que han probado la robustez que tienen para suministrar la potencia reactiva de forma dinámica con rápidos tiempos de respuesta y bajo costo de mantenimiento.

Si bien desde que se propusieron las tecnologías de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés) se han desarrollado una nueva generación de equipos electrónicos los cuales muestran un gran potencial en las aplicaciones de los sistemas eléctricos de potencia, son los CEV's los que se encuentran instalados en el nivel de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Por esta razón, esta tesis dedica esfuerzos al estudio del impacto que tiene un compensador estático de Vars, actualmente en servicio en la Subestación Escárcega Potencia en 400 kV, ubicada en la Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Eléctrico Nacional, mediante un análisis de estado estable y dinámico.

El procedimiento utilizado para realizar el trabajo fue:

- Enunciar las características eléctricas generales de una línea de transmisión para conocer su comportamiento y los factores que lo modifican.
- Estudiar el comportamiento de la potencia activa y reactiva en una línea de transmisión.
- Conocer los dispositivos que modifican los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión y como esto constituye la compensación de potencia reactiva.
- Revisar las características del SEN, Área Peninsular, de la Subestación Escárcega Potencia y del CEV instalado en esta subestación.
- Realizar análisis de flujos de potencia en estado estable.

## 1. INTRODUCCIÓN

---

- Realizar análisis de flujos de estado dinámico simulando fallas en el corredor principal.

A continuación se muestra la metodología utilizada en forma gráfica.

### 1.4. Objetivos y alcance

Los objetivos de este trabajo se indican a continuación:

- Identificar los principales aspectos técnicos que determinan la necesidad de disponer de compensación de potencia reactiva en los sistemas eléctricos de potencia en la etapa de transmisión y el papel que juega el Compensador Estático de Potencia Reactiva (CEV).
- Describir las principales características técnicas de un CEV.
- Determinar el nivel de transmisión hacia el Área Peninsular por la Red de 400 kV, al disponerse de un CEV en la barra de 400 kV de la subestación Escárcega Potencia.
- Evaluar el impacto en estado estable y dinámico del CEV instalado en la barra de 400 kV de la subestación Escárcega Potencia, ante contingencias N-1 en el corredor principal de 400 kV del Área Peninsular del Sistema Eléctrico Mexicano.

El alcance de este trabajo es:

Estudiar el impacto del CEV instalado en la Subestación Escárcega en el nivel de 400 kV, en el comportamiento del Sistema Eléctrico del Área Peninsular para condiciones de operación correspondientes de demanda máxima de verano de 2018, mediante un análisis en estado estable y dinámico.

### 1.5. Aportaciones

- Se hace uso de los métodos gráficos de las curvas PV y VQ en la determinación de los márgenes de estabilidad de tensión.
- Con el objetivo de procesar los datos obtenidos de las corridas de flujos del software PSS/E, se implementó una rutina escrita en Python con el fin de obtener comparaciones entre diferentes casos de estudio y sus correspondientes resultados.
- Se comprueban las ventajas que ofrece la compensación de potencia reactiva haciendo uso de los compensadores estáticos de Vars, para la mejora de la capacidad de transmisión de potencia reactiva así como de la estabilidad de la tensión en estado estable.

### 1.6. Organización de la tesis

Este trabajo de tesis comprende seis capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

El capítulo uno presenta la motivación del presente trabajo, plantea el contexto del rol que juegan los CEV's instalados en el sistema eléctrico nacional y su impacto actual en la red.

El capítulo dos introduce el comportamiento de las líneas de transmisión en función de sus parámetros eléctricos y como éstos derivan en requisitos bien definidos de absorción o inyección de potencia reactiva. Se presentan métodos gráficos para el análisis de estos requisitos.

El capítulo tres expone las características de la estructura del Sistema Eléctrico Nacional y describe la Gerencia de Control Regional Peninsular donde se encuentra el equipo del cual se estudiará su comportamiento e impacto en la Red.

El capítulo cuatro enlista los componentes del Compensador Estático de Vars (CEV) instalado en la Subestación Escárcega, la cual forma parte del sistema de la Gerencia de Control Regional Peninsular.

El capítulo cinco expone el análisis del impacto del CEV en el comportamiento de la Gerencia de Control Regional Peninsular, mediante el uso de Software PSS/E. Se realizan análisis en estado estable y transitorio.

Finalmente, el capítulo seis muestra las conclusiones de este trabajo de tesis.



# Bibliografía

---

- [1] T. Miller, *Reactive Power Control in Electric Systems*. J. Wiley, N.Y., 1982. [1](#)
- [2] R. L. Gyugyi, *Reactive power generation and control by thyristor circuits*. IEEE Trans. Ind. Appl., 1979. [1](#)
- [3] R. L. Gyugyi, *Principles and applications of static, thyristor-controlled shunt compensators*. IEEE Trans. Power App. Syst., 1980. [1](#)
- [4] C. Edwards, *Advanced static Var generator employing GTO thyristors*. IEEE Trans. Power Dell., 1988. [2](#)
- [5] L. Walker, *Force-commutated reactive power compensator*. IEEE Trans. Ind. Appl., 1986. [2](#)
- [6] G. R. *FACTS, improving the performance of electrical grids*. ABB Rev., 2003. [2](#)



# COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

---

## 2.1. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión

Una línea de transmisión de alto voltaje aérea está constituida por conductores, estructuras de soporte, aisladores, accesorios de sujeción e hilos de guarda en la mayoría de los casos. La línea transporta energía eléctrica a través de una región del espacio confinada por el medio físico que constituyen los propios conductores de la línea, a diferencia de las ondas que se propagan en el aire que lo hacen sin otra barrera más que los obstáculos que se encuentran en su camino.

El arreglo geométrico en el que están dispuestos los conductores de la línea (horizontal, vertical, delta) determina sus características, estas características o parámetros son: *resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia*.

Cada uno de estos parámetros tiene un significado físico que está ligado a un aspecto particular del comportamiento de la línea, la resistencia  $r$ <sup>1</sup> representa la oposición del conductor al paso de la corriente debido al flujo de la corriente, la inductancia serie  $l$  depende de los enlaces de flujo magnético parciales dentro de la sección transversal del conductor y de los enlaces externos con otros conductores y relaciona el voltaje inducido por estos flujos variables con la razón de cambio de la corriente, la capacitancia en derivación  $c$  se presenta debido a la diferencia de potencial entre los conductores y dado que los voltajes de la línea son de naturaleza alterna la capacitancia es cargada y descargada continuamente, esto da como resultado el flujo de corriente de carga de la línea, finalmente la conductancia en derivación  $g$  explica la pérdida de potencia real entre conductores o entre conductores y tierra, esta pérdida de potencia se debe al efecto corona y a la fuga de corriente en los aisladores.

La resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea constituyen la impedancia serie  $z = r + j\omega l$ , la cual es responsable de la caída de voltaje a lo largo de la línea debido al flujo de corriente en el circuito. Por otro lado la conductancia y la capacitancia que se presentan entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor al neutro de una línea trifásica constituyen la admitancia en paralelo o de dispersión  $y = g + j\omega c$ , esta admitancia representa una trayectoria de fuga que une a los conductores de la línea permitiéndole a una corriente en paralelo (de carga y de pérdida) fugarse entre los conductores.

El comportamiento de la línea de transmisión está prácticamente determinado por la induc-

---

<sup>1</sup>Las minúsculas indican valores por km.

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

---

tancia serie y por la capacitancia en paralelo, la resistencia tiene un papel secundario, pero no menos importante, que recae en la determinación de las pérdidas en el sistema.

Las ecuaciones fundamentales que gobiernan la propagación de la energía a lo largo de la línea tienen la siguiente forma [1]:

$$\frac{d^2 E}{dx^2} = \Gamma^2 E \quad (2.1a)$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = \Gamma^2 I \quad (2.1b)$$

Donde  $\Gamma$  es una cantidad compleja denominada constante de propagación la cual esta conformada por las constantes de atenuación  $\alpha$  (*nepers por unidad de longitud*) y de fase  $\beta$  (*radianes por unidad de longitud*) y se define como:

$$\begin{aligned} \Gamma &= \sqrt{zy} \\ &= \sqrt{(r + j\omega l)(g + j\omega c)} \\ &= \alpha + j\beta \end{aligned} \quad (2.2)$$

Ahora, haciendo uso de la hipótesis de la línea sin pérdidas [2] ( $r = g = 0$ ) tenemos que la constante de atenuación  $\alpha$  es igual a cero y la constante de propagación es puramente imaginaria e igual a:

$$\beta = j\omega\sqrt{lc} \quad (2.3)$$

De la línea sin pérdidas se puede decir que es una abstracción teórica que no puede ser físicamente construida aún, sin embargo, su estudio resulta de mucho provecho ya que la relativa simpleza de su comportamiento permite una mejor comprensión de ciertos aspectos de la operación de una línea de transmisión.

De acuerdo a [3], la solución general de las ecuaciones 2.1a y 2.1b es:

$$V(x) = V_r \cos \beta(a - x) + jZ_0 I_r \sin \beta(a - x) \quad (2.4a)$$

$$I(x) = I_r \cos \beta(a - x) + j\frac{V_r}{Z_0} \sin \beta(a - x) \quad (2.4b)$$

Podemos observar que tanto el voltaje como la corriente varían en forma senoidal completando un ciclo cada  $2\pi$  radianes, ahora, si consideramos que la velocidad de propagación de una onda electromagnética en una línea de transmisión es:

$$u = \frac{1}{\sqrt{lc}} \approx 3 \times 10^8 [m/s]$$

y dado que  $\omega = 2\pi f$ , podemos decir que:

$$\beta = \omega\sqrt{lc} = \frac{2\pi f}{u}$$

Y sabiendo que  $u = \lambda f$ :

$$\beta = \frac{2\pi}{\lambda}$$



Donde  $\lambda$  es la longitud de onda, esto es, la distancia que debe recorrer la onda para que su fase sea la misma nuevamente y  $\beta$  es el número de onda ó el número de ciclos completos por unidad de longitud.

Ahora bien, a 60 [Hz]  $\lambda$  es igual a 5,000 [km] y  $\beta$  puede ser interpretada como una longitud de onda en 5,000 [km], esto es, un ciclo de 360° por cada 5,000 [km] ó 0.072° por cada kilómetro. La cantidad  $\beta a$  definirá la longitud eléctrica ( $\theta$ ) de la línea expresada en grados.

## 2.2. Impedancia característica y potencia natural

A partir de la ecuaciones (2.4a) y (2.4b) podemos describir la relación que existe entre el voltaje y la corriente a lo largo de la línea, para una carga con impedancia igual a la impedancia característica de la línea :

$$\begin{aligned} Z_x &= \frac{V(x)}{I(x)} \\ &= \frac{Z_0 I_r [\cos \beta(a-x) + j \sin \beta(a-x)]}{I_r [\cos \beta(a-x) + j \sin \beta(a-x)]} \\ &= Z_0 \end{aligned} \quad (2.5)$$

La constante  $Z_0$  en la ecuación anterior es la impedancia característica de la línea cuyo valor no depende de la distancia "x", esto significa que una línea de longitud finita que termine en una impedancia  $Z_0$  es eléctricamente indistinguible a otra de longitud infinita. El valor de la impedancia característica depende del diseño de la línea, pero, por ejemplo, para una línea de alto voltaje tendrá un valor típico de entre 200 Y 400[Ω].

En la misma ecuación (2.5) podemos observar que tanto la corriente como el voltaje mantienen una amplitud constante a lo largo de la línea, lo que se conoce como perfil de voltaje plano, y aunque las dos magnitudes se encuentran en fase presentan un ángulo de rotación, este ángulo entre el extremo transmisor y el receptor esta implícito en las ecuaciones (2.4a) y (2.4b) y es igual a  $\theta = \beta a$ . Por ejemplo, para una línea de 320 km de longitud a 60 Hz, tomando como referencia el voltaje en el extremo receptor y sustituyendo  $x = 0$  en las ecuaciones anteriores, obtenemos un ángulo de 23.2°.

Dado que el voltaje y la corriente se encuentran en fase, el factor de potencia es unitario en toda la línea, incluso en los extremos, esto significa que la magnitud de la potencia reactiva neta es cero, esto es, la potencia reactiva generada por la capacitancia en paralelo ( $V^2 \omega c$ ) de la línea es igual a la potencia reactiva absorbida por la inductancia serie ( $I^2 \omega l$ ).

Si en la conocida ecuación  $P = V^2/Z$  sustituimos el valor de  $Z_0$  y definimos a  $V$  como el voltaje nominal de la línea  $V_0$ , entonces  $P$  será ahora  $P_0$  y tendremos que:

$$P_0 = \frac{V_0^2}{Z_0} \quad (2.6)$$

Esta ecuación es importante ya que presenta a la potencia natural  $P_0$ , el cual es valor de potencia con el cual la línea presentará un perfil de voltaje plano y un factor de potencia unitario, de igual forma podemos observar que el valor de la potencia natural se incrementa con el cuadrado del voltaje, lo cual ayuda a explicar el por que se incrementan los voltajes de transmisión conforme crece el nivel de potencia requerida.

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

La potencia natural es, en muchos aspectos, la carga ideal, no solo por que la producción de potencia reactiva es igual a la absorción de la misma, sino porque los perfiles de voltaje y de corriente son uniformes a lo largo de la línea, como se mencionó con anterioridad, lo cual es en especial deseable, ya que el voltaje se puede mantener cercano a su valor máximo, además de que el aislamiento se ve afectado de manera uniforme a lo largo de la línea y, dado que la impedancia característica  $Z_0$  es un número real, el factor de potencia es unitario en todos los puntos a lo largo de la línea incluyendo los extremos.

De igual forma, la potencia natural es una característica de referencia importante en el diseño de la línea de transmisión, la tabla 2.1 muestra los parámetros típicos de las líneas de transmisión con conductores ACSR<sup>1</sup> de distintos niveles de voltaje en México, en la cual los parámetros de resistencia, reactancia y admitancia corresponden a un kilometro, los valores por unidad están referidos a una base de 100 MVA y al voltaje nominal correspondiente.

Si las pérdidas son despreciadas, la línea se caracteriza completamente por su longitud y por los parámetros  $Z_0$  y  $\beta$  y dado que estos valores son más o menos comprables para todas las líneas su comportamiento es fundamentalmente el mismo y solo encontraremos diferencias de acuerdo a la longitud, el voltaje y nivel de potencia que transmiten.

kV	Calibre del conductor kcm	R/km (pu)	X/km (pu)	B/km (pu)	Mvar/km	$Z_0$ (ohms)	$P_0$ (Mw)
400	3x1113	0.000013	0.000212	0.007874	0.784	269.50	593.7
400	2x1113	0.000020	0.000240	0.006960	0.696	297.46	537.9
400	2x900	0.000024	0.000240	0.006860	0.686	299.50	534.5
230	1x900	0.000130	0.000900	0.001900	0.190	366.00	145.0
115	1x795	0.001040	0.003650	0.000460	0.050	385.00	34.0

Tabla 2.1: Datos típicos de una línea de transmisión de ACSR

### 2.3. Requisitos de potencia reactiva

Cuando una línea de transmisión es energizada, la capacitancia de la línea consume corriente en cuadratura con el voltaje, llamada corriente de carga, la cual fluye a pesar de que la línea se encuentre en vacío, el comportamiento de esta línea de transmisión se describe por las ecuaciones (2.4a) y (2.4b) con  $I_r = 0$  y  $x = 0$ , de esta forma la potencia reactiva en el extremo transmisor es igual a:

$$Q_s = -P_0 \tan \theta \quad (2.7)$$

El signo negativo indica que la potencia reactiva esta siendo absorbida por el generador y se dice que el generador esta sub excitado, en el caso en el que el generador aporta potencia reactiva al sistema se dice que el generador esta sobre excitado.

Los generadores síncronos están especificados en términos de la máxima potencia aparente a un cierto voltaje y factor de potencia que pueden entregar de forma continua sin sobre

<sup>1</sup>Los cables de aluminio con alma de acero (ACSR) se emplean en líneas de baja, media y alta tensión, las proporciones de acero y de aluminio varían de forma tal que se obtienen diferentes capacidades de transmisión de corriente y resistencia mecánica mas adecuada para cada aplicación.

calentarse. La potencia activa esta limitada por la capacidad del primotor mientras que la capacidad de absorción de potencia reactiva de los generadores esta limitada por dos razones, primero, la operación sub-excitada incrementa el calentamiento del estator del generador, segundo, la reducida corriente de campo reduce el campo electromagnético interno de los generadores lo cual debilita la estabilidad.

La operación sub-excitada de los generadores impone un límite mas estricto a la longitud de la línea sin compensar que el aumento del voltaje de circuito abierto, por ejemplo, si denominamos como  $P_g$  a la carga total instalada de un grupo de generadores y que  $q_u$  sea su límite máximo de absorción de potencia reactiva, entonces, este limite no puede ser mayor que la potencia reactiva de carga dada por la ecuación (2.7). Por lo tanto la capacidad de generación debe de satisfacer la siguiente relación:

$$P_g \geq \frac{P_0 \tan \theta}{q_u} \quad (2.8)$$

Si por ejemplo,  $q_u = 0.3 \text{ pu}$  y la capacidad de generación  $P_g = P_0$ , la máxima longitud de la línea sin compensar es de tan solo 230 km.

De forma análoga una línea de 320 km requerirá que  $P_g$  sea igual a  $1.43P_0$  si  $q_u$  estuviera limitado a  $0.3 \text{ pu}$ , lo cual seria un desperdicio dado el gran exceso de capacidad instalada solamente para satisfacer la necesidad de corriente de carga de la línea. Es mejor satisfacer esta necesidad mediante medios de compensación como pueden ser reactores en paralelo o compensadores estáticos los cuales pueden ser conectados en el extremo receptor o en varios puntos a lo largo de la línea.

## 2.4. Curvas PV y VQ

Una carga  $P + jQ$  en el extremo receptor de una línea de transmisión absorbe una corriente igual a:

$$I_r = \frac{P - jQ}{V_r} \quad (2.9)$$

De la ecuación (2.4a), con  $x = 0$  tenemos que los voltajes de transmisión y recepción se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$E_s = V_r \cos \theta + jZ_0 \sin \theta \frac{P - jQ}{V_r} \quad (2.10)$$

Esta ecuación es valida para cargas síncronas y asíncronas, en este caso se considera que la carga es síncrona y en lugar de  $V_r$  se escribirá  $E_r$  el cual es tomado como el fasor de referencia,  $E_s$  entonces puede ser escrito como:

$$\begin{aligned} E_s &= E_s e^{j\delta} \\ &= E_s (\cos \delta + j \sin \delta) \end{aligned} \quad (2.11)$$

Donde el ángulo de fase entre  $E_s$  y  $E_r$   $\delta$  es llamado el ángulo de carga o el ángulo de transmisión. Igualando las partes reales e imaginarias de las ecuaciones (2.10) y (2.11) tenemos que:

$$E_s \cos \delta = E_r \cos \theta + Z_0 \frac{Q}{E_r} \sin \theta \quad (2.12)$$

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

$$E_s \sin \delta = Z_0 \frac{P}{E_r} \sin \theta \quad (2.13)$$

Al reordenar la ecuación (2.12):

$$Q = \frac{E_s E_r \cos \delta}{Z_0 \sin \theta} - \frac{E_r^2 \cos \theta}{Z_0 \sin \theta} \quad (2.14)$$

En esta ecuación el primer termino corresponde a la potencia reactiva total generada internamente en la máquina mientras que el segundo termino es la potencia reactiva que la máquina consume para su funcionamiento, la diferencia entre estos dos términos es entonces la potencia reactiva que la máquina suministra al exterior.

De la ecuación (2.14) se deduce que en una máquina síncrona la potencia reactiva puede ser positiva ( $Q > 0$ ) o negativa ( $Q < 0$ ), si el signo es positivo significa que la máquina genera potencia reactiva y se dice que se encuentra sobre excitada, si por el contrario el signo de la potencia reactiva es negativo la máquina absorbe potencia reactiva y se encuentra subexcitada.

Ahora, reordenando la ecuación (2.13):

$$P = \frac{E_s E_r \sin \delta}{Z_0 \sin \theta} \quad (2.15)$$

Las ecuaciones (2.14) y (2.15) son las ecuaciones de flujo de potencia o flujo de carga del sistema sin pérdidas. Si despejamos  $\delta$  de estas ecuaciones, igualamos y simplificamos, obtenemos:

$$(E_r^2)^2 \cos^2 \theta + (2Z_0 Q \sin \theta \cos \theta - E_s^2) E_r^2 + Z_0^2 \sin^2 \theta (P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.16)$$

La cual es una ecuación de segundo orden con respecto a  $E_r^2$ . La condición para que esta ecuación tenga al menos una solución es la siguiente:

$$(2Z_0 Q \sin \theta \cos \theta - E_s^2)^2 - 4 \cos^2 \theta Z_0^2 \sin^2 \theta (P^2 + Q^2) \geq 0$$

La cual puede ser simplificada de la siguiente forma:

$$\left( \frac{E_s^2}{2Z_0 \sin \theta \cos \theta} \right)^2 - \left( \frac{E_s^2}{Z_0 \sin \theta \cos \theta} \right) Q - P^2 \geq 0 \quad (2.17)$$

Conforme a la referencia [4], la igualdad en la ecuación anterior corresponde a una parábola en el plano  $(P, Q)$ , (figura 2.1), la cual es el lugar geométrico de todos los puntos de máxima potencia transmisible.

Los puntos con  $P$  negativa corresponden a un máximo de generación mientras que los puntos con  $P$  positiva corresponden a la máxima carga bajo un factor de potencia dado. Este lugar geométrico es simétrico respecto al eje  $Q$ . En otras palabras, la máxima potencia que puede ser inyectada en el extremo receptor es exactamente igual a la máxima potencia que puede ser absorbida. No obstante esta simetría desaparece si se toma en cuenta la resistencia de la línea, caso que no es estudiado en este trabajo.

Ahora, si asumimos que la ecuación (2.17) se cumple es posible obtener las dos soluciones de la ecuación (2.16) para  $E_r$ , las cuales son:

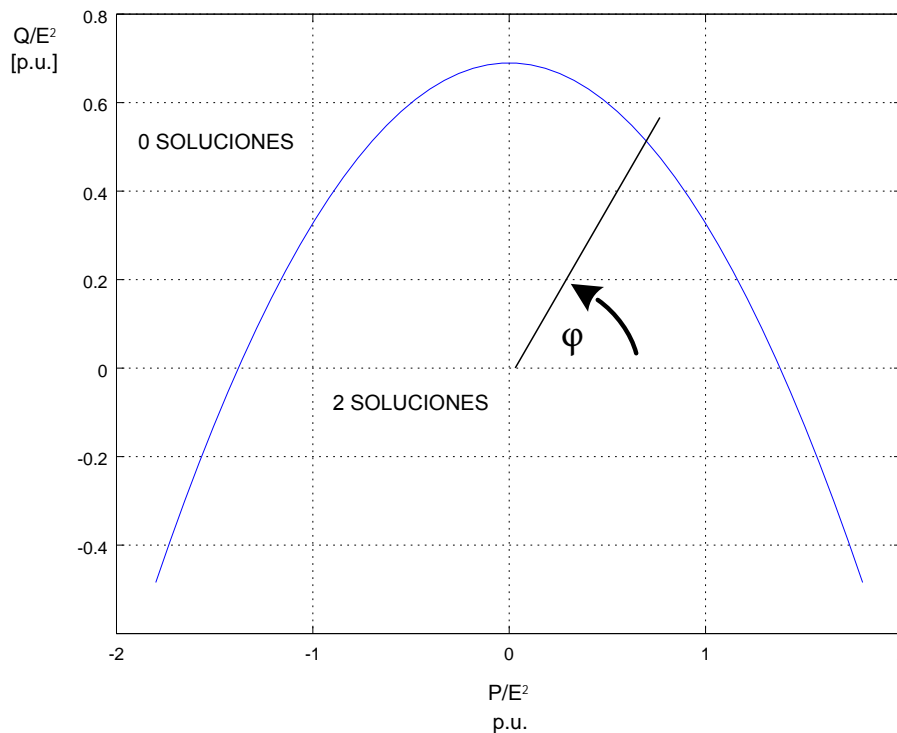
$$E_r = \sqrt{\frac{E_s^2 - 2Z_0 Q \sin \theta \cos \theta \pm \sqrt{\frac{E_s^4}{4 \cos^4 \theta} - Z_0 \tan^2 \theta P^2 - \frac{E_s^2 Z_0 \tan \theta Q}{\cos^2 \theta}}}{2 \cos^2 \theta}} \quad (2.18)$$

La ecuación anterior define una superficie en el espacio (P,Q,V) como se muestra en la figura 2.2, la cual esta conformada por tres planos, los cuales se denominan PV, QV y PQ. La proyección de esta superficie en el plano (P,Q) coincide con la parábola de la figura 2.1, los "meridianos" corresponden a las intersecciones con los planos verticales  $Q = P \tan \theta$ , al proyectar estos meridianos en el plano (P,V) obtenemos las curvas de voltaje en la carga como función de la potencia activa para distintos factores de potencia, estas curvas son conocidas con el nombre de curvas PV.

El análisis de las curvas PV es una herramienta muy útil para analizar de forma conceptual y en estado estable la estabilidad de voltaje en sistemas radiales, de igual forma es posible relacionar el voltaje de uno o mas nodos, con la carga en un área o el flujo a través de un enlace, esta herramienta tiene un papel importante en el entendimiento de la inestabilidad del voltaje ya que proporciona una indicación directa de la proximidad del colapso del mismo a lo largo de un rango de niveles de carga o flujos en los enlaces del sistema simulado.

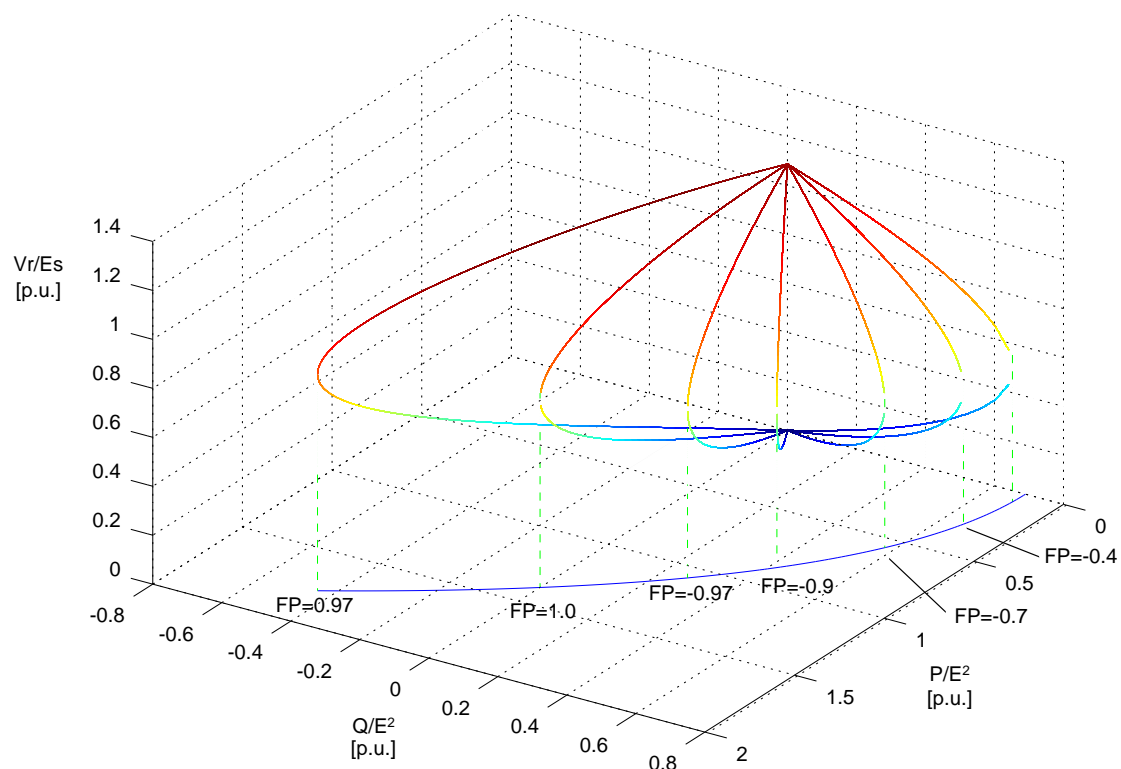
En la figura 2.3 se muestra un resultado típico de estas graficas para el caso de una línea de 320 km de longitud, en las cuales se grafica la magnitud del voltaje en el extremo receptor en función de la potencia normalizada demandada para cinco factores de potencia diferentes.

Podemos ver en esta familia de curvas que conforme se incrementa la transmisión de potencia hacia alguna área, el perfil de voltaje tiende a disminuir hasta un punto donde se alcanza el colapso del mismo, este es el punto de máxima potencia transmisible también conocido como punto crítico de voltaje.



**Figura 2.1:** Dominio de existencia de la solución del flujo de carga [5].

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA



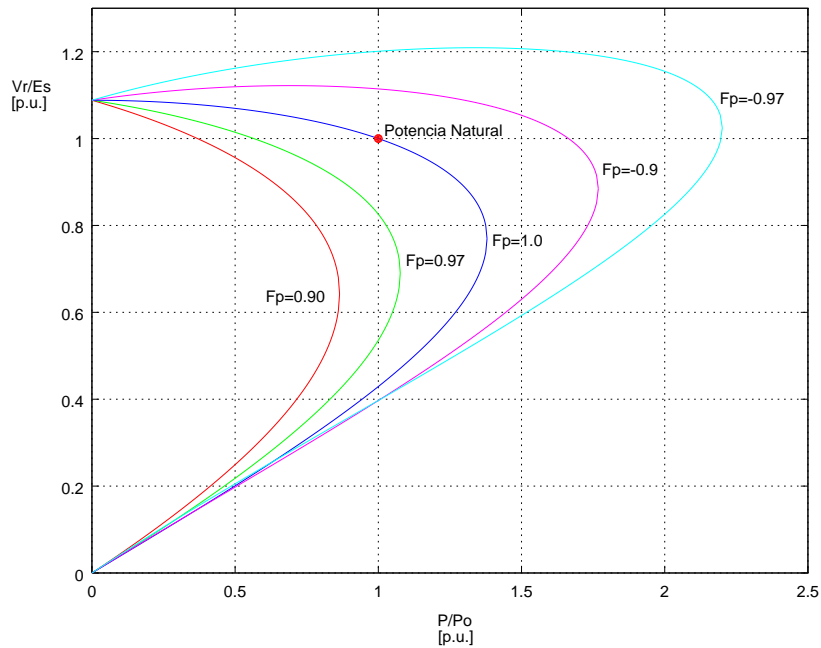
**Figura 2.2:** Voltaje como función de la potencia activa y reactiva de la carga [5].

Podemos hacer las siguientes observaciones respecto a la fuerte influencia que tiene el factor de potencia de la carga sobre el voltaje de recepción:

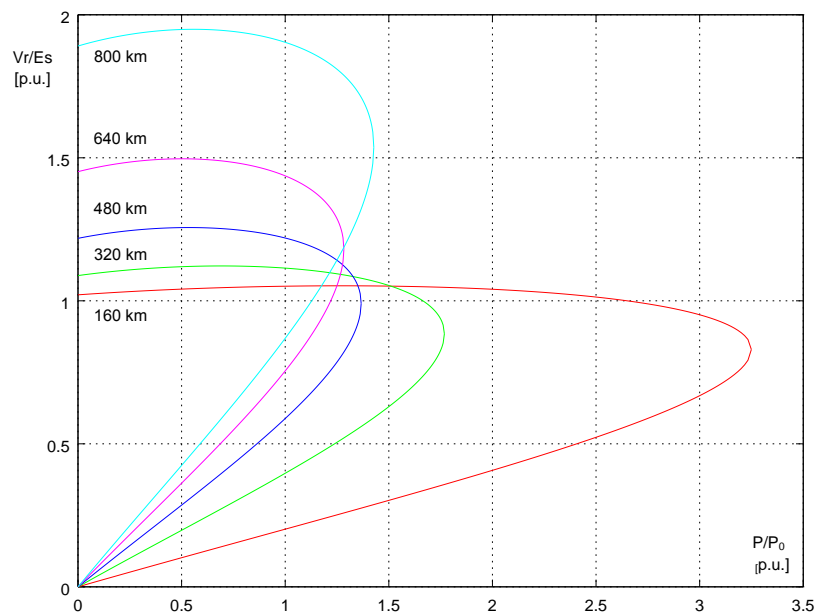
1. Para una potencia dada por debajo del límite máximo, la ecuación tiene dos soluciones: una con el mayor voltaje y la menor corriente y la otra con el menor voltaje y la mayor corriente. La primera solución corresponde a condiciones de operación "normales", con el voltaje  $V_r$  cercano al voltaje del generador  $E_s$ . La operación permanente en la segunda solución es inaceptable.
2. Conforme la carga se compensa más y más, lo que corresponde a factores de potencia cercanos a la unidad, la potencia máxima se incrementa de igual forma que lo hace el voltaje al que ocurre este máximo. Esta situación es peligrosa en el sentido de que la capacidad máxima de transmisión se alcanza a niveles de voltaje cercanos a los de la operación normal.
3. Para cargas sobre-compensadas, factor de potencia capacitivo, existe una porción en la parte superior de la curva a lo largo de la cual incrementa el voltaje junto con la potencia. La explicación para esta situación es que con factores de potencia adelantados, en cuanto más potencia activa sea consumida por la carga, más potencia reactiva es producida por esta misma. Con carga baja, la caída de voltaje debido al consumo de potencia activa es compensada por el posterior incremento en el voltaje. Entre más compensada sea la carga, mayor será la porción de la curva en la que sucederá esta situación.

El efecto que tiene la longitud de la línea sobre la magnitud del voltaje en el extremo receptor puede ser observado si ahora se elaboran las gráficas variando la longitud de la línea. En las figuras 2.4, 2.5 y 2.6 se muestra este resultado para tres diferentes factores de potencia, respectivamente, considerando líneas con longitudes de 160, 320, 480, 640 y 800 km.

De la figura podemos observar que líneas sin compensar entre 160 y 320 km pueden ser operadas con voltaje nominal siempre y cuando la potencia tenga un factor de potencia alto. Debido a las grandes variaciones de voltaje no resulta práctico operar líneas de transmisión mayores a 320 km, incluso con  $V_r = E_s = 1.0$ , para líneas de más de 640 km ( $\theta > 45^\circ$ ) se presenta una operación inestable ya el voltaje en el extremo receptor es el menor de las dos raíces de la ecuación (2.18), como se muestra en la figura 2.5.

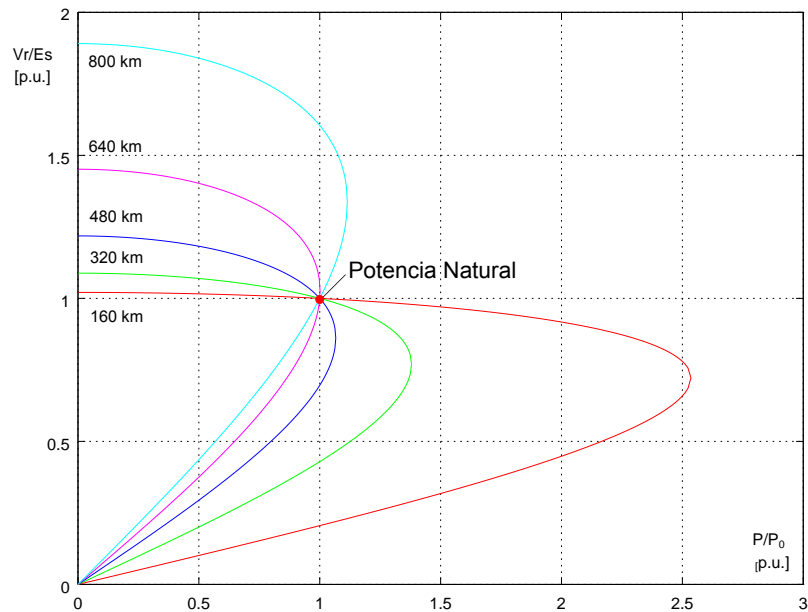


**Figura 2.3:** Curva PV de una línea de 320 km [5].



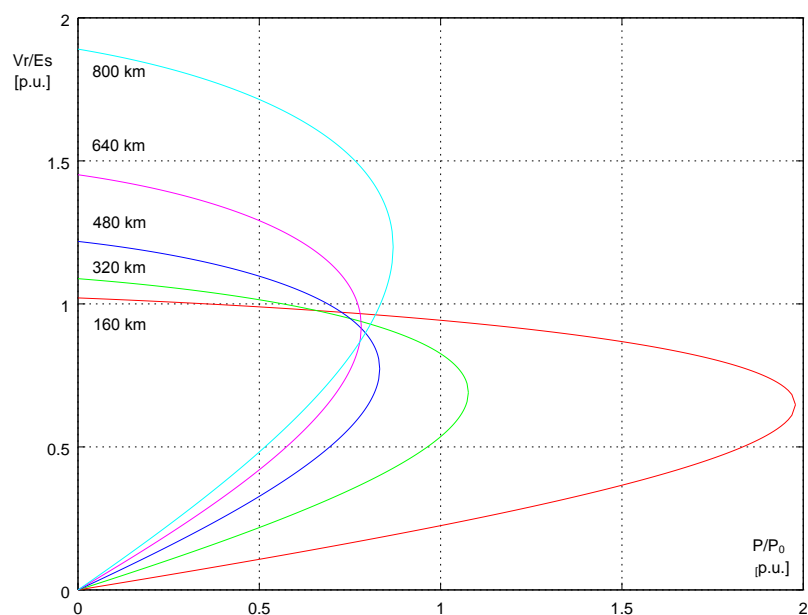
**Figura 2.4:** Voltaje en el extremo receptor en función de la longitud, carga y factor de potencia adelantado [5].

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA



**Figura 2.5:** Voltaje en el extremo receptor en función de la longitud, carga y factor de potencia unitario [5].

En este punto es importante mencionar que el análisis que se ha realizado hasta el momento es el de un estado pre-contingencia el cual básicamente consiste en determinar la máxima potencia transmisible en el sistema, esto es, la máxima capacidad de la región de estudio para alimentar una carga, de igual forma se han desarrollado criterios de seguridad para obtener un estimado de que tan aceptables son los niveles de voltaje después de una contingencia o disturbio, sin embargo estos criterios son desarrollados tomando en consideración límites de operación de diferentes elementos de la red los cuales no necesariamente garantizan márgenes de seguridad para la estabilidad del voltaje.



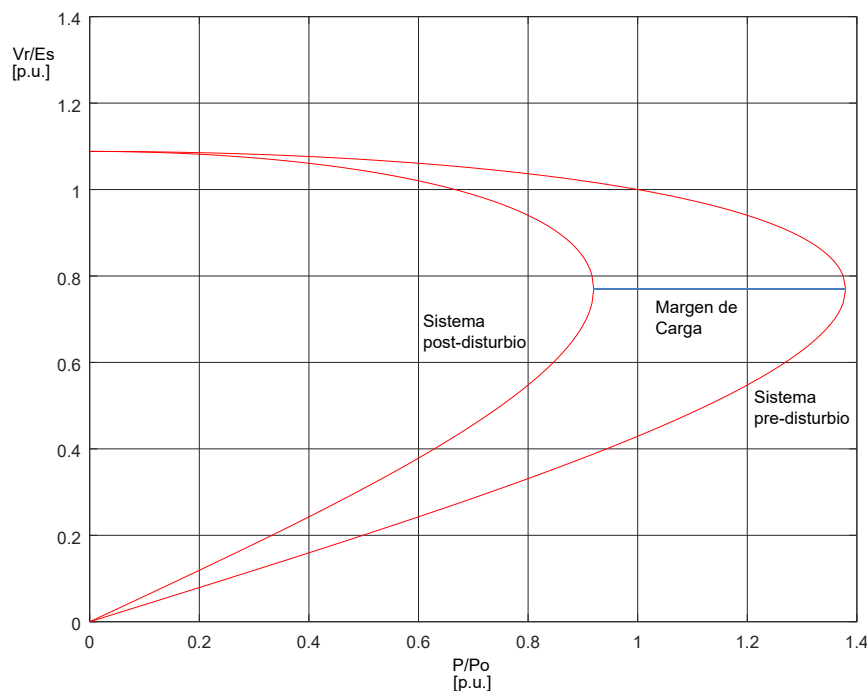
**Figura 2.6:** Voltaje en el extremo receptor en función de la longitud, carga y factor de potencia atrasado [5].



Con este objetivo se ha introducido el concepto de margen de estabilidad de voltaje, el cual puede ser definido como una medida de que tan cerca está el SEP del colapso de voltaje, en general este margen puede ser definido como la diferencia entre un parámetro clave del sistema en el actual punto de operación y el punto crítico de voltaje. Este parámetro clave puede ser la potencia activa o reactiva de la carga, por ejemplo.

De esta forma es posible evaluar el desempeño del sistema ante diferentes tipos de contingencias, desde una falla simple o pérdida de un elemento del sistema (criterio N-1<sup>1</sup>), una falla doble o pérdida simultánea de dos elementos del sistema (criterio N-2), etc, con el fin de asegurar que se conservaran condiciones de operación estable posterior a estos eventos, en estos casos post-contingencia, el efecto sobre el valor de la reactancia, el cual se incrementa, del sistema ocasionará que la curva característica de la red se encoja drásticamente como se puede observar en la figura 2.7.

Otro método similar al de las curvas PV empleado en el análisis en sistemas radiales es el denominado como curvas VQ, el cual no debe de confundirse con las curvas QV, ya que en el análisis de los sistemas eléctricos de potencia estas dos curvas involucran condiciones y resultados diferentes. Este método es uno de lo mas usados para investigar problemas de inestabilidad de voltaje en sistemas de potencia posterior a periodos post transitorios, con ayuda de estas curvas se puede observar como las variaciones de potencia reactiva afectan el voltaje en el sistema.



**Figura 2.7:** Comparativa de curvas PV de un sistema en pre y post contingencia [5].

Para obtener estas curvas se realiza la conexión de un condensador síncrono ficticio al bus de interés, este generador no tiene límites de potencia reactiva y no entrega potencia activa al sistema, de forma tal que el bus bajo estudio se convierte en un nodo "PV" [6], como podemos

<sup>1</sup>Bajo este criterio, una red debe, con cualquier condición inicial, ser capaz de tolerar una falla en un equipo del sistema sin afectar el funcionamiento del mismo en cualquier forma técnica u operacionalmente hablando.

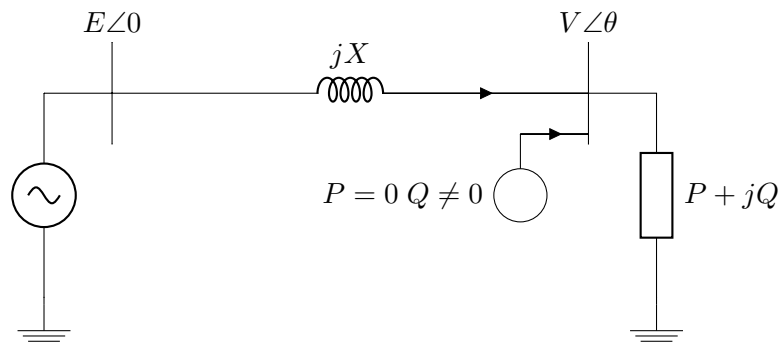
## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

observar en la figura 2.8.

Mediante el uso de esta figura y reescribiendo las ecuaciones (2.14) y (2.15) como (2.19) y (2.19b) es posible calcular diferentes flujos de potencia para diferentes valores de voltaje con lo cual se obtiene la grafica de la potencia reactiva del condensador contra este voltaje, en la figura 2.9 podemos observar el resultado de este procedimiento.

$$P = -\frac{E_s E_r \sin \delta}{Z_0 \sin \theta} \quad (2.19a)$$

$$Q = -\frac{E_r^2 \cos \theta}{Z_0 \sin \theta} + \frac{E_s E_r \cos \delta}{Z_0 \sin \theta} \quad (2.19b)$$

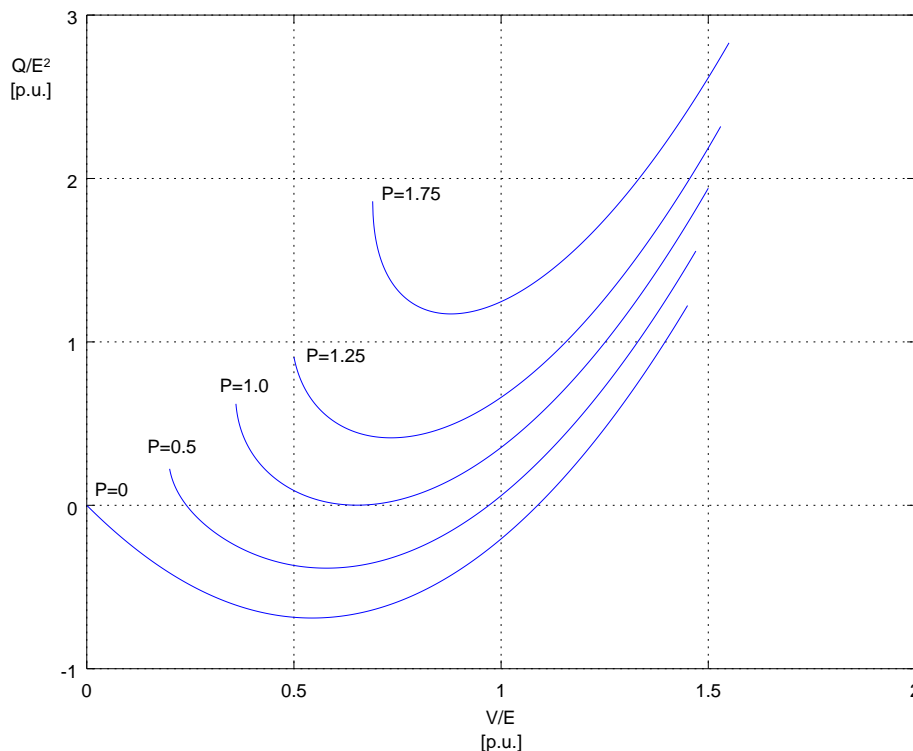


**Figura 2.8:** Conexión de un dispositivo de compensación para calculo de curvas VQ [4].

Brevemente se pueden explicar las curvas de la siguiente manera:

1. El lado derecho de la curva, pendiente positiva, representa los puntos de operación estables, mientras que los puntos situados en la parte izquierda, pendiente negativa, de la misma son considerados como puntos de operación inestables.
2. El punto critico corresponde al valor de voltaje donde  $dQ/dV$  es cero, si este punto se encuentra sobre el eje de las "x" el sistema tiene un déficit de potencia reactiva por lo que se necesitarían fuentes de potencia reactiva adicionales con el fin de prevenir el colapso de voltaje.
3. Las intersecciones de las curvas con el eje de las "x" corresponden a los casos no compensados, donde el generador síncrono no produce ni genera reactivos.
4. Es posible evaluar de forma cualitativa la robustez de un bus a partir de la pendiente del lado derecho de la curva, entre mas grande sea esta pendiente menos robusto es el bus y por lo tanto es mas vulnerable al colapso de voltaje.

En este punto podemos mencionar que las curvas VQ son una característica tanto de la carga como del sistema y con el fin de caracterizar la operación en estado estable del sistema, la carga debe de estar representada de igual forma a través de su estado estable, es importante señalar que en todo momento se asume un factor de potencia constante.



**Figura 2.9:** Curva VQ de una línea de 320 km [5].

Dado que los límites que existen para transmitir potencia en una línea de transmisión son función de sus características físicas, como su longitud, la modificación de alguna o algunas de estas características supondría la eliminación o modificación de estos límites. Al acto de modificar estas características con el fin de incrementar su capacidad de transportar energía se le puede llamar *compensación*. Para lograr esto, la "compensación" de la línea deberá de cumplir con las siguientes funciones:

- Aumentar la capacidad de transmisión y mejorar la estabilidad.
- Proporcionar una manera económica para cumplir con los requisitos de potencia reactiva del sistema.

En general podemos encontrar que la compensación se divide en dos tipos: pasiva y activa. La compensación pasiva utiliza reactores y capacitores en paralelo y capacitores serie ya sea permanentemente conectados o conmutados, de ser así, usualmente no tienen la capacidad de cambiar de estado de forma continua, es decir, su operación es esencialmente estática y operan modificando su inductancia ó capacitancia natural. Aparte de la conmutación trabajan sin control.

La compensación pasiva es usada únicamente para modificar la potencia natural  $Z_0$  y la distancia eléctrica  $\theta$ , por ejemplo, los reactores en paralelo son usados para compensar el efecto de la capacitancia distribuida de la línea, en particular para limitar el sobre voltaje de circuito abierto o bajo poca carga. Por el contrario los capacitores en paralelo son usados para incrementar la capacitancia de la línea bajo gran carga ya que generan potencia reactiva que da soporte al voltaje en el extremo receptor.

La compensación activa por lo general usa dispositivos conectados en paralelo que tienden a mantener un voltaje constante en sus terminales mediante la absorción o inyección de

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

la cantidad justa de potencia reactiva en respuesta a cualquier cambio de voltaje en su punto de conexión, necesariamente son controlados como el compensador por reactor saturado, el condensador síncrono y el compensador por tiristor controlado.

Estos compensadores pueden ser usados tanto para compensar la impedancia característica como para la compensación por seccionamiento. Cuando se usan para compensar la impedancia característica, son capaces de desarrollar todas las funciones que desempeñan los reactores y capacitores en paralelos fijos además de tener la ventaja adicional de rápida respuesta ante la variabilidad de la carga.

### 2.5. Compensación pasiva en paralelo

Como resultado del crecimiento de las líneas de transmisión de alta tensión, la aplicación de los reactores en paralelo se ha convertido en la principal forma de compensación de estos sistemas, principalmente son usados para compensar el efecto de la capacitancia sobre el voltaje de la línea debido a que en situaciones de poca carga o sin carga la corriente capacitiva que fluye a través de la inductancia de la línea produce sobre voltajes que pueden llegar a afectar el aislamiento de la misma.

En la práctica, la compensación en paralelo con reactores no puede ser uniformemente distribuida, en lugar de esto, son conectados en los extremos de la línea y de ser posible en puntos intermedios. En el caso de líneas largas al menos algunos reactores en paralelo están conectados permanentemente a la línea con el fin de proporcionar máxima protección contra sobre voltajes en caso de un disturbio como puede ser el rechazo de carga o la súbita apertura de una línea.

Para investigar el efecto de la compensación en paralelo consideremos el sistema de la figura 2.10 el cual combina el efecto de la susceptancia de la línea con el de una susceptancia ajustable de compensación. De igual forma, a partir de esta referencia, podemos elaborar las gráficas de las figuras 2.11, 2.12 y 2.13 en las cuales se muestra la regulación de voltaje que se puede obtener en el extremo receptor considerando tres casos: el primero, con un reactor (curva **L**), el segundo sin compensación (curva **U**), y el tercero con un capacitor (curva **C**), esto para tres factores de potencia.

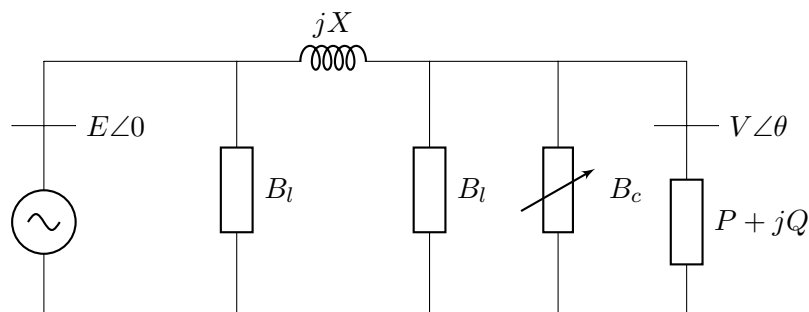
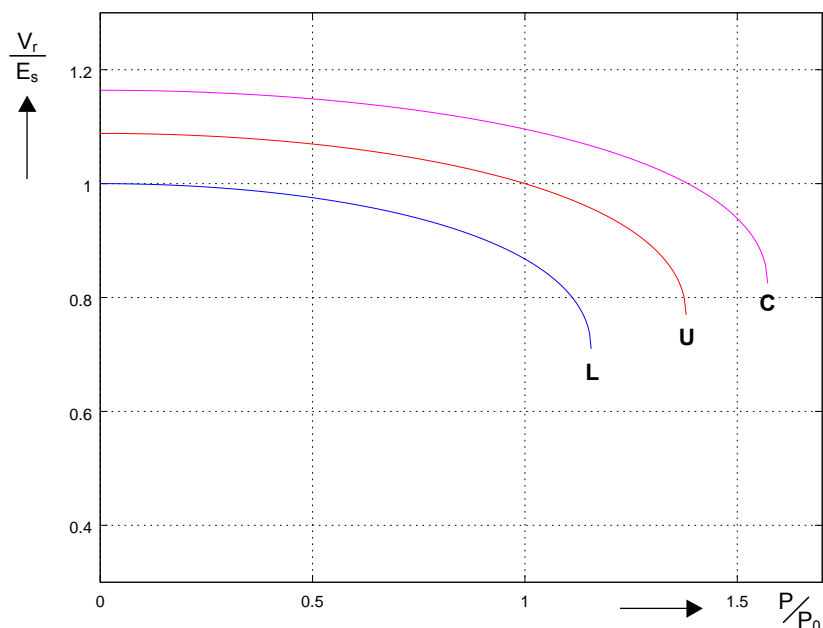


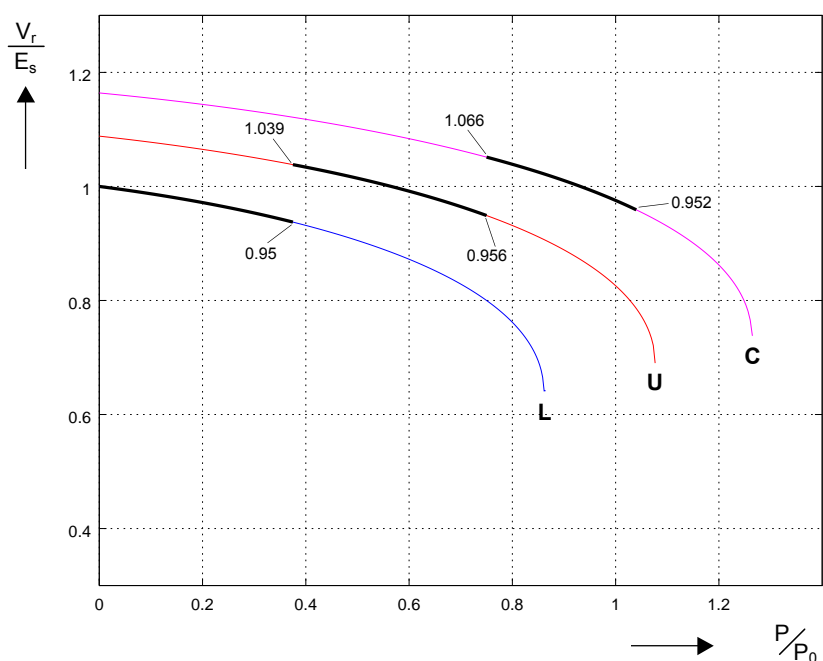
Figura 2.10: Compensación en paralelo pasiva [7].

El hecho de que la curva **L** siempre este debajo de la curva **C** refleja el hecho de que el voltaje es mantenido en un cierto nivel gracias a la corriente de carga reactiva, ventaja que se pierde si se mantiene conectado permanentemente el reactor.



**Figura 2.11:** Factor de potencia unitario [8].

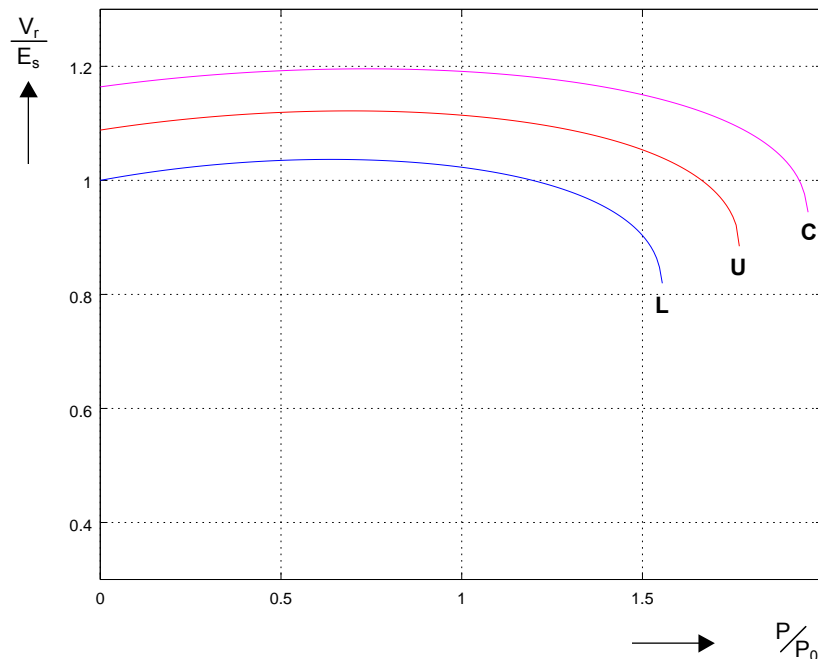
La figura 2.12 muestra como se puede mantener el voltaje en el extremo receptor mas o menos constante al variar la carga con solo conmutar entre el reactor en paralelo y el capacitor. En este ejemplo se asume que el factor de potencia de la carga es de 0.97 en atraso. Sin carga en la línea el reactor reduce el voltaje de circuito abierto de 1.088 pu a 1.0, permanece conectado hasta que  $P = 0.375 P_0$  con lo que el voltaje en el extremo receptor se reduce a 0.95 pu. El reactor es desconectado y la línea permanece sin compensar entre  $P = 0.375 P_0$  y  $P = 0.75 P_0$ , en el cual el voltaje a alcanzado un valor de 0.955 pu. Cuando  $P = 0.75 pu$  se conecta el capacitor el cual sostiene el voltaje arriba de 0.95 pu hasta que  $P$  alcanza  $1.04 P_0$ .



**Figura 2.12:** Factor de potencia 0.97 atrasado [8].

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Este tipo de compensación incrementa la impedancia característica y reduce la potencia natural, esto es, la potencia a la cual se logra un perfil de voltaje plano.



**Figura 2.13:** Factor de potencia 0.97 adelantado [8].

El cálculo de los valores óptimos y localización de los reactores en paralelo es resultado de extensos estudios de flujo de carga, los cuales toman en cuenta las diferentes configuraciones posibles del sistema y a pesar de que los reactores limitan los sobre voltajes bajo las condiciones anteriores, también pueden incrementar el voltaje inducido en las líneas desenergizadas debido a la resonancia de los otros conductores energizados del mismo circuito o de otros circuitos en el mismo derecho de vía. En la figura 2.14 se muestra un reactor trifásico instalado en la subestación Tecali en Puebla en el nivel de 230 kV.

### 2.6. Compensación serie

Con anterioridad la compensación serie era asociada con largas líneas de transmisión y con la mejora de la estabilidad transitoria, sin embargo, hoy en día, los capacitores serie también son implementados en líneas cortas para mejorar la estabilidad del voltaje.

Dado que la generación de potencia reactiva del capacitor se incrementa con el cuadrado de la corriente, la generación de reactivos ( $I^2 X_c$ ) compensa el consumo de reactivos ( $I^2 X$ ) de la línea de transmisión, con lo cual se reduce la reactancia neta de la línea de transmisión. Debido a esta auto regulación inherente de la línea, la compensación serie debe de ser comparada con la compensación activa en paralelo (Como los son los Compensadores Estáticos de Vars) y no con la compensación pasiva en paralelo.

Con la cancelación de parte de la reactancia de la línea se obtiene un incremento en la máxima potencia que se puede transmitir, se reduce el ángulo de transmisión para el nivel dado de flujo de potencia y se incrementa la potencia natural virtual, sin embargo, al reducir la reactancia de la línea se reduce también la cantidad de potencia reactiva que puede ser absorbida, requiriendo la instalación de compensación inductiva en paralelo.



**Figura 2.14:** Reactor trifásico instalado en la subestación Tecali [9].

El capacitor en serie tiene dos aplicaciones principales como medio para reducir la reactancia entre las terminales de la línea:

- Incrementar la potencia transmitida en una línea de cualquier longitud, de igual forma pueden ser usados para incrementar la carga que comparten dos o mas líneas paralelas en un corredor con distintos niveles de voltaje.
- Transmitir la potencia con mayor estabilidad en distancias mayores de lo que se podría en líneas sin compensación. En líneas largas se requiere compensación inductiva en paralelo para poder limitar los sobre voltajes.

La reactancia del capacitor requerido se determina por el límite de estado estable deseado, así como por las características de transmisión de potencia deseadas, la localización de los mismos en la línea juega un papel importante ya que es función de diversos factores económicos, su voltaje se determina para la corriente de falla mas elevada, en magnitud y duración, que fluirá a través de ellos.

Una situación que surge con el uso de los capacitores en serie es la sobrecarga en líneas paralelas ante la salida de alguna. Para dos líneas paralelas, ante la salida de una, la corriente en la línea que permanece conectada aproximadamente se duplica y la potencia reactiva generada se cuadruplica, dado que la capacidad de potencia reactiva y el costo de la compensación serie es proporcional al cuadrado de la corriente, se puede tomar ventaja de esta situación en un tiempo corto, por ejemplo, en situaciones de voltaje critico en el cual esta sobrecarga temporal permite a los operadores del sistema el despachar generación.

En la figura 2.15 se muestran capacitores serie instalados en la subestación Tecali en Puebla en el nivel de 230 kV.





**Figura 2.15:** Capacitores serie instalados en la subestación Tecali [9].

### 2.7. Necesidad de compensación reactiva ajustable

Como se ha visto hasta el momento, la potencia que se transmite a través de una línea de transmisión está relacionada con su perfil de voltaje y con su estabilidad en estado estable bajo cualquier condición de operación. Los reactores permanentemente conectados y los controlados así como los bancos de capacitores se han usado desde el surgimiento de los sistemas de transmisión con el fin de lograr los perfiles de voltaje deseados así como el de minimizar las variaciones de voltaje que surgen a consecuencia de los cambios diarios en la demanda de la energía.

Bajo condiciones dinámicas de pérdida de generación ó de carga, fallas ó maniobras en las líneas de transmisión, tanto la potencia activa transmitida como la potencia reactiva demandada sufren variaciones extremadamente rápidas, estas variaciones ocasionan cambios en los voltajes de la línea, en el ángulo de transmisión así como en la frecuencia de operación durante el tiempo que tarde el sistema en alcanzar su nuevo punto de operación. Durante estas contingencias el sistema de compensación tiene que variar muy rápido con el propósito de proveer un control efectivo en el voltaje así como en la estabilidad del sistema.

Existen tres necesidades básicas por las cuales se requiere de la compensación de potencia reactiva, las cuales son:

1. La necesidad de mantener la estabilidad de las máquinas síncronas. El control del voltaje mediante la compensación de la potencia reactiva puede tener un efecto de estabilización en el sistema durante los disturbios, los cuales causan que el ángulo del rotor de las máquinas síncronas cambie rápidamente. Con la ayuda de compensadores controlados es posible llevar los niveles de voltaje mas allá de sus valores nominales por varios segundos después de una falla o de algún otro disturbio para mantener aún más la estabilidad.
2. La necesidad de mantener el voltaje dentro de límites aceptables cerca del valor deseado de estado estable con el objetivo de brindar calidad en el servicio a los consumidores.



Posterior a ciertos cambios abruptos en la carga o en la configuración de la red como resultado de maniobras en las subestaciones, puede ser necesario el hacer correcciones a los niveles de voltaje. Las desviaciones del voltaje, incluso las momentáneas, pueden conducir al daño de equipo del consumidor, incluso las mínimas variaciones, en particular las que causan el *flicker*, son indeseables.

3. La necesidad de regular los perfiles de voltaje en la red para prevenir flujos innecesarios de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión. Con este fin, la compensación de potencia reactiva puede ser usada para mantener las pérdidas técnicas en un valor mínimo.

Por otro lado, conforme la demanda de potencia crece también lo hace la complejidad de la operación del sistema el cual se vuelve menos seguro ante las contingencias. Esto puede llevar a flujos de potencia excesiva en varias partes del sistema, grandes oscilaciones entre las áreas del sistema, lo cual limita el uso del sistema, incluso el conseguir nuevos derechos de vía se ha vuelto un problema.

Las soluciones tradicionales para mejorar la transmisión de potencia han sido principalmente la construcción de nuevas líneas, subestaciones y equipos asociados, sin embargo se ha comprobado que los procesos de planeación y construcción se han vuelto mas complicados y menos económicos.

Gracias a los avances en electrónica de potencia han surgido nuevas alternativas para mejorar e incrementar el desempeño y la capacidad de los sistemas de transmisión de potencia. A esta alternativa se le conoce como Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna (**FACTS** por sus siglas en inglés). Estas tecnologías permiten mejorar la operación del sistema de transmisión con una menor inversión en la infraestructura, menor impacto ambiental y menor tiempo de implementación, comparado con las soluciones tradicionales.

Los FACTS han sido usados extensamente en transmisión HVDC pero ahora están teniendo un gran impacto en la transmisión de potencia en AC gracias al uso a gran escala de los tiristores, los cuales han alcanzado capacidades lo suficientemente grandes como para poder ser aplicados en los sistemas de potencia. Han sido desarrollados dispositivos mas avanzados como el MOS controlado por tiristores (MCT por sus siglas en inglés) los cuales permiten una implementación uniforme en equipos completamente de estado solido a un precio nada económico. Solo unos cuantos dispositivos como el compensador estático de Vars están disponibles a precios comerciales.

En la figura 2.16 se muestran dos STATCOMs instalados en un Parque Eólico en Yucatán, los cuales se encuentran en la subestación elevadora del parque en 34.5 kV, como se puede observar el tamaño de los equipos es relativamente pequeño esto es gracias a la electrónica de potencia utilizada y a que se encuentran trabajando en un nivel de tensión de distribución.

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

---



**Figura 2.16:** STATCOMs instalados en un Parque Eólico en Yucatán [9].

Para evitar confusiones se usará la terminología establecida por CIGRE en el área de compensación estática de Vars, los términos principalmente usados son: generador estático de Vars, compensador estático de Vars y sistema estático de Vars, los cuales se definen a continuación:

**Generador estático de Vars (SVG):** Es un dispositivo, equipo o sistema eléctrico estático que es capaz de absorber corriente capacitiva o inductiva de un sistema eléctrico de potencia y de igual forma puede generar la potencia reactiva.

**Compensador estático de Vars (SVC):** Se trata de un generador estático de Vars conectado en paralelo cuya salida es variada con el fin de mantener el control de ciertos parámetros específicos del sistema de potencia.

**Sistema estático de Vars (SVS):** Es una combinación del compensador estático de Vars y capacitores o inductores conmutados cuya operación es coordinada.

### 2.8. Generador estático de Vars

Los generadores estáticos de Vars se comportan como una impedancia variable mediante su accionamiento dentro y fuera del sistema. Sus Vars de salida pueden ser controlados continuamente desde un máximo capacitivo hasta uno inductivo mediante el sistema de control adecuado. Existen otros tipos de generadores estáticos de estado sólido que producen la potencia reactiva sin el uso de capacitores ó reactores, algunos de estos representan los equivalentes de condensadores síncronos, en los cuales la magnitud del voltaje interno generado es variado para controlar los Vars de salida con lo cual absorben corriente en atraso o adelanto de la magnitud deseada. En el presente trabajo solamente se hará una breve descripción de los principales generadores estáticos que usan reactores y/ó capacitores controlados por tiristor.

### 2.8.1. Reactor controlado por tiristores

En la figura 2.17 se muestra un reactor controlado por tiristores monofásico (TCR por sus siglas en inglés) el cual consiste en un reactor de inductancia  $L$ , con dos tiristores en antiparalelo, los cuales se ponen en conducción mediante la aplicación de un pulso en las *compuertas* que presenten la misma polaridad, el tiristor dejará de conducir inmediatamente después de que la corriente cruza por cero a menos que se aplique nuevamente la señal.

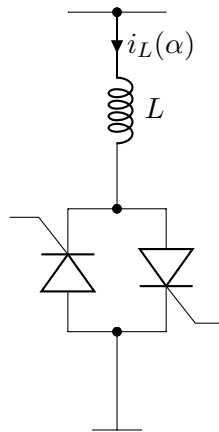


Figura 2.17: Reactor controlado por tiristores [10].

La corriente es esencialmente reactiva y atrasa el voltaje en casi  $90^\circ$ , contiene una pequeña componente en fase debido a las pérdidas. La corriente en el reactor puede ser controlada mediante el ángulo de disparo, esto es, que el cierre del tiristor (conducción) se retrasa con respecto al pico del voltaje aplicado en cada semiciclo, controlando así la duración del paso de la corriente por el reactor.

Si se dispara la conducción de los tiristores en antiparalelo con igual retraso se obtienen una serie de formas de onda, las cuales se muestran en la figura (2.18), cada una corresponde a un ángulo de disparo  $\alpha$  específico el cual se mide a partir de un valor de cero de voltaje, como se puede observar, la conducción total se obtiene con un ángulo de disparo de  $90^\circ$  mientras que la conducción parcial se obtiene con ángulos desde  $90^\circ$  hasta  $180^\circ$ .

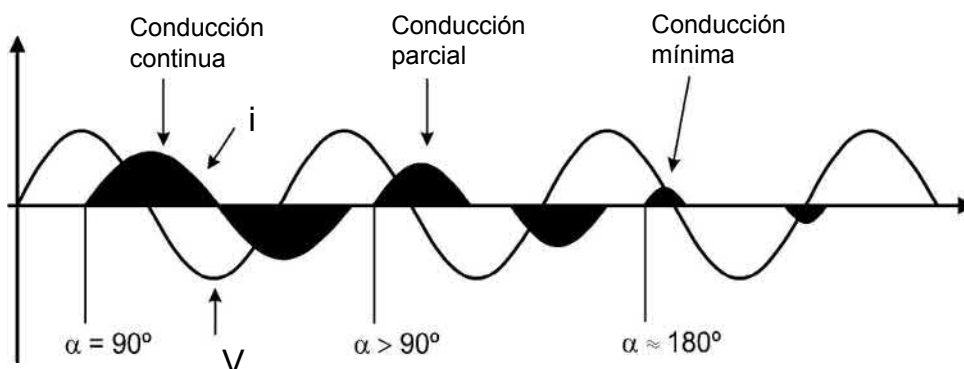


Figura 2.18: Corriente en un TCR para diferentes ángulos de disparo  $\alpha$  [10].

El efecto que tiene el incremento en el ángulo de disparo es el de reducir la componente fundamental de la corriente, lo cual equivale a incrementar la inductancia del reactor, reduciendo su potencia reactiva así como su corriente. Sin embargo el ajuste de la corriente solo puede llevarse a cabo una sola vez en cada semiciclo, en el intervalo de  $0$  a  $90^\circ$ , esta restricción re-

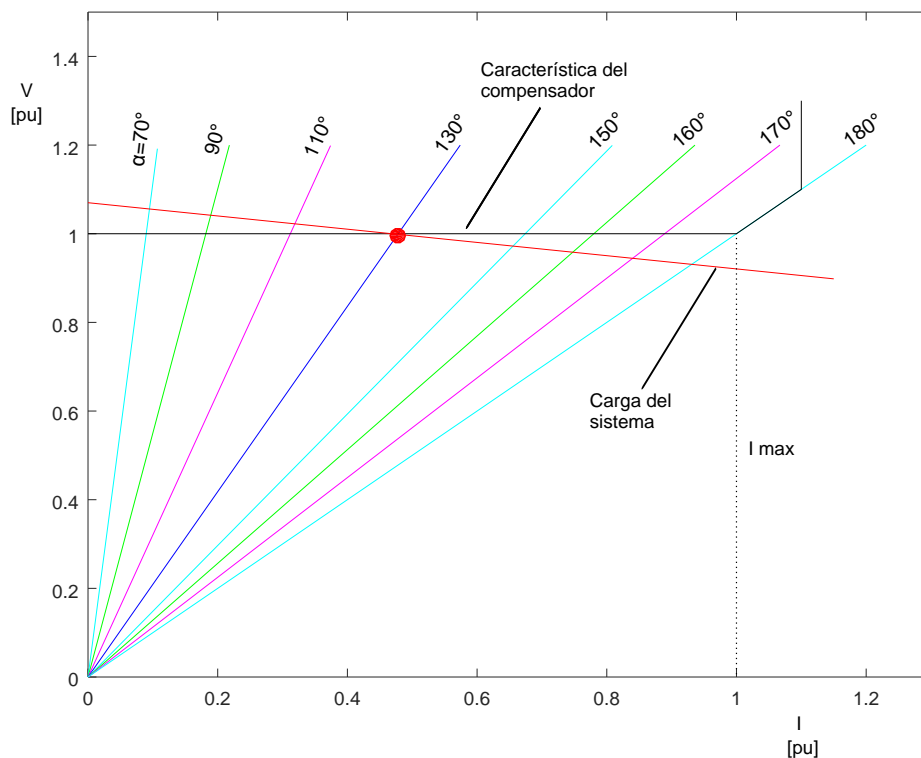
## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

sulta en un retraso en el control de la corriente, el cual, en el peor de los casos es del orden de la mitad del ciclo del voltaje aplicado.

El TCR requiere un sistema de control que determine el ángulo de disparo, y por lo tanto el valor de  $\sigma$ , el cual disparará los pulsos en los tiristores y que podría responder directamente a una señal que represente la susceptancia  $B_L$  deseada o podría actuar en función de un determinado parámetro del sistema como lo puede ser el voltaje.

En cualquier caso el resultado es una curva característica de voltaje y corriente como la de la figura 2.19, la cual tiene la ecuación de control de la ecuación 2.20.

$$V = V_k + jX_s I_1, \quad 0 < I_1 < I_{max} \quad (2.20)$$



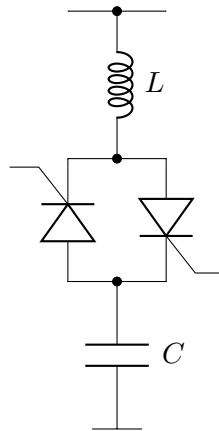
**Figura 2.19:** Corriente y voltaje de un TCR [8].

La operación en estado estable se encuentra en la intersección con la línea de carga del sistema, en este caso, cuando el ángulo de conducción es de  $130^\circ$  se obtiene un voltaje ligeramente superior a 1.0 pu, la cual es solo una de las infinitas combinaciones que son posibles, las cuales dependen de la línea de carga del sistema, los ajustes del control y de la capacidad del compensador.

### 2.8.2. Capacitor conmutado por tiristores

En la figura 2.20 se muestra un capacitor conmutado por tiristores (TSC por sus siglas en inglés), el cual consiste en un capacitor, un par de tiristores en antiparalelo y un reactor relativamente chico, el cual se usa principalmente para limitar la corriente en los tiristores bajo condiciones anormales como lo puede ser una malfunción en el control que podría ocasionar

que el capacitor conmute en el momento incorrecto, este reactor también puede ser usado para evitar resonancias con el sistema a una frecuencia en particular.

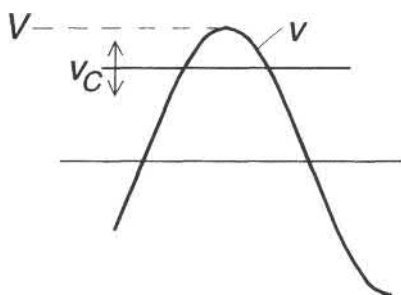


**Figura 2.20:** Capacitor conmutado por tiristores [10].

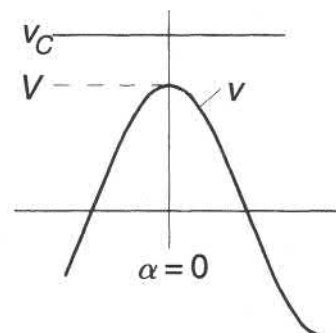
El TSC se puede desconectar (conmutar fuera) en cualquier cruce de la corriente por cero simplemente dejando de aplicar el pulso a la compuerta de los tiristores. En este cruce por cero el voltaje en el capacitor esta en su valor pico.

Existen dos casos posibles de conmutación de un capacitor, cuando el voltaje del capacitor sea menor al voltaje aplicado y cuando sea mayor. De estas posibilidades se pueden determinar dos reglas que garanticen una conmutación libre de transitorios:

1. Si el voltaje residual en el capacitor es menor que el pico de voltaje aplicado ( $V_c < V$ ), entonces  $V_c = V$  ó  $V_{sw} = 0$  y el momento correcto para poner en conducción el capacitor será cuando el voltaje instantáneo aplicado sea igual al voltaje residual del capacitor, como se puede ver en la figura 2.21.
2. Si el voltaje residual en el capacitor es mayor que el voltaje aplicado ( $V_c > V$ ), entonces  $\alpha = 0$  ó  $V_{sw} = \text{mín}$ , y el momento correcto para poner en conducción el capacitor será en el pico del voltaje aplicado cuando el voltaje en el tiristor sea mínimo, como se puede ver en la figura 2.22.



**Figura 2.21:** Caso 1



**Figura 2.22:** Caso 2

De esto ultimo se puede entender que el máximo retraso en la conmutación del banco de capacitores es de un ciclo completo del voltaje aplicado, esto es, el intervalo desde un máximo positivo (negativo) al siguiente pico positivo (negativo).

## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

---

El control en el ángulo de disparo no es aplicable a los capacitores, la conmutación del capacitor debe de ocurrir en el instante específico en el cual se satisfacen las condiciones para generar un mínimo de transitorios, esto es, cuando el voltaje a través de los tiristores es cero ó mínimo. Por esta razón el TSC solo puede proporcionar cambios de potencia reactiva en escalones, para aproximarse a un comportamiento continuo se emplean varios TSC en paralelo ó como se vera mas adelante el TSC se complementa con un TCR.

### 2.9. Compensador estático de Vars

Un compensador estático de Vars (SVC por sus siglas en inglés) es un generador estático de Vars cuya salida es variada ya sea para mantener ciertos parámetros del sistema eléctrico o para controlarlos. Son usados para la compensación de la impedancia característica y para la compensación por seccionamiento en líneas largas además de que tienen una amplia aplicación en la compensación de la carga.

El objetivo principal al implementar un SVC es el de incrementar la capacidad de transmisión de potencia y dado que no son capaces de generar o absorber potencia real (ignorando la pequeña cantidad debido a las pérdidas internas), la transmisión de potencia del sistema es indirectamente afectada por el control del voltaje, esto es, la salida de potencia reactiva (inductiva o capacitiva) del SVC es variada de tal forma que se mantenga un nivel de voltaje en las terminales deseadas de la red de transmisión y por lo tanto un flujo de potencia deseado aún bajo casi cualquier disturbio o contingencia.

Los requerimientos de control del SVC, los cuales definen la manera en que la salida del generador tendrá que variar para poder estabilizar ciertos parámetros específicos del sistema en caso de contingencias (cambios en la carga, salida de líneas y de generadores, fallas, rechazo de carga, etc.), pueden ser extraídos de las necesidades funcionales de compensación de los sistemas de potencia, las cuales pueden ser alguna de las siguientes:

- Mantener un nivel de voltaje constante (prevenir la inestabilidad del voltaje).
- Mejorar la estabilidad del sistema (transitoria y dinámica).
- Mejorar el factor de potencia.
- Corregir los desbalances en las fases del sistema.

A continuación se revisaran brevemente los primeros dos puntos para poder sentar las bases para las características del SVC y su control.

#### 2.9.1. Soporte de voltaje

En el caso de un sistemas de potencia con un nivel de corto circuito bajo, los cambios en la carga, las maniobras en las líneas, en los transformadores o en grandes bancos de capacitores o de reactores, ocasionan variaciones de voltaje significativas en el extremo receptor. En el caso extremo, cuando la demanda de potencia excede la máxima potencia transmisible bajo un determinado factor de potencia el voltaje en el extremo receptor puede colapsar.

Una configuración típica susceptible del colapso de voltaje es cuando un centro de consumo es alimentado desde uno o mas generadores con líneas de transmisión independientes<sup>1</sup>. La pérdida súbita de alguna de estas fuentes incrementa la demanda en la parte restante del

---

<sup>1</sup> Esto sucede típicamente cuando la generación local no es la suficiente para cubrir la demanda total del área en cuestión y es necesario el importar potencia a través de diferentes enlaces externos, estos sistemas se conocen como *longitudinales*

sistema por encima del nivel de potencia máximo transmisible causando que el voltaje en el extremo receptor colapse.

El hecho de que la máxima potencia transmisible de una línea pueda incrementarse mediante el aumento de la potencia reactiva en el extremo receptor sugiere que si se usa un generador de Vars en este extremo de la línea que varíe lo suficientemente rápido se puede evitar el colapso de voltaje manteniendo un nivel de voltaje constante.

En la figura 2.23 se muestra un posible arreglo de compensación en el cual la corriente reactiva de salida del generador estático de Vars es controlada para mantener un cierto voltaje constante en las terminales. Esto se logra al obtener la corriente reactiva de referencia para el generador de Vars de la diferencia entre el voltaje medido en las terminales y el voltaje de referencia y así formar un lazo de regulación de voltaje mediante la impedancia del sistema. El generador de Vars con el control de lazo cerrado se convierte en un *compensador estático de Vars* con la función de mantener un voltaje constante en las terminales.

Además del soporte de voltaje, un compensador estático de Vars con una adecuada capacidad de absorción de potencia reactiva y un control de voltaje rápido puede ser usado para limitar de forma efectiva los sobre voltajes en caso de rechazo de carga.

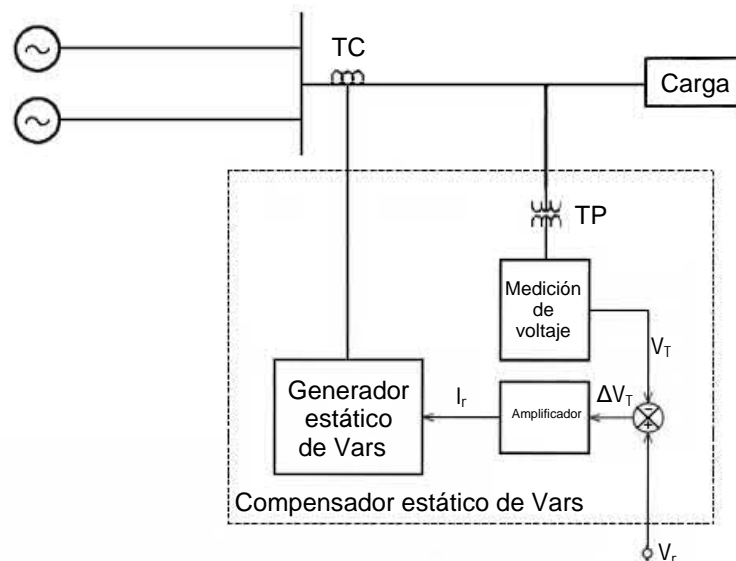


Figura 2.23: Arreglo básico de un compensador [10].

## 2.10. Sistemas estáticos de Vars

Un sistema estático de Vars es una combinación del compensador estático de Vars y capacitores o inductores conmutados cuya operación es coordinada, por lo tanto estos sistemas no tienen un arreglo de compensación bien definido ya que no cuenta con una curva V-I uniforme además de que su respuesta en el tiempo depende en gran medida de la conmutación de los dispositivos usados.

El énfasis del sistema estático de Vars está en la coordinación, usualmente el objetivo principal es el de asegurar que el compensador estático, al tener una curva V-I bien definida y rápida respuesta, se encuentre disponible para compensación dinámica y que otros elementos



## 2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

---

del sistema manejen la demanda de estado estable de Vars. Otra razón para la coordinación es la de minimizar las pérdidas en estado estable debido a la compensación de Vars.

La coordinación en la salida de Vars puede seguir varias estrategias. En la forma más simple se puede tratar del control de reserva de Vars discutido anteriormente, lo cual fuerza a la salida del SVC a regresar a una referencia específica (o ajustable) después de cada cambio en la demanda de Vars en el sistema de potencia. Con este arreglo, la disponibilidad de una porción específica de la capacidad del SVC se ve reforzada por una acción de control automática, aunque la demanda estable de Vars se deja para "otros medios" (los cuales pueden incluir reguladores de voltaje, capacitores conmutados, y bancos de reactores accionados por relevadores de bajo y sobre voltaje) para disponer en el sistema de potencia.

Otra estrategia igual de simple, pero opuesta en filosofía, es la de permitir que el SVC utilice la compensación reactiva conforme vaya siendo requerida, pero activando una señal de alarma al despachador del sistema si es que una salida específica de Vars es excedida. Se deja al despachador el determinar si el SVC debería continuar proporcionando la compensación o lo debería de hacer algún otro dispositivo disponible.

En un esquema de coordinación más riguroso el SVC controla un número de capacitores dedicados y bancos de reactores dentro de todo el sistema estático de Vars, esto es, si la salida capacitiva del SVC excede un valor previamente ajustado por un cierto lapso de tiempo, entonces el control del SVC activará en una secuencia predeterminada la operación de los bancos de capacitores hasta que la salida del SVC se reduzca debajo de ese nivel. De forma similar un exceso de Vars inductivos de salida activará la operación de un cierto número de bancos de reactores.



## Bibliografía

---

- [1] T. Miller, *Reactive Power Control in Electric Systems*. J. Wiley, N.Y., 1982. [10](#)
- [2] A. N. Bianchi, *Sistemas de Ondas Guiadas*. Barcelona, Marcombo, 1980. [10](#)
- [3] J. Zaborszky, *Electric power transmission; the power system in the steady state*. New York, Ronald Press Co., 1954. [10](#)
- [4] C. V. Thierry Van Cutsem, *Voltage stability of electric power systems*. University of Liège Belgium, National Technical University, 1998. [14](#), [20](#)
- [5] *Elaboración propia haciendo uso de las ecuaciones correspondientes y utilizando el software GNU Octave 4.2.1*. [15](#), [16](#), [17](#), [18](#), [19](#), [21](#)
- [6] C. W. Taylor, *Power system voltage stability*. Singapore, McGraw-Hill, 1994. [19](#)
- [7] C. V. Thierry Van Cutsem, *Voltage stability of electric power systems*. University of Liège Belgium, National Technical University, 1998. [22](#)
- [8] *Elaboración propia haciendo uso de las ecuaciones correspondientes y utilizando el software GNU Octave 4.2.1*. [23](#), [24](#), [30](#)
- [9] A. Martínez, *Levantamiento Fotográfico*, SE Tecali y PE Dzilam, 2019. [25](#), [26](#), [28](#)
- [10] T. Miller, *Reactive Power Control in Electric Systems*. J. Wiley, N.Y., 1982. [29](#), [31](#), [33](#)



# CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y GERENCIA DE CONTROL PENINSULAR

---

## 3.1. Sistema Eléctrico Nacional

Históricamente en México el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se ha ido adaptando al crecimiento del país, por ejemplo, en 1960 la capacidad instalada de generación era de 3,021 MW y el suministro de electricidad se efectuaba mediante diversos sistemas aislados. Con el paso del tiempo se interconectaron estos sistemas aislados mediante líneas de 400 kV y 230 kV, la frecuencia de la red se unificó a 60 Hz y se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, se estableció el horario de verano y el uso de tarifas con diferenciación horaria.

En cuanto a la estructura del SEN, en 2016 se contaba con una capacidad instalada de 73,510 MW, lo que representó un incremento del 8.1 % respecto a la capacidad registrada al cierre del 2015, el 62.6 % de esta capacidad se concentra en las regiones Oriental, Occidental y Noreste del país, el 29.6 % se encuentra en las regiones Central, Noroeste y Peninsular, mientras que el 7.4 % restante se encuentra en Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

El 38.7 % del total de la capacidad instalada se ubica en cinco entidades federativas: Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Guerrero y Nuevo León. En contraste, las cinco entidades con menor participación son: Aguascalientes, Tlaxcala, Zacatecas, Quintana Roo y la Ciudad de México en las cuales se localiza solo el 1.3 % de la capacidad total instalada, siendo Aguascalientes y Quintana Roo las entidades que proporcionalmente presentan mayor déficit energético.

En cuanto a la estructura del SEN, en 2016, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 885,426 km, lo que representó un incremento de 5,734 km respecto a 2014. Esta red se constituye por líneas de 230 y 400 kV con una longitud de 51,479 km (5.8 % del total), 6.4 % corresponde a líneas de entre 69 y 161 kV, 12.8 % a líneas de entre 23 y 34.5 kV y 39.9 % a menores de 13.8 kV. Los principales niveles de voltaje del SEN se pueden ver en la figura 3.1.

### 3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y GERENCIA DE CONTROL PENINSULAR

---

El sistema de transmisión principal se ha mallado en un nivel de voltaje de 400 kV en las regiones central, oriental, noreste y occidental del país, por el contrario, la región norte y la noreste se encuentran en una etapa de robustecimiento, con una red de transmisión asilada en 400 kV que inicialmente opera en 230 kV. El SEN puede ser considerado como un sistema longitudinal, estos sistemas se caracterizan, entre otras cosas, por:

- Configuración radial de las cargas.
- Limitado número de líneas de transmisión.
- Fuentes de generación alejadas de los centros de consumo.
- Baja capacidad de corto circuito en los nodos.
- Frecuente desbalance en la generación y en la demanda.
- Extremadamente sensible a los cambios en la potencia activa y reactiva.

Los sistemas longitudinales pueden operar de forma satisfactoria cuando se tienen buenas acciones de monitoreo y de control así como de márgenes de reserva adecuados con lo cual el sistema es capaz de responder ante la demanda. Sin embargo, los sistemas cambian con el aumento en la demanda a través del tiempo o por cambios en la topología de la red por el funcionamiento de sus elementos o por fallas, por lo que pueden aparecer problemas como enlaces con transmisión limitada, falta de generación y falta de compensación reactiva, esto trae como consecuencia que el sistema se encuentre sobre cargado, bajos voltajes en algunos nodos y problemas de estabilidad.

El SEN se compone por cuatro sistemas eléctricos aislados: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que constituye la gran red eléctrica del país, el Sistema Eléctrico Baja California (BC), el Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y el Sistema Eléctrico Mulegé (SEM), estos sistemas integran diez regiones de control, de las cuales siete se encuentran interconectadas y conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), su operación esta bajo la responsabilidad de nueve centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía.

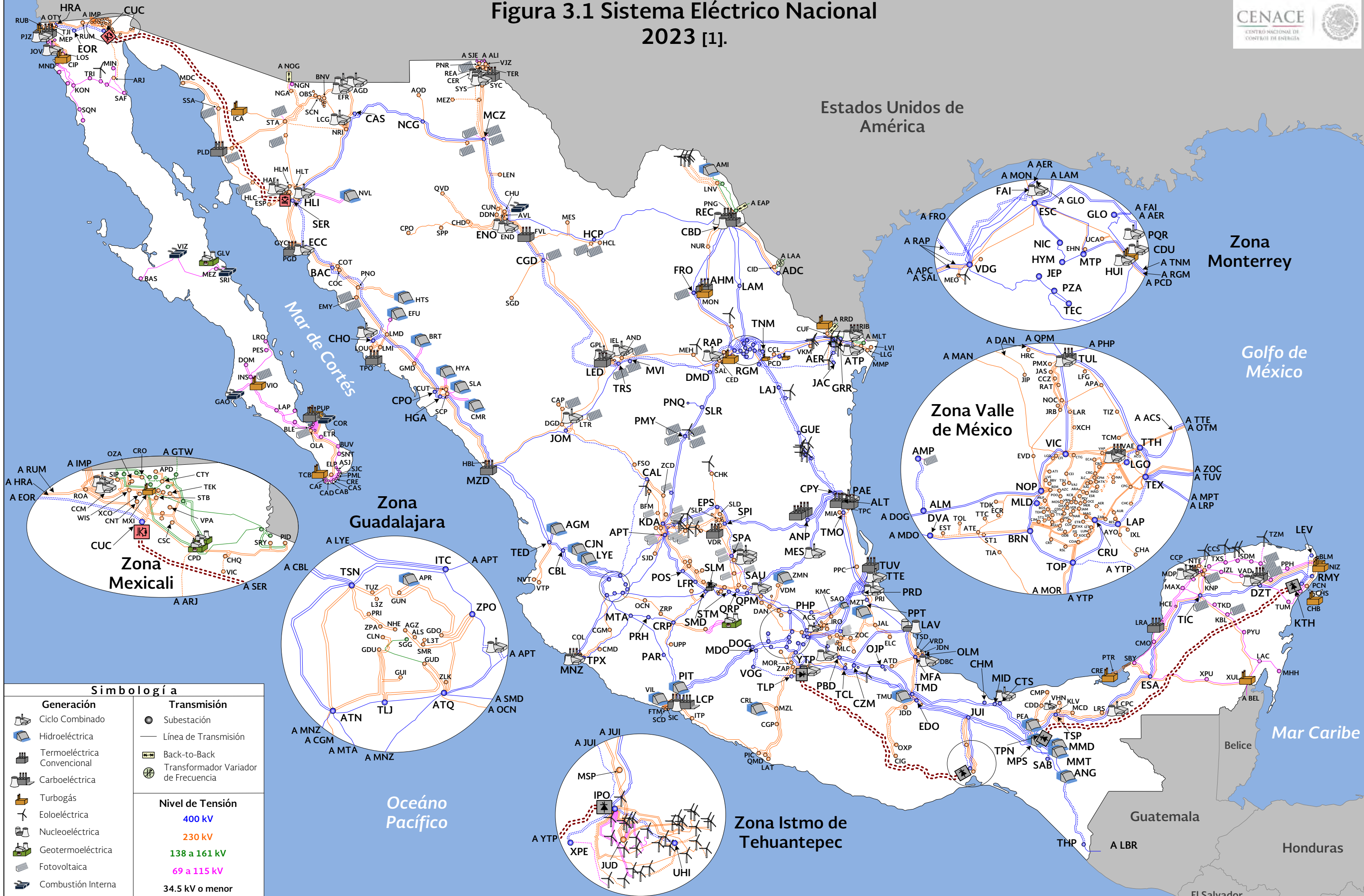
El objetivo del SIN consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento mas económico y confiable en conjunto.

A su vez, el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra conformado por una Red Nacional de Transmisión (RNT), esta red agrupa 53 regiones de transmisión (figura 3.2), de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN, las 6 restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total.

En general, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema dependen del nivel de demanda y de la capacidad de generación disponible. Así, la potencia máxima que puede ser transmitida por un enlace depende de los siguientes factores:

- Límite térmico de los conductores.
- Límite aceptable de caída de voltaje en un enlace de transmisión.
- Margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante la desconexión imprevista de una unidad generadora o de una línea de transmisión.

# Figura 3.1 Sistema Eléctrico Nacional 2023 [1].



**Simbología**

Generación	Transmisión
Ciclo Combinado	Subestación
Hidroeléctrica	Línea de Transmisión
Termoeléctrica Convencional	Back-to-Back
Carboeléctrica	Transformador Variador de Frecuencia
Turbogás	
Eoloeléctrica	
Nucleoeléctrica	
Geotermoeléctrica	
Fotovoltaica	
Combustión Interna	
	Nivel de Tensión
	400 kV
	230 kV
	138 a 161 kV
	69 a 115 kV
	34.5 kV o menor



### 3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y GERENCIA DE CONTROL PENINSULAR

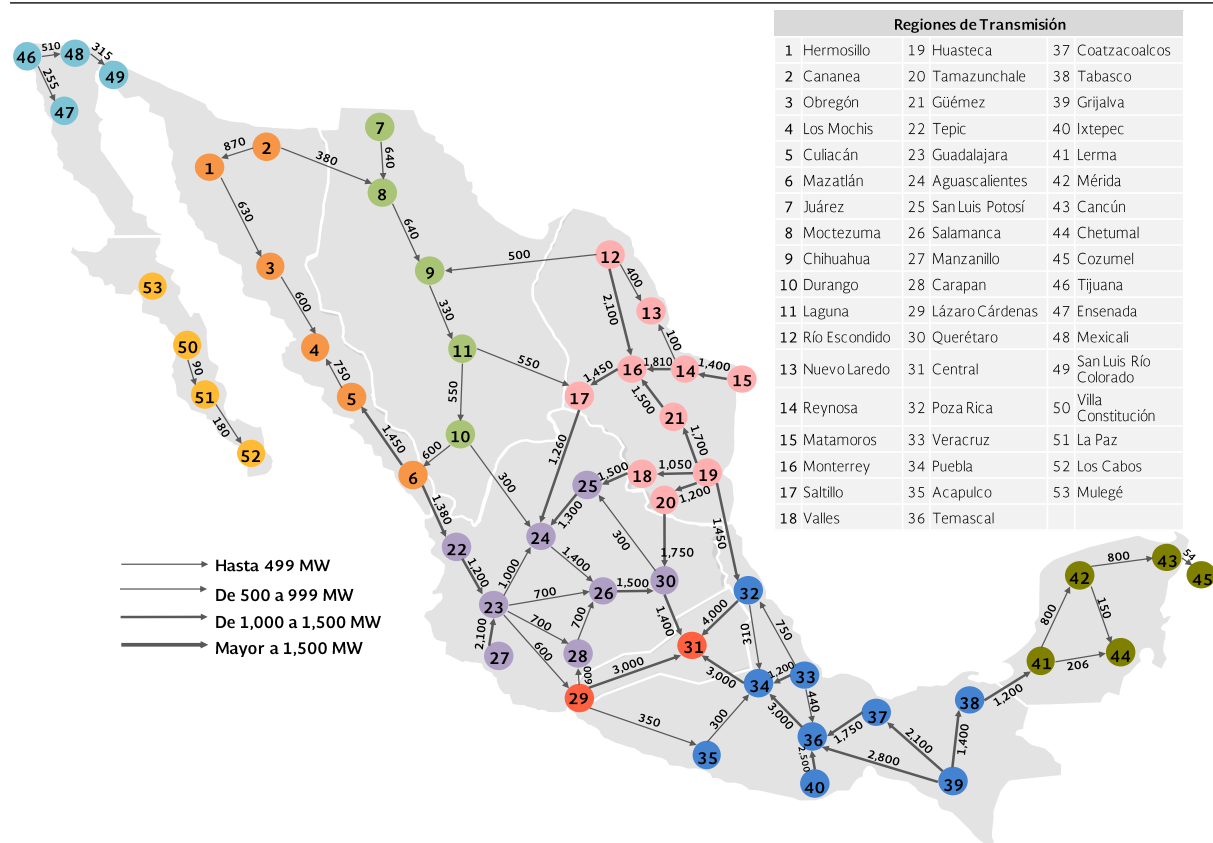


Figura 3.2: Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016 [2].

### 3.2. Gerencia de Control Regional Peninsular

La Gerencia de Control Regional Peninsular (figura 3.3) fue inaugurada en 1970 y se integró en 1990 al SEN, su centro de control está ubicado en la Ciudad de Mérida, Yucatán; tiene a su cargo la planeación y supervisión de la operación del sistema interconectado peninsular el cual comprende los estados de Campeche en el suroeste, Yucatán al sureste y Quintana Roo al este, actualmente se integra por ocho zonas entre las cuales destacan las zonas Cancún y Riviera Maya, las cuales son de gran importancia debido al atractivo turístico que representan, así como la zona Chetumal en la cual se encuentra la SE Xul-Ha que alimenta a Belice.

Actualmente la península de Yucatán se interconecta al SEN a través de dos circuitos en 230 kV entre las Subestaciones Macuspana II y Santa Lucía y dos más en 400 kV entre las Subestaciones Tabasco Potencia - Escárcega, estos últimos integran el corredor Tabasco-Escárcega-Ticul el cual entró en operación a principios del 2011 para atender el suministro de la demanda peninsular.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica de esta área supera la media nacional debido al desarrollo turístico; la generación eléctrica de la península se realiza a través de centrales eléctricas de gas natural, combustóleo y diésel, las cuales presentan recurrentemente indisponibilidad. Para el año 2022 se prevén problemas en el suministro de energía eléctrica debido a que la demanda máxima pronosticada superará en 250 MW.

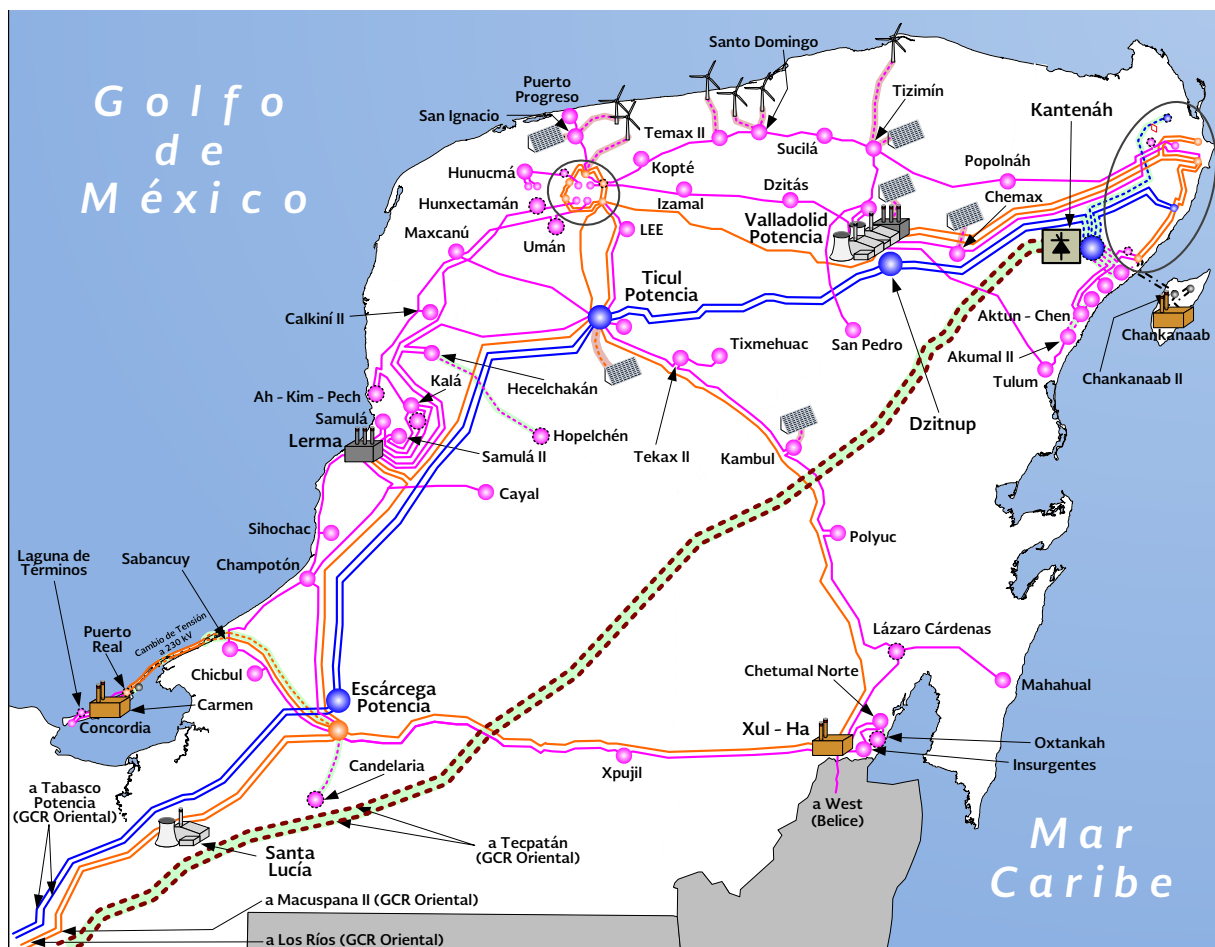


Figura 3.3: Red de transmisión y subtransmisión del Área Peninsular al año 2017 [3].

Una zona de especial interés para el presente trabajo es la Zona Campeche (figura 3.4), esto debido a que aquí se encuentra la subestación Escárcega Potencia, la cual es el inicio del corredor de líneas de transmisión de 400 kV que se encargan de importar la potencia necesaria para subsanar el déficit de potencia de esta Gerencia de Control, además esta subestación cuenta con dos CEVs, uno instalado en el nivel de tensión de 230 kV y otro en 400 kV.

### 3.3. SE Escárcega

La Subestación Escárcega Potencia se encuentra en el municipio del mismo nombre en el estado de Campeche a 90 metros sobre el nivel del mar, la subestación reductora entro en operación a finales del año 1998 con un arreglo de doble barra con interruptor de transferencia en el lado de 230 kV y de 115 kV. Inicialmente en el nivel de 230 kV contaba con tres circuitos a la SE Ticul (TIC), uno a la SE Kilometro 20 (KM 20) y dos mas a la SE Macuspana II (MCD), en el lado de 115 conserva una línea a la SE Sabancuy (SBY) y una más a la SE Champoton (CMO).

La planeación inicial del Área Peninsular contemplaba que el incremento en la demanda fuera cubierto por la central Mérida III, pero debido a retrasos en su construcción la demanda tuvo que ser cubierta incrementando la importación de potencia a través de las líneas en 230 kV "km 20 – Escárcega" y "Escárcega - Ticul", por lo cual fue necesario instalar un CEV para proporcionar soporte de voltaje incrementando la calidad y disponibilidad de electricidad en la península y reduciendo los cambios bruscos de voltaje evitando colapsos del mismo.

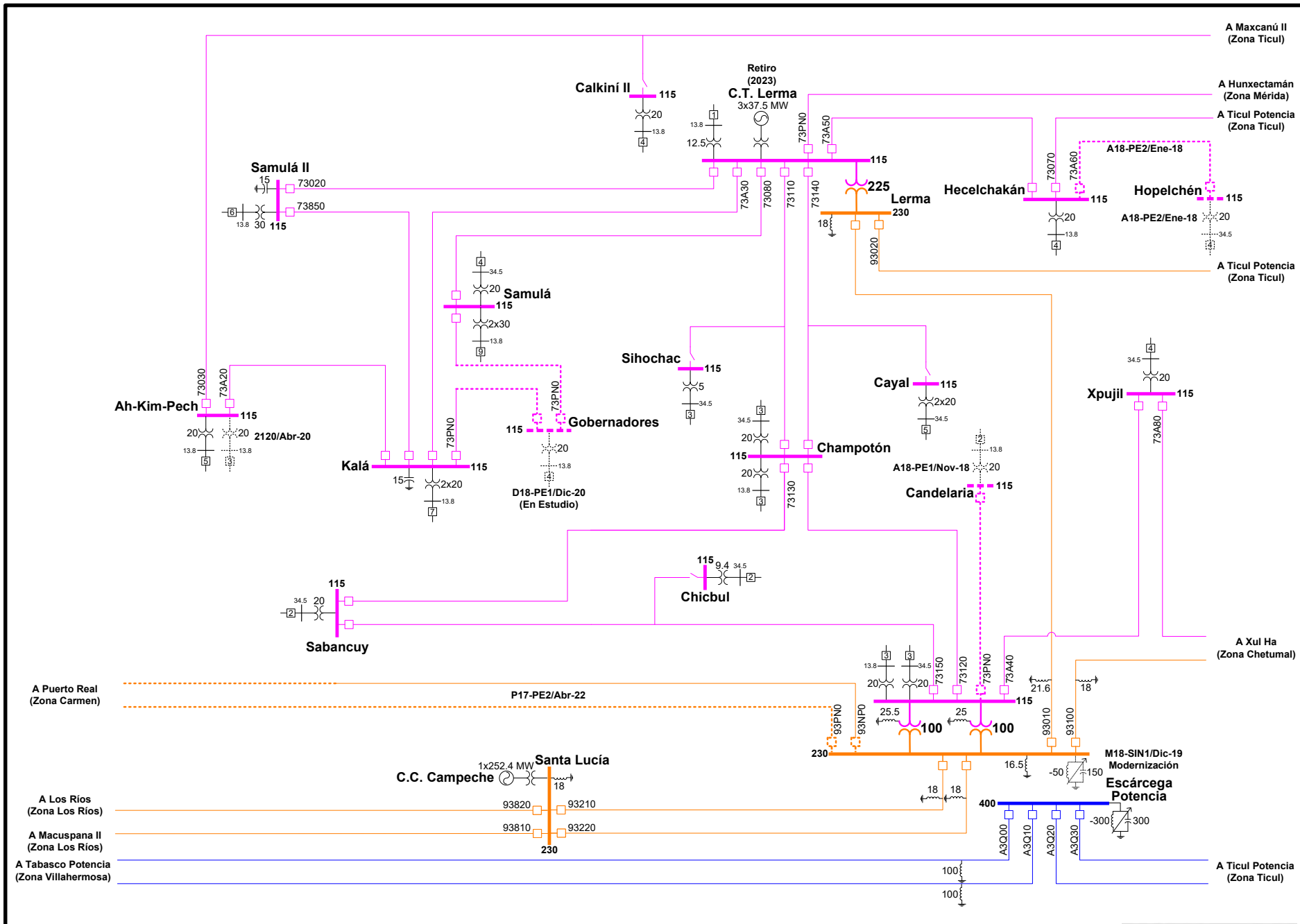


Figura 3.4: Diagrama Unifilar de la Zona Campeche del Área Peninsular [3]

Gerencia: Peninsular  
Zona: Campeche 2018-2023



En el 2010 con el fin de reducir efectos adversos derivados del crecimiento en la demanda en el estado de Tabasco y la baja generación o indisponibilidad de unidades en la central hidroeléctrica Peñitas se reforzó la capacidad de transmisión con la entrada en operación del proyecto Malpaso-Tabasco el cual consideraba la construcción de la subestación Tabasco Potencia y el tendido del doble circuito desde esta subestación hasta la Subestación Escárcega Potencia y continuando hasta la subestación Ticul operando en 400 kV [4]. Con la finalidad de proporcionar soporte al voltaje en el nivel de 400 kV se instaló un CEV en este nivel de tensión, el cual será descrito en el capítulo 4 y evaluado en el 5.



# Bibliografía

---

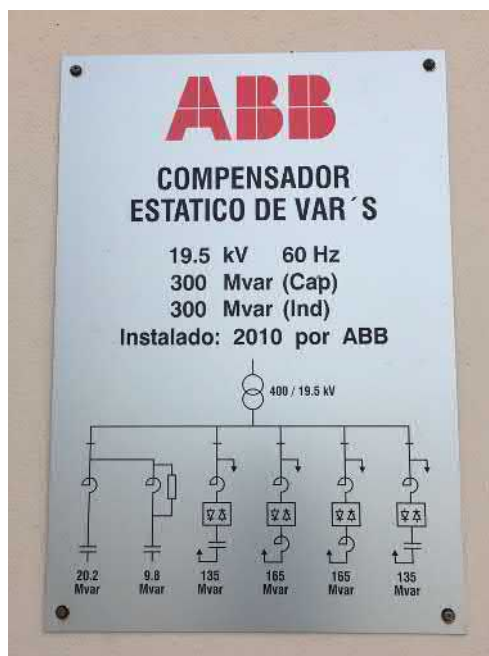
- [1] SENER, *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2031*. SENER, 2017. [39](#)
- [2] SENER, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. SENER, 2018. [40](#)
- [3] CENACE, *Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2022*. CENACE, 2017. [41](#), [42](#)
- [4] SENER, *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024*. SENER, 2010. [43](#)



# CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CEV DE 400 kV DE LA SE ESCÁRCEGA

El CEV en 400 kV de la Subestación Escárcega Potencia fue puesto en servicio por ABB en el año 2010, es controlado por 6 pulsos, en la figura 4.1 se pueden observar los equipos que lo constituyen y en la tabla 4.1 sus valores nominales. Combinando la conmutación del TSC y controlando el TCR, la potencia reactiva puede ser controlada en forma continua de 300 Mvar capacitivos a 340 Mvar inductivos (con las ramas de capacitores fijos conectada). Los valores son netos en el bus de 400 kV a un voltaje de 1.0 p.u.

El diagrama unifilar simplificado del compensador estático de Vars se muestra en la imagen 4.2.

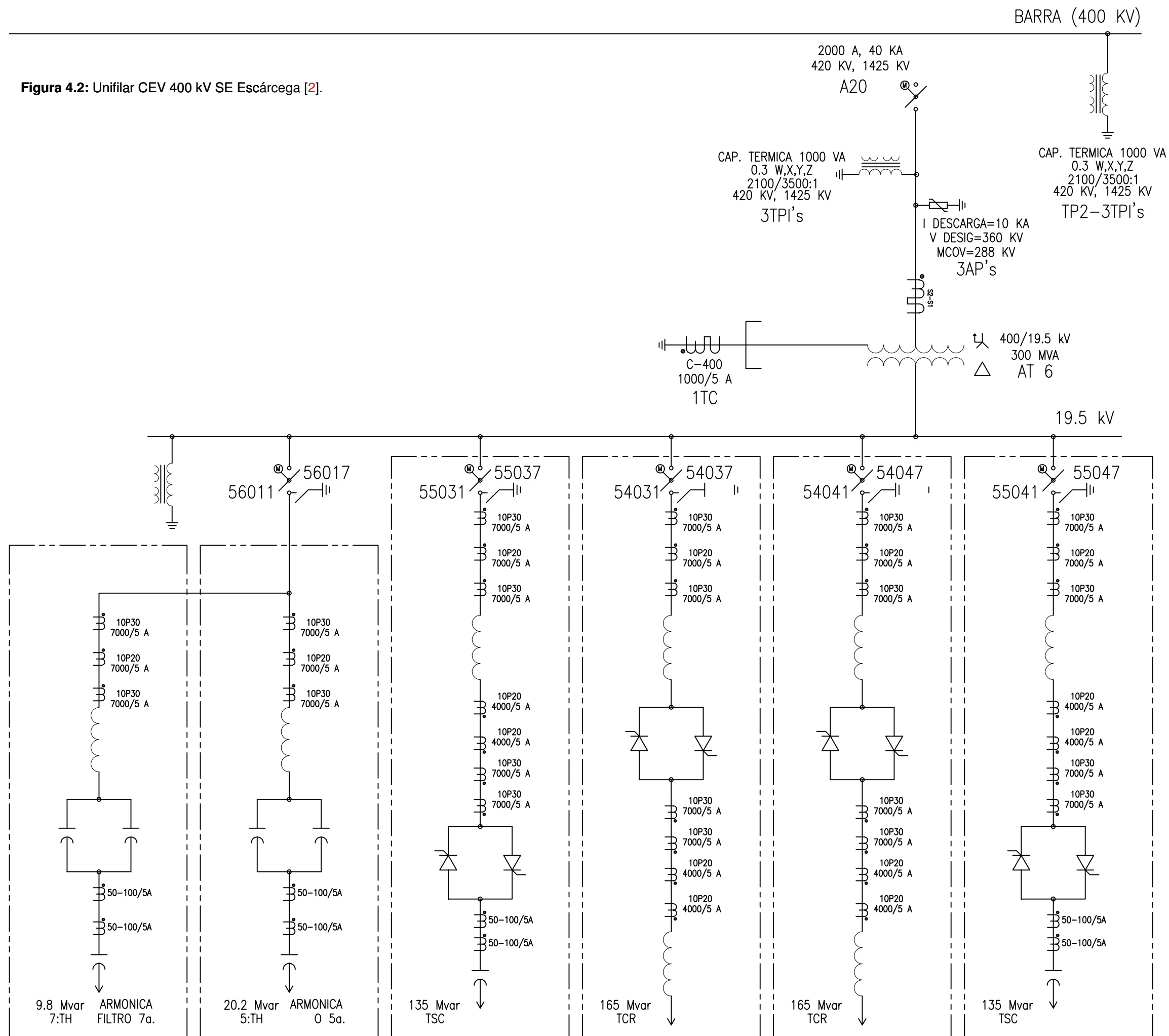


Equipos	Potencia [Mvar]
TSC1 y TSC2	135
TCR1 y TCR2	165
FC1	20.2
FC2	9.8

**Tabla 4.1:** Capacidad del CEV

**Figura 4.1:** Placa de datos CEV [1].

Figura 4.2: Unifilar CEV 400 kV SE Escárcega [2].

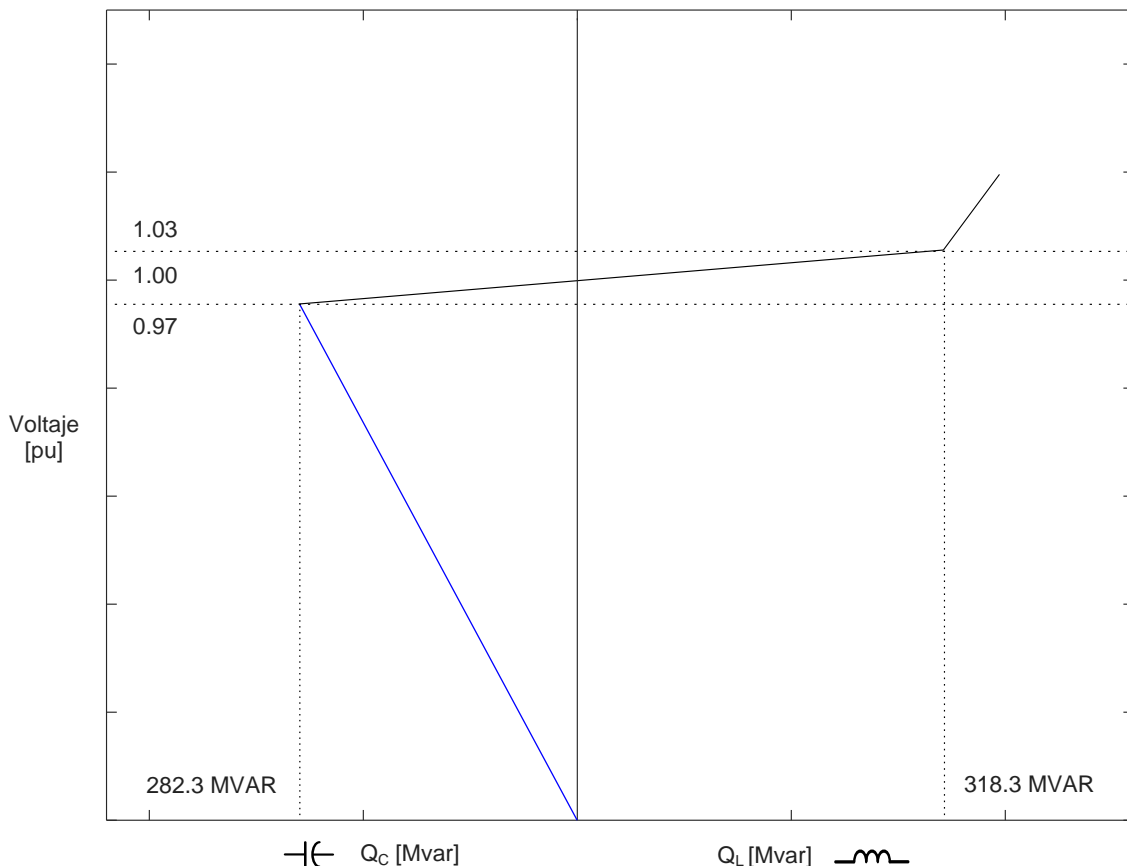


## 4.1. Configuración del sistema

El Compensador Estático de Vars de Escárcega está diseñado para dar al sistema de potencia un soporte de potencia reactiva con el objetivo de mantener estable el voltaje durante condiciones estables. Durante transitorios y condiciones de cambio rápido de voltaje<sup>1</sup> se busca que el CEV prevenga los posibles colapso de voltaje e inestabilidades en el sistema, en el presente trabajo se evaluará su desempeño bajo condiciones estables.

La figura 4.3 muestra las características de Voltaje/Corriente para el rango total de control del compensador en el rango de voltaje especificado en el lado de 400 kV. La pendiente es un parámetro ajustable de 0 - 10 % en el rango inductivo y en rango capacitivo de 0 - 5 %.

De acuerdo a la referencia [4], Un CEV debe de ser considerado como una carga reactiva del sistema de potencia, esto es, que la potencia reactiva será positiva cuando sea absorbida y negativa cuando sea generada.



**Figura 4.3:** Característica de Voltaje/Corriente del CEV de la SE Escárcega 400 kV [2].

### 4.1.1. Reactor controlado por tiristores

Como se vio en el capítulo 2, la salida variable de Mvar del TCR se logra controlando el ángulo de fase de las válvulas de los tiristores. Tomando en consideración los bancos de capa-

<sup>1</sup>Transición rápida en tensión eficaz que ocurre entre dos condiciones de estado estable y durante las cuales la tensión raíz cuadrática media no excede los puntos de disparo de abatimiento o incremento, que pueden ser ocasionadas por variaciones de carga o la sobrecarga de diferentes elementos. [3]

## 4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CEV DE 400 KV DE LA SE ESCÁRCEGA

citores fijos, la salida máxima de potencia reactiva inductiva es de 300 Mvar. En las figuras 4.4 y 4.5, se pueden observar los TCR y las valvulas de tiristores instaladas en la SE Escárcega Potencia.



**Figura 4.4:** TCR instalado en el CEV de la SE Escárcega en 400 kV [1].



**Figura 4.5:** Sistema de tiristores del TCR [1].

### 4.1.2. Capacitor conmutado por tiristores

El principio de operación de un TSC se presentó en la sección 2.8.2. sin embargo cabe recordar que la válvula de tiristores del TSC puede ser controlada para condiciones de ENCENDIDO o APAGADO únicamente.

El switcheo es ordenado por el sistema de control cuando el voltaje de la rama del TSC alcanza el valor máximo y polaridad correcta relativo al voltaje del capacitor. Esto significa que el switcheo de los tiristores ocurre en el instante en que pasa por cero la corriente de la rama ( $I_c$ ), impidiendo entonces transitorios debidos al switcheo y armónicas. De cualquier manera, ya que el voltaje en el tiristor debe de ser positivo antes que el encendido de los tiristores suceda, se incorpora un retraso menor en el pulso hasta que el voltaje ha alcanzado un valor aproximado de 50 V.

Si el CEV es apagado durante un periodo de tiempo mayor, los capacitores en el TSC se descargarán por sus resistencias internas de descarga. Estas resistencias de descarga disminuirán en forma gradual el voltaje del capacitor por debajo del 2% en un tiempo aproximado de 5 minutos. Por ende, el voltaje del capacitor puede ser menor que el voltaje del sistema, en inclusive cero al instante del switcheo.

Si los bancos de capacitores estuvieran descargados, oscilaciones menores en la corriente de la rama pudieran ser experimentadas durante el primer ciclo después del switcheo. El impacto en la red en estas condiciones puede ser considerado como despreciable.





**Figura 4.6:** TSC instalado en el CEV de la SE Escárcega en 400 kV [1].



**Figura 4.7:** Sistema de tiristores del TCR.

#### 4.1.3. Bancos de capacitores fijos

Como fue descrito con anterioridad, la operación de los reactores controlados por tiristores genera corrientes armónicas cuya magnitud es función del ángulo de disparo, aunque solamente una pequeña parte de estas armónicas pasará al transformador de potencia, para eliminar las armónicas en el lado de bajo voltaje del transformador de potencia se debe de sintonizar los bancos de capacitores fijos para la componente armónica predominante, lo cual se determina a partir de un estudio de resonancia. Los filtros de quinta y de séptima armónica se observan en la figura 4.8.



**Figura 4.8:** Filtros instalados en el CEV de la SE Escárcega en 400 kV [1].



# Bibliografía

---

- [1] A. Martínez, *Levantamiento Fotográfico en sitio. Imagen digital*. 2019. [47](#), [50](#), [51](#)
- [2] C. de Proyectos de Transmisión y Transformación, *Diagrama Unifilar de Protecciones*. CFE, 2009. [48](#), [49](#)
- [3] CRE, *NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de Instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad*. 2018. [49](#)
- [4] I. A. Erinmez, *CIGRE WG 38.01, TF No 02. Static Var Compensators*. Cigre Central Office, 1986. [49](#)



# EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

---

## 5.1. Introducción

Una vez vistas las características principales de un CEV y en particular de los instalados en la SE. Escárcega Potencia, en este capítulo se muestra el impacto del CEV instalado en el nivel de 400 kV de esta subestación en la red troncal del Sistema Peninsular. Para tal efecto se realizará una serie de análisis tanto en estado estable como en estado transitorio con el propósito de determinar el beneficio que proporciona la disponibilidad del CEV.

El 23 de mayo de 2018 a las 23:00 horas, se tuvo la demanda máxima total de la gerencia de control regional peninsular en el año que fue igual a 1,955 MWh/h. La tasa media de crecimiento de 2008 a 2018 llegó a ser del 4.1 %. La capacidad de generación efectiva a diciembre de 2018 fue 2,241 MW, de los cuales el 56 % corresponden a centrales de ciclo combinado bajo el esquema de producción independiente de energía. Es decir, se observa un déficit de generación local en la Gerencia de Control Regional Peninsular. Cabe señalar que esta situación prevalecía desde el año 2009. Aunado a lo anterior, desde el año 2010 existe déficit en el suministro de gas natural, debido a limitaciones operativas, por lo que se ha restringido su capacidad a 150 MMdcd. Durante el año 2018 se recibió un suministro de 100 MMdcd e inclusive por varias horas el flujo de gas natural fue nulo [1].

## 5.2. Modelo del SEN y del CEV en PSS/E

De acuerdo a la referencia [2], la representación del CEV en las simulaciones en PSS/E puede ser mediante un generador síncrono o como un conjunto de reactores y capacitores en paralelo. Para el presente estudio se optó por utilizar el modelo de condensador síncrono teniendo las siguientes consideraciones:

- El dispositivo se considera sin pérdidas.
- No se considera el efecto de las armónicas, solo la componente fundamental se toma en cuenta.
- Se asume una operación balanceada.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

---

- El bus en el que se conecta el generador síncrono debe de ser un nodo PV, donde se tenga definido el tensión

En la misma referencia [2] se indica la forma en la que se tienen que asignar los atributos del generador para tener una simulación adecuada.

### 5.3. Condiciones de carga y generación en el área de estudio

En virtud de la dificultad para disponer de información suficiente para realizar los análisis del impacto de la compensación estática de potencia reactiva (CEV), en la red troncal de la gerencia de control peninsular, los análisis se centran en las condiciones de operación estimadas para demanda máxima correspondientes a verano de 2018.

En la tabla 5.1, se muestran las características de carga, generación y compensación reactiva estimadas para esa época del año 2018.

	SEN	GCRP
Carga [MW]	45,047.08	1,815.00
Carga [Mvar]	13,851.85	596.56
Generación [MW]	46,054.02	1,091.82
Reactores [Mvar]	5,471.50	208.50
Capacitores [Mvar]	6,704.14	324.00

**Tabla 5.1:** Condiciones de carga, generación y compensación reactiva estimadas para demanda máxima de verano de 2018 [3].

Como se puede observar, en la región de control peninsular se tiene una demanda de 1815 MW y 596.5 Mvar, lo cual corresponde a un factor de potencia de 0.95; lo cual es excelente. Se observa una generación de 1091.82 MW, lo cual significa que existe un déficit de generación local (del orden del 40%). También se observa, que existe compensación reactiva capacitiva e inductiva de 324 Mvar y 208.5 Mvar, respectivamente. Cabe mencionar que para las condiciones de operación consideradas, se tienen unas pérdidas de 1092 MW a nivel de Sistema Nacional y de 69 MW a nivel de Sistema del Área Peninsular.

Como se puede observar, desde la subestación Tabasco Potencia (TSP-400) a la subestación Riviera Maya (RMY-400), se tiene un corredor de doble circuito de aproximadamente 900 km. Cada circuito de 400 kV está conformado por dos conductores por fase de 1,113 kcm.

En el diagrama unifilar de la figura 5.1 se muestra de manera simplificada la red troncal de 400 kV del Sistema de la GCRP. En la tabla 5.2 se muestran los acrónimos de las subestaciones que integran el corredor de 400 kV bajo estudio.

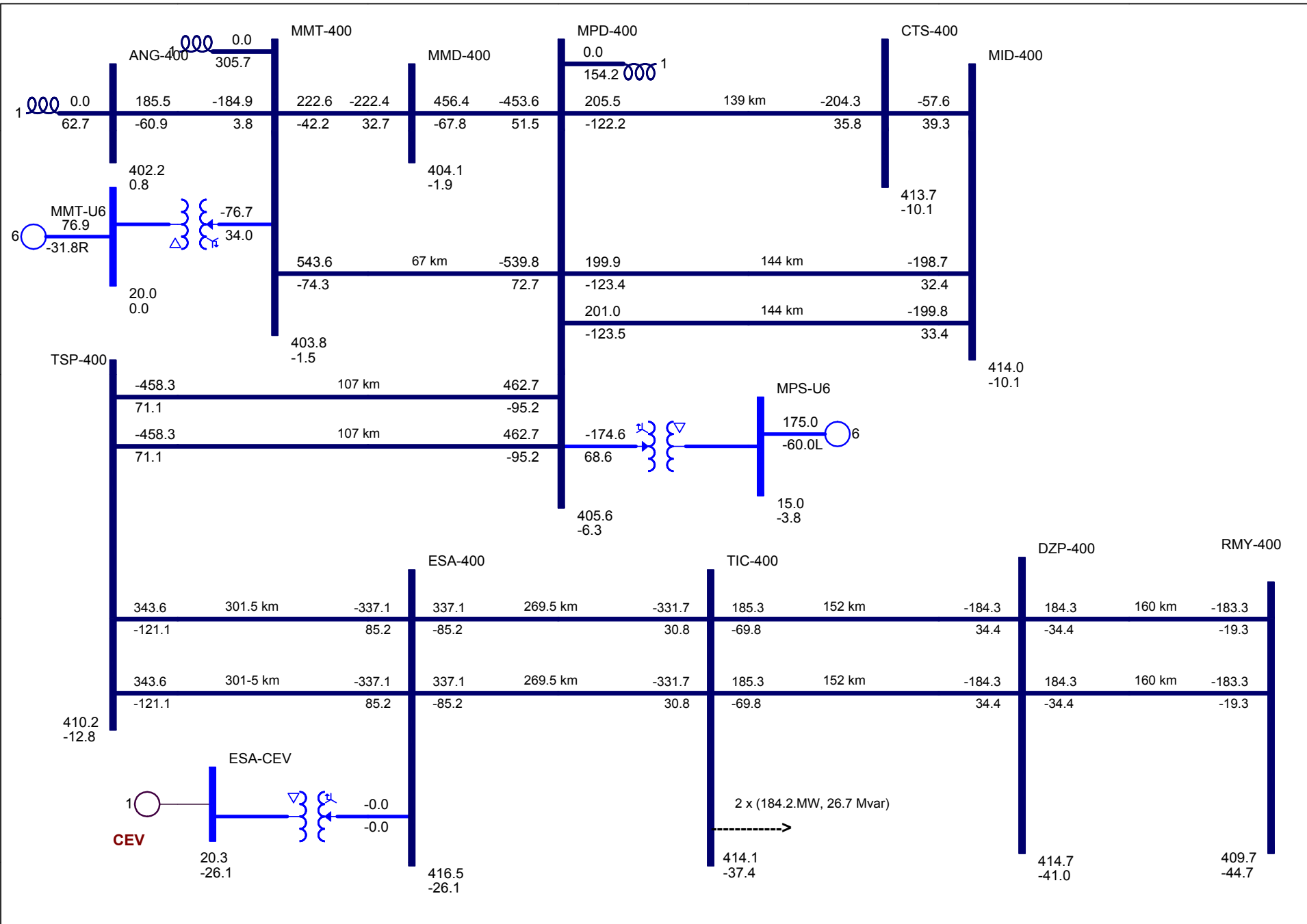


Figura 5.1: Condiciones de operación Caso Base sin CEV en SE ESA-400 [3]

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

Acrónimo	Subestación
TSP-400	Tabasco Potencia
ESA-400	Escárcega
TIC-400	Ticul
DZP-400	Dzitnup
RMY-400	Riviera Maya

**Tabla 5.2:** Acrónimos de las subestaciones del corredor de 400 kV

El comportamiento de la red de 400 kV se resume en la tabla 5.3:

Subestación	Tensión [pu]	Transferencia de potencia [MW]
TSP	1.025	687.2
ESA	1.04	
TIC	1.04	674.2
DZP	1.04	370.6
RMY	1.025	368.6

**Tabla 5.3:** Condiciones de operación Caso Base.

De lo mostrado en la tabla 5.3, se puede comentar que las tensiones indicadas son representativas del nivel de transmisión (valores muy inferiores a la potencia natural de cada uno de estos circuitos, el cual es del orden de 570 MW). Cabe señalar que dada la longitud de estos circuitos, se tiene instalada compensación inductiva en los mismos, tal como se muestra en la tabla 5.4.

Línea de transmisión	Mvar (Inductivos)	Extremo
2 LT's TSP-400 – ESA-400	100	ESA-400
2 LT's ESA-400 – TIC-400	75.0	TIC-400
2 LT's TIC-400 – DZP-400	62.0	DZP-400
2 LT's DZP-400 – RMY-400	50.0	RMY-400

**Tabla 5.4:** Compensación en paralelo en las LT's de 400 kV del corredor comprendido de la SE. TSP-400 a la SE. RMY-400 [1].

### 5.4. Análisis considerados

Un sistema eléctrico de potencia nunca se mantiene en equilibrio por mucho tiempo, los frecuentes cambios en la operación mantienen al sistema en transición entre diferentes condiciones de estado estable, la teoría que se revisó brevemente en los capítulos anteriores es válida para estas condiciones y/o para cambios que se presentan de forma muy lenta.

Dado que el objetivo principal de esta parte del trabajo de tesis, es mostrar el impacto o efecto del CEV instalado en la subestación ESA-400 sobre el comportamiento del Sistema del



Área Peninsular; se efectúan análisis que permiten determinar el límite de recepción de potencia activa con la infraestructura “actual” (la considerada en la base de datos disponible) en este Sistema. Para tal efecto, se consideraron análisis en Estado estable y en Estado transitorio. En ambos casos, sin y con el CEV en operación. De esta manera, se determina el beneficio que tiene en este aspecto el disponer de esta compensación de tipo dinámica.

Los análisis de Estado estable consistieron en la obtención de:

- Curvas P-V para distintas condiciones de operación: caso base y bajo la ocurrencia de las cuatro contingencias sencillas en líneas de transmisión de 400 kV. Sin y con CEV.
- Curvas V-Q para distintas condiciones de operación: caso base y bajo la ocurrencia de las mismas contingencias en líneas de transmisión de 400 kV; para la condición en la que se determinó el máximo incremento de carga bajo contingencia.

Como se puede observar en la figura 5.1, se ajustaron las condiciones del CEV de tal manera que estando o no estando en operación, su aportación de potencia reactiva al Sistema es prácticamente cero en el caso base. De esta manera, las condiciones operativas a partir de las cuales se realizan los análisis con y sin CEV son las mismas.

Los análisis de Estado transitorio consisten en observar el comportamiento del Sistema del Área Peninsular, ante:

- Falla trifásica en la LT ESA-400 – TIC-400, que resultó ser la más severa. La falla se libra mediante la apertura tripolar en ambos extremos de la LT en cinco ciclos (83 ms).
- Falla de fase a tierra en la LT ESA-400 – TIC-400. La falla se libra:
  - Mediante la apertura tripolar en ambos extremos de la LT en seis ciclos (100 ms)
  - Mediante la apertura de la fase fallada en seis ciclos (100 ms). El recierre se realiza en 0.6 s.

En ambos tipos de análisis se partió de las condiciones de operación correspondientes al caso en el que se determinó el máximo incremento de carga considerando el CEV en servicio. Para mayor claridad de los resultados obtenidos, al final de cada análisis realizado se indican las conclusiones correspondientes.

Es oportuno señalar que para el desarrollo de los análisis se hizo uso del software PSS/E. Por lo anterior, la información mostrada en los archivos auxiliares utilizados es la requerida de manera específica por el mismo.

## 5.5. Estado Estable

El análisis PV/QV que realiza el programa PSS/E están diseñados para estudios de estabilidad los cuales pueden ser analizados como problemas de estado estable. Se tratan de análisis basados en flujos de potencia utilizados para evaluar variaciones de voltaje con cambios de potencia activa y reactiva. Estos dos métodos de análisis se usan para determinar los límites de carga impuestos por la estabilidad de voltaje bajo condiciones de estado estable.

Los análisis PV/QV funcionan como herramientas que pueden ser usadas directamente para realizar análisis de problemas asociados con la estabilidad de voltaje en estado estable.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

---

De forma particular, el software PSS/E, requiere diferentes archivos de entrada de datos para realizar diferentes rutinas para diferentes análisis. Para el presente trabajo de tesis se requirió conformar un archivo de distribución de factores denominado DFAX, a su vez, este archivo de ajustes de actividades lee un conjunto de archivos y refleja su contenido de forma interna en el software en preparación para los análisis PV/QV. A continuación se describen brevemente estos archivos.

### Archivos auxiliares

Se forman tres archivos de texto identificados con los siguientes tipos de extensión: \*.sub, \*.mon y \*.con. Los nombres de estos tres archivos auxiliares no son específicos su extensión, sí.

A Continuación se indica el contenido de cada uno de estos tres archivos auxiliares:

- **Subsistema.sub:** Se compone de estructuras llamadas 'SUBSYSTEM' donde se define la porción del caso de estudio que contendrá cada subsistema. Los buses se seleccionan para ser incluidos en un sistema o en un subsistema usando diferentes criterios; puede ser por bus, área, zona, o voltaje. De igual forma es posible formar bloques de uniones de grupos o 'JOIN', donde cada subsistema puede ser del tipo bus, área o voltaje. En la figura 5.2 se muestra el archivo usado en el presente trabajo. Se puede observar que se han definido los siguientes subsistemas:
  - 'SURESTE' compuesto de todos los buses del 'Area 8'.
  - 'PENINSULAR' compuesto por los buses del 'Area 9'.
  - '230-400' compuesto por los buses del 'Area 8' y 'Area 9' de 230 kV y 400 kV.
  - '400' compuesto por los buses 8130, 9430, 9624, 9724 y 9257 de 400 kV.
  - 'GENERADORES' compuesto por los buses del 'Area 8' de 10 kV a 25 kV.
- **Monitor.mon;** en este archivo se especificaron los elementos de la red a monitorear en cuanto a niveles de voltaje bien definidos. Cada elemento que será monitoreado puede consistir en una única rama o en un grupo de ramas, de igual forma se define una banda de voltaje para un grupo de buses o para el enlace entre dos sistemas. En la figura 5.3 se muestra el archivo usado en el presente trabajo. Se puede observar los buses y líneas monitoreadas, la banda de mas menos 10% en el subsistema '400' y la banda de mas menos 5% en el subsistema 'GENERADORES'. También se monitorea el enlace entre el 'Area 6' y el 'Area 9'.
- **Contingencias.con;** en este archivo se especifican las contingencias a probar, en este caso las contingencias se definieron como casos individuales compuestos de un solo evento como lo es el disparo de una línea de transmisión. Como se puede observar en la figura 5.4, se definieron cuatro contingencias, las cuales son el disparo de las líneas de transmisión:
  - Tabasco Potencia - Escárcega.
  - Escárcega - Ticul.
  - Ticul - Dzitnup.
  - Dzitnup - Riviera Maya.

```

\
\ Se consideraron los siguientes subssistemas...
\ Lo anterior es para disponer clasificada la informacion a ser registrada
\                                     o "monitoreada"
\

SUBSYSTEM 'SURESTE'
AREA 8
END

SUBSYSTEM 'PENINSULAR'
AREA 9
END

SUBSYSTEM '230-400'
JOIN
  AREA 8
  AREA 9
  KVRANGE 230.0 400.0
END

SUBSYSTEM '400'
JOIN
  BUS 8130
  BUS 9430
  BUS 9624
  BUS 9724
  BUS 9257
  KVRANGE 400.0 401.0
END

SUBSYSTEM 'GENERADORES'
JOIN
  AREA 8
  KVRANGE 10.0 25.0
END
END

```

Figura 5.2: Contenido del archivo Subistema .sub [5]

```

\ MONITOR BRANCHES IN SUBSYSTEM PENINSULAR

MONITOR LINES
8130 9430 2    \ TBS-400 - ESA-400 CTO 2
9430 9624 2    \ ESA-400 - TIC-400 CTO 2
9624 9724 2    \ TIC-400 - DZF-400 CTO 2
9724 9257 2    \ DZF-400 - RMY-400 CTO 2
END

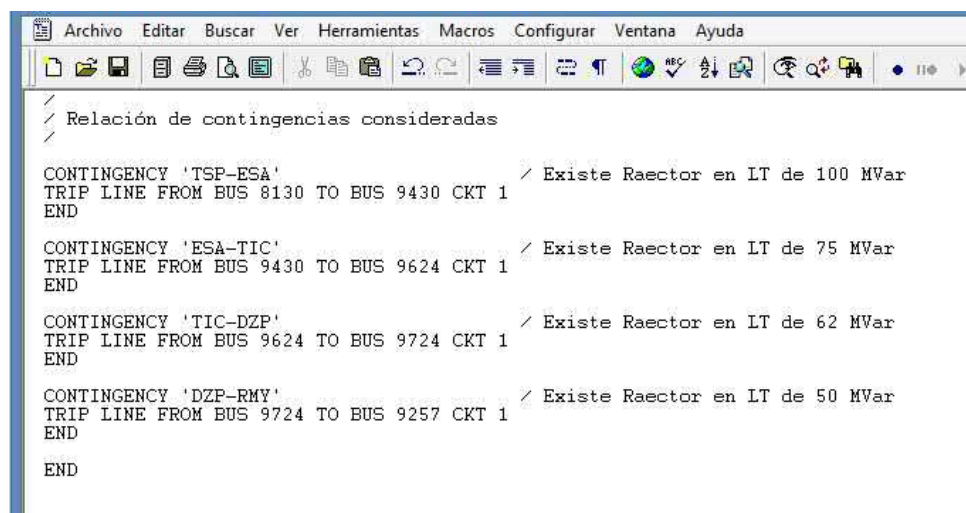
MONITOR VOLTAGE RANGE SUBSYSTEM '400' 0.90 1.10
COM MONITOR VOLTAGE RANGE SUBSYSTEM 'GENERADORES' 0.95 1.05
COM

MONITOR TIES FROM AREA 8 TO AREA 9
END

```

Figura 5.3: Contenido del archivo Monitor .mon [5]

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR



```

/
/ Relación de contingencias consideradas
/
CONTINGENCY 'TSP-ESA' / Existe Raector en LT de 100 MVar
TRIP LINE FROM BUS 8130 TO BUS 9430 CKT 1
END

CONTINGENCY 'ESA-TIC' / Existe Raector en LT de 75 MVar
TRIP LINE FROM BUS 9430 TO BUS 9624 CKT 1
END

CONTINGENCY 'TIC-DZP' / Existe Raector en LT de 62 MVar
TRIP LINE FROM BUS 9624 TO BUS 9724 CKT 1
END

CONTINGENCY 'DZP-RMY' / Existe Raector en LT de 50 MVar
TRIP LINE FROM BUS 9724 TO BUS 9257 CKT 1
END

END
  
```

Figura 5.4: Contenido del archivo Contingencias .con [5]

### Gráficas realizadas con lenguaje de programación Python

En PSS/E es posible definir e implementar funciones de procesamiento a través del lenguaje de programación Python, es posible ejecutar estos programas directamente del menú de opciones del PSS/E o también es posible ejecutar ciertos módulos del PSS/E directamente desde algún programa hecho en Python, esto ultimo representa una gran ventaja ya que permite, en el caso de este trabajo, una mejor presentación de los resultados.

En este trabajo de tesis se optó por realizar las gráficas de resultados mediante un programa realizado en Python con la finalidad de tener una mejor presentación de los resultados, esto se hizo tanto para las curvas PV como para las VQ, más adelante se muestra la diferencias entre los dos resultados y será mas claro el por que de esto.

#### 5.5.1. Curvas P-V

##### Archivo con datos del Sistema de estudio

Los datos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como ya se mencionó, consideran las condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. La base de datos correspondiente está contenida en un archivo con terminación \*.sav.

RED MAESTRA ESTIMADA PARA 2018, MAYO 2014										SYSTEM SUMMARY													
DEMANDA MÁXIMA DE VERANO.																							
-----BUSES-----										-----GENERATION-----					-----SHUNTS-----			-IND MACHS-		FACTS		GNE	
TOTAL	PQ<>0.	PQ=0.	PE/E	PE/Q	SWING	OTHER	LOADS	PLANTS	MACHNS	WIND	FIXED	SWITCHED	GENS	MOTORS	DEVS	DEVS							
6234	2509	2853	337	110	1	424	2859	605	646	35	659	31	0	0	0	0							
-----AC BRANCHES-----										SWIND MULTI-SECTION					-----DC LINES-----								
TOTAL	RKB	RK	RXT	RX=0.	IN	OUT	XFORM	LINES	SECTNS	2TRM	MTRM	VSC	AREAS	ZONES	OWNRS	TRANS	8020	MMT-U6	20.000				
8480	5280	67	3093	40	7392	1088	577	8	18	0	0	0	15	135	8	0							
-----GENERATION-----										INDUCTION					GNE								
TOTAL	SYNCHR	INDUCTN	MOTORS	PQLOAD	I LOAD	Y LOAD	SHUNTS	DEVICES	CHARGING	LOSSES	SWING												
MW	46054.0	0.0	0.0	45047.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1007.0	76.8												
MVAR	982.7	0.0	0.0	13851.8	0.0	0.0	2651.2	0.0	29851.8	14331.5	-31.8												

Figura 5.5: Características generales del Sistema Eléctrico Nacional considerado [3].

## Incremento de la carga en el Sistema del Área Peninsular

Como se recordará, las curvas P-V se obtienen manteniendo constante la generación en el Sistema de estudio e ir incrementando su carga. El suministro del incremento de carga se realiza desde el resto del SEN. Ante esta situación, los niveles de tensión en el Área de estudio empezarán a disminuir. Llega el momento, que ante un incremento de carga ya no se tiene convergencia; lo cual es indicativo de que se ha alcanzado el máximo valor de recepción de carga.

Para cada incremento de carga (el cual se realizó de 10 MW en 10 MW hasta llegar a 800 MW (Este valor fue fijado como límite de incremento, pero puede ser ajustado en función de los resultados obtenidos.), le corresponde un valor de tensión. Las subestaciones en las que se supervisa la tensión son las indicadas en el cuadro de la figura 5.3. El incremento de carga se efectúa tanto para el caso base (condiciones operativas mostradas en la figura 5.1) como para cada una de las cuatro contingencias indicadas en el cuadro de la figura 5.4. Es decir, se tienen resultados del comportamiento de la tensión en estado estable, para las cinco subestaciones de 400 kV y para los cinco casos considerados (caso base y cuatro contingencias). El orden en el que se reportan los resultados es el siguiente:

- SE. TSP-400
- SE. ESA-400
- SE. TIC-400
- SE. DZP-400
- SE. RMY-400

Primero se muestran los resultados gráficos y al final de los mismos se elabora un resumen con los valores de incremento determinados como máximos, así como las conclusiones generales del caso. Es oportuno señalar, que los valores de potencia reportados, son incrementos con relación a los valores mostrados en el caso base (figura 5.1).

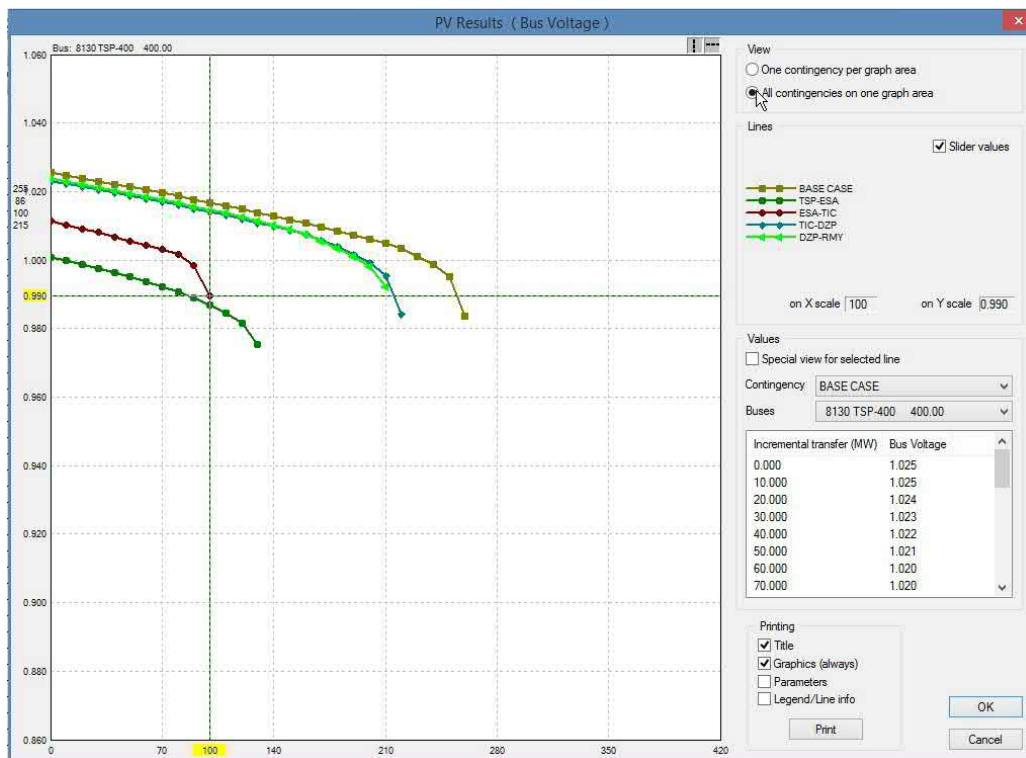
### 5.5.1.1. Curvas PV sin CEV en operación

En la figura 5.6 se muestra el comportamiento de la tensión en la SE TSP-400, ante la ocurrencia de las cuatro contingencias mencionadas para el caso base y considerando fuera de servicio el CEV en la subestación ESA-400. Como se mencionó, este tipo de gráficas se obtiene de manera directa del software utilizado. La identificación de cada curva se observa en la parte superior derecha. Estas curvas se repitieron usando un programa escrito en Python, el resultado se muestra en la figura 5.7 para comparación de los dos métodos.

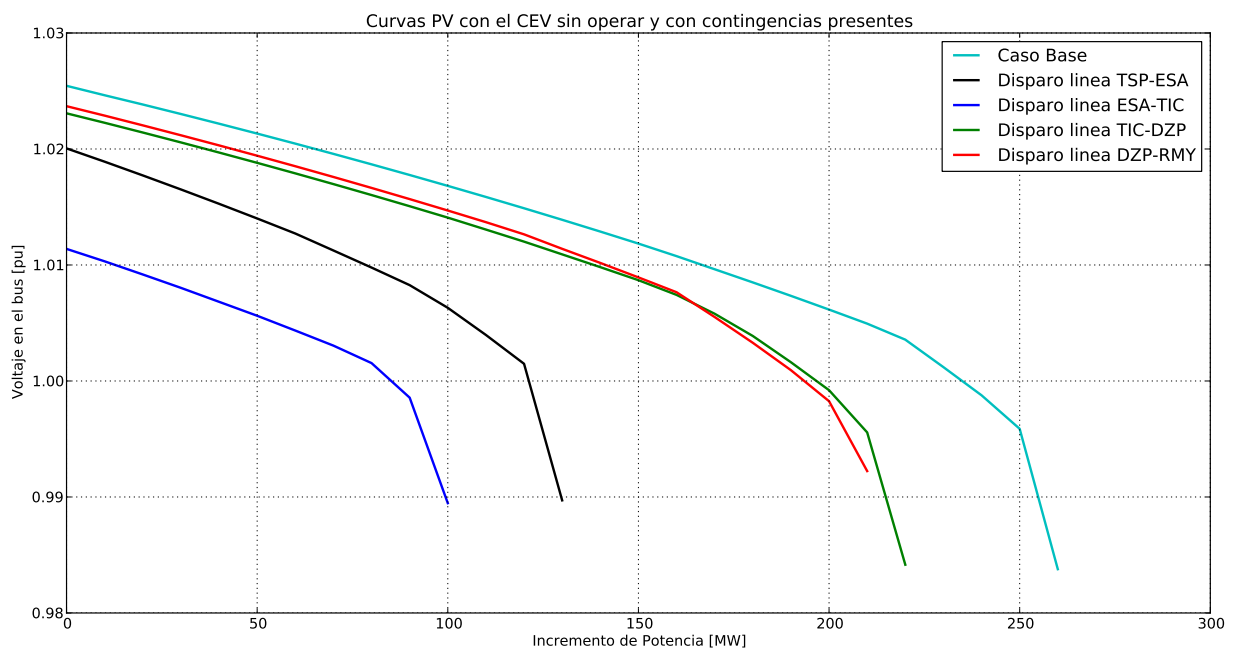
Se observa que la contingencia que resulta mas severa es la desconexión de uno de los dos circuitos ESA-400 – TIC-400. Para una tensión de 0.99 pu en la SE. TSP-400 se tiene un incremento de recepción máximo de 100 MW. Es decir, 787.2 MW sería la capacidad de recepción en el Sistema del Área Peninsular. La contingencia menos severa es la que considera fuera de servicio uno de los circuitos TIC-400 – DZP-400. Para el caso base, corresponde un incremento máximo de 260 MW (947.2 MW a nivel de Área Peninsular).

Al elaborar las gráficas PV correspondientes a las tensiones en las subestaciones restantes en función de las contingencias propuestas, se encontró que ante una contingencia dada, todas las líneas del corredor presentaban prácticamente el mismo valor de recepción de potencia, teniendo las variaciones mas significativas en tensión. Esto se resume en la tabla 5.5 donde se muestra la tensión en cada uno de los nodos para los que se determinó el incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR



**Figura 5.6:** Tensión en la SE. TSP-400 en función del incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular, sin CEV en SE. ESA-400 [6].



**Figura 5.7:** Tensión en la SE. TSP-400 en función del incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular, sin CEV en SE. ESA-400 [7].



Condición Operativa	Tensiones en las subestaciones				
	TSP-400	ESA-400	TIC-400	DZP-400	RMY-400
Caso Base	0.985 pu 260 MW	0.938 pu 260 MW	0.938 pu 260 MW	0.944 pu 260 MW	0.943 pu 260 MW
Disparo LT TSP-ESA c1	0.975 pu 130 MW	0.950 pu 130 MW	0.980 pu 130 MW	0.990 pu 130 MW	0.990 pu 130 MW
Disparo LT ESA-TIC c1	0.989 pu 100 MW	0.930 pu 100 MW	0.949 pu 100 MW	0.963 pu 100 MW	0.967 pu 100 MW
Disparo LT TIC-DZP c1	0.984 pu 220 MW	0.933 pu 220 MW	0.921 pu 220 MW	0.938 pu 220 MW	0.940 pu 220 MW
Disparo LT DZP-RMY c1	0.992 pu 210 MW	0.954 pu 210 MW	0.946 pu 210 MW	0.940 pu 210 MW	0.937 pu 210 MW

**Tabla 5.5:** Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Sin CEV en SE. ESA-400

En color rojo se indica el valor de la tensión que limitó el máximo incremento. Por ejemplo, para la contingencia correspondiente a la desconexión de la LT ESA-400 – TIC-400, el valor máximo de incremento de recepción de potencia activa, 100 MW, queda determinado por la tensión de 0.99 pu en la subestación TSP-400. Es decir, 787.2 MW, considerando el flujo inicial mostrado en la Red de 400 kV en el diagrama de la figura 5.1. Es decir, el nodo menos robusto resultó ser TSP-400 (el colapso de tensión se presenta en un valor más alto de tensión).

De forma gráfica podemos ver los resultados de esta tabla en la imagen 5.8, donde se muestran las curvas PV para el caso base y para cada contingencia, cada curva representa el valor de potencia transmisible por el corredor correspondiente a la falla.

## Conclusiones

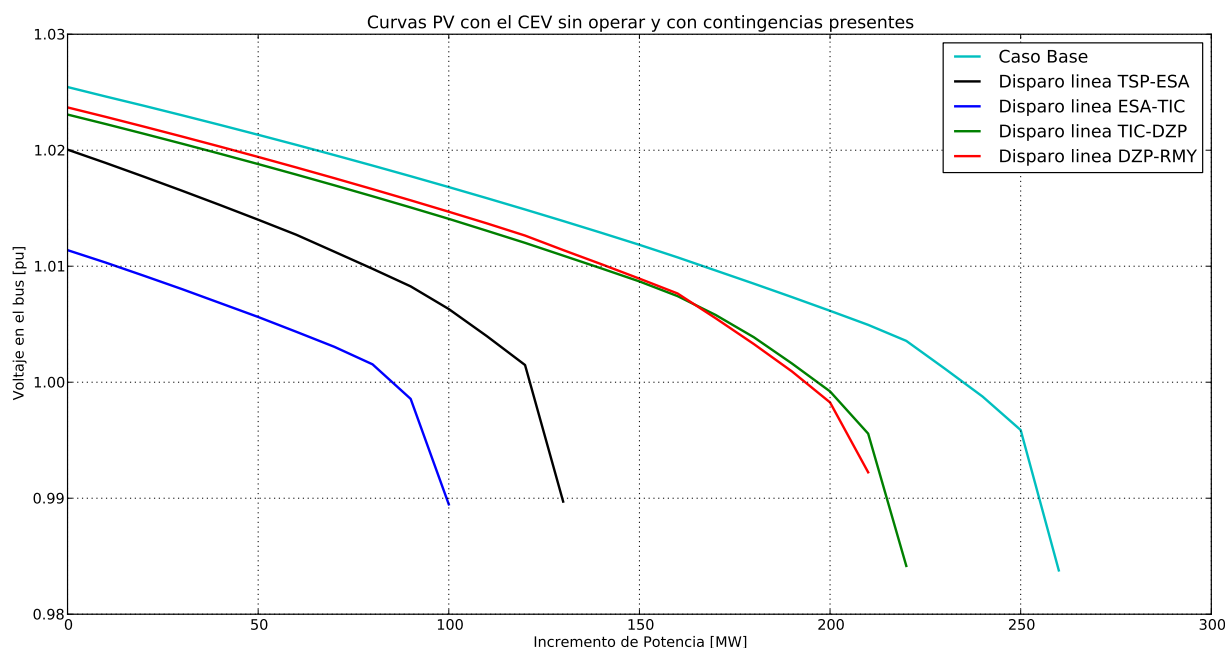
Para las condiciones de demanda máxima estimada en el Sistema Eléctrico Nacional para la época de verano de 2018, sin considerar en operación el CEV en la subestación ESA-400; se tienen los siguientes valores máximos de incrementos de recepción de potencia activa en el Sistema del Área Peninsular:

- Caso base: 260 MW.
  - Contingencia TSP-400 – ESA-400: 130 MW.
  - Contingencia ESA-400 – TIC-400: 100 MW.
  - Contingencia TIC-400 – DZP-400, 215 MW.
  - Contingencia DZP-400 – RMY-400, 210 MW.

La contingencia que resultó ser de mayor severidad corresponde a la desconexión de uno de los dos circuitos de la LT ESA-400 – TIC-400. Para esta contingencia el incremento máximo de recepción es 100 MW. La tensión en la subestación TSP-400 es 0.989 pu (395.6 kV). Cabe señalar, que en los análisis de estado estable se asume apertura tripolar de la LT en cuestión.

En la siguiente sección se reportan los resultados del análisis que considera en operación un CEV de  $\pm 300 Mvar$  en la subestación ESA-400, las condiciones de operación iniciales son las mismas que se muestran en la figura 5.1.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR



**Figura 5.8:** Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Sin CEV en SE. ESA-400 [7].

### 5.5.1.2. Curvas PV con CEV en operación

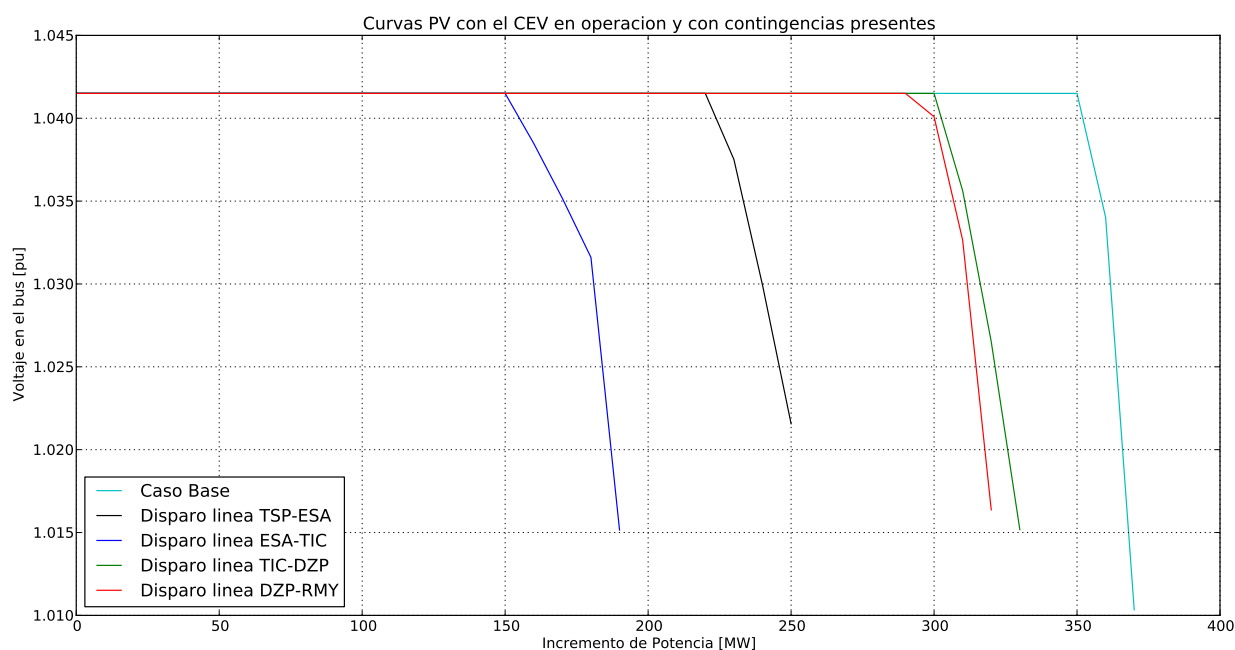
El análisis de las curvas PV con el CEV en operación se realizó de la misma forma que en la sección anterior. Al respecto de los resultados se puede comentar lo siguiente.

En las curvas de la figura 5.9 se muestra el comportamiento de la tensión en las cinco subestaciones consideradas, ante la ocurrencia de la contingencia que resultó ser la más severa (desconexión de uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400) y que por lo mismo, es la que determina el máximo incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular considerando en servicio el CEV en la subestación ESA-400.

Se observa que la contingencia que resulta mas severa sigue siendo la que considera fuera de servicio uno de los dos circuitos ESA-400 – TIC-400. Para una tensión de 1.009 pu en la SE. TSP-400 se tiene un máximo incremento de recepción de 190 MW. Es decir, 877.2 MW sería el flujo a través de las líneas de transmisión de doble circuito analizadas. La contingencia menos severa es la que considera fuera de servicio uno de los circuitos TIC-400 – DZP-400. La disponibilidad de un CEV en la SE. ESA-400, permite incrementar prácticamente al doble (de 100 MW a 190 MW) la transmisión por la Red de doble circuito analizada.

En la tabla 5.6 se muestra un resumen de los resultados obtenidos considerando en servicio el CEV en la SE ESA-400. Se muestra la tensión en cada uno de los nodos de interés considerados. Lo anterior, para el caso base y para las cuatro contingencias. En color rojo se indica el valor de la tensión que limitó el máximo incremento.





**Figura 5.9:** Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Con CEV en SE. ESA-400 [7].

Por ejemplo, para la contingencia correspondiente a la desconexión de la LT ESA-400 – TIC-400, el valor máximo de incremento de recepción de potencia activa, 190 MW, queda determinado por la tensión de 1.015 pu en la subestación ESA-400. Es decir, una transmisión hacia el Sistema del Área Peninsular de 877.2 MW por la Red de 400 kV, considerando el flujo inicial mostrado en el diagrama de la figura 5.1.

Condición Operativa	Tensiones en las subestaciones				
	TSP-400	ESA-400	TIC-400	DZP-400	RMY-400
Caso Base	0.998 pu 370 MW	1.010 pu 370 MW	0.976 pu 370 MW	0.975 pu 370 MW	0.965 pu 370 MW
Disparo LT TSP-ESA c1	0.976 pu 245 MW	1.026 pu 245 MW	1.014 pu 245 MW	1.015 pu 245 MW	1.006 pu 245 MW
Disparo LT ESA-TIC c1	1.009 pu 190 MW	1.015 pu 190 MW	0.978 pu 190 MW	0.986 pu 190 MW	0.983 pu 190 MW
Disparo LT TIC-DZP c1	1.003 pu 325 MW	1.015 pu 325 MW	0.972 pu 325 MW	0.973 pu 325 MW	0.967 pu 325 MW
Disparo LT DZP-RMY c1	1.004 pu 320 MW	1.016 pu 320 MW	0.973 pu 320 MW	0.960 pu 320 MW	0.943 pu 320 MW

**Tabla 5.6:** Incremento máximo de recepción en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018. Con CEV en SE. ESA-400.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

---

### Conclusiones

Para las condiciones de demanda máxima estimadas en el Sistema Eléctrico Nacional para la época de verano de 2018 y considerando en operación el CEV en la subestación ESA-400; se tienen los siguientes valores máximos de incrementos de recepción de potencia activa en el Sistema del Área Peninsular, por las LT's de 400 kV de doble circuito consideradas:

- Caso base: 370 MW.
  - Contingencia TSP-400 – ESA-400: 245 MW.
  - Contingencia ESA-400 – TIC-400: 190 MW.
  - Contingencia TIC-400 – DZP-400, 325 MW.
  - Contingencia DZP-400 – RMY-400, 320 MW.

La contingencia que resultó ser de mayor severidad corresponde a la desconexión de uno de los dos circuitos de la LT ESA-400 – TIC-400. Para esta contingencia el incremento máximo de recepción es 190 MW. La tensión en la subestación ESA-400 es 1.015 pu (406 kV). Cabe señalar, que en los análisis de estado estable se asume apertura tripolar.

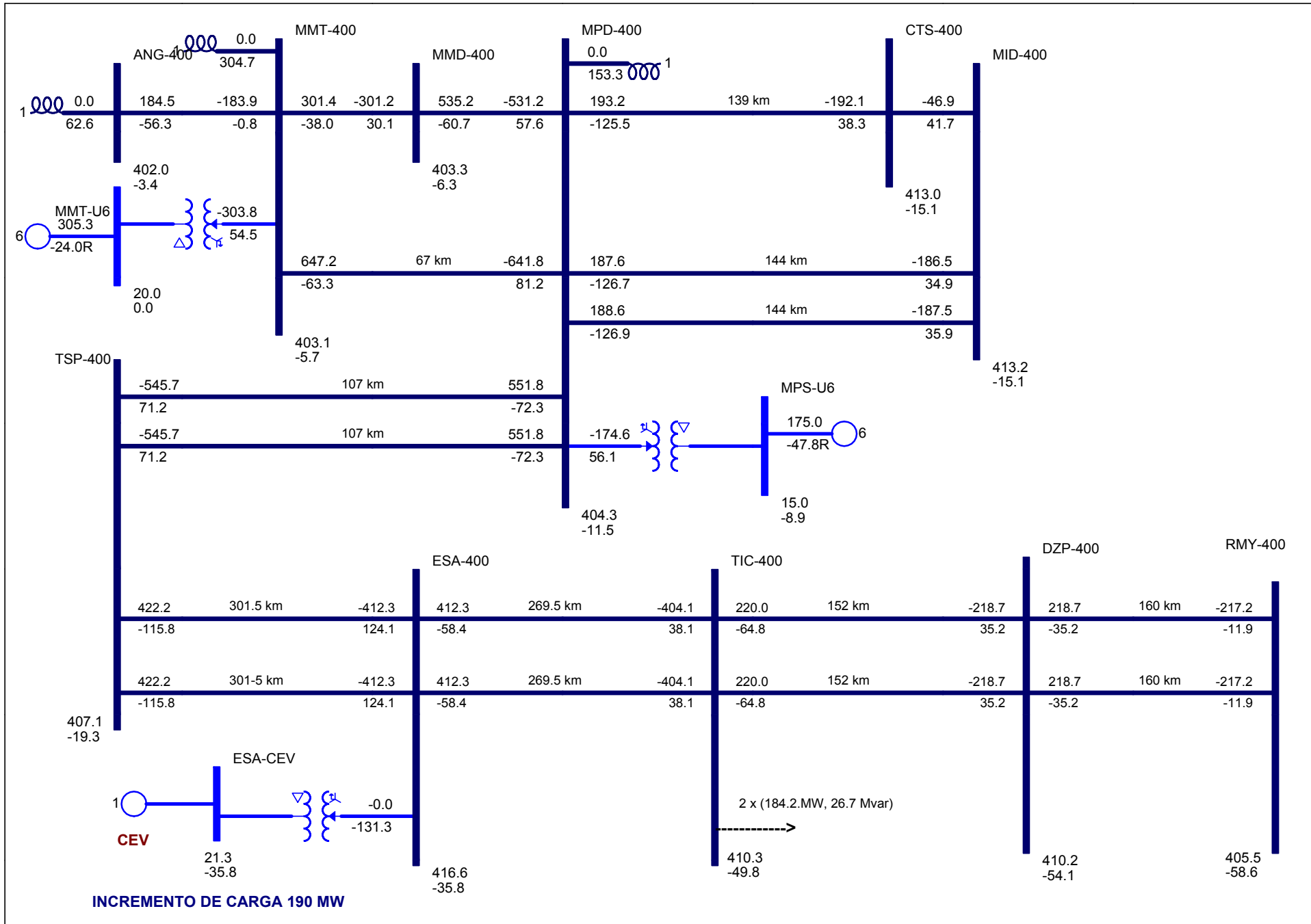
#### 5.5.1.3. Beneficio del CEV en la subestación ESA-400 ante una contingencia

Resulta interesante mostrar la potencia reactiva suministrada por el CEV de la SE ESA-400, ante la desconexión de uno de los dos circuitos ESA-400 – TIC-400 y para el incremento máximo determinado de 190 MW.

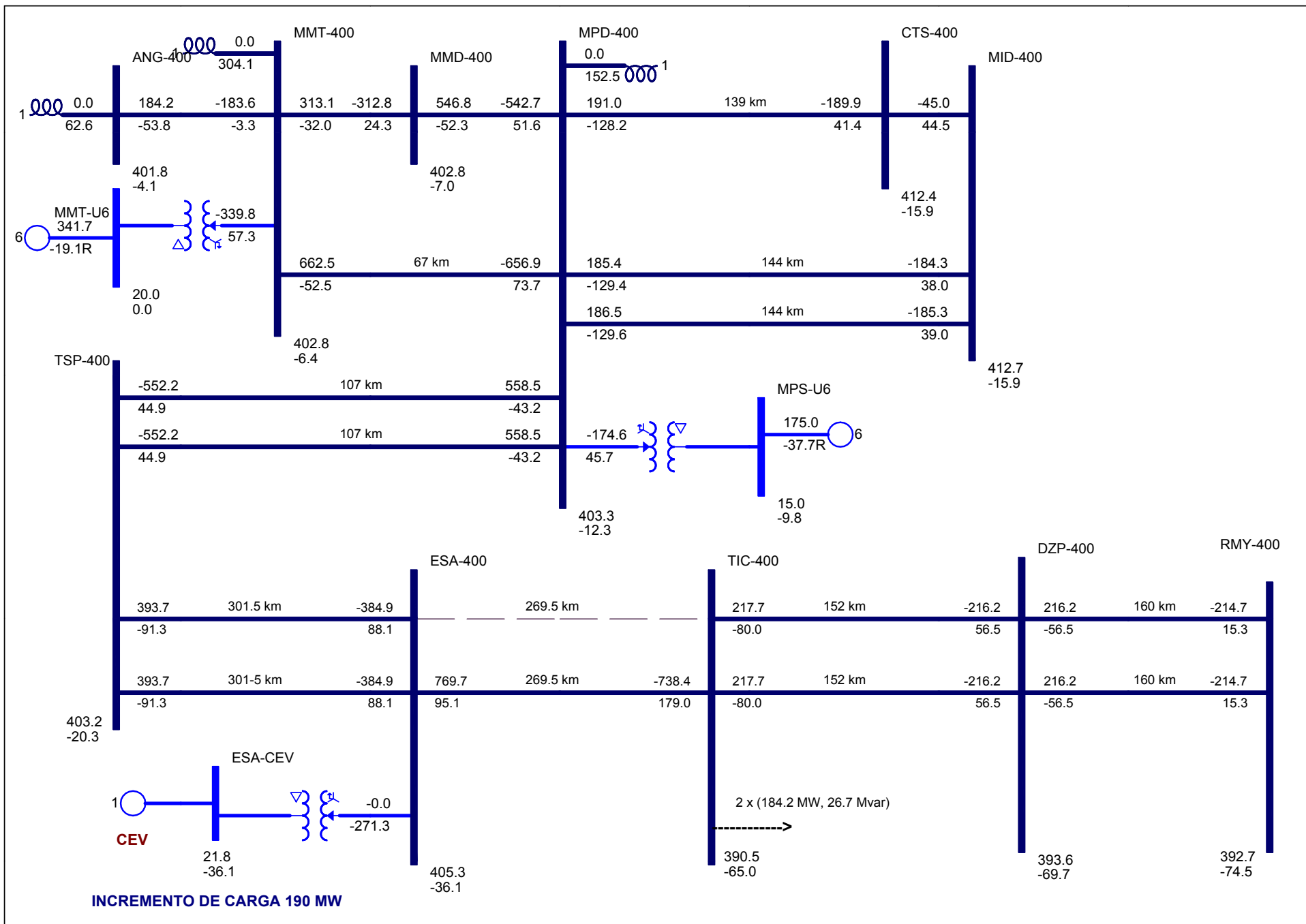
En las figuras 5.10 y 5.11, se muestran las condiciones operativas de la Red de 400 kV del Sistema del Área Peninsular. La primera corresponde al caso base considerando el incremento de 190 MW. En la segunda se muestran las condiciones operativas considerando la desconexión de uno de los dos circuitos ESA-400 – TIC-400.

En la figura 5.10, se observa un flujo de 422.2 MW en cada uno de los dos circuitos TSP-400 – ESA-400. Es decir, del incremento de 190 MW prácticamente el 83 % se transmite por las LT's de 400 kV. El 17 % restante por la Red de 230 kV. Ante esta condición, el CEV suministra 131.3 Mvar a la barra de 400 kV de la SE Escárcega Potencia. El nivel de tensión en la SE RMY-400 ha pasado de 405.5 kV a 409.7 kV (figura 5.1).

En el diagrama de la figura 5.11 se muestran las condiciones operativas considerando fuera de servicio uno de los dos circuitos ESA-400 – TIC-400. El CEV suministra 271.3 Mvar a la barra de 400 kV de la SE Escárcega Potencia. Se observa una disminución significativa en la tensión en las subestaciones TIC-400, DZP-400 y RMY-400 (390.5 kV, 393.6 kV y 392.7 kV, respectivamente). Estos resultados, confirman que a pesar de que se tiene disponible una fuente de potencia reactiva considerable (pero lejana); no es suficiente para mantener la tensión en un valor deseado. Se confirma que la fuente de potencia reactiva debe estar eléctricamente lo más cercano al sitio en el que se requiere.



**Figura 5.10: Condiciones de operación Caso Base con CEV en SE ESA-400 [3]**



**INCREMENTO DE CARGA 190 MW**

**Figura 5.11: Condiciones de operación con un cto ESA-TIC fuera, con CEV en SE ESA-400 [3]**

También se observa en la figura 5.11, que el flujo en cada circuito TSP-400 – ESA-400 ha disminuido de 422.2 MW a 393.7 MW (93.2%), debido al aumento de la impedancia de transferencia entre las SE's TSP-400 y RMY-400. Este aumento de impedancia, también se ve reflejado en la diferencia angular entre la tensión de ambas subestaciones:  $52.4^\circ$  en comparación con  $39.3^\circ$  que se observa en la figura 5.10.

Con base a los resultados mostrados en las figuras 5.10 y 5.11, se consideró interesante observar el efecto que tendría disponer de compensación serie en los circuitos ESA-400 – TIC-400. La compensación serie considerada fue del 50%. Como sabemos, con esta acción se disminuye la reactancia inductiva en estos circuitos al 50% de su valor.

#### 5.5.1.4. Efecto de compensación serie

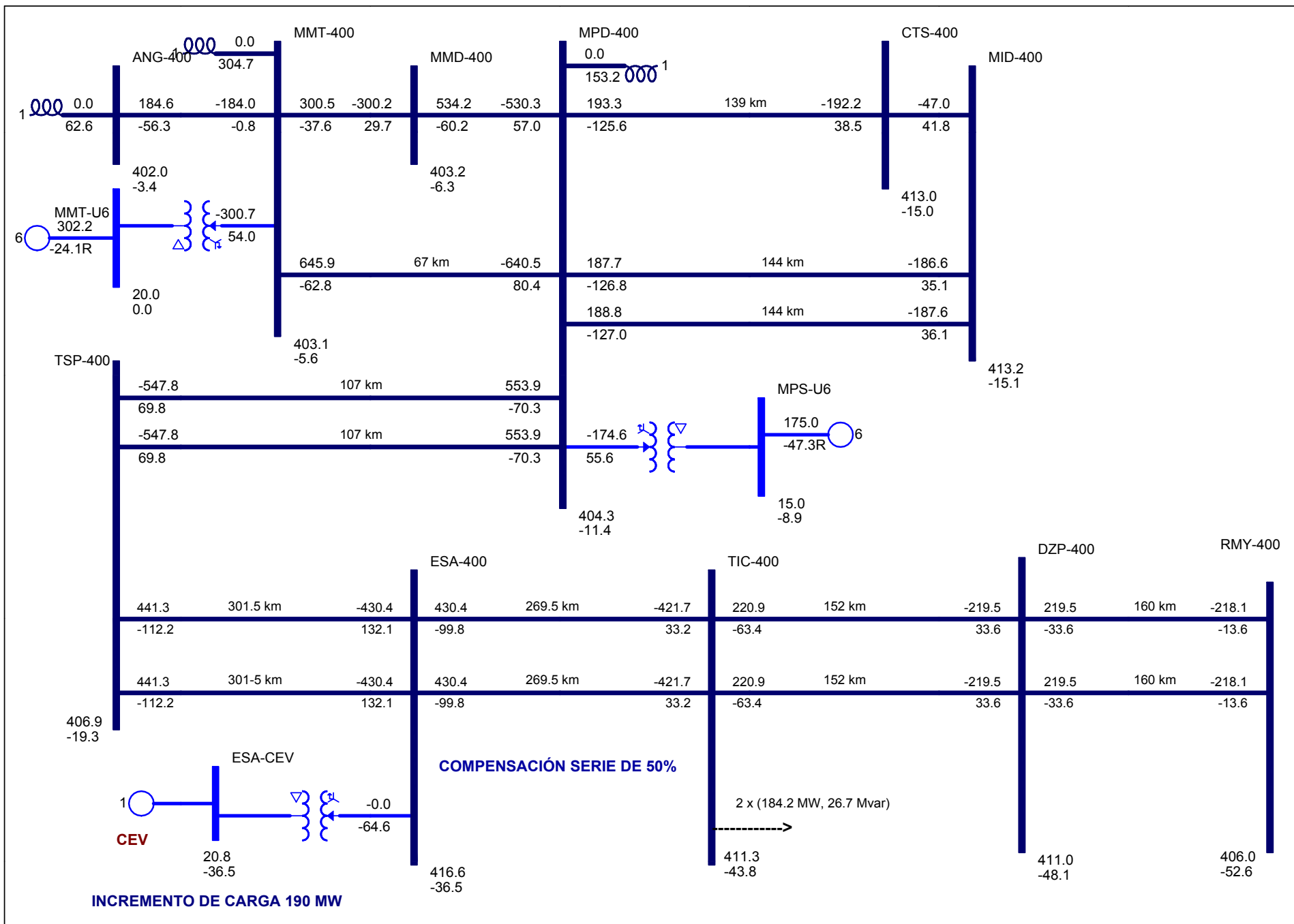
En el diagrama de la figura 5.12 se muestran las condiciones operativas del Sistema del Área Peninsular, considerando el incremento de 190 MW y compensación serie (50%) en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400. Aún cuando en este tipo de análisis de estado estable, no se observa el efecto de la ubicación de la compensación serie; ésta se instalaría en el extremo receptor de cada circuito. Es decir, lado SE TIC-400.

También se observa que prácticamente los 190 MW de incremento, se transmiten por la Red de 400 kV. Con la incorporación de la compensación serie, el flujo en cada circuito TSP-400 – ESA-400 ahora es 441.3 MW (en comparación con los 422.2 MW mostrados en la figura 5.10). También se observa en la figura 5.12, que el CEV suministra 64.6 Mvar en comparación con los 131.1 Mvar que se muestran en la figura 5.10.

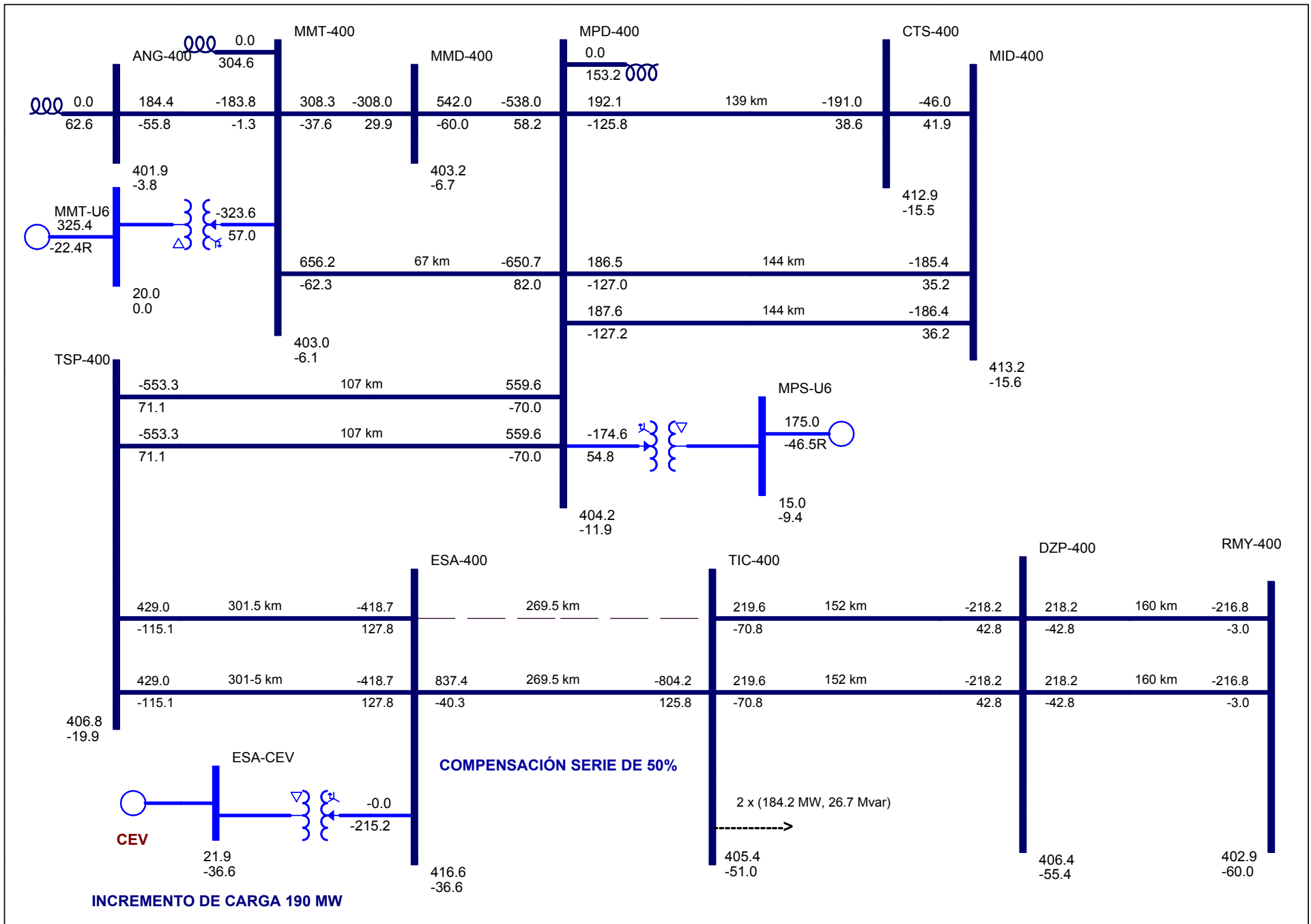
En la figura 5.13, se muestran las condiciones operativas correspondientes a un incremento de 190 MW y fuera de servicio a uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400. Se observa que el CEV suministra 215.2 Mvar en comparación a los 271.3 Mvar mostrados en la figura 5.11. También se observa que los niveles de tensión en las SE's TIC-400, DZP-400 y RMY-400 ahora son 405.4 kV, 406.4 kV y 402.9 kV, respectivamente. Que son muy superiores a los mostrados en la figura 5.11 (390.5 kV, 393.6 kV y 392.7 kV, respectivamente).

Finalmente, con la incorporación de la compensación serie en los circuitos ESA-400 – TIC-400, el incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular, pasa de 190 MW a 335 MW. Para esta condición operativa, la contingencia que impone este límite, corresponde a la apertura de uno de los dos circuitos TSP-400 – ESA-400. El incremento máximo de recepción de carga, estando fuera uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400, sería 370 MW.

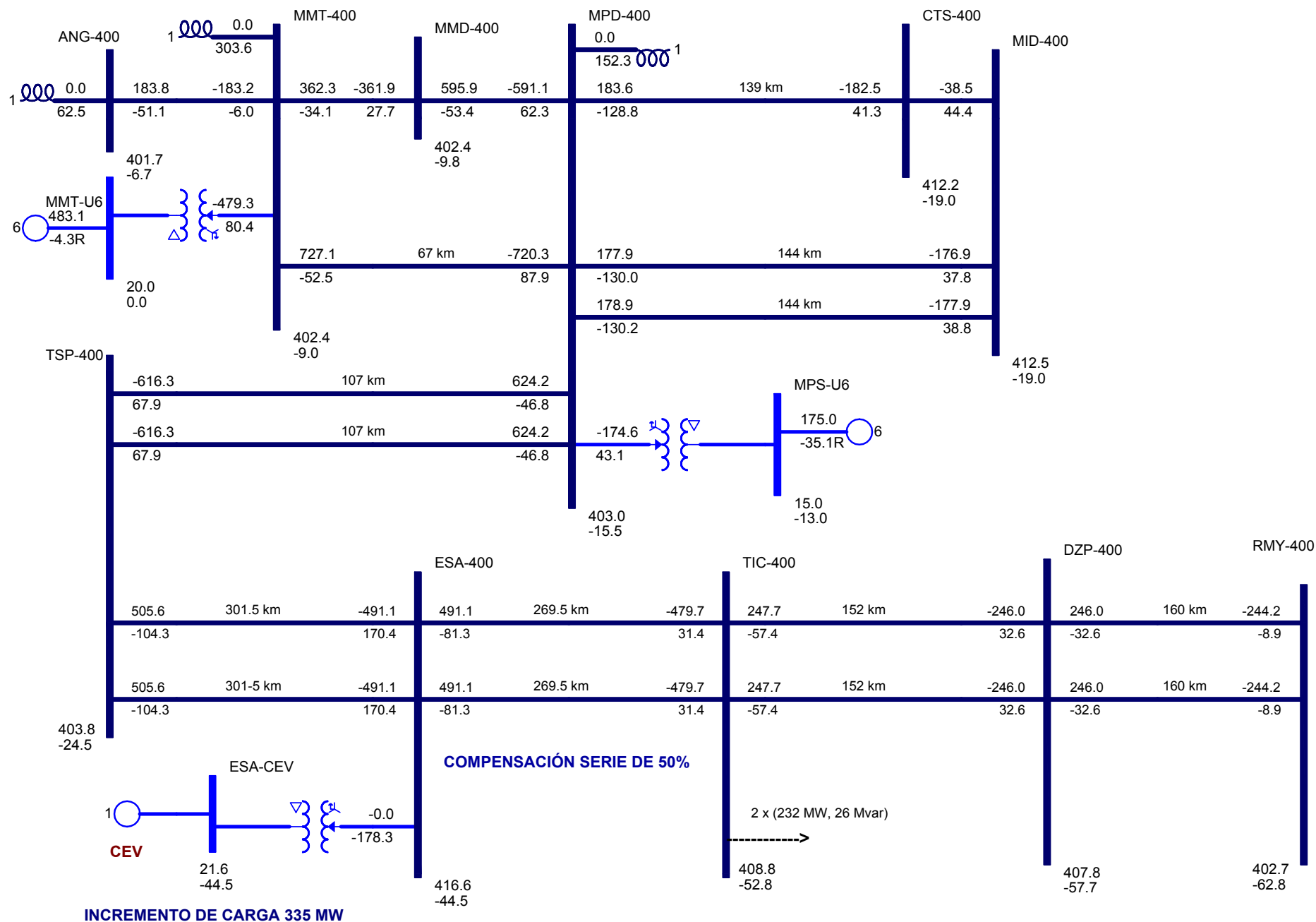
En la figura 5.14, se muestran las condiciones operativas considerando un incremento de carga de 335 MW, los cuales prácticamente se transmiten por la Red de 400 kV. También se observa que los niveles de tensión en las SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400 son 403.8 kV, 416.6 kV, 408.8 kV, 407.8 kV y 402.7 kV, respectivamente. El CEV suministraría 178.3 Mvar.



**Figura 5.12: Condiciones de operación. CEV en SE ESA-400 y capacitor serie en LT's ESA-TIC [3]**

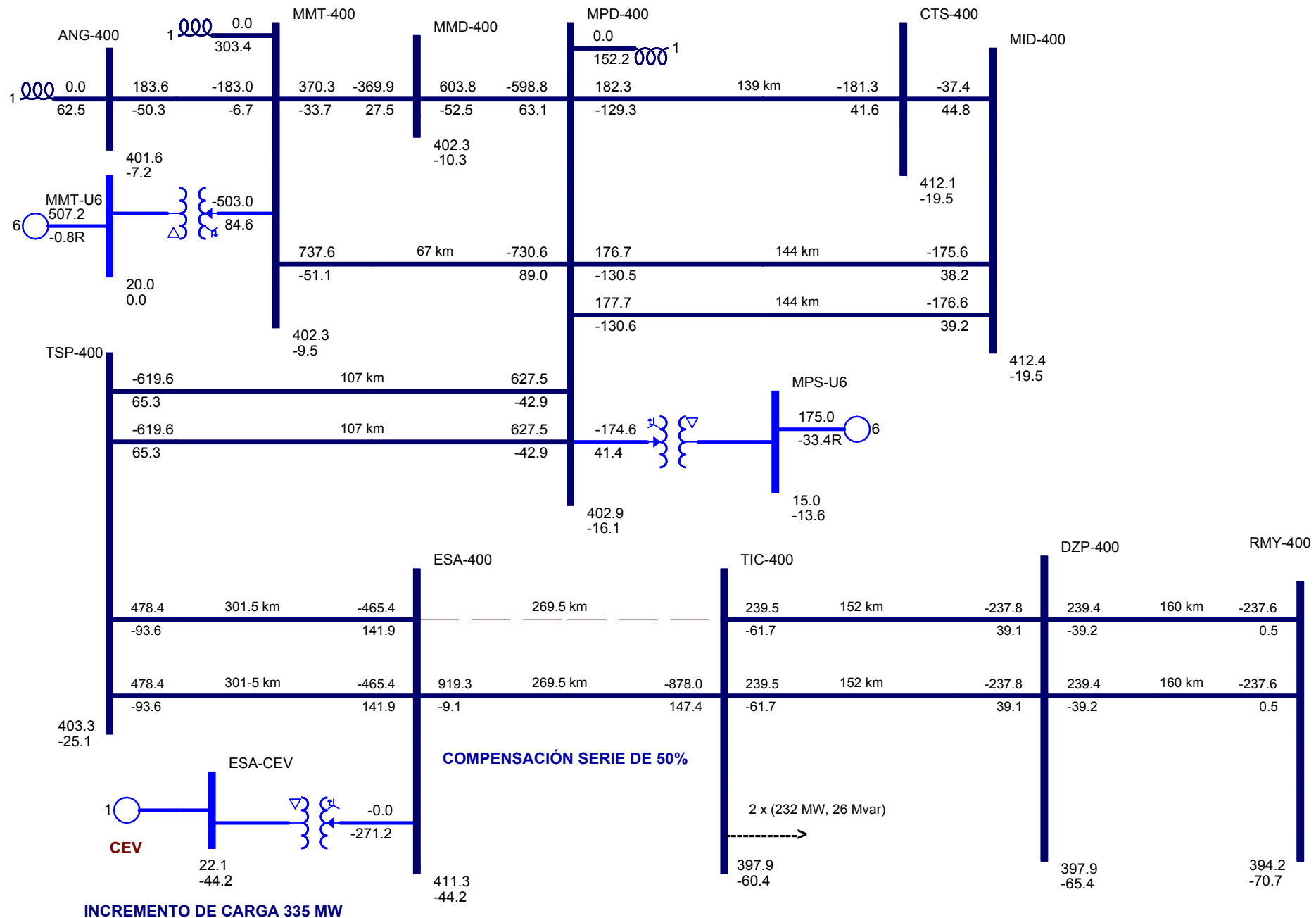


**Figura 5.13:** Condiciones de operación. CEV en SE ESA-400, capacitores serie en LT's ESA-TIC, un circuito fuera [3]



**Figura 5.14:** Condiciones de operación. CEV en SE ESA-400 y capacitores serie en LT's ESA-TIC [3]





**Figura 5.15:** Condiciones de operación. CEV en SE ESA-400 y capacitores serie en LT's ESA-TIC [3]

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

### 5.5.1.5. Conclusiones

- El incremento de flujo en la Red de 400 kV del Sistema del Área Peninsular, quedó determinado por la contingencia que considera la desconexión de uno de los dos circuitos que conecta a las subestaciones ESA-400 y TIC-400.
- El incremento determinado, sin considerar ninguna acción remedial o de defensa, con respecto a las condiciones base mostradas en la figura 5.3, son:
  - 100 MW sin CEV en SE ESA-400.
  - 190 MW con CEV en SE ESA-400.
- Los niveles de tensión en las subestaciones TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, bajo las diferentes condiciones analizadas y considerando fuera de servicio uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400 y con un incremento de flujo de 190 MW hacia el Sistema del Área Peninsular, son:

Subestaciones	Tensión en [kV]		
	Sin CEV	Con CEV	CEV y Capacitor Serie
TSP - 400	395.5	403.2	406.8
ESA - 400	371.9	405.3	416.6
TIC - 400	379.2	390.5	405.4
DZP - 400	384.7	393.6	406.4
RMY - 400	386.3	392.7	402.9

**Tabla 5.7:** Tensión en subestaciones de 400 kV en el Sistema del Área Peninsular. Condiciones de demanda máxima estimada para verano de 2018

- Disponer de compensación serie en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400, no está contemplada en el Programa de expansión del Área Peninsular por parte de CFE al que se tuvo acceso. Sin embargo, como se observó sería muy útil. Bajo esta condición, el incremento de carga podría pasar de 190 MW con CEV a 335 MW con CEV y con Capacitores Serie. Como se ha indicado, en ambos casos sin considerar ninguna medida remedial o de defensa.
- Otro efecto observado con la incorporación de compensación serie, es la disminución de la diferencia angular entre las tensiones de las SE's TSP-400 y RMY-400. Con compensación serie esa diferencia es  $40.1^\circ$ . Sin compensación serie es  $54.2^\circ$  (figuras 5.11 y 5.13, respectivamente). Lo que podría resultar ser aún más significativo ante la ocurrencia de un evento de mayor severidad, desde el punto de vista de estabilidad angular.

En la siguiente sección se obtendrán los márgenes (reserva) de potencia reactiva para el incremento determinado de 190 MW y ante la ocurrencia de las cuatro contingencias consideradas. Las condiciones de operación iniciales corresponden a lo mostrado en la figura 5.10.

Los resultados obtenidos mediante el análisis de las curvas VQ, complementan a los obtenidos mediante la aplicación de las curvas PV.

## 5.5.2. Curvas V-Q

### Archivos auxiliares

De manera similar a los utilizados para la obtención de curvas PV, se forman tres archivos de texto identificados con los siguientes tipos de extensión: \*.sub. \*.con y \*.mon. Los archivos auxiliares utilizados en esta parte, son los mismos mostrados en los cuadros 5.2, 5.3 y 5.4. En casos específicos, pudieran ser distintos.

### Archivos de datos

Las condiciones de operación bajo las cuales se llevan a cabo los siguientes análisis, son las mostradas en la figura 5.10. Es decir, considerando un incremento de 190 MW y CEV en subestación ESA-400.

### Rango de tensión en nodos seleccionados

Las curvas V – Q se obtienen en los nodos correspondientes a las subestaciones: TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400. Para cada nodo seleccionado, se observa la cantidad de potencia reactiva requerida para “mover” la tensión en un rango establecido. En este caso específico, se consideró un rango de tensión de 1.10 pu a 0.50 pu con decrementos de 0.005 pu. Para cada valor de tensión, se determina el correspondiente de potencia reactiva. Al ir disminuyendo la tensión, llega el instante en que ya no se tiene convergencia; lo que indica que se ha alcanzado el máximo margen o reserva de potencia reactiva en dicho nodo. Se reportan resultados para el caso base y para las cuatro contingencias.

Primero se muestran los resultados gráficos y al final de los mismos, se elabora un resumen con los márgenes o reserva de potencia reactiva obtenidos, Lo anterior, para los casos que resultaron de mayor relevancia.

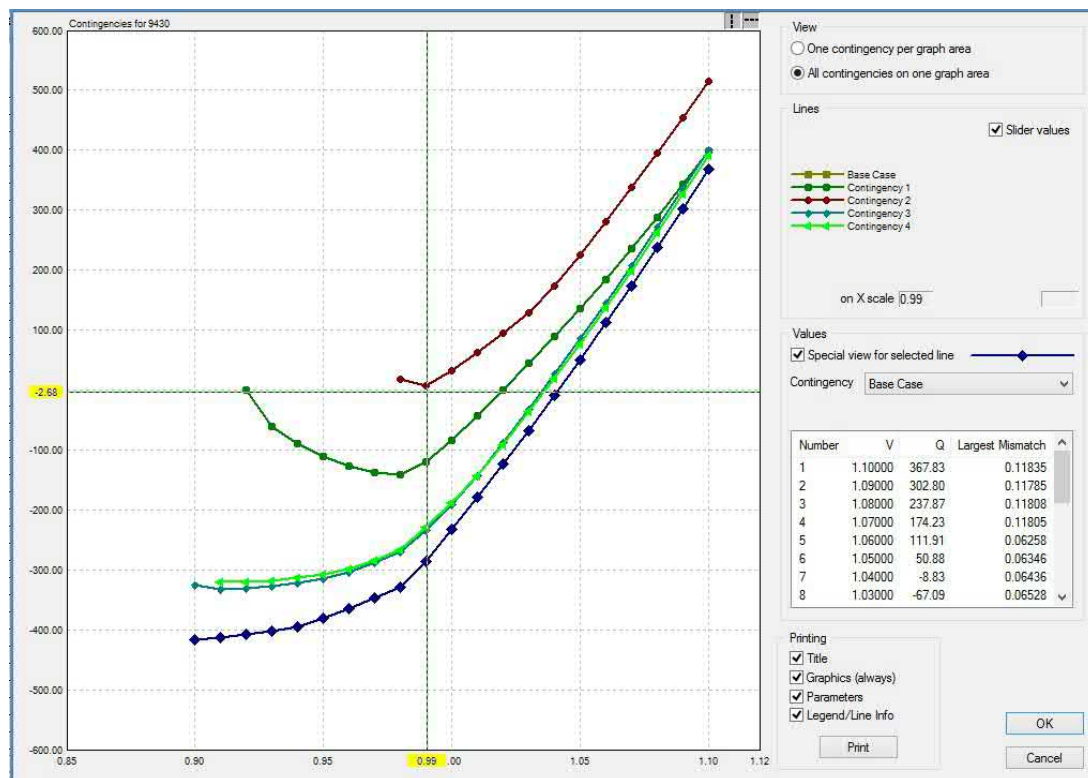
Identificación	Contingencia
Contingencia 1	LT TSP-ESA
Contingencia 2	LT ESA-TIC
Contingencia 3	LT TIC-DZP
Contingencia 4	LT DZP-RMY

La contingencia considera la desconexión de uno de los dos circuitos entre dichas subestaciones.

#### 5.5.2.1. Curvas VQ con CEV e incremento de carga igual a 190 MW

En las gráficas de la figura 5.16 se muestra el comportamiento de la tensión en la SE ESA-400, para el caso base y para las contingencias mencionadas, considerando en servicio el CEV en la subestación ESA-400 y un incremento de carga de 190 MW en el Sistema del Área Peninsular. Cabe señalar que esta es la gráfica típica que se exporta directamente del PSS/E, sin embargo, como se realizó para las curvas PV, se graficaron con la ayuda de un programa escrito en Python, la gráfica resultante se puede observar en la figura 5.17, esto mismo se hizo para las demás gráficas.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

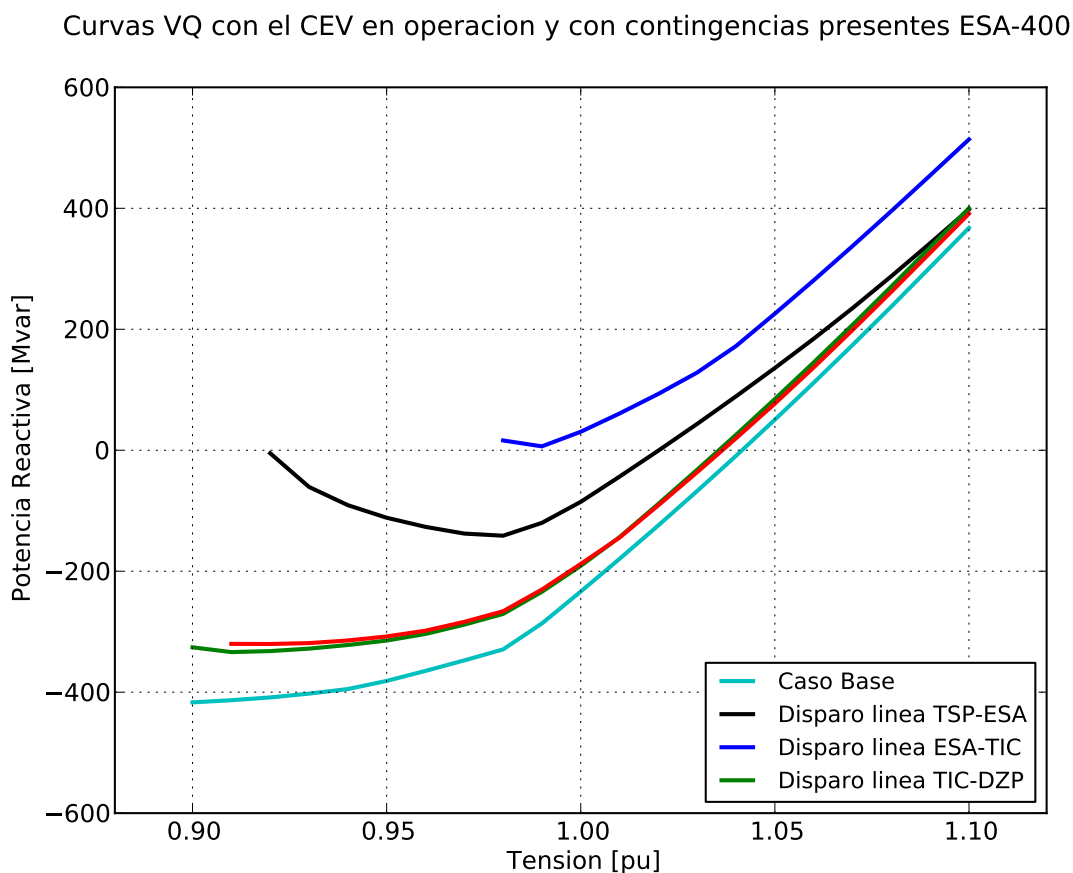


**Figura 5.16:** Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 190 MW PSS/E [8].

Se observa que la contingencia que resulta más severa sigue siendo la que considera fuera de servicio uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400 (Contingencia 2). Para una tensión de 0.99 pu en la SE. ESA-400 y ante esta contingencia, no se tendría margen de potencia reactiva. Es decir, para un flujo igual o superior a 422 MW por cada circuito TSP-400 - ESA-400; se estaría operando en una condición de riesgo. Es decir, se podría presentar un colapso de tensión. Lo anterior, para las condiciones de operación consideradas y mostradas en la figura 5.10.

Cabe señalar, que los resultados mostrados en la figura 5.16 o 5.17, fueron los más relevantes desde el punto de vista de márgenes de potencia reactiva.

En las gráficas de la figura 5.18 se muestra el comportamiento de la tensión en la SE. TSP-400, para el caso base y para las contingencias mencionadas, considerando en servicio el CEV en la subestación ESA-400 y un incremento de carga de 190 MW en el Sistema del Área Peninsular.



**Figura 5.17:** Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 190 MW [8].

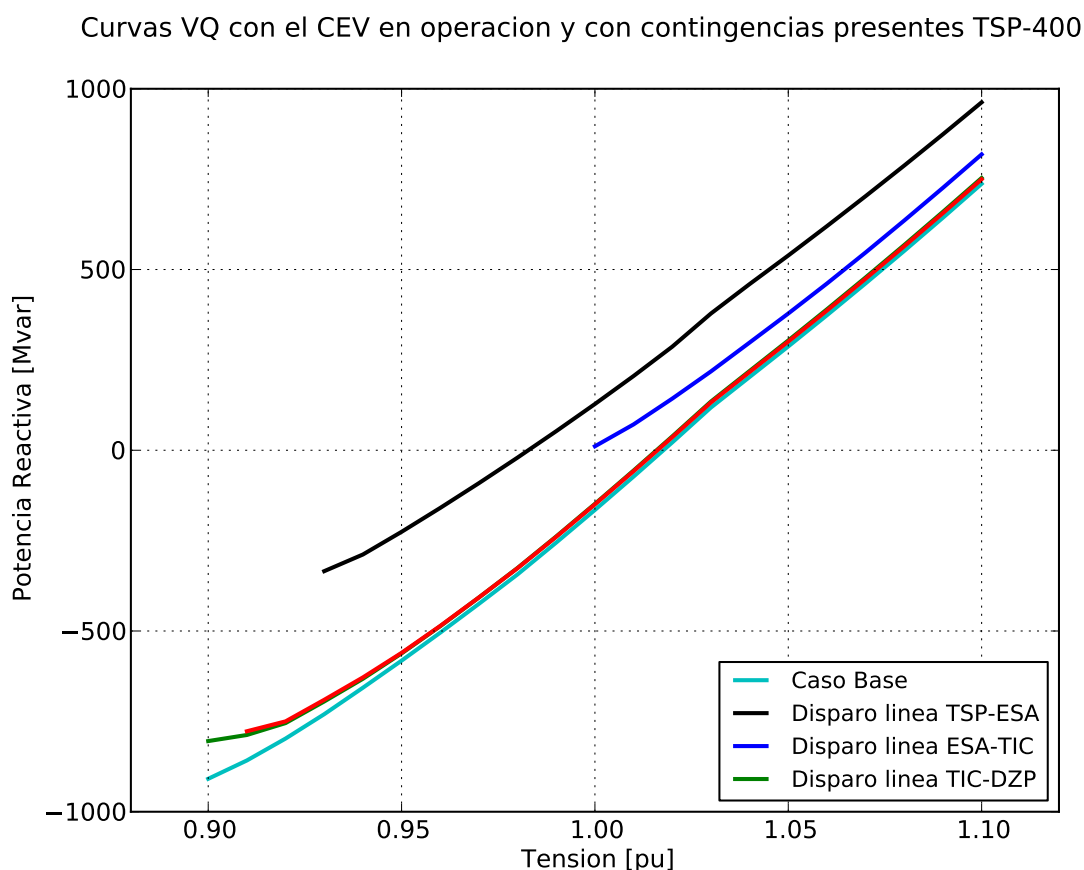
Se observa que la contingencia que resulta mas severa sigue siendo la que considera fuera de servicio uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400 (Contingencia 2). Para una tensión de 1.0 pu en la SE. TSP-400 y ante esta contingencia, tampoco se tendría margen de potencia reactiva. Es decir, para un flujo igual o superior a 422 MW por cada circuito TSP-400 - ESA-400; se estaría operando en una condición de riesgo. Es decir, se podría presentar un colapso de tensión. Lo anterior, para las condiciones de operación mostradas en la figura 5.10.

El comportamiento gráfico observado ante las mismas contingencias para los nodos TIC-400, DZP-400 y RMY-400, presentaron resultados similares a los observados en las gráficas 5.17 y 5.18. La contingencia que siguió resultando de mayor severidad es la correspondiente a la desconexión de uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400.

En la tabla 5.8 se muestran los márgenes o reserva de potencia reactiva en las cinco subestaciones de interés para las cuatro contingencias consideradas, así como para el caso base.

De lo mostrado en la tabla 5.8, se concluye que para las condiciones operativas mostradas en la figura 5.10, la desconexión de uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400; provocaría que prácticamente no se tenga margen o reserva de potencia reactiva en las cinco subestaciones supervisadas. Lo cual significa, que esta condición operativa es de riesgo, sino se toma alguna acción de defensa. Como puede ser dejar márgenes de seguridad con respecto al valor de incremento de 190 MW.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR



**Figura 5.18:** Márgenes de potencia reactiva en SE TSP-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 190 MW [8].

Considerando un margen de seguridad de 100 MW o del 5%, con respecto a la carga total del Sistema del Área Peninsular (2005 MW ya considerando el incremento de 190 MW, figura 5.10); el incremento de 190 MW pasaría a 90 MW. Bajo esta consideración, los valores de reserva de potencia reactiva en las cinco subestaciones de interés, ante la desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400, serían los indicados en la tabla 5.9. Se observa el efecto positivo de dicha acción. Ahora la reserva de potencia reactiva en la SE. ESA-400, pasa de +7.6 Mvar a -298 Mvar.

El margen de seguridad más conveniente, se determina mediante un análisis detallado en el que se considere confiabilidad y costos de producción.

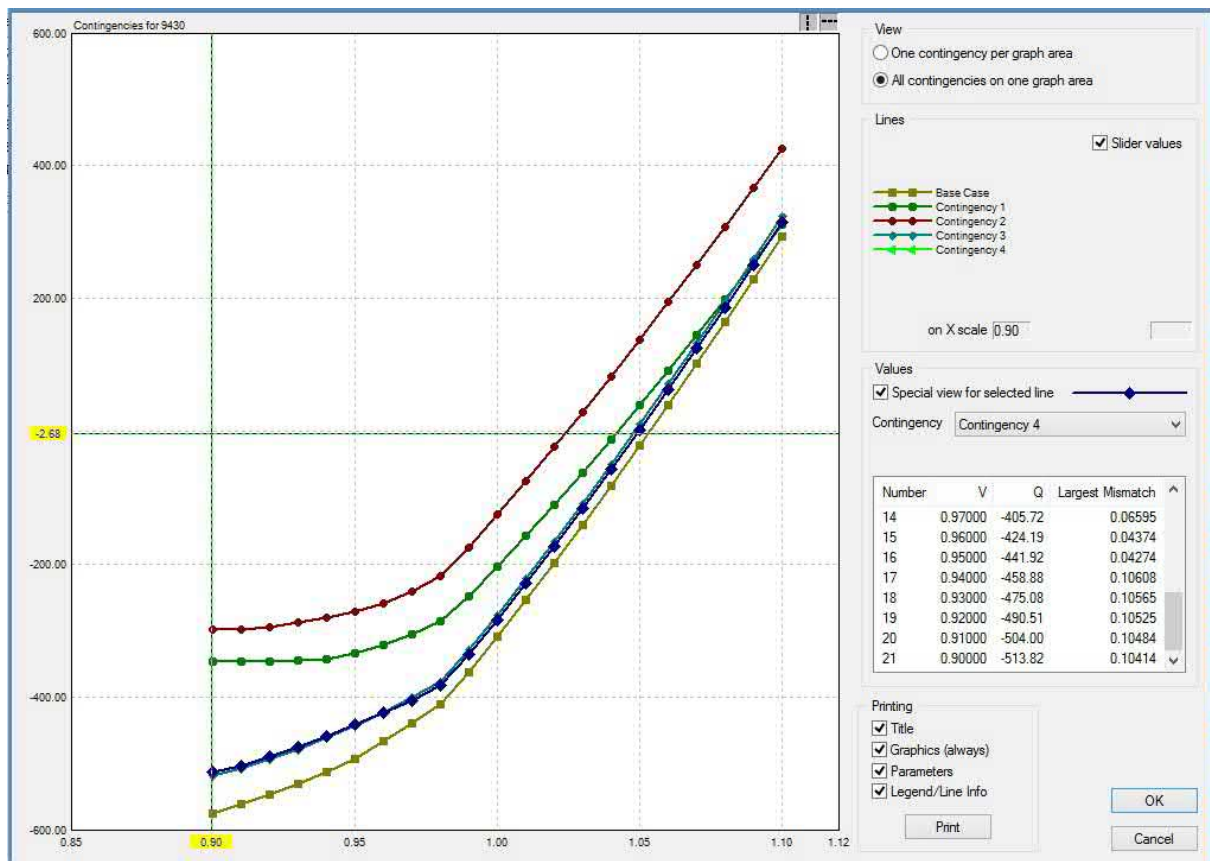
Caso Base			Contingencias		
Nodo	Reserva [Mvar]	Tensión [pu]	Circuito	Reserva [Mvar]	Tensión [pu]
TSP-400	-910	0.90	TSP-400 - ESA-400	-338	0.92
			ESA-400 - TIC-400	-27	1.00
			TIC-400 - DZP-400	-802	0.90
			DZP-400 - RMY-400	-787	0.91
ESA-400	-416	0.90	TSP-400 - ESA-400	-141	0.98
			ESA-400 - TIC-400	7.6	0.99
			TIC-400 - DZP-400	-333	0.92
			DZP-400 - RMY-400	-320	0.91
TIC-400	-330	0.90	TSP-400 - ESA-400	-141	0.98
			ESA-400 - TIC-400	-8.4	0.95
			TIC-400 - DZP-400	-256	0.90
			DZP-400 - RMY-400	-245	0.90
DZP-400	-303	0.90	TSP-400 - ESA-400	-149	0.96
			ESA-400 - TIC-400	-8.7	0.96
			TIC-400 - DZP-400	-220	0.90
			DZP-400 - RMY-400	-219	0.90
RMY-400	-270	0.90	TSP-400 - ESA-400	-161	0.90
			ESA-400 - TIC-400	-9.4	0.93
			TIC-400 - DZP-400	-205	0.96
			DZP-400 - RMY-400	-166	0.90

**Tabla 5.8:** Márgenes de potencia reactiva en las cinco SE's de interés considerando en operación CEV en SE. ESA-400 y un incremento de carga de 190 MW.

Caso Base			Contingencias		
Bus	Reserva [Mvar]	Tensión [pu]	Circuito	Reserva [Mvar]	Tensión [pu]
ESA-400	-576	0.90	TSP-400 - ESA-400	-347	0.91
			ESA-400 - TIC-400	-298	0.90
			TIC-400 - DZP-400	-519	0.90
			DZP-400 - RMY-400	-513	0.90

**Tabla 5.9:** Márgenes de potencia reactiva en las cinco SE's de interés considerando CEV en SE. ESA-400 y un incremento de carga de 100 MW.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR



**Figura 5.19:** Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 e incremento de carga de 100 MW [8].

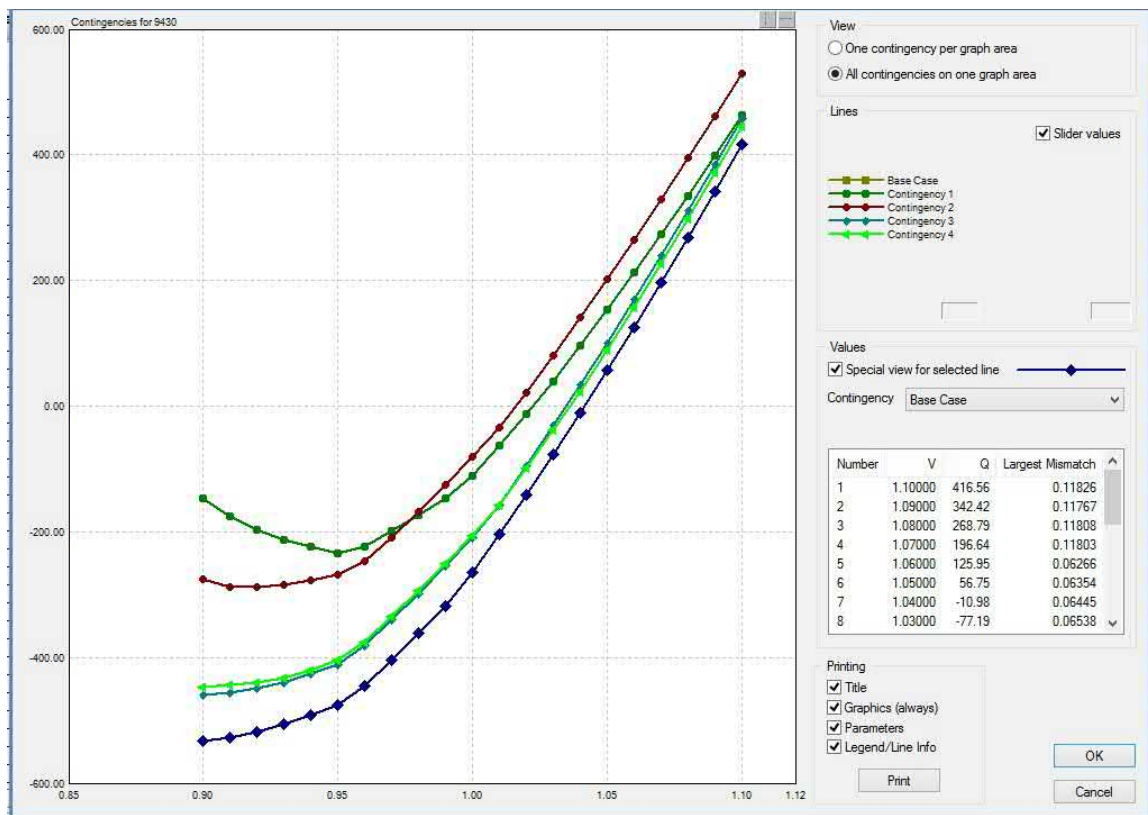
En las gráficas de la figura 5.19 se muestra el comportamiento de la tensión en la SE. ESA-400, para el caso base y para las contingencias mencionadas, considerando en servicio el CEV en la subestación ESA-400 y un incremento de carga de 100 MW en el Sistema del Área Peninsular.

### 5.5.2.2. Curvas VQ con CEV e incremento de carga igual a 190 MW y compensación serie

A partir de las condiciones operativas mostradas en la figura 5.12, se procedió a determinar la reserva de potencia reactiva en las subestaciones de interés, considerando adicional al CEV en la SE. ESA-400, compensación serie en los dos circuitos que conectan a las SE's ESA-400 y TIC-400.

En las gráficas de la figura 5.20 se muestra el comportamiento de la tensión en la SE. ESA-400, para el caso base y para las cuatro contingencias mencionadas, CEV en servicio en la subestación ESA-400, compensación serie (50%) y un incremento de carga de 190 MW en el Sistema del Área Peninsular. Se observa que la reserva de potencia reactiva en la SE ESA-400 es -533 Mvar y -288 Mvar, respectivamente para el caso base y ante la contingencia de un circuito ESA-400 – TIC-400. Se observa el beneficio de la compensación serie.





**Figura 5.20:** Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 y compensación serie ESA - TIC [8].

En la tabla 5.10 se indican la reserva de potencia reactiva en las cinco subestaciones de interés, considerando CEV en SE. ESA-400, compensación serie en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400 y un incremento de carga de 190 MW. Se observa el beneficio de disponer de compensación serie. Recordemos que para este nivel de incremento de carga y en ausencia de la compensación serie; prácticamente no se tenía reserva de potencia reactiva en ninguna de las cinco subestaciones ante la desconexión de uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400 (tabla 5.8).

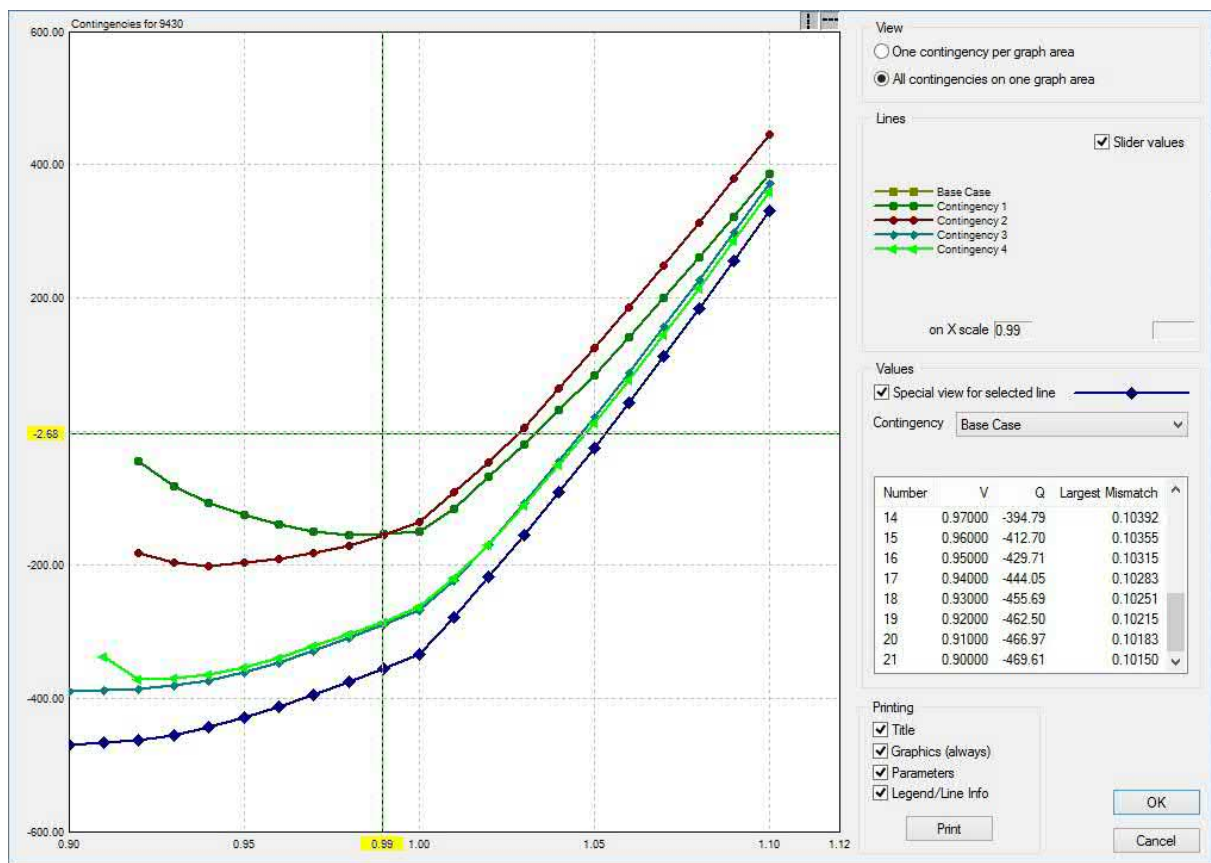
Se consideró interesante determinar la reserva o margen de potencia reactiva en las subestaciones de interés indicadas, considerando la operación del CEV en SE ESA-400, compensación serie en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400 y un incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular igual a 335 MW. Los resultados obtenidos, indican que no se tiene margen de potencia reactiva en la SE ESA-400 ante la ocurrencia de las contingencias 1 y 2. Es decir, ante la salida de uno de los circuitos TSP-400 – ESA-400 o bien, ESA-400 – TIC-400.

Por lo anterior, se procedió a disminuir la carga en un 5 % en el Sistema del Área Peninsular. Lo que significa que el incremento de carga pasó de 335 MW a 228 MW (107.5 MW menos). Para esta consideración, los resultados obtenidos se muestran en la figura 5.21. La reserva de potencia reactiva en la subestación ESA-400 sería 155.8 Mvar y 202.1 Mvar, respectivamente para las contingencias 1 y 2.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

Caso Base			Contingencias		
	Reserva [Mvar]	Tensión [pu]		Reserva [Mvar]	Tensión [pu]
ESA-400	-533	0.90	TSP-400 - ESA-400	-233	0.95
			ESA-400 - TIC-400	-288	0.92
			TIC-400 - DZP-400	-459	0.90
			DZP-400 - RMY-400	-447	0.90

**Tabla 5.10:** Márgenes de potencia reactiva en las cinco SE's de interés considerando CEV en SE. ESA-400, compensación serie (50 %) en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400 y un incremento de carga de 190 MW.



**Figura 5.21:** Márgenes de potencia reactiva en SE ESA-400. Con CEV en SE ESA-400 y compensación serie (50 %) ESA - TIC [8].

### 5.5.2.3. Conclusiones

- El incremento de flujo en la Red de 400 kV del Sistema del Área Peninsular, quedó determinado por la contingencia que considera la desconexión de uno de los dos circuitos que conecta a las subestaciones ESA-400 y TIC-400. Lo anterior prevaleció en los análisis correspondientes para determinar las reservas de potencia reactiva.
- El valor de reserva de potencia reactiva considerando CEV en la SE. ESA-400 (sin ninguna acción remedial o de defensa), a partir de las condiciones base mostradas en la figura 5.10, es:
  - Para incremento de carga de 190 MW y desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400: Prácticamente no hay reserva de potencia reactiva en ninguna de las cinco subestaciones de interés.
  - Para incremento de carga de 100 MW y desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400: El menor valor de reserva de potencia reactiva se tiene en la SE. ESA-400 y es -298 Mvar.
- El valor de reserva de potencia reactiva considerando CEV en la SE. ESA-400 (sin ninguna acción remedial o de defensa) y contando con compensación serie (50 %) en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400; a partir de las condiciones base mostradas en la figura 5.12, es:
  - Para incremento de carga de 190 MW y desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400: El menor valor de reserva de potencia reactiva se tiene en la SE. TSP-400 y es -233 Mvar. En la SE. ESA-400, es -288 Mvar.
  - Para incremento de carga de 228 MW y desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400: El menor valor de reserva de potencia reactiva se tiene en la SE. TSP-400 y es -155.8 Mvar. En la SE. ESA-400, es -202 Mvar.
- En resumen

Considerando fuera de servicio un circuito ESA-400 – TIC-400 y un margen de seguridad del 5%, se tiene:

- Disponer solamente del CEV en la SE ESA-400, permite disponer de 100 MW de incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular (1805 MW + 100 MW). La reserva de potencia reactiva es -288 Mvar en la SE ESA-400.
- Disponer del CEV en la SE ESA-400 y compensación serie del 50% en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400, permite disponer de 228 MW de incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular (1805 MW + 228 MW). La reserva de potencia reactiva es -202 Mvar en la SE ESA-400.

### 5.5.3. Conclusiones del análisis de estado estable

1. Existe una correlación entre los resultados obtenidos mediante la aplicación de curvas PV y la aplicación de curvas VQ.
2. Los resultados determinados mediante la aplicación de curvas PV, deben ser confirmados mediante la aplicación de curvas VQ.
3. Sin considerar la acción de ninguna medida de defensa, el máximo incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular, resultó ser:
  - De curvas PV
    - Sin CEV en SE. ESA-400: 100 MW.
    - Con CEV en SE. ESA-400: 190 MW
    - Con CEV en SE ESA-400 y CS: 335 MW.
  - De curvas VQ
    - Con CEV en SE. ESA-400 y 190 MW de incremento: Prácticamente no hay reserva de potencia reactiva.
    - Con CEV en SE. ESA-400 y 100 MW de incremento: -288 Mvar de reserva.
4. Considerando lo obtenido en ambos tipos de análisis, serían **100 MW** de incremento, con respecto a la carga considerada en el Sistema del Área Peninsular (**1805 MW**). Bajo esta condición, la reserva de potencia reactiva en las subestaciones TSP-400 y ESA-400; serían respectivamente **-233 Mvar** y **-288 Mvar**.
5. Disponer de un CEV en la SE ESA-400, adicionalmente tiene un efecto significativo en el valor de la tensión en las cinco SEs de 400 kV supervisadas. Sobre todo, ante la ocurrencia de contingencias.

Por ejemplo, la tensión en SE RMY-400 ante la desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400:

- Sin CEV y con incremento de 100 MW: 386.3 kV
- Con CEV y con incremento de 190 MW: 392.7 kV

La tensión en SE ESA-400 ante la desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400:

- Sin CEV y con incremento de 100 MW: 371.9 kV
- Con CEV y con incremento de 190 MW: 405.3 kV

6. Disponer de compensación serie (50 %) en los circuitos ESA-400 – TIC-400, trae beneficios adicionales
  - Incremento de carga de 335 MW (sin contingencia). Ante contingencia, no hay reserva de potencia reactiva.
  - Incremento de carga de 228 MW considerando la desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400. Reserva de potencia reactiva -155.8 Mvar en TSP-400 y -202 Mvar en ESA-400.
  - Disminución de la diferencia angular entre las subestaciones TSP-400 y RMY-400, de manera significativa.

- Por ejemplo, ante la desconexión de un circuito ESA-400 – TIC-400 y con un incremento de carga de 190 MW: sin compensación serie; 54.2. Con compensación serie; 40.1.
  - Mejorar el nivel de tensión.
    - Por ejemplo, complementando lo indicado en el punto 5, de esta sección, la tensión en las subestaciones ESA-400 y RMY-400 pasan de 405.3 kV y 392.7 kV; a 416.6 kV y 402.5 kV, respectivamente.
7. Los resultados obtenidos en este tipo de análisis en estado estable, constituyen una referencia aceptable sobre el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional y en específico del Sistema del Área Peninsular.
8. Resultó muy interesante y satisfactorio el conocer las limitaciones y alcances de este tipo de análisis en estado estable.

En el siguiente análisis, se mostrará el comportamiento dinámico de distintas variables eléctricas asociadas a las subestaciones de interés y al compensador estático de potencia reactiva, ante la ocurrencia de contingencias. Lo anterior, para confirmar y completar los resultados obtenidos en los análisis de estado estable.

### 5.6. Estado transitorio

En este tipo de análisis se considera la respuesta de los controles de regulación de tensión y de velocidad de las unidades generadoras, así como la respuesta dinámica de los CEV's instalados en el SIN. La respuesta de los distintos modelos depende de los ajustes (valores) que se asignan a los parámetros de cada modelo. Cada modelo contiene constantes y variables.

El valor inicial que se asigna a las distintas variables de cada modelo, se determina a partir de las condiciones prevalecientes en el caso base de estado estable que se desea analizar.

Por ejemplo, las condiciones de operación mostradas en el diagrama de la figura 5.13, son resultado de la desconexión de uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400, partiendo de las condiciones mostradas en la figura 5.12. Lo anterior presenta el antes y después de la ocurrencia de la desconexión del circuito. En el análisis de dinámica, se observa el comportamiento en el tiempo de las tensiones y potencias mostradas en el diagrama de la figura 5.13. Este tipo de análisis es más interesante y completo. Se apega más a la “realidad”. Por lo mismo, se requiere de más información. Es posible supervisar el comportamiento de variables eléctricas y mecánicas.

El comportamiento de las distintas variables eléctricas y mecánicas, ante la ocurrencia de eventos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), depende principalmente del tipo de falla, de la ubicación de la misma y del tiempo de su libramiento. Ante la ocurrencia de ciertos eventos, es posible que se someta al SIN a la pérdida de más de un elemento; condición que compromete en mayor grado la seguridad y continuidad del mismo.

#### 5.6.1. Consideraciones

En el caso específico que nos interesa, la desconexión de uno de los circuitos ESA-400 – TIC-400, es el evento que determinó prácticamente el incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular. Razón por la que se analizará el comportamiento de distintas variables ante la ocurrencia de esta contingencia. Las consideraciones asumidas se indican a continuación:

##### 1. Falla trifásica<sup>1</sup>

- El libramiento de la falla se realiza mediante la apertura tripolar en ambos extremos del circuito.
- El tiempo de libramiento es de seis ciclos.

##### 2. Falla de fase a tierra<sup>1</sup>

- El libramiento de la falla se realiza mediante la apertura de la fase fallada en ambos extremos.
- El tiempo de libramiento es de seis ciclos.

---

<sup>1</sup>Se asume que la falla ocurre en el circuito 1 ESA-400 – TIC-400, cercana a la SE TIC-400.

- El recierre es secuencial: primero en la subestación TIC-400 y 100 ms después en la subestación ESA-400<sup>1</sup>.
- El tiempo de recierre quedará determinado precisamente de los análisis de estabilidad.

En la tabla 5.11, se muestran los valores simétricos de falla trifásica y de fase a tierra en las cinco SE's de interés, para las condiciones de demanda máxima estimadas para verano de 2018.

Nodo	Falla Trifásica [A]	Falla Monofásica [A]
TSP - 400	10,599.5	10,849.2
ESA - 400	3,388.7	4,229.7
TIC - 400	4,805.3	8,237.9
DZP - 400	5,144.0	8,291.9
RMY - 400	3,892.2	4,068.7

**Tabla 5.11:** Valores simétricos de falla trifásica y de fase a tierra para condiciones de demanda estimadas para verano de 2018.

3. La modelación de la carga se realizó considerando 30 % como admitancia constante, 60 % como corriente constante y 10 % como potencia constante.
4. En cuanto a la supervisión de variables se reportan solo aquellas cuyo comportamiento resultó ser más representativo:
  - Potencia activa y reactiva de una unidad de la CH Malpaso.
  - Posición angular de una unidad de la CH Malpaso.
  - Tensión en SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400.
  - Flujo de potencia activa y reactiva en circuitos ESA-400 – TIC-400.
  - Comportamiento del CEV instalado en la SE ESA-400
5. Casos analizados
  - Con CEV.
    - Incremento de carga de 190 MW 5.10.
  - Con CEV y capacitor serie
    - Incremento de carga 190 MW 5.12.
    - Incremento de carga 228 MW.
    - Incremento de carga 335 MW 5.14.

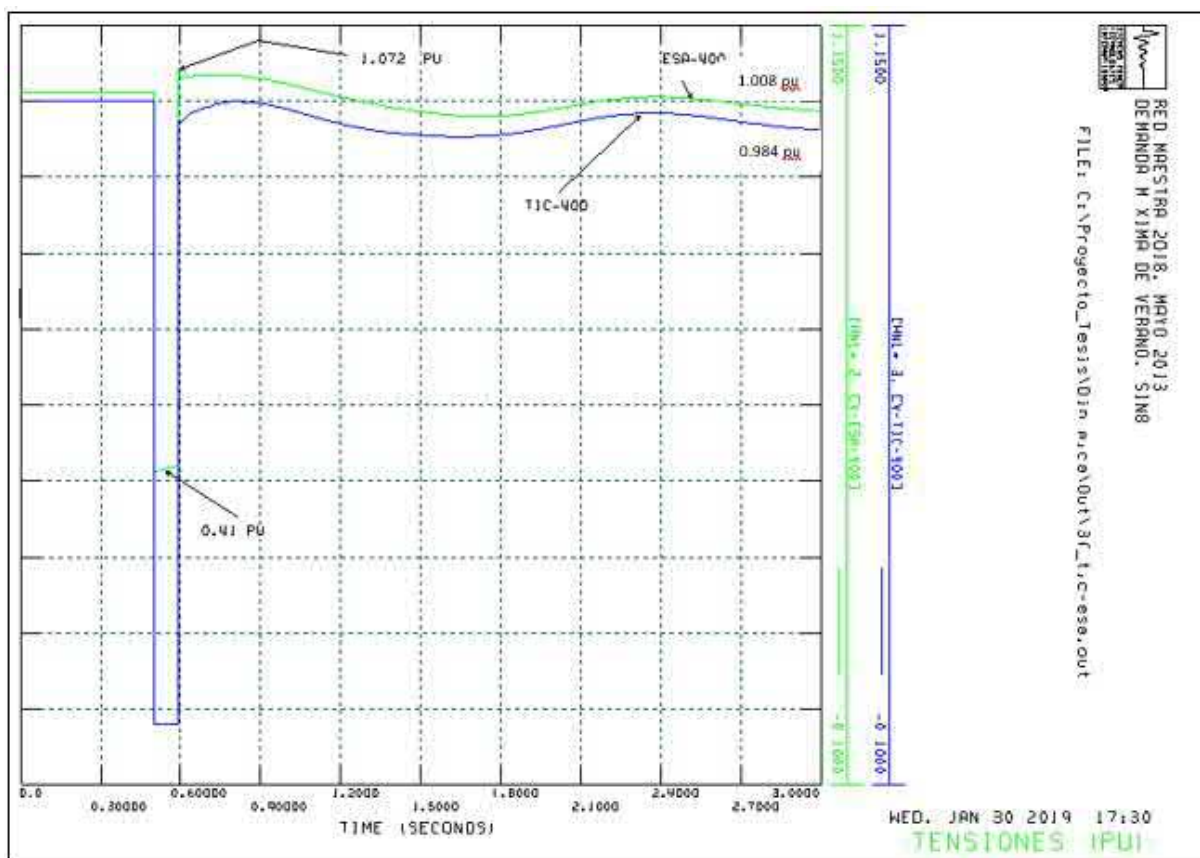
<sup>1</sup>El recierre debería iniciarse en la subestación menos robusta. Sin embargo, debido a la ubicación del CEV, se realiza en la subestación TIC-400. Si el recierre es exitoso; posteriormente se recierra en ESA-400.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

### 5.6.2. Con CEV e incremento de 190 MW

#### 5.6.2.1. Falla trifásica en un circuito ESA-400 – TIC-400

En la figura 5.22 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). Se observa una disminución significativa en la tensión en el instante en que ocurre la falla. Una vez que la falla se ha librado, la tensión en ambas SE's se recuperan instantáneamente. Las oscilaciones de tensión son pequeñas y tienden a estabilizarse rápidamente (1.008 pu y 0.984 pu en ESA-400 y TIC-400, respectivamente).



**Figura 5.22:** Comportamiento de la tensión en SE ESA-400 y TIC-400 ante falla trifásica [9].

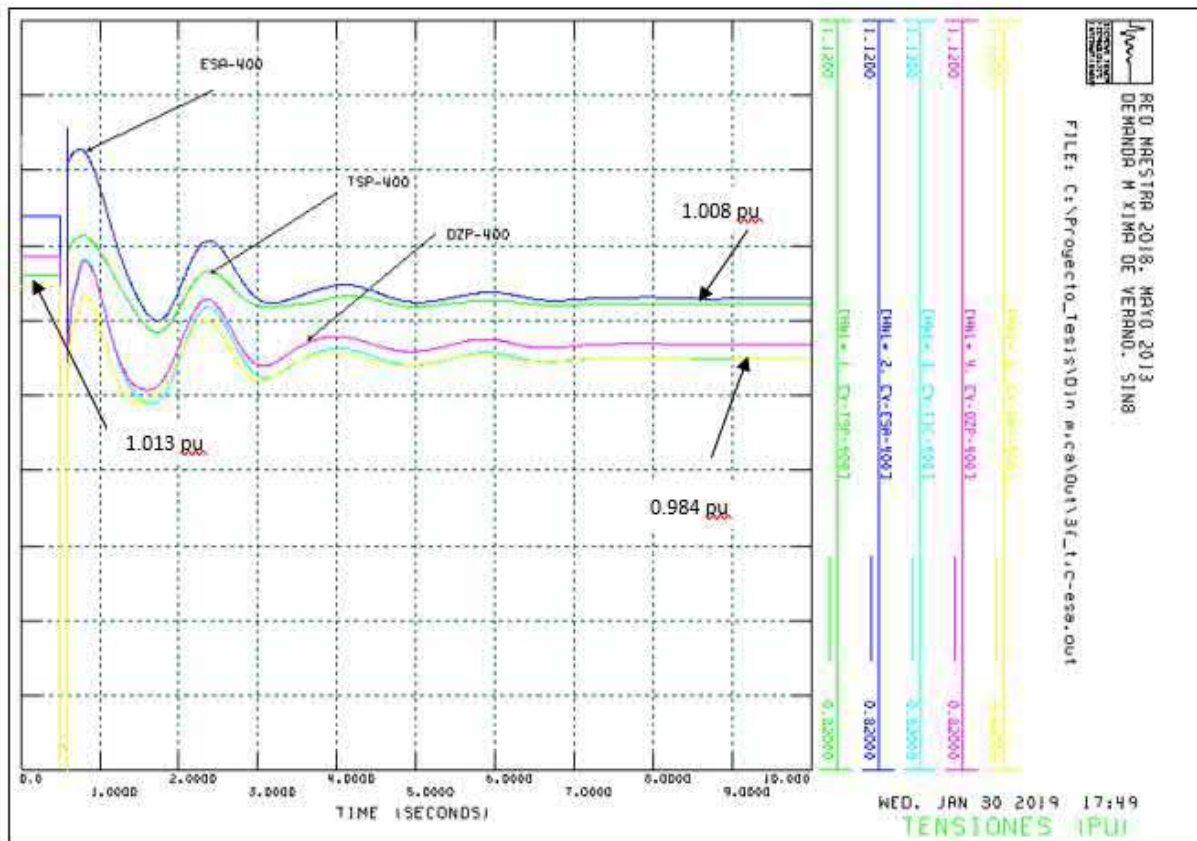
Resultados:

- La disminución de la tensión en ambas subestaciones es significativa en el instante en el que ocurre la falla trifásica.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.
- Una vez liberada la falla, la tensión en ambas SE's se estabiliza alrededor de su valor nominal.

En la figura 5.23 se muestra el comportamiento de la tensión en las cinco SE's de interés, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). Una vez que la falla



se ha librado, la tensión en las SE's se recupera. Las oscilaciones de tensión son pequeñas y tienden a estabilizarse rápidamente en valores muy cercanos a los nominales.



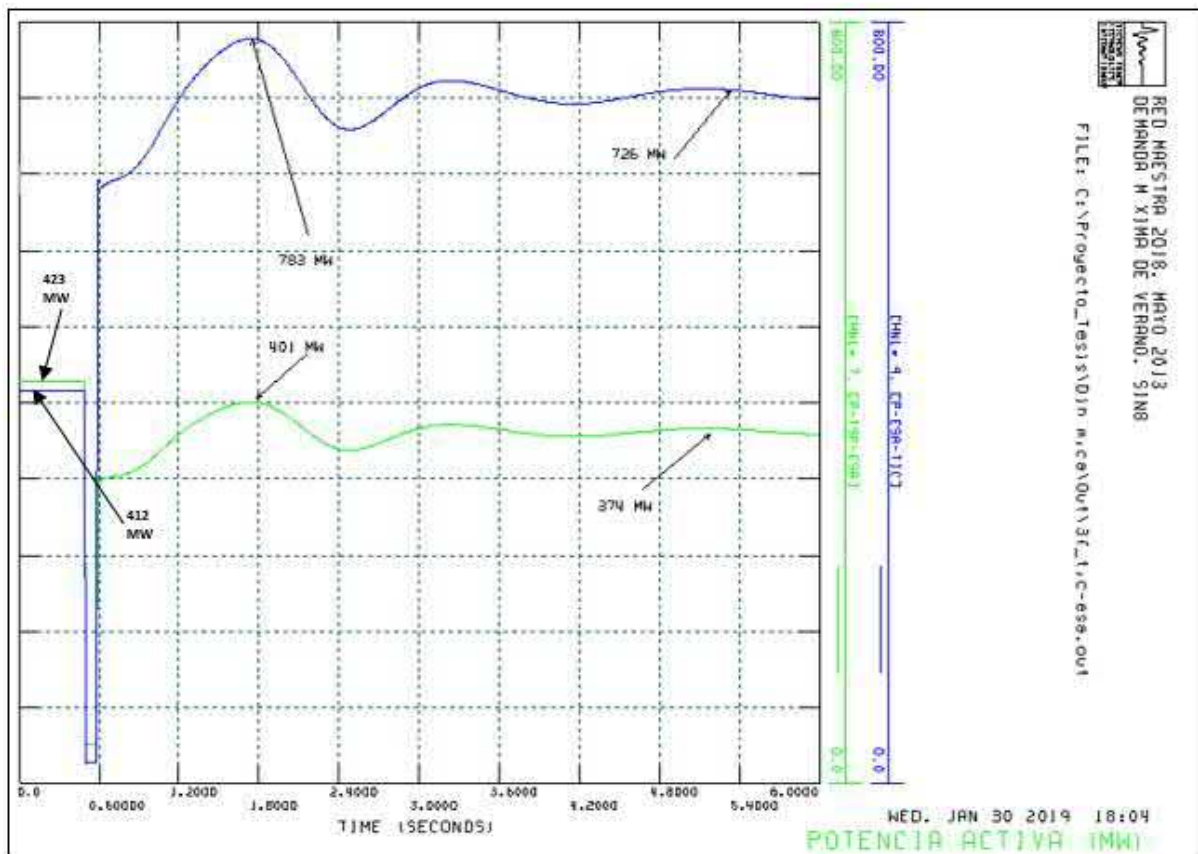
**Figura 5.23:** Comportamiento de la tensión en las cinco SE's de interés ante falla trifásica [9].

Resultados:

- La disminución de la tensión en ambas subestaciones es significativa en el instante en el que ocurre la falla trifásica.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.
- Una vez liberada la falla, la tensión en ambas SE's se estabiliza alrededor de su valor nominal.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

En la figura 5.24 se muestra el comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). En el instante de que ocurre la falla, se observa una disminución significativa en la potencia activa en ambos circuitos. Una vez librada la falla, la potencia en el circuito dos ESA-400 – TIC-400, experimenta una oscilación grande. Alcanza un valor máximo de 783 MW, lo anterior debido a la desconexión del circuito paralelo. Las potencias en ambos circuitos tiende a estabilizarse rápidamente.

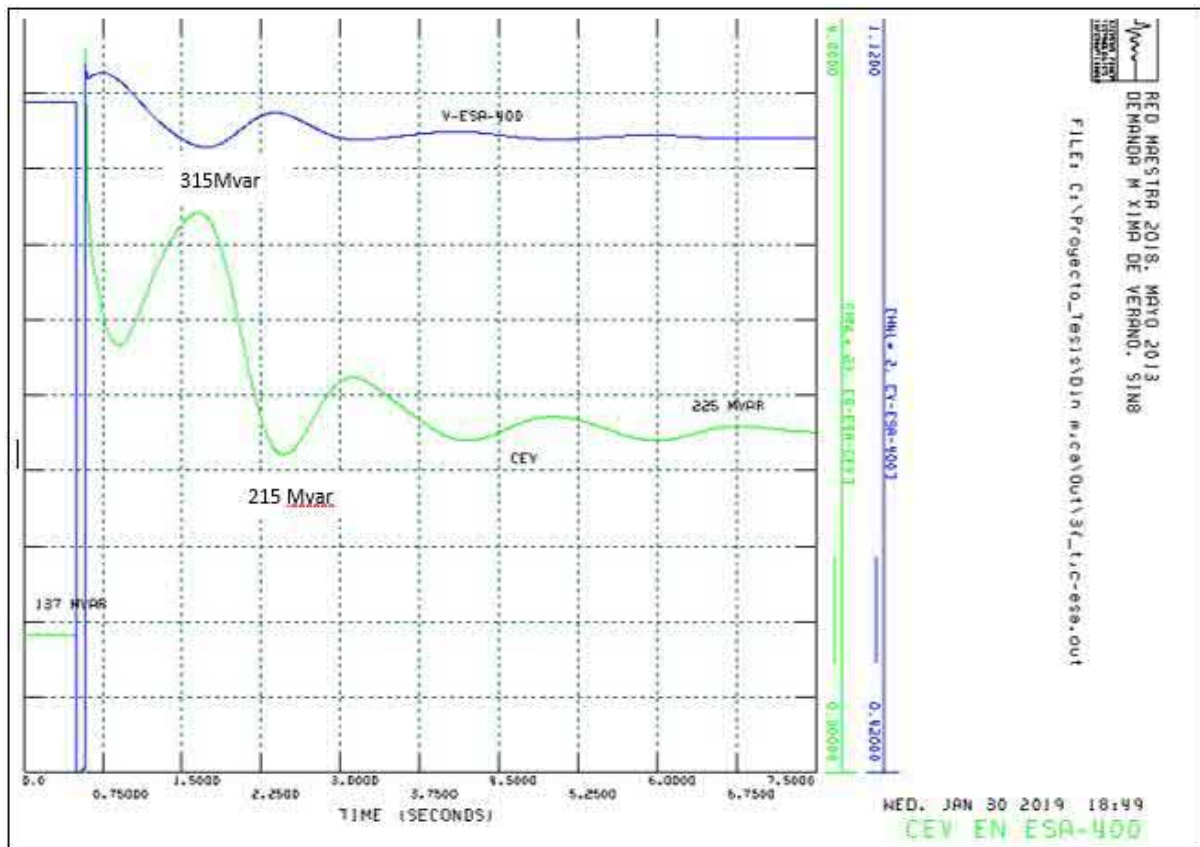


**Figura 5.24:** Comportamiento de la potencia activa en circuito dos de LT TSP-ESA y ESA-TIC ante falla trifásica en circuito uno de la LT ESA-TIC [9].

### Resultados:

- Durante la falla trifásica, la potencia activa en los circuitos mostrados es prácticamente cero. Una vez librada la falla, la potencias en el circuito TSP-400 – ESA-400 experimenta oscilaciones moderadas. En el caso del circuito ESA-400 – TIC-400, las oscilaciones son mayores. Al inicio superiores a 100 MW. Después de 4 segundos las oscilaciones son moderadas y tienden a estabilizarse.
- Una vez liberada la falla, la potencia en el circuito que queda en operación entre las SE's ESA-400 y TIC-400, toma gran parte de la carga del circuito paralelo. Su valor inicial es 411 MW. Su valor final 726 MW.
- Se observa una ligera disminución en el flujo del circuito TSP-400 – ESA-400 (de 423 MW a 374 MW, debido al incremento de impedancia serie en la Red de 400 kV debido a la desconexión de uno de los circuitos entre ESA-400 y TIC-400.

En la figura 5.25 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva suministrada por el CEV en la SE ESA-400, así como la tensión en la barra de 400 kV de la misma subestación, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms), mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). Se observa que el valor de potencia reactiva del CEV pasa de un valor inicial de 137 Mvar a 225 Mvar ya en estado estable.



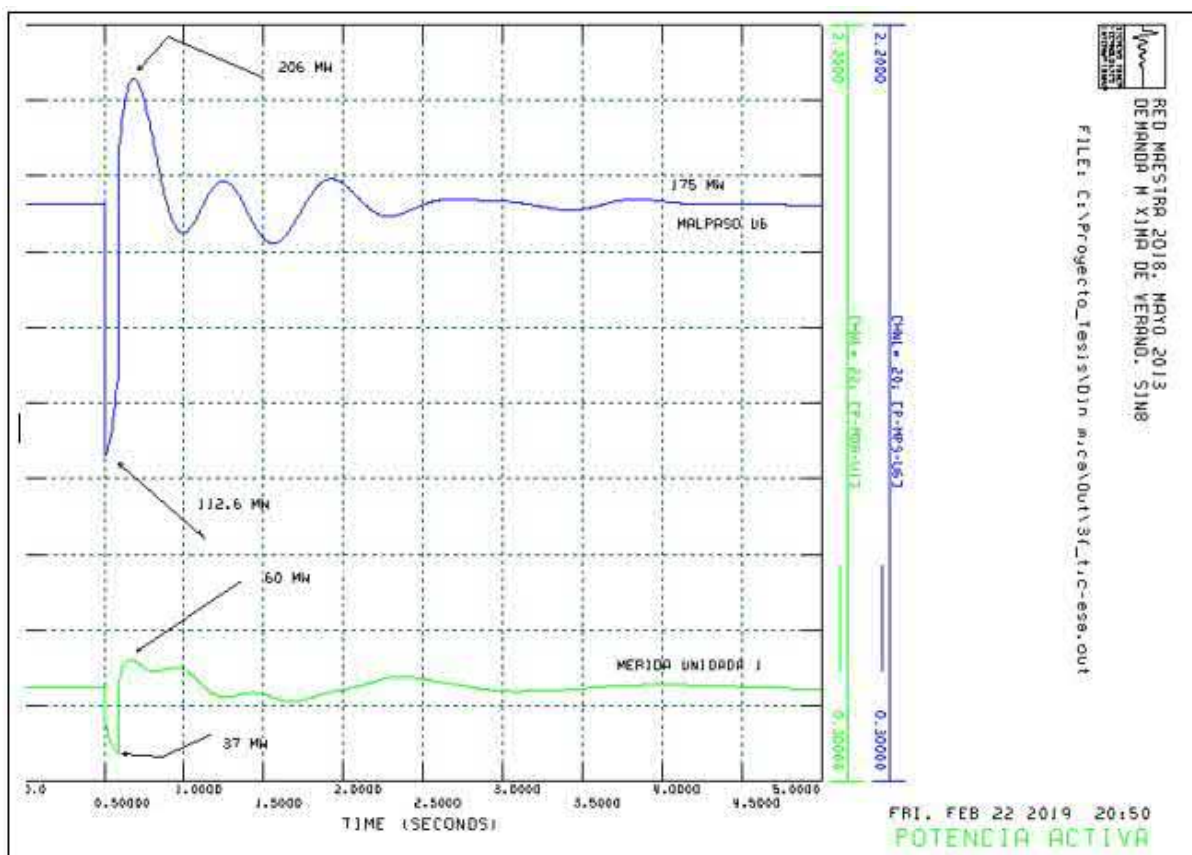
**Figura 5.25:** Comportamiento de la potencia reactiva suministrada por el CEV en SE ESA y tensión de la barra ante falla trifásica [9].

Resultados:

- El comportamiento del CEV permite la recuperación de la tensión.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.
- Se observa que previo a la falla, el CEV suministra 137 Mvar. Una vez desconectado el circuito, el CEV suministra 225 Mvar. Durante la falla, supera su capacidad de 300 Mvar de manera instantánea.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

En la figura 5.26 se muestra el comportamiento de la potencia activa en una de las unidades en las Centrales Malpaso y Mérida Tres, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). En el instante en el que ocurre la falla, la potencia activa en ambas unidades disminuye significativamente. En MPS-U1 a 112.6 MW y en MDA-U1 a 37 MW. Una vez que la falla se libra, se observan oscilaciones de 93.4 MW y de 23 MW respectivamente en ambas unidades. Después de prácticamente 3.5 segundos la potencia en ambas unidades se estabiliza prácticamente en sus valores iniciales.



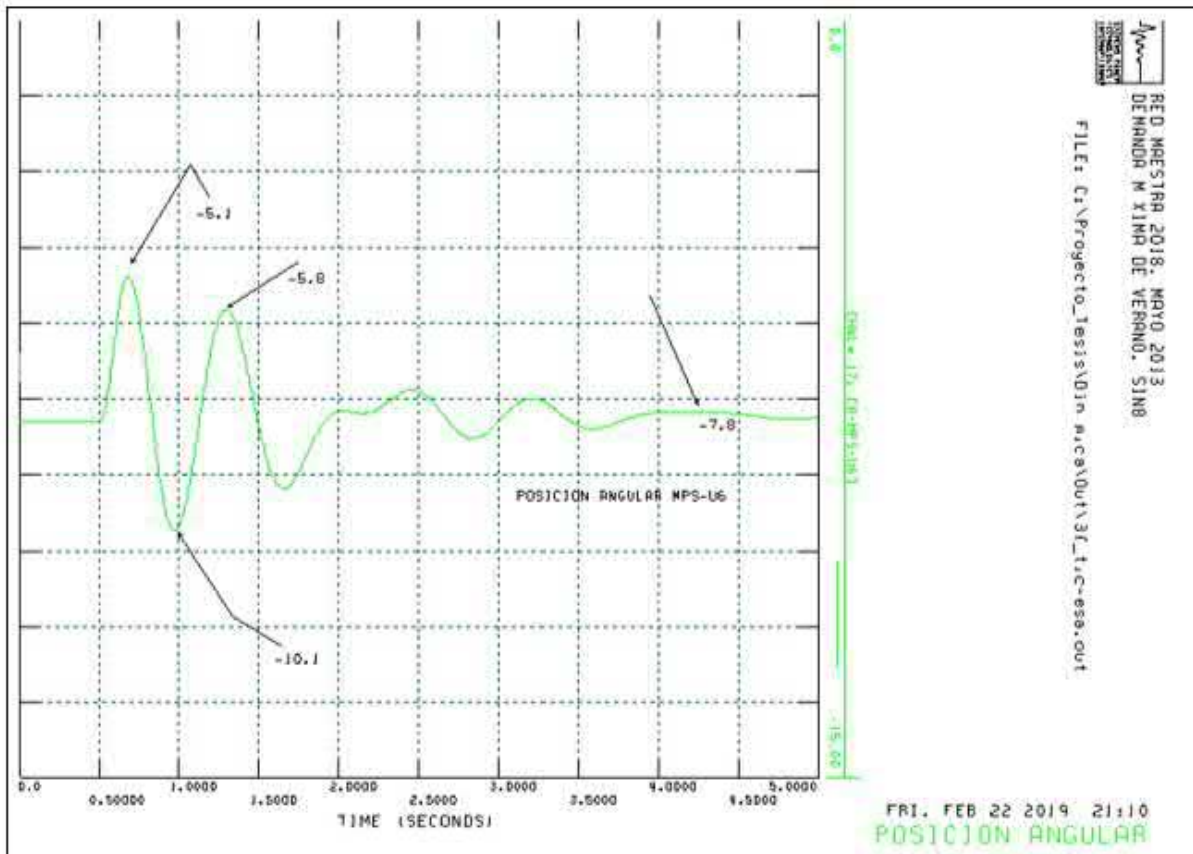
**Figura 5.26:** Comportamiento de potencia activa en Unidad 1 en central Malpaso y Mérida III, ante falla trifásica en circuito 1 de LT ESA-TIC [9].

### Resultados:

- El comportamiento de ambas unidades es satisfactorio.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.



En la figura 5.27 se muestra el comportamiento de la posición angular de rotor de la unidad 6 en la CH. Malpaso, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). En el instante en el que ocurre la falla, el ángulo sufre una aceleración de 3. Una vez que la falla se libra, se observan oscilaciones moderadas. Después de prácticamente 4 segundos el ángulo se estabiliza prácticamente en su valor inicial.



**Figura 5.27:** Comportamiento posición angular rotor Unidad 6 en CH Malpaso ante falla trifásica circuito 1 LT ESA-TIC [9].

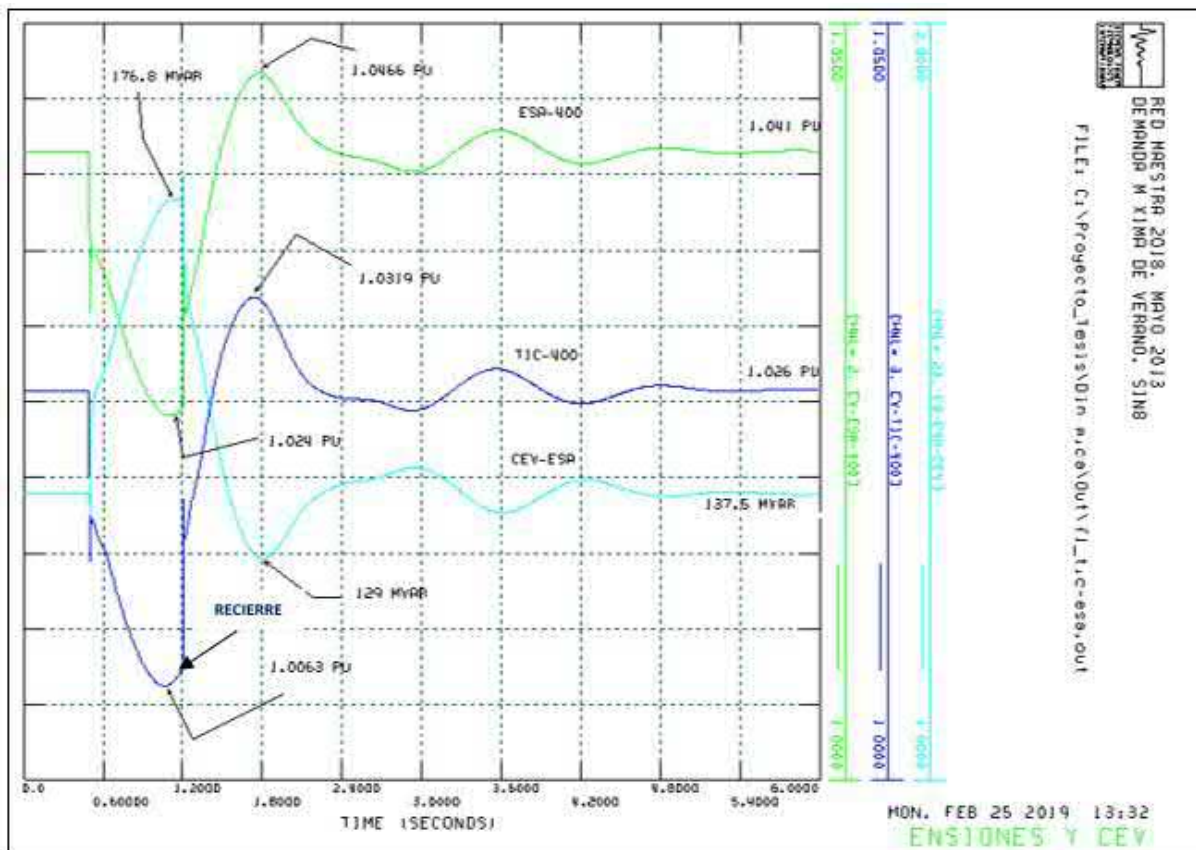
#### Resultados:

- El comportamiento de la variable supervisada es adecuado.
- El incremento de flujo de 190 MW es posible.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

### 5.6.2.2. Falla transitoria de fase a tierra en LT ESA-400 – TIC-400

En la figura 5.28 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400, así como el de la potencia reactiva del CEV; ante falla de fase a tierra en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura de la fase fallada. Se observa una ligera disminución de la tensión en ambas subestaciones. Durante el tiempo en que la fase está abierta (600 ms), se observa que la tensión en ambas subestaciones continua disminuyendo. Una vez que se efectúa el recierre, la tensión se recupera de manera inmediata. Después de unas oscilaciones moderadas, la tensión en ambas subestaciones se estabiliza prácticamente en sus valores iniciales. También se observa el comportamiento de la potencia reactiva del CEV. Alcanza un valor máximo de 176.8 Mvar, posteriormente se estabiliza prácticamente en su valor inicial. Su comportamiento es satisfactorio.



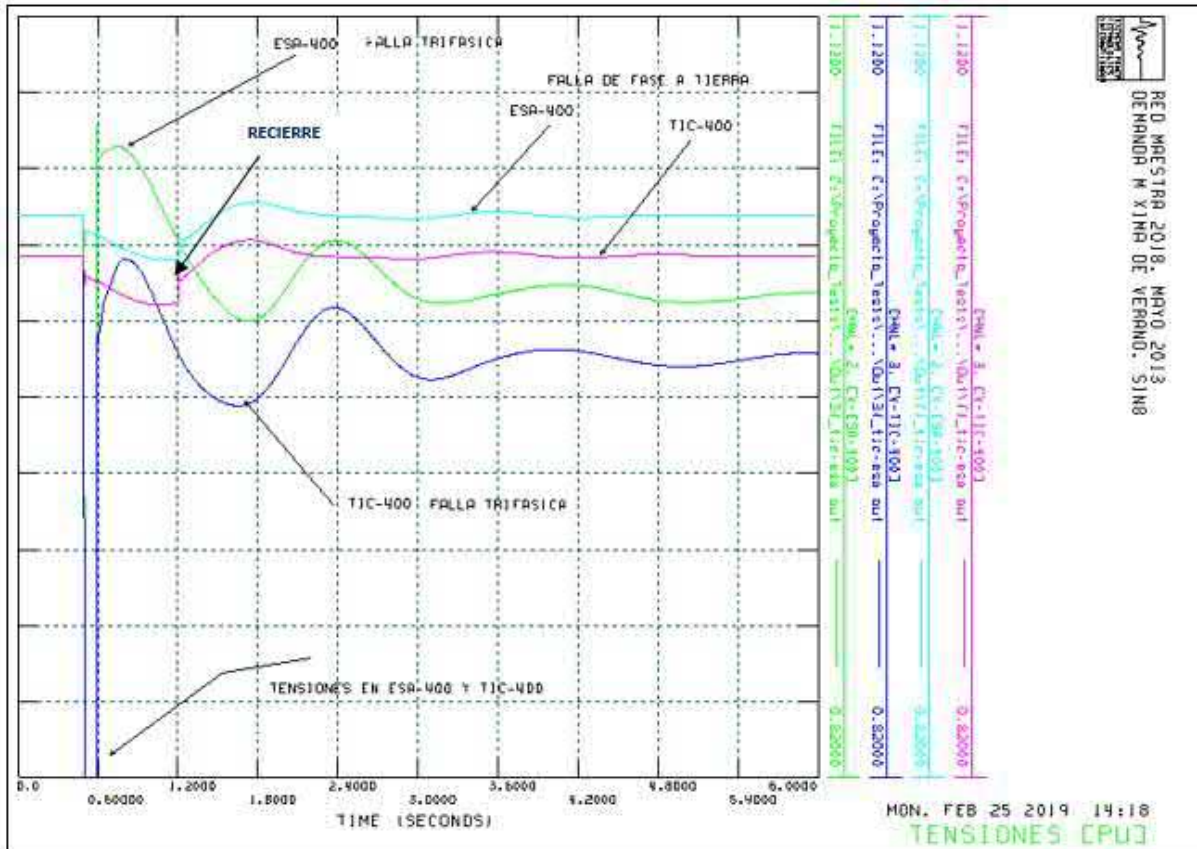
**Figura 5.28:** Comportamiento de la tensión en SE's ESA-400 y TIC-400 y potencia reactiva del CEV, ante falla transitoria de fase a tierra en circuito 1, recierre en 600 ms [9].

Resultados:

- La disminución de la tensión en ambas subestaciones es mínima. Las oscilaciones que se observa son moderadas y se estabiliza prácticamente es sus valores iniciales.
- El comportamiento del CEV es satisfactorio
- El tiempo de recierre (600 ms) es adecuado.

En la figura 5.29 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400. Se comparan dos casos: a) ante falla trifásica y b) ante falla transitoria de fase a tierra. La

falla es en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos. En el caso de la falla de fase a tierra, el recierre se realiza en 600 ms. Se observa la diferencia entre el tipo de falla y el número de fases involucradas para la liberación de la misma. Las oscilaciones de tensión ante falla de fase a tierra, son mucho menores que las provocadas ante falla trifásica.



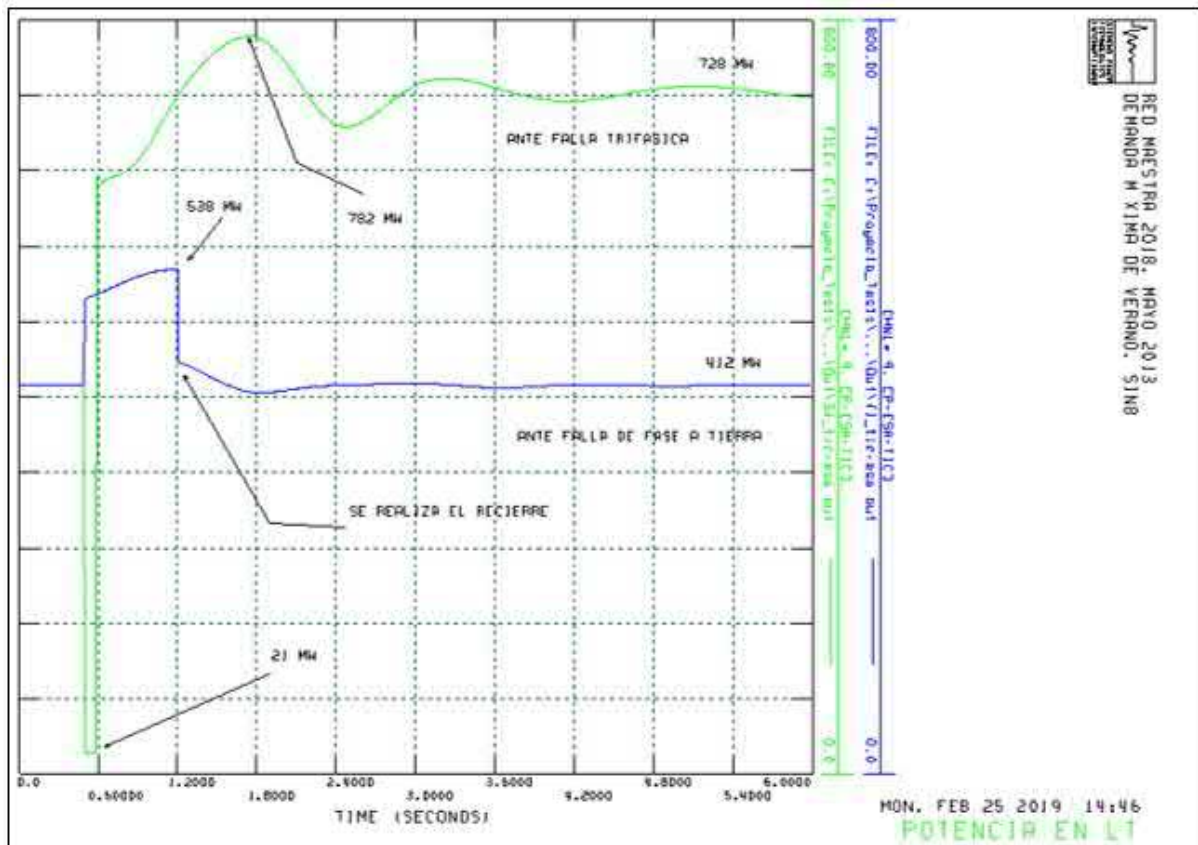
**Figura 5.29:** Comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400 [9].

Resultados:

- Se compararon dos casos, el primero ante falla trifásica y el segundo ante falla monofásica.
- Para falla transitoria de fase a tierra, la afectación de la tensión en ambas subestaciones, es mucho menor a la correspondiente a falla trifásica.
- Hay una diferencia notable entre el tipo de falla y el número de fases involucradas para la liberación de la misma.
- El Sistema del Área Peninsular soporta ambos tipos de falla.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

En la figura 5.30 se muestra el comportamiento de la potencia activa en el circuito paralelo al fallado. Se comparan dos casos: a) ante falla trifásica y b) ante falla transitoria de fase a tierra. La falla es en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos. En el caso de la falla de fase a tierra, el recierre se realiza en 600 ms. Se observa la diferencia entre el tipo de falla y el número de fases involucradas para la liberación de la misma.



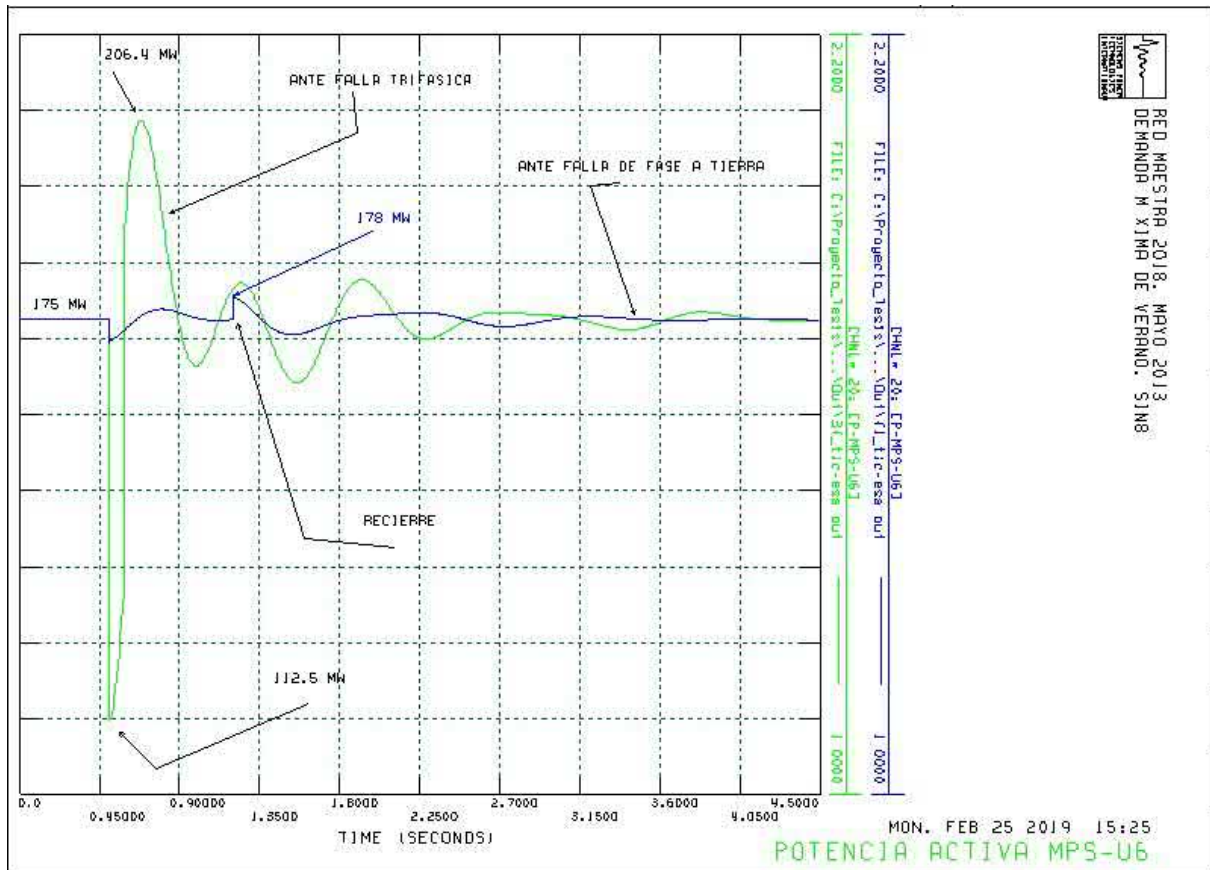
**Figura 5.30:** Comportamiento de la potencia activa en el circuito paralelo al fallado [9].

Resultados:

- Se compararon dos casos, el primero ante falla trifásica y el segundo ante falla transitoria de fase a tierra.
- Ante la apertura tripolar del circuito fallado, se tiene un incremento “permanente” de 316 MW en el circuito paralelo.
- Ante falla de fase a tierra y durante el tiempo en que la fase está abierta, se observa un incremento de potencia de 126 MW en el circuito paralelo. Una vez efectuado el recierre, la potencia se estabiliza prácticamente en su valor inicial.
- Hay una diferencia notable entre el tipo de falla y el número de fases involucradas para la liberación de la misma.



En la figura 5.31 se muestra el comportamiento de la potencia activa en una unidad de la CH Malpaso. Se comparan dos casos: a) ante falla trifásica y b) ante falla transitoria de fase a tierra. La falla es en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos. En el caso de la falla de fase a tierra, el recierre se realiza en 600 ms. Se observa la diferencia entre el tipo de falla y el número de fases involucradas para la liberación de la misma. Las oscilaciones de potencia ante falla de fase a tierra, son mínimas en comparación con las provocadas ante la ocurrencia de falla trifásica.



**Figura 5.31:** Comportamiento de la potencia activa en una unidad de la CH Malpaso [9].

Resultados:

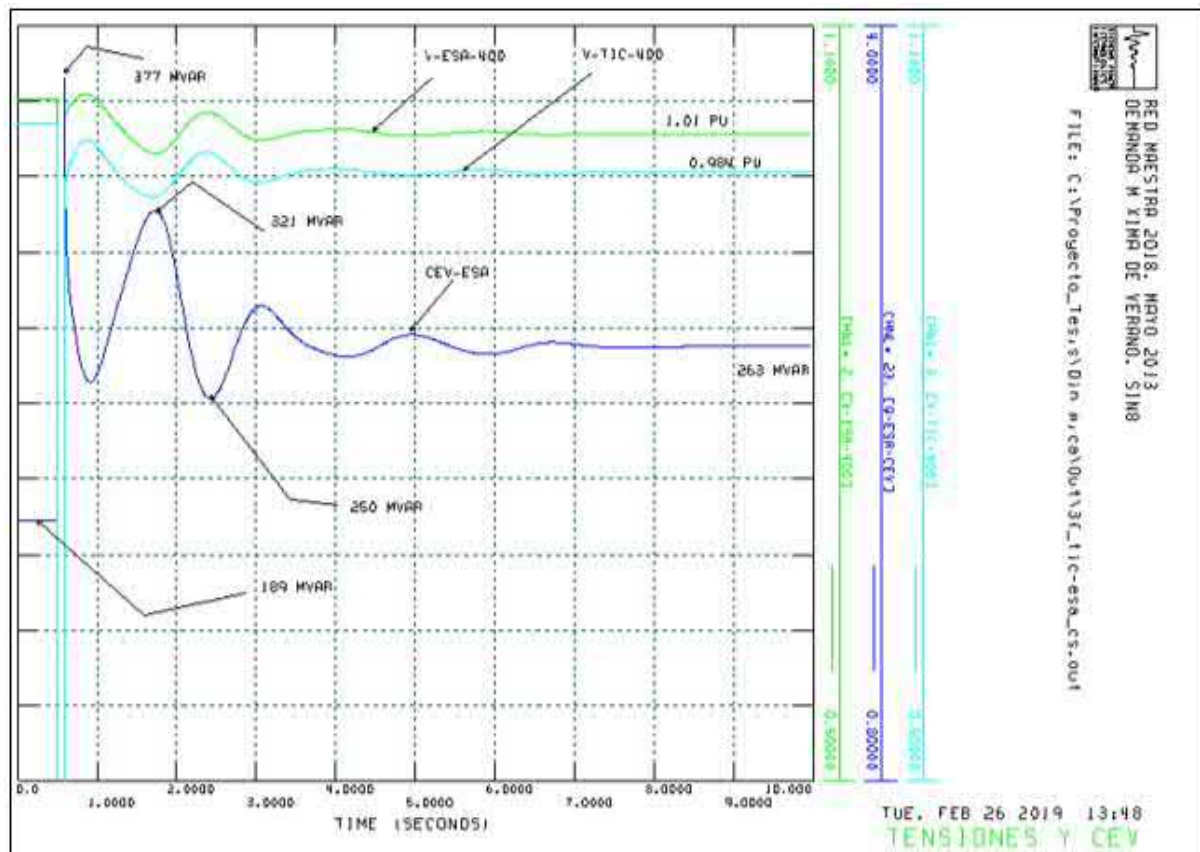
- Se compararon dos casos, el primero ante falla trifásica y el segundo ante falla transitoria de fase a tierra.
- Ante la apertura tripolar del circuito fallado, se observa una oscilación de 93.85 MW en el instante en que la falla es liberada.
- Ante falla de fase a tierra y durante el tiempo en que la fase está abierta, se observa una oscilación de 3 MW. Una vez efectuado el recierre, la potencia se estabiliza prácticamente en su valor inicial.
- Hay una diferencia notable entre el tipo de falla y el número de fases involucradas para la liberación de la misma.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

### 5.6.3. Con CEV y compensación serie. Incremento de 335 MW

#### 5.6.3.1. Falla trifásica en un circuito ESA-400 – TIC-400

En la figura 5.32 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400, así como la potencia reactiva del CEV, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura tripolar del circuito. Se observa una disminución significativa en las tensiones en el instante en que ocurre la falla. Una vez que la falla se ha librado, la tensión en ambas SE's se recuperan instantáneamente. Las oscilaciones de tensión son pequeñas y tienden a estabilizarse rápidamente. Con respecto al CEV se observa que su comportamiento es adecuado. Al final del evento suministra al Sistema 263 Mvar. Inicialmente se observa un valor de 189 Mvar.



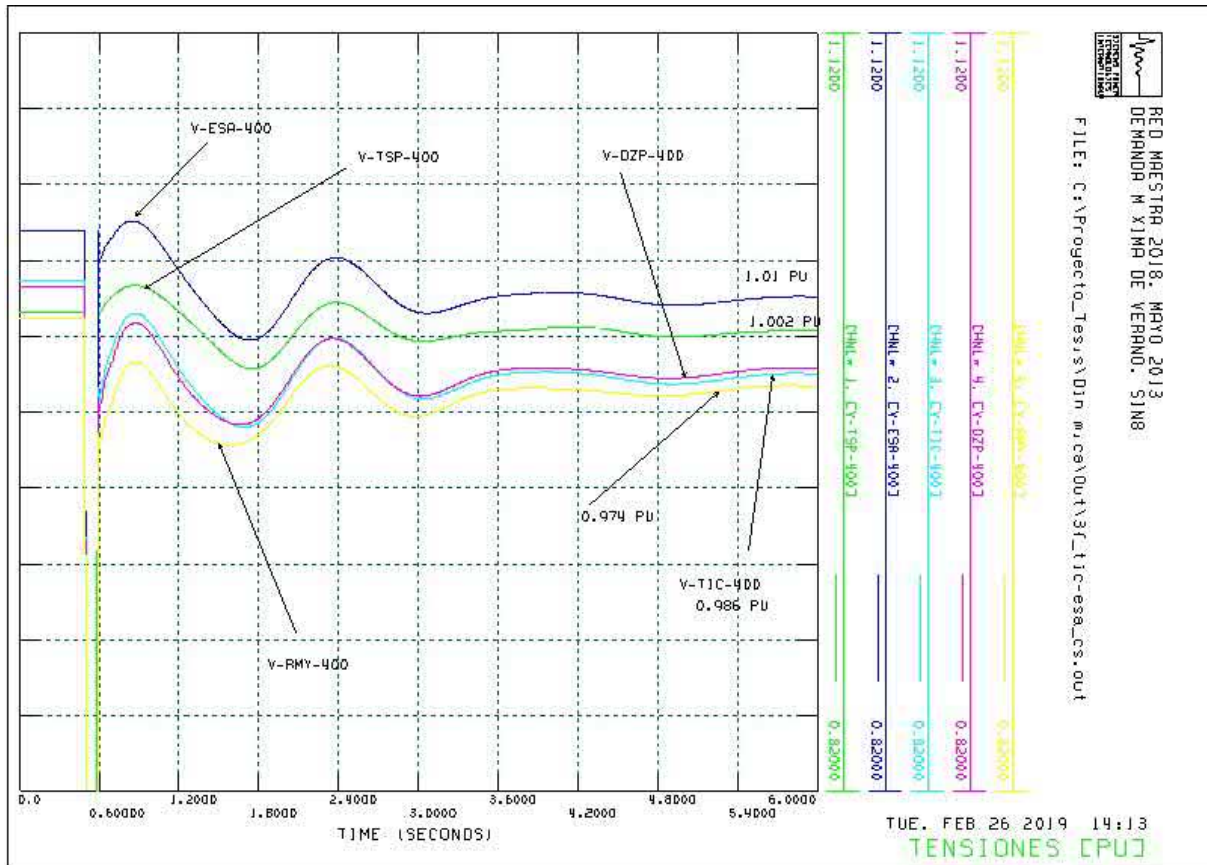
**Figura 5.32:** Comportamiento de la tensión en SE's ESA-400 y TIC-400 y potencia reactiva suministrada por el CEV, ante falla trifásica en circuito 1 [9].

Resultados:

- La disminución de la tensión en ambas subestaciones es significativa en el instante en el que ocurre la falla trifásica. Prácticamente a cero.
- Una vez liberada la falla, la tensión en ambas SE's se estabiliza alrededor de su valor nominal.
- El CEV presenta un comportamiento satisfactorio.
- Disponer de compensación serie permite tener un incremento de carga muy superior a 190 MW.

- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.

En la figura 5.33 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura tripolar del circuito. Se observa una disminución significativa en las tensiones en el instante en que ocurre la falla. Una vez que la falla se ha librado, la tensión en las cinco subestaciones se estabiliza alrededor de su valor nominal.



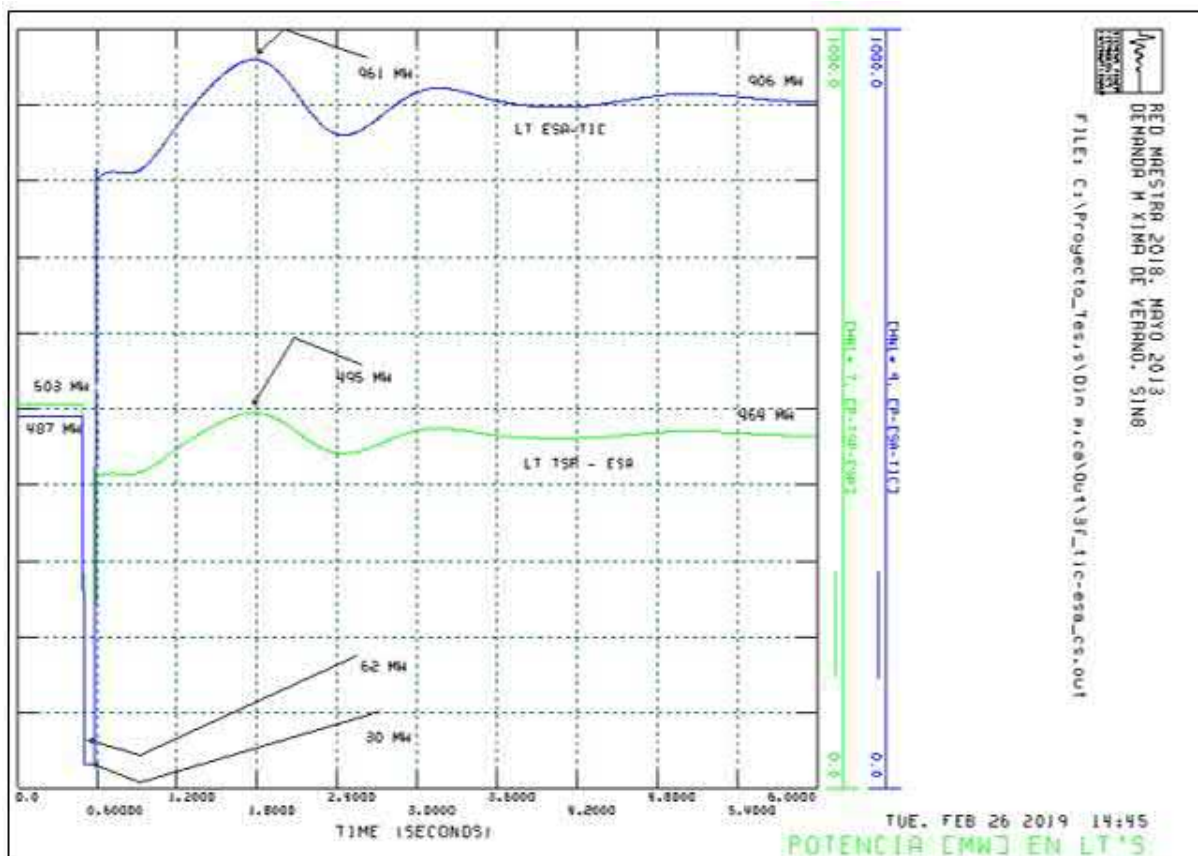
**Figura 5.33:** Comportamiento de la tensión en SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, ante falla trifásica en el circuito 1 [9].

Resultados:

- La disminución de la tensión en las cinco subestaciones es significativa en el instante en que ocurre la falla trifásica. Prácticamente a cero.
- Una vez librada la falla, las tensiones se estabilizan alrededor de su valor nominal.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia .

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

En la figura 5.34 se muestra el comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura tripolar del circuito. En el instante de que ocurre la falla, se observa una disminución significativa en la potencia activa en ambos circuitos. Una vez librada la falla, la potencia en el circuito dos ESA-400 – TIC-400, experimenta una oscilación grande. Alcanza un valor máximo de 961 MW, lo anterior debido a la desconexión del circuito paralelo. Las potencias en ambos circuitos tiende a estabilizarse rápidamente.



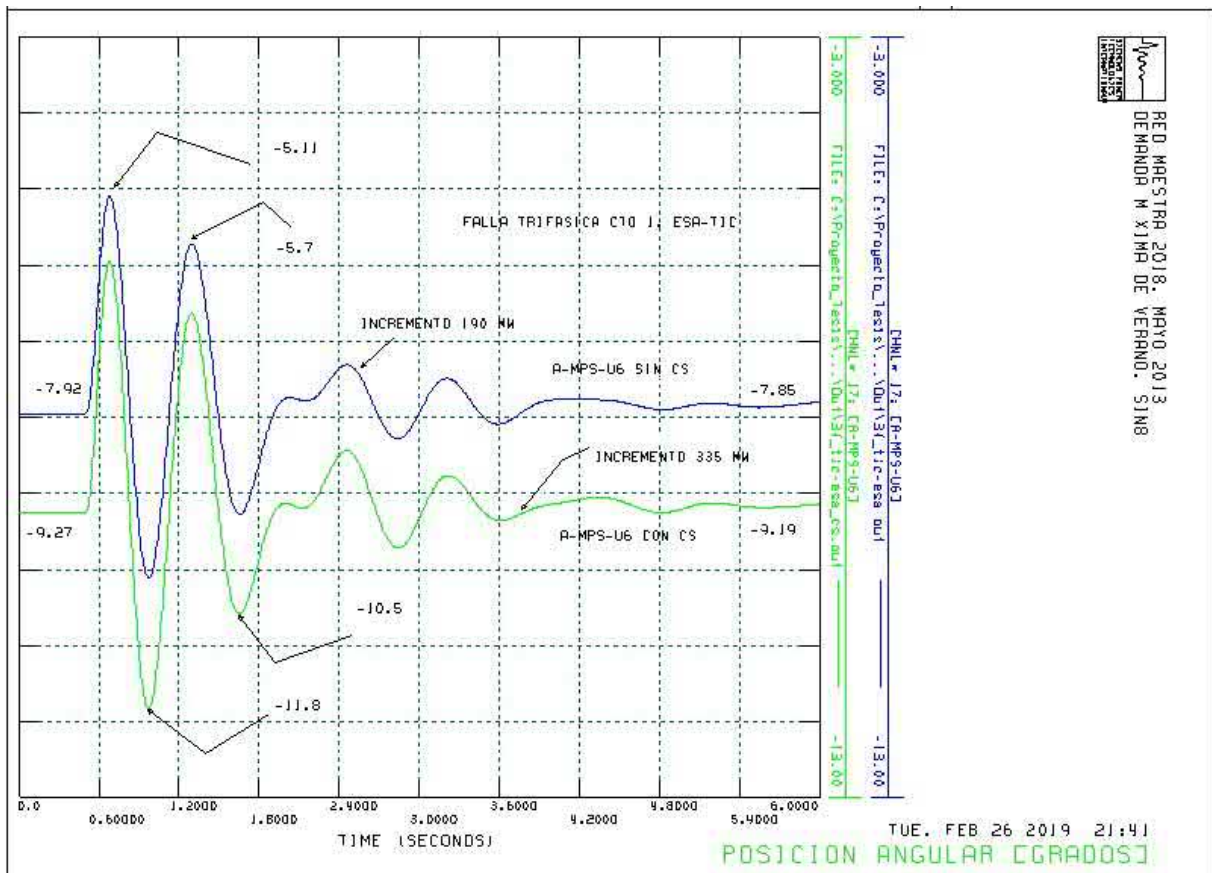
**Figura 5.34:** Comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400 [9].

### Resultados:

- Durante la falla trifásica, la potencia activa en los circuitos mostrados es muy cercana a cero. Una vez librada la falla, la potencia en el circuito TSP-400 – ESA-400 experimenta oscilaciones moderadas. En el caso del circuito ESA-400 – TIC-400, las oscilaciones son mayores. Después de 4 segundos las oscilaciones son moderadas y tienden a estabilizarse. Una vez liberada la falla, la potencia en el circuito que queda en operación entre las SE's ESA-400 y TIC-400, toma gran parte de la carga del circuito paralelo. Su valor inicial es 487 MW; su valor final 906 MW.
- Se observa una ligera disminución en el flujo del circuito TSP-400 – ESA-400 (de 420 MW a 374 MW, debido al incremento de impedancia serie en la Red de 400 kV debido a la desconexión de uno de los circuitos entre ESA-400 y TIC-400).



En la figura 5.35 se muestra el comportamiento de la posición angular de rotor de la unidad 6 en la CH. Malpaso, ante falla trifásica en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito (en sus tres fases). Se comparan dos casos: a) Incremento de carga 190 MW sin capacitores serie, y b) Incremento de carga 335 MW con capacitores serie. Las oscilaciones son muy similares en ambas condiciones y se estabilizan prácticamente en sus valores iniciales.



**Figura 5.35:** Comportamiento de la posición angular de rotor de la unidad 6 en la CH. Malpaso, ante falla trifásica en el circuito 1 [9].

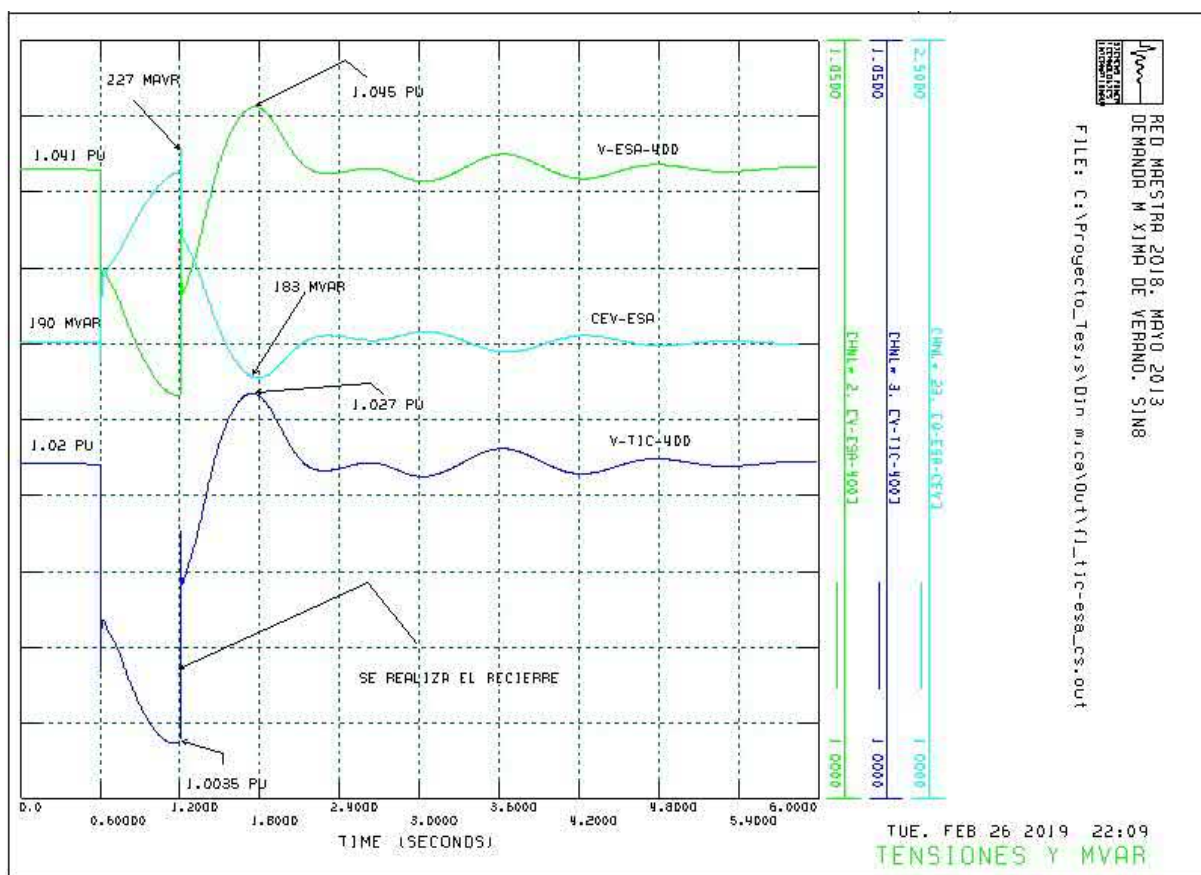
#### Resultados:

- Se compararon dos casos, el primero con un incremento de 335 MW y sin capacitores serie y el segundo con un incremento de 335 MW y con capacitores serie.
- El comportamiento de las variables supervisadas es adecuado.
- El incremento de carga de 190 MW sin compensación serie es posible.
- El incremento de carga de 335 MW con compensación serie es posible.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

### 5.6.3.2. Falla de fase a tierra en un circuito ESA-400 – TIC-400

En la figura 5.36 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's ESA-400 y TIC-400, así como el de la potencia reactiva del CEV; ante falla de fase a tierra en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito en la fase fallada. Se observa una ligera disminución de la tensión en ambas subestaciones. Durante el tiempo en que la fase está abierta (600 ms), se observa que la tensión en ambas subestaciones continua disminuyendo. Una vez que se efectúa el recierre, la tensión se recupera de manera inmediata. Después de unas oscilaciones moderadas, la tensión en ambas subestaciones se estabiliza prácticamente en sus valores iniciales. También se observa el comportamiento de la potencia reactiva del CEV. Alcanza un valor máximo de 176.8 Mvar, posteriormente se estabiliza prácticamente en su valor inicial. Su comportamiento es satisfactorio.

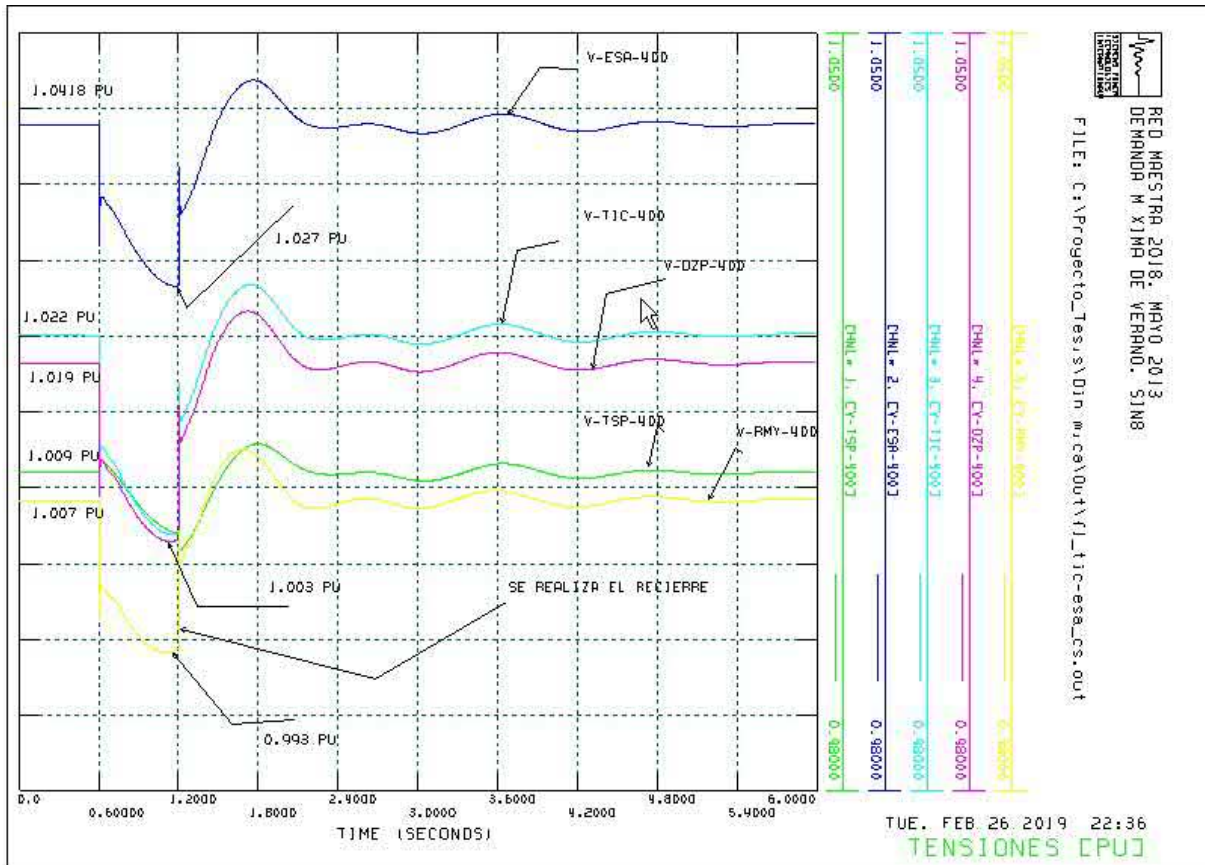


**Figura 5.36:** Comportamiento de la tensión en SE's ESA-400 y TIC-400, así como el de la potencia reactiva del CEV, ante falla transitoria de fase a tierra en el circuito 1 [9].

#### Resultados:

- La disminución de la tensión en ambas subestaciones es mínima. Las oscilaciones que se observa son moderadas y se estabiliza prácticamente es sus valores iniciales.
- El comportamiento del CEV es satisfactorio.
- El tiempo de recierre (600 ms) es adecuado.
- El disponer de compensación serie permite un incremento de carga muy superior a 190 MW.

En la figura 5.37 se muestra el comportamiento de la tensión en las SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, ante falla de fase a tierra en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito en la fase fallada. En el instante en que ocurre la falla, se observa una ligera disminución en las tensiones. Una vez que la falla se ha librado, la tensión en las cinco subestaciones se estabilizan alrededor de su valor nominal.



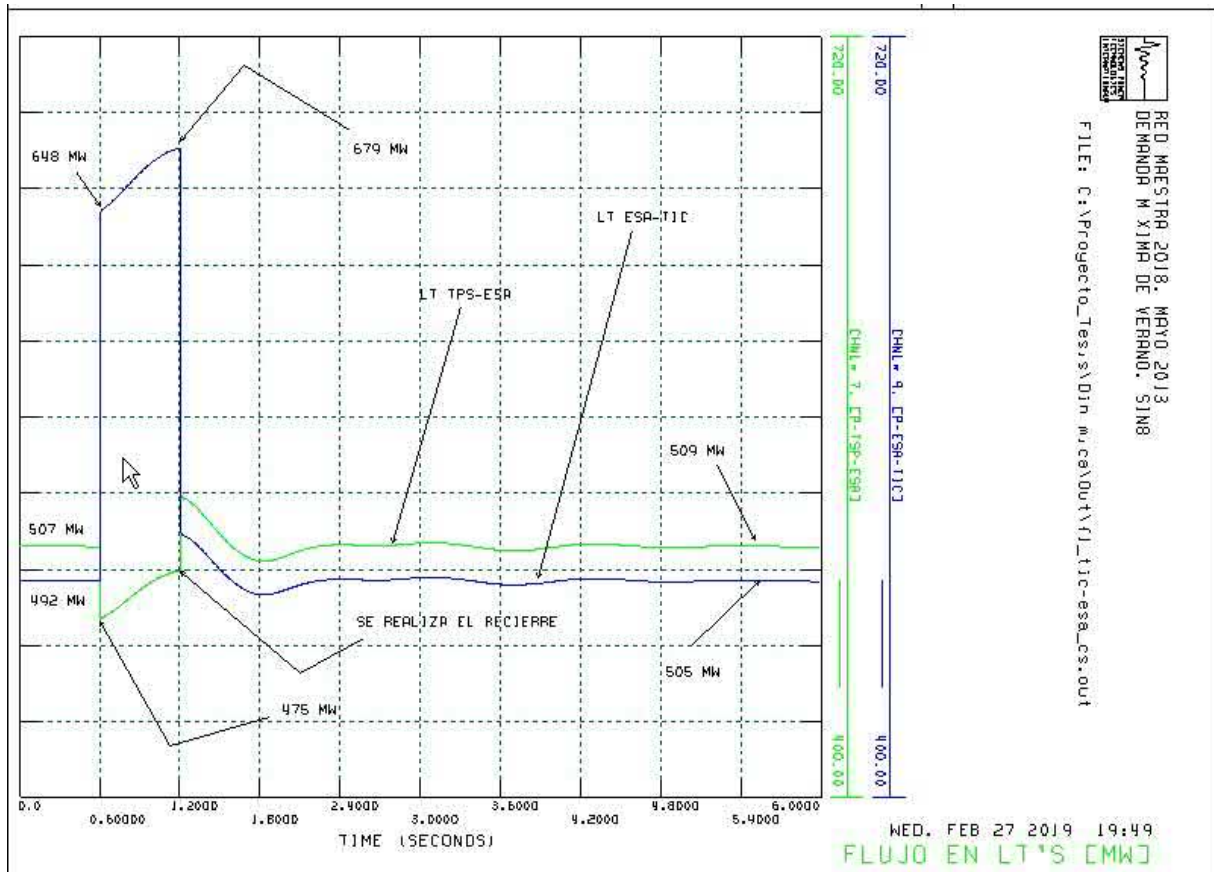
**Figura 5.37:** Comportamiento de la tensión en SE's TSP-400, ESA-400, TIC-400, DZP-400 y RMY-400, ante falla transitoria de fase a tierra en el circuito 1 [9].

#### Resultados:

- La disminución de la tensión en las cinco subestaciones es ligera.
- Una vez librada la falla, las tensiones se estabilizan alrededor de su valor nominal.
- Disponer de compensación serie permite un incremento de carga muy superior a 190 MW.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.

## 5. EFECTO DEL COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA RED TRONCAL DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

En la figura 5.38 se muestra el comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla de fase a tierra en el circuito 1 que conecta a las SE's ESA-400 – TIC-400. La falla se libra en 6 ciclos (100 ms) mediante la apertura del circuito en la fase fallada. En el instante de que ocurre la falla, se observa una disminución de 32 MW en el circuito TPS-400 -ESA-400, así como un incremento de 156 MW en el circuito ESA-400 – TIC-400. Una vez que se lleva a cabo el recierre, el flujo de potencia en ambos circuitos se estabiliza rápidamente en valores prácticamente iguales a los iniciales.



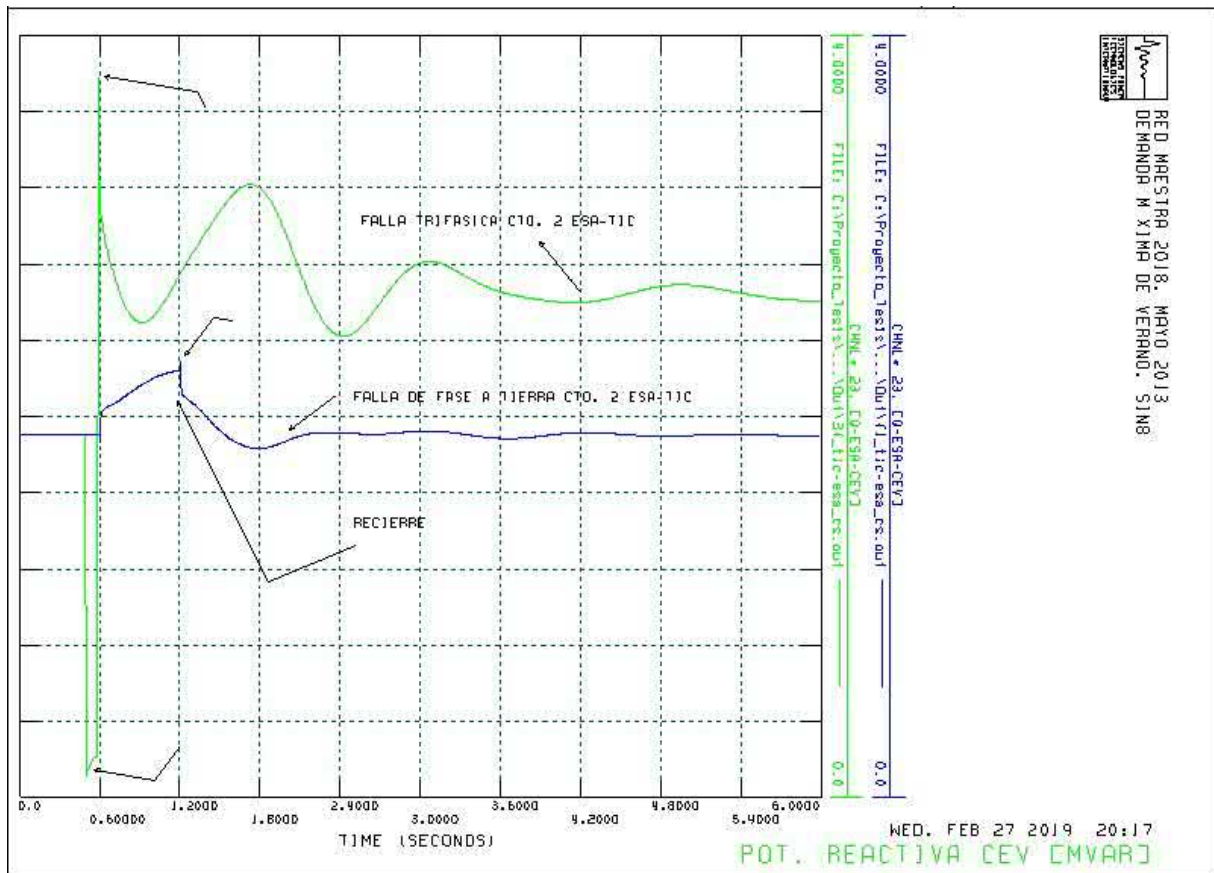
**Figura 5.38:** Comportamiento de la potencia activa en el circuito 2 de las LT's TSP-400 – ESA-400 y ESA-400 – TIC-400, ante falla trifásica en el circuito 1 [9].

Resultados:

- El comportamiento observado en ambos circuitos, es adecuado.
- El disponer de recierre monopolar permite que las oscilaciones de potencia, sean muy inferiores a las correspondientes al abrir el circuito con falla en sus tres fases.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.



Finalmente, en la figura 6.1 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva generada por el CEV en la SE. ESA-400. Se presentan dos condiciones: a) ante falla trifásica, y b) ante falla de fase a tierra en el circuito 2 ESA-400 – TIC-400. Se observa mayor exigencia de potencia reactiva en el caso de la falla trifásica. En ambos casos, el comportamiento del CEV es satisfactorio.



**Figura 5.39:** Comportamiento de la potencia reactiva generada por el CEV en la SE. ESA-400 [9].

#### Resultados:

- Se presentan dos casos, el primero ante falla trifásica y el segundo ante falla monofásica en el circuito dos ESA-400 - TIC-400.
- El comportamiento del CEV es adecuado en ambas condiciones.
- Se observa una mayor exigencia al CEV en el caso de ocurrir falla trifásica y apertura tripolar del circuito.
- Disponer de compensación serie en LT's ESA-400 – TIC-400, permite un mayor incremento de carga en el Sistema del Área Peninsular (335 MW), en comparación con los 190 MW si no se cuenta con compensación serie.
- El Sistema del Área Peninsular soporta la contingencia.

#### 5.6.4. Conclusiones

- El Área del Sistema Peninsular soporta la contingencia de una falla trifásica en uno de los circuitos de 400 kV que unen a las subestaciones Tabasco Potencia – Escárcega Potencia – Ticul Dos – Dzitnup – Riviera Maya.
- El CEV conectado a la barra de 400 kV de la Subestación Escárcega Potencia es de suma importancia para la confiabilidad y seguridad del Sistema Peninsular.
- La carga estimada para demanda máxima de verano del año 2018 es 1805 MW, la cual pudiera ser incrementada en 190 MW al disponer del CEV.
- Disponer de compensación serie en los dos circuitos ESA-400 – TIC-400, trae como beneficio, entre otros, disminuir la diferencia angular entre tensiones de la subestación Tabasco Potencia y Riviera Maya; lo cual redundaría en un mayor margen de estabilidad angular. Adicionalmente, trae consigo una mejora en el nivel de tensión en las subestaciones analizadas. Finalmente, permite disponer de un incremento de carga de 335 MW.
- Ha quedado de manifiesto el beneficio de aplicar recierres monopolares.
- Es importante mencionar que los análisis de estado estable deben ser complementados y/o confirmados mediante los análisis de estado transitorio.

# Bibliografía

---

- [1] CFE, *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico*. CFE, 2014. [55](#), [58](#)
- [2] P. 32, *Programa Application Guide: Volume II*. Siemens Power Transmission Distribution, Inc., 2013. [55](#), [56](#)
- [3] CFE, *Gerencia de Estudios*. CFE, 2015. [56](#), [62](#)
- [4] PSS/E, *Diagrama Unifilar elaborado en el software PSS/E V.32*. PSS/E, 2019. [57](#), [69](#), [70](#), [72](#), [73](#), [74](#), [75](#)
- [5] PSS/E, *Captura de pantalla del software PSS/E V.32*. PSS/E, 2019. [61](#), [62](#)
- [6] PSS/E, *Resultados obtenidos del análisis PV en el software PSS/E V.32*. PSS/E, 2019. [64](#)
- [7] *Elaboración propia haciendo uso de los archivos de resultados correspondientes y utilizando el software GNU Python*. [64](#), [66](#), [67](#)
- [8] PSS/E, *Resultados obtenidos del análisis VQ en el software PSS/E V.32*. PSS/E, 2019. [78](#), [79](#), [80](#), [82](#), [83](#), [84](#)
- [9] PSS/E, *Resultados obtenidos del análisis dinámico en el software PSS/E V.32*. PSS/E, 2019. [90](#), [91](#), [92](#), [93](#), [94](#), [95](#), [96](#), [97](#), [98](#), [99](#), [100](#), [101](#), [102](#), [103](#), [104](#), [105](#), [106](#), [107](#)



## 6.1. Conclusiones Generales

- La realización de este trabajo de tesis, me permitió confirmar lo valioso y útil que son la formación y conocimientos que se adquieren durante la estancia en la Facultad de Ingeniería. Es la aplicación de lo aprendido en las aulas y de lo que se hace fuera de las mismas desde el punto de vista de Ingeniería.
- Se observó congruencia entre la teoría y los resultados obtenidos.
- Quedó de manifiesto que se debe tener presente qué se desea y qué se debe hacer para lograrlo. Lo cual implica, dedicación, estudio y responsabilidad. Valores que se promueven y aplican en nuestra Facultad.
- Se identificaron los principales aspectos técnicos que indican la necesidad de instalar compensación de potencia reactiva en una Red de Transmisión y en específico de la Red de 400 kV del Sistema del Área Peninsular.
- Se revisaron las principales características del Compensador Estático de Vars instalado en la Subestación Escárcega Potencia en 400 kV.
- Se mostró que la disponibilidad del Compensador Estático de Vars (CEV) en la subestación Escárcega Potencia en el nivel de 400 kV, así como la aplicación de técnicas utilizadas en análisis de estabilidad de tensión (curvas PV y curvas VQ), permitió:

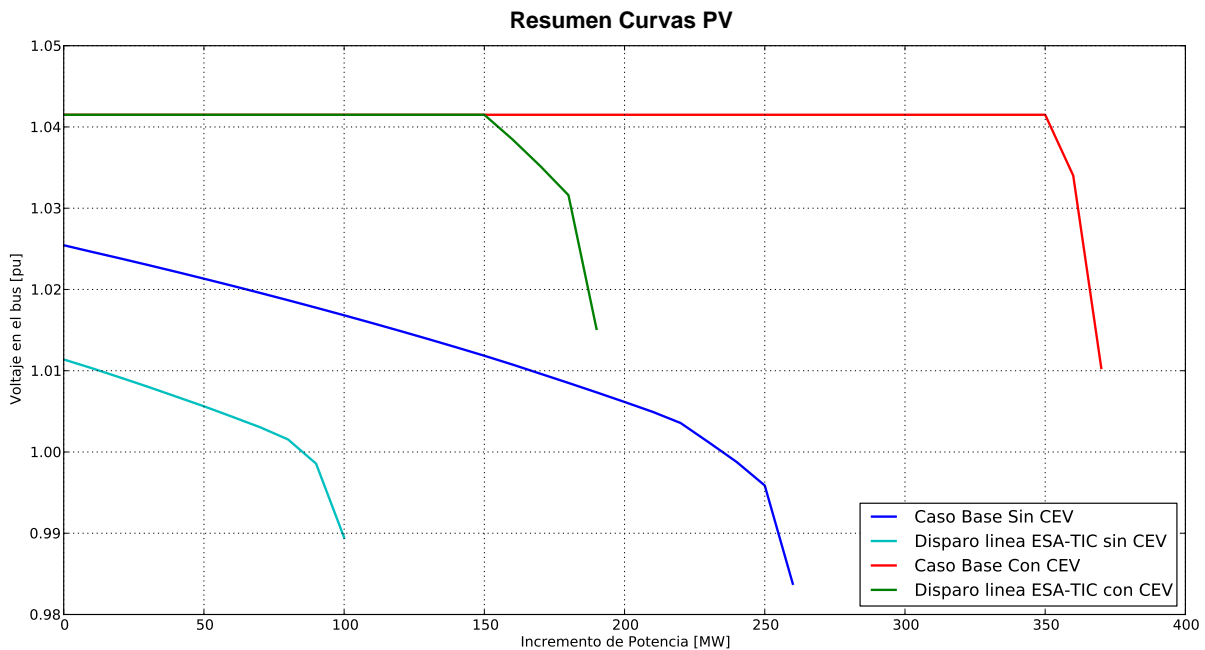
En estado estable:

1. Determinar el incremento máximo de potencia activa en la Red de 400 kV del Sistema del Área Peninsular tanto en condiciones sin falla como ante la desconexión de un circuito del corredor Tabasco Potencia – Escárcega Potencia – Ticul – Dzitnup – Riviera Maya.
2. Los incrementos de potencia activa (carga) determinados, deben ser confirmados mediante la evaluación de reserva o márgenes de potencia reactiva.
3. Estos resultados se pueden observar en la figura 6.1, en la cual se contrastan los comportamientos base cuando el CEV está o no en operación y cuando el sistema se encuentra sometido a una contingencia, igualmente con el CEV en operación o

## 6. CONCLUSIONES

---

- fuera de servicio.
4. Se confirmó el beneficio que representa el CEV en la regulación de tensión, sobre todo bajo contingencias.
  5. Lo anterior, para las condiciones de demanda máxima estimada para verano del año 2018.



**Figura 6.1:** Resumen del comportamiento de la potencia reactiva generada por el CEV en la SE. ESA-400.

- Con relación al análisis de estabilidad, se puede concluir:
  1. Se determinó que el Sistema del Área Peninsular es capaz de soportar la contingencia de una falla trifásica en cualquiera de los circuitos de la Red de 400 kV. Lo anterior, para un tiempo de liberación de 6 ciclos.
  2. Se confirmaron los resultados obtenidos en los análisis de estado estable.
  3. Se comprobó la importancia del CEV instalado en la Subestación Escárcega Potencia para la confiabilidad y seguridad del Sistema del Área Peninsular.
  4. Disponer de compensación serie en los dos circuitos Tabasco Potencia – Escárcega Potencia trae como beneficio, entre otros, incrementar el flujo en la Red de 400 kV del Sistema del Área Peninsular, así como la disminución de la diferencia angular entre tensiones de las subestaciones; lo cual redundará en un mayor margen de estabilidad angular. Adicionalmente, trae consigo una mejora en el nivel de tensión.
  5. Quedó de manifiesto el beneficio de aplicar recierres monopoles.
- En general puedo concluir que la elaboración de este trabajo de tesis fue de gran provecho dado los retos tan variados que se presentaron y lo útil que resulta todo lo aprendido, como lo son el uso de las herramientas auxiliares: el software PSS/E y los programas elaborados en Python.
- En lo personal, aprendí mucho sobre este tipo de análisis, lo que redundará de manera positiva en mis actividades en el campo laboral.

### 6.2. Recomendaciones Generales

Al concluir este trabajo se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

1. Se requiere reforzar el vinculo entre el ámbito académico y el laboral, debido a que actualmente estas dos áreas se encuentran un tanto distantes entre si. Contar con acercamiento al ámbito laboral ayudará a que al terminar la licenciatura, si así se desea, sea posible incorporarse a la industria con mas herramientas y conocimiento que sea aplicable.
2. Resultará muy interesante seguir explorando el potencial de los programas elaborados en python dada las ventajas que presentan, no solo aplicados al software PSS/E sino en general resulta de mucho provecho el tener la habilidad de resolver problemas con ayuda de la programación.
3. Siempre resulta muy interesante profundizar en los temas estudiados, en esta caso resultará de mucho provecho estudiar las demás tecnologías de compensación de potencia reactiva como lo son los STATCOMS para poder entregar una evaluación mas completa considerando las ventajas y desventajas de otros sistemas.