



*Universidad Nacional de Rosario*  
*Facultad de Ciencias Exactas Ingeniería y Agrimensura*  
*Escuela de Ingeniería Eléctrica*

## ***PROYECTO FINAL***

# ***Estudio de Compensador Serie Estático Síncrono (SSSC) e implementación sobre redes radiales del SADI***

- **Autores:**

Mian, Nicolás

M-6583/8

Sticotti, Julián David

S-5290/6

- **Director:**

Ing. Calabruso, Franco

- **Co-Director:**

Ing. Vives, Javier

## ÍNDICE

1. CONTEXTO .....	3
2. CONCEPTOS TEORÍCOS GENERALES.....	6
2.1. Sistemas de potencia .....	6
2.1.1. Generación.....	7
2.1.2. Transmisión.....	11
2.1.3. Sistemas de protección.....	18
2.1.4. Almacenamiento de energía.....	20
2.1.5. Dispositivos Flexibles del sistema de transmisión .....	22
3. DISPOSITIVOS SSSC .....	28
3.1. Composición interna y principio de funcionamiento.....	28
3.2. Aplicaciones.....	38
3.2.1. Estabilidad en tensión .....	38
3.2.2. Control de flujo .....	41
3.2.3. Mitigación de oscilaciones de potencia .....	43
4. CASOS DE ESTUDIOS GENÉRICOS .....	45
4.1. Estudio de sistema radial .....	45
4.1.1. Modelado .....	45
4.1.2. Análisis sin SSSC.....	47
4.1.3. Análisis con SSSC.....	50
4.1.4. Comparación de magnitudes eléctricas .....	54
4.2. Estudio de sistema mallado .....	55
4.2.1. Modelado .....	55
4.2.2. Análisis sin SSSC.....	56
4.2.3. Análisis con SSSC.....	57
4.2.4. Comparación de magnitudes eléctricas .....	61

5. CASOS DE ESTUDIO ESPECÍFICOS .....	63
5.1. Identificación de casos de estudio .....	64
5.2. Modelado .....	65
5.2.1. Equipo SSSC .....	65
5.2.2. Demanda.....	68
5.3. Metodología .....	68
5.3.1. Simulaciones cuasidinámicas.....	69
5.3.2. Escenarios de operación.....	69
5.4. Despacho forzado Centrales Térmicas – Sur de Santa Fe.....	71
5.4.1. Evaluación técnica de implementación de SSSC .....	74
5.4.1. Evaluación económica.....	83
5.5. Problemas de tensión Zona Norte Santa Fe.....	85
5.5.1. Evaluación técnica de implementación de SSSC .....	89
5.5.2. Evaluación económica.....	101
5.6. Despacho forzado Central Térmica Salto.....	103
5.6.1. Evaluación técnica de implementación de SSSC .....	105
5.6.2. Evaluación económica.....	117
6. CONCLUSIONES.....	120
7. REFERENCIAS .....	124

## 1. CONTEXTO

---

Cuando se habla de transición energética la discusión tiende a focalizarse sobre la emisión de gases de efecto invernadero. Al respecto las Naciones Unidas ha lanzado una propuesta donde se busca reducir las emisiones en un 45% para 2030 y que se alcance el cero neto hacia 2050. Así es como numerosas naciones han establecido planes para reconvertir su transporte y hacerlo eléctrico o a base de hidrógeno.

En lo que se refiere producción de energía eléctrica proliferan las plantas renovables como fotovoltaica y eólica, motivadas por los planes de descarbonización que muchos países han definido. Como caso cercano se tiene que la Comisión Nacional de Energía de Chile ha propuesto retirar todas las centrales carboneras para el año 2040. Se evidencia entonces que el foco está puesto del lado de la generación.

La electricidad cubre hoy solo el 20% de la energía consumida a nivel global, pero para alcanzar los objetivos antes mencionados se espera que la demanda de electricidad aumente dramáticamente en los próximos años. Abastecer esa demanda, es decir comunicar los puntos de generación con aquellos donde se establece el consumo, presenta desafíos que no poseen la visualización que deberían.

Si bien la tecnología necesaria para cumplir con los desafíos se encuentra ya disponible, su implementación de manera efectiva requiere aun mucha investigación. Esto se debe a que se necesita una revolución en la aplicación de electrónica de potencia sobre las redes eléctricas a fin de revertir muchos problemas que los sistemas de transmisión presentan, en la actualidad, la creciente demanda de energía, impulsada por el crecimiento demográfico y la expansión de sectores industriales, ha intensificado la presión sobre estas redes. Este aumento en la demanda, combinado con la integración de fuentes de energía intermitentes, como la solar y la eólica, introduce complejidades considerables. La variabilidad inherente a estas fuentes de energía plantea desafíos para la estabilidad y la capacidad de respuesta de los sistemas de transmisión, ya que la generación fluctuante requiere una gestión precisa para equilibrar la oferta y la demanda.

Además, la congestión de la red representa un problema crítico en la actualidad. La incapacidad de algunos sistemas de transmisión para manejar eficientemente la carga eléctrica puede resultar en pérdidas económicas y afectar la fiabilidad del suministro. La modernización de infraestructuras existentes se convierte en una necesidad imperante para adaptarse a las demandas cambiantes y para integrar tecnologías emergentes. La transición hacia una red eléctrica más inteligente, impulsada por la incorporación de la

inteligencia artificial y la automatización, es esencial para mejorar la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta a eventos imprevistos.

La operación de corredores de transmisión radiales presenta dificultades producto de su configuración donde solo un extremo del sistema se vincula al resto de la red. Aparecen entonces requerimientos de control de tensión, aumento de potencia de cortocircuito o reducción de saturaciones que son subsanados mediante el despacho forzado de generación térmica local. Esto no solo produce emisiones, sino que además incrementa el costo de la operación.

En el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la mayor parte de las redes de 132kV resultan radiales, las cuales presentan los problemas descritos. Algunos ejemplos concretos son los enlaces radiales ubicados en las provincias de Santa Fe y Buenos Aires (vínculos con más 200km de longitud) y otros distribuidos en el resto del país.

Aparece aquí la posibilidad de estudiar la implementación de dispositivos SSSC (Static Synchronous Series Compensator), los cuales brindan gran flexibilidad en la operación de sistemas de potencia ya que permiten modular activamente la impedancia de la línea de transmisión en donde se encuentran instalados, además de presentar tiempos de fabricación e instalación reducidos en comparación a los asociados a nuevas obras de transmisión que atiendan dichos problemas (≈entre 15 y 18 meses vs años).

En este contexto surgen los siguientes interrogantes:

- ¿Es posible la implementación de tecnología capaz de regular tensión activamente sin la necesidad de despacho forzado de generación térmica?
- ¿Tiene otras ventajas en la implementación?
- ¿Cómo impacta la implementación en redes malladas?
- ¿Ayudan a la estabilidad del sistema eléctrico?

En este Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica se dan respuestas a estas preguntas. Esto se lleva a cabo mediante la descripción teórica-matemática del equipo, sus efectos sobre la transferencia de potencia a través de líneas de transmisión, estabilidad de tensión, antecedentes de implementación en otros países del mundo.

Por otra parte, se evalúan casos de estudio sobre redes genéricas simplificadas, en las cuales se analiza el perfil de tensión, niveles de carga y pérdidas del sistema de transmisión para diferentes condiciones de operación, modos del funcionamiento y ubicación de los equipos SSSC. A partir de las conclusiones obtenidas de estos análisis, se buscan puntos de aplicación e implementación específicos en las redes radiales del SADI

enfocados a mejorar la regulación y estabilidad en tensión de la región permitiendo así reducir el despacho térmico forzado.

Una vez identificadas las alternativas técnicas a aplicar en cada uno de los casos de estudio, se realiza un análisis económico de los costos de operación actuales y se contrastan con los de las propuestas de solución planteadas. Esto permite estudiar el costo de oportunidad de la solución técnica expuesta y proporciona información básica sobre la viabilidad económica del proyecto.

## 2. CONCEPTOS TEORÍCOS GENERALES

---

### 2.1. Sistemas de potencia

Se asigna el nombre de sistema de eléctrico de potencia al conjunto de elementos que permiten la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el abastecimiento del consumo. Los sistemas eléctricos pueden ser variables en cuanto a tamaño y componentes que lo conforman. Sin embargo, todos tienen las mismas características básicas:

- Están compuestos en mayor medida mediante sistema de corriente alterna operando esencialmente a tensión constante. Las instalaciones de generación y transmisión están conformadas por equipos trifásicos.
- Las cargas industriales son trifásicas mientras que las residenciales y comerciales son monofásicas, distribuidas entre las fases con el objetivo de formar un sistema balanceado.
- Se utilizan máquinas sincrónicas en la generación de electricidad. El conjunto turbina – generador convierte energía de fuentes primarias (fósiles, nuclear e hidráulica) a energía eléctrica.
- También se utilizan fuentes renovables de generación, principalmente fotovoltaicas y eólicas, implementando electrónica de potencia (inversores) en las redes eléctricas.
- El transporte de energía eléctrica se lleva a cabo a través de vínculos conformados conductores que canalizan la corriente eléctrica. Habitualmente se puede establecer una clasificación según el nivel de tensión en el que operara el sistema:
  - Sistemas de transmisión: Niveles de tensión mayores a 220kV. Se implementan para transportar energía eléctrica de grandes centros de generación hacia centros de demanda. Se utilizan para mover importantes montos de potencia a través de largas distancias.
  - Sistema de subtransmisión: Niveles de tensión entre 60kV y 220kV. Se implementan en el transporte de energía entre subestaciones de transmisión a subestaciones de distribución.
  - Sistema de distribución: Niveles de tensión menores a 60kV. Encargado de transmitir potencia hasta los consumidores y prosumidores individuales. Se utilizan en áreas urbanas y suburbanas. También se implementan en zona rurales cuando lo montos de potencia involucrado resultan acotados.

Los niveles de tensión mencionados en la clasificación anterior corresponden a los valores nominales del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Por lo tanto, para otro sistema de potencia en particular, los valores podrían modificarse en función de la normativa local aplicable.

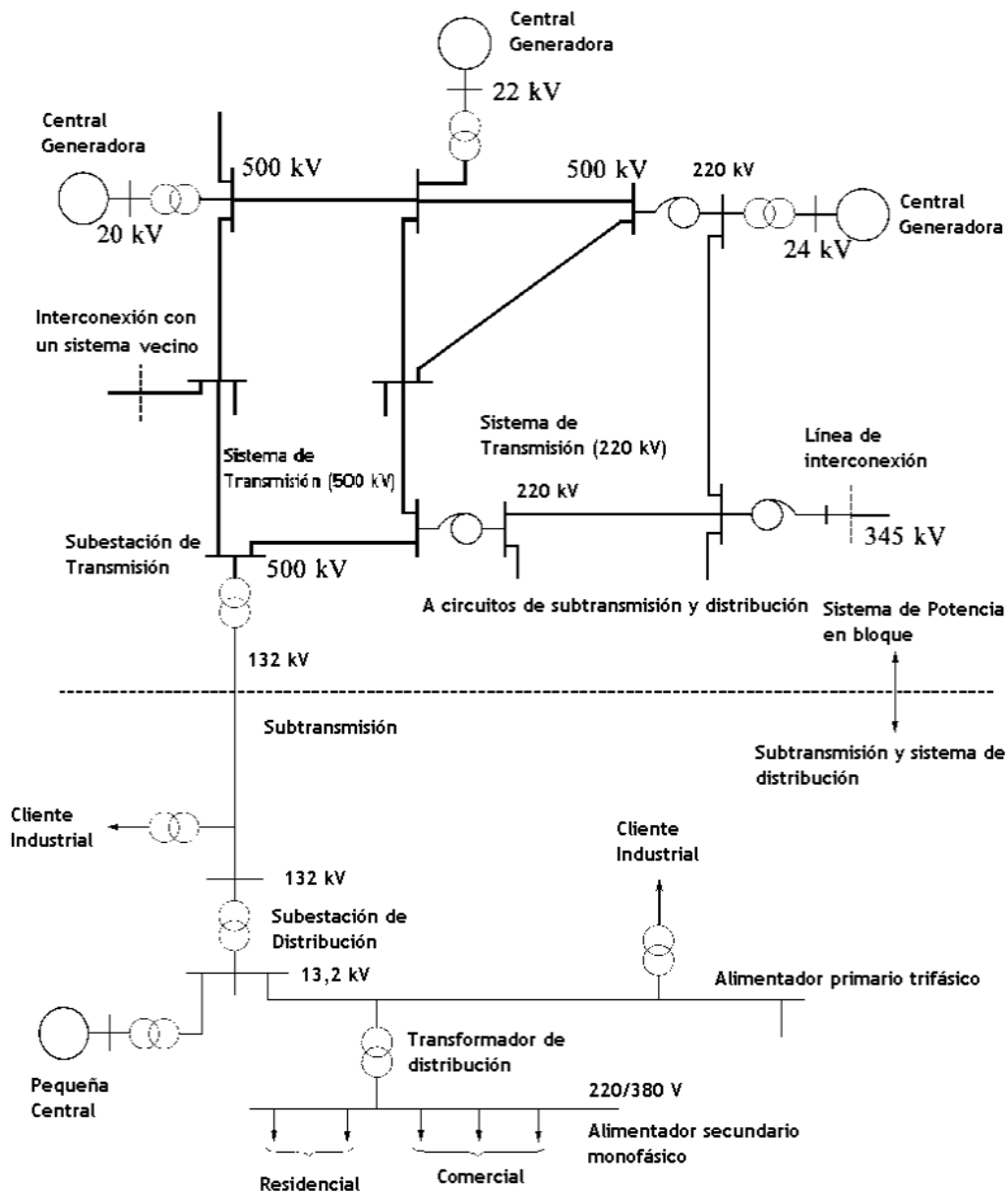


Figura 2-1: Elementos básicos de un sistema de potencia [2]

### 2.1.1. Generación

La generación de energía eléctrica consiste en convertir algún tipo de energía (cinética, térmica, química, solar, nuclear, entre otras) en energía eléctrica. Las instalaciones donde se produce esta conversión se denominan "Centrales Eléctricas", resultando en el primer eslabón en la cadena de suministro eléctrico.

Tradicionalmente, los sistemas de potencia se basaban en plantas de generación térmicas o hidráulicas. La conversión se lograba en la mayoría de los casos mediante una máquina sincrónica. Sin embargo, desde hace unos años, a partir del aumento del calentamiento global y el interés de los países por la sustentabilidad, se comenzó a instalar generación renovable con el objetivo de reducir las emisiones de carbono (CO<sub>2</sub>). En la figura a continuación se muestra una proyección de la matriz energética a 2050, evidenciando transición de la generación convencional (no renovable) y renovable.

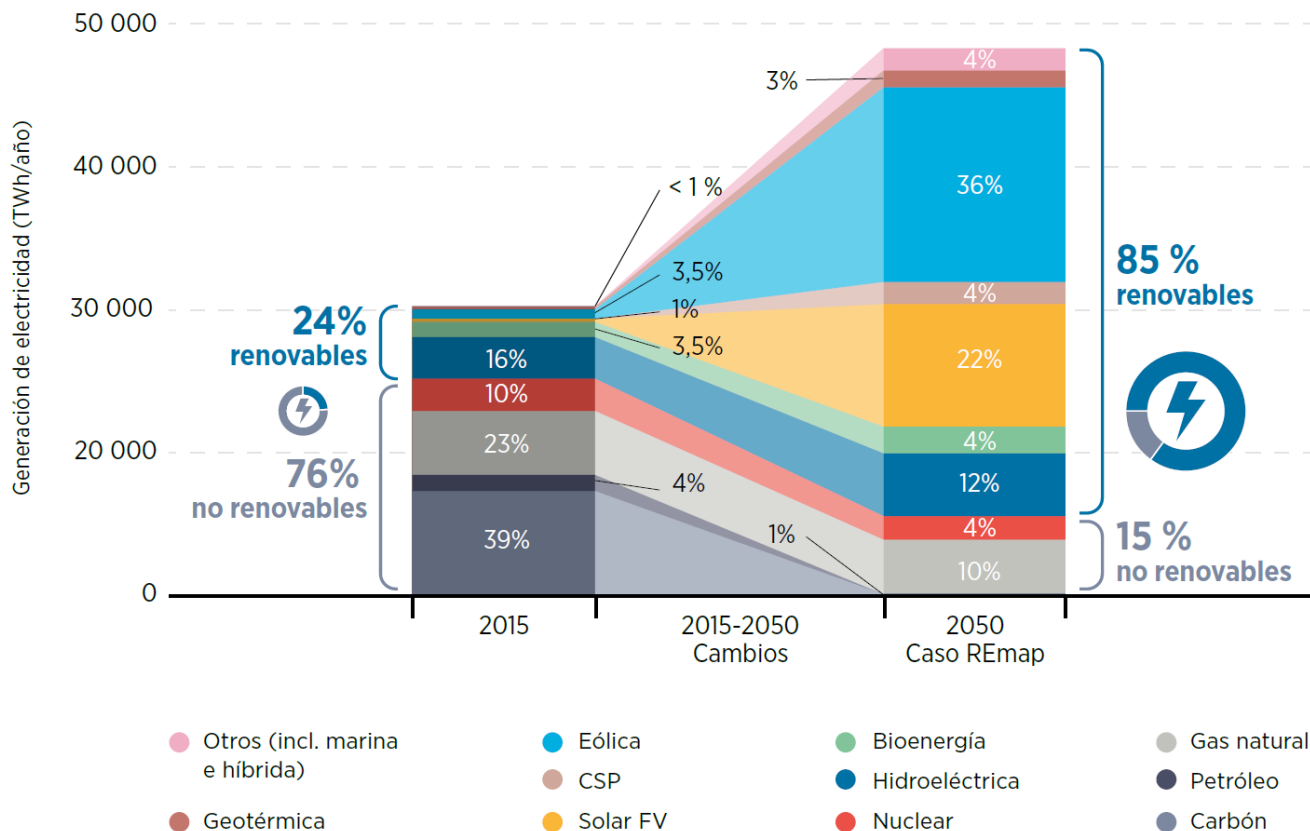


Figura 2-2. Desglose de la generación por fuente primaria para un escenario compatible con el Acuerdo de París. [6]

A continuación, se muestra una breve descripción de cada una de las principales fuentes de generación de un sistema eléctrico actual.

### Convencionales

Dentro de esta sección se describen las centrales de generación eléctrica convencionales. Las mismas se dividen en dos grandes ramas:

- **Térmicas**

En este tipo de centrales la generación eléctrica se lleva a cabo a partir de calor. Este puede obtenerse de la combustión, reacciones nucleares, del sol o del interior de nuestro planeta. Los combustibles usualmente implementados son los fósiles (carbón, gas natural o petróleo) y sus derivados tales como Diesel o Nafta. También puede obtenerse calor a partir del tratamiento de residuos sólidos urbanos o metano generado por residuos orgánicos.

Estas centrales consisten básicamente en la implementación de una caldera que eleva la temperatura del agua hasta que se convierte en vapor. Dicho proceso es posible debido a la explotación de algún recurso mencionado en el párrafo anterior. Este vapor (a alta presión y temperatura) se expande en una turbina de vapor, cuyo movimiento impulsa un alternador, generando energía eléctrica. Luego, el vapor se enfría en un condensador con una torre de refrigeración o con el caudal de un río. Este tipo de ciclo se puede combinar con una turbina de gas la cual en la cual el gas natural se quema en una turbina, y la expansión de los gases impulsa la turbina, que se encuentra acoplada a un generador, luego se utilizan los gases de escape para elevar la

temperatura de agua de una caldera, esta configuración (llamada ciclo combinado) aumenta la eficiencia en comparación con una simple central de gas. Otro tipo de generación térmica son los motores Diesel, en estos se acopla un motor Diesel directamente a un generador.

Este tipo de centrales (excepto las nucleares) liberan dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera, el cual es considerado responsable del calentamiento global. Además se generan, en menor proporción otros gases contaminantes tales como Óxidos de Azufre (SO<sub>2</sub>), Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), entre otros y partículas y residuos sólidos variables.

En cuanto a las centrales nucleares, se generan residuos radioactivos durante y luego la operación, los cuales requieren una segura disposición final. Estas centrales requieren mayores niveles de seguridad y redundancia debido a las drásticas consecuencias en caso de que ocurran accidentes.

- **Hidroeléctricos**

Este tipo de centrales generan energía eléctrica a partir de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a una altura mayor que la central. El proceso de generación consiste en el movimiento de una turbina a partir del paso de agua, la cual se conecta a un alternador, generando energía eléctrica. Al igual que en las centrales térmicas, en este caso también existen variados tipos de centrales hidráulicas tales como de pasada, de embalse y de bombeo. Dependiendo de la topología del terreno, caudal del río y volumen de agua resulta conveniente la instalación de una central determinada.

La instalación de estas centrales deriva en problemas medioambientales, ya que al construir presas y generar embalses se produce la inundación de una superficie considerable, destruyendo la flora y fauna de la región y desplazando la población humana a otras regiones.

Una alternativa a lo expuesto en el párrafo anterior es la implementación de minicentrales de pasada, las cuales embalsan pequeños volúmenes agua, minimizando el impacto ambiental que acarrea.

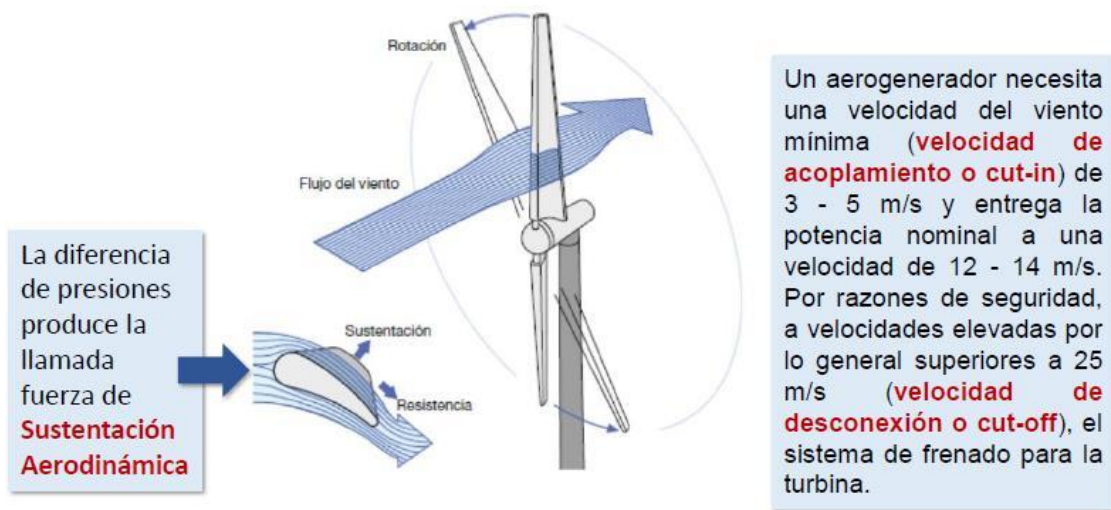
## **Renovables**

Existen varias tecnologías de generación las cuales se pueden referir como renovables debido a su fuente de alimentación primaria, a continuación, se mencionan aquellas más relevantes

- **Eólica**

La energía eólica se obtiene mediante el movimiento del aire, es decir, de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o de las vibraciones que dicho viento produce. La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica, pasando por el

estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas. En la actualidad se usan aerogeneradores para generar electricidad, especialmente en áreas expuestas a vientos frecuentes, como zonas costeras, alturas montañosas o islas.



*Figura 2-3 Funcionamiento de un aerogenerador.*

- **Solar Fotovoltaica**

Una planta fotovoltaica (PV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar ningún combustible. De hecho, la tecnología fotovoltaica (PV) explota el efecto por el cual algunos semiconductores adecuadamente "dopados" generan electricidad cuando se exponen a la radiación solar. El componente elemental de un generador fotovoltaico es la celda fotovoltaica donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar en corriente eléctrica, miles de estas conforman un panel fotovoltaico, los cuales son agrupados cubriendo varias hectáreas de terreno para luego inyectar esta energía generada en los sistemas de potencia.

- **Bioenergía**

Los sistemas de bioenergía o biomasa son similares a los sistemas de combustibles fósiles en construcción y operación. Una caldera y una turbina de vapor producen energía a partir de la energía suministrada por el combustible almacenado, pero en este caso el combustible proviene de fuentes como aceites o distintos tipos de alcoholes destilados de cultivos. Otro tipo de bioenergía son las tecnologías CSP (Concentration of Solar Power), que utilizan espejos para reflejar y concentrar la luz solar en receptores que recolectan energía solar y la convierten en calor con el cual se puede producir vapor para generar electricidad. Los sistemas geotérmicos usan agua extremadamente caliente de pozos profundos para calefacción o para generar electricidad cuando la presión es lo suficientemente alta para impulsar una turbina. Estos sistemas

están limitados a áreas donde la fuente de energía geotérmica se puede alcanzar económicamente con equipos de perforación.

### **2.1.2. Transmisión**

La importancia de los sistemas de transmisión radica en llevar la energía generada en las centrales a los usuarios finales los cuales se encuentran generalmente a varios kilómetros de distancia del punto de generación.

La energía eléctrica se genera normalmente entre 0,5 a 15 kV en una central eléctrica. Sin embargo, a la hora de transportar la energía se utilizan niveles de tensión superiores tales como 132 kV, 220 kV o 500 kV. La elevación del voltaje busca reducir la corriente que circula por los conductores que conforman los vínculos y con esto disminuir a su vez las pérdidas derivadas de la transmisión de energía logrando un beneficio técnico y económico. Según se mencionó anteriormente, cuanto mayor sea la distancia y potencia para transportar, mayor será el nivel de voltaje utilizado.

A medida que el sistema de transmisión se aproxima a los puntos de consumo la tensión se reduce nuevamente a niveles por debajo de 100kV en una subestación eléctrica para dar lugar a la distribución primaria. Los grandes consumidores industriales pueden suministrarse en este nivel de tensión directamente desde estas subestaciones. También, los alimentadores emergen de estas subestaciones. Los alimentadores son líneas aéreas o cables subterráneos que transportan energía cerca de los puntos de carga (consumidores finales) hasta un par de kilómetros. Finalmente, el voltaje es reducido a por debajo de 1000 voltios en subestaciones más pequeñas montadas en postes o en interiores de edificios. Esta etapa se conoce como distribución secundaria y permite alimentar consumos residenciales, comerciales o fabriles de baja potencia.

En los llamados sistemas radiales, las subestaciones más pequeñas son alimentadas por circuitos individuales desde las subestaciones principales de EAT/AT, sin interconexión entre las pequeñas subestaciones, el diagrama es mostrado en la Figura 2-4 a. En un sistema mado la seguridad del suministro para cada pequeña subestación es provisto por circuitos que forman un anillo simple desde las subestaciones EAT/AT (Figura 2-4 b). Una mayor seguridad puede ser provista con circuitos de interconexión adicionales como los mostrados en la Figura 2-4 c.

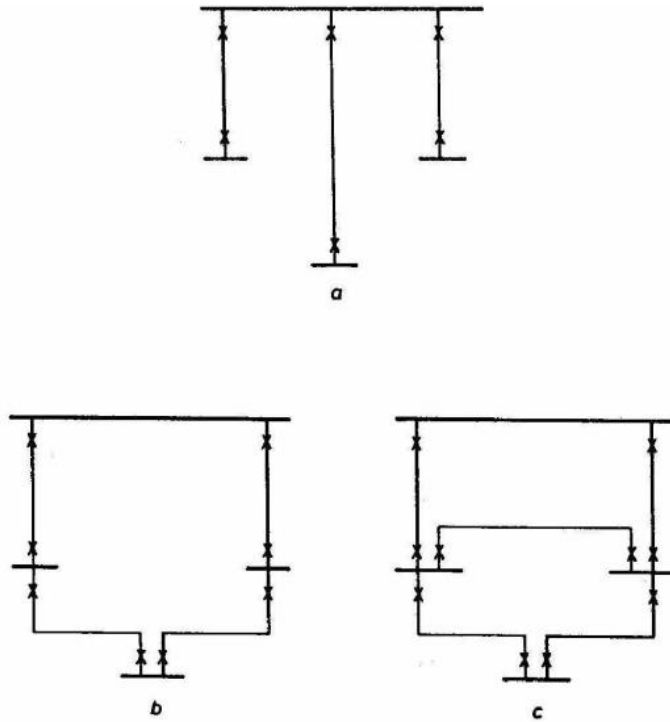


Figura 2-4 Sistemas radiales y mallados

### Principales elementos de una línea de transmisión

Debido a las consideraciones económicas, el sistema trifásico de tres hilos se utiliza ampliamente para la transmisión de energía eléctrica. Los siguientes son los elementos principales de un vínculo para transmisión de energía:

- **Conductores:** Tres para una línea de circuito simple y seis para una línea de doble circuito. Se destaca también la existencia de un cable de guarda el cual protege a las líneas de las descargas atmosféricas y funcionan también como elemento principal de comunicación entre las subestaciones.  
Los conductores que transportan potencia deben ser de tamaño adecuado (es decir, área transversal). Esto depende de su capacidad amperimétrica. Usualmente, se usan conductores ACSR (Aluminio-núcleo reforzado con acero).
- **Aisladores de línea:** Para soportar mecánicamente los conductores de línea mientras se aíslan eléctricamente de las torres de soporte.
- **Torres de soporte:** para soportar los conductores de línea que se suspenden en el aire por encima.
- **Dispositivos de protección:** Para proteger el sistema de transmisión y garantizar un funcionamiento fiable. Estos incluyen cables de tierra, pararrayos, disyuntores, relés, etc.

- **Reguladores de tensión:** Para mantener el voltaje dentro de los límites permitidos en el extremo de recepción.

### Características eléctricas

Una línea de transmisión está caracterizada por cuatro parámetros: la resistencia serie  $R$  debida a la resistividad del conductor, la conductancia derivación  $G$  debida a las corrientes de dispersión entre las fases y la tierra, la inductancia serie  $L$  debido al campo magnético establecido alrededor de los conductores, y la capacidad derivación  $C$  debida al campo eléctrico implantado entre los conductores, así como entre éstos y la tierra.

- **Resistencia Serie (R):** Las resistencias de las líneas contabilizando la conductividad directa y el efecto pelicular se determinan a partir de tablas de fabricación.
- **Conductancia Derivación (G):** La conductancia derivación representa las pérdidas debidas a las corrientes de dispersión a lo largo de las cadenas de aisladores y al efecto corona. En líneas de potencia, este efecto es pequeño y usualmente despreciable.
- **Inductancia Serie (L):** La inductancia de la línea depende del flujo enlazado parcial dentro de la sección transversal del conductor y de los flujos enlazados externos. Para líneas aéreas, las inductancias de las tres fases son diferentes unas de otras a menos que los conductores estén equiespaciados, la cual es una geometría poco adoptada en la práctica. La diferencia en la inductancia entre fases con espaciado no equidistante es usualmente compensada a lo largo de la línea haciendo que cada fase ocupe sucesivamente las tres posiciones posibles durante todo el trazado. Esto se denomina transposición.
- **Capacidad Derivación (C):** La diferencia de potencial entre conductores, así como entre estos y la tierra a lo largo de una línea de transmisión produce un campo eléctrico donde los conductores se cargan. La carga por unidad de diferencia de potencial se corresponde con la capacidad entre los conductores (usualmente despreciable) o a tierra que es la más relevante.

Si se considera que la resistencia  $R$  es despreciable, la impedancia característica  $Z_C$ , también denominada impedancia surge (impedancia impulsiva) es igual a  $\sqrt{L/C}$ . La potencia entregada por una línea de transmisión cuando esta termina en una impedancia característica se conoce como *carga natural* o *carga de impedancia surge* (SIL):

$$SIL = \frac{V_0^2}{Z_c} W$$

Ec. 2-1

Donde  $V_0$  es la tensión nominal de la línea.

### Característica potencia – ángulo

La característica potencia – ángulo relaciona el intercambio de potencia con la posición angular de los fasores de tensión en extremos de un vínculo o de forma equivalente a la posición de los rotores de las máquinas sincrónicas ubicadas cada lado.

Para evidenciar esto se considera un sistema compuesto por dos máquinas sincrónicas conectadas por una línea de transmisión con reactancia  $X_L$  (resistencia y capacitancia despreciables). Se asume que la máquina 1 representa un generador mientras que la 2, un motor. La potencia transmitida del generador al motor es una función de la separación angular entre los rotores de ambas máquinas ( $\delta$ ). En este caso, esta separación angular se debe a tres componentes: ángulo interno del generador  $\delta_G$ , la diferencia angular debido a la línea de transmisión y el ángulo interno del motor.

La potencia transferida desde el generador hacia el motor puede expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \cdot \text{sen} \delta$$

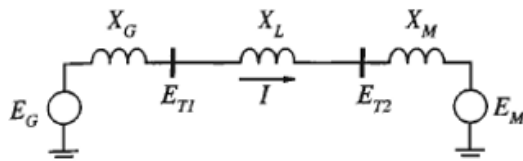
Ec. 2-2

Donde  $X_T = X_G + X_L + X_M$

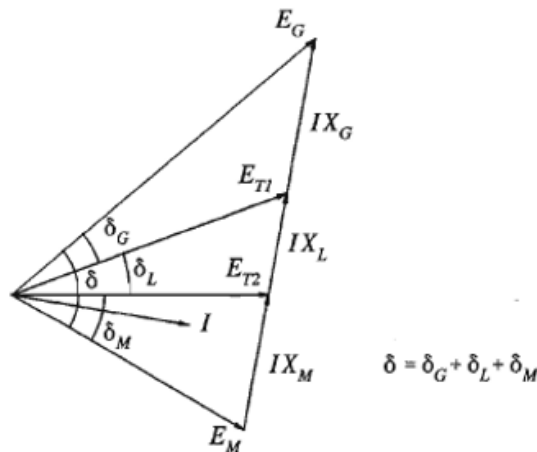
$\delta$ : diferencia angular entre los fasores  $E_G$  y  $E_M$



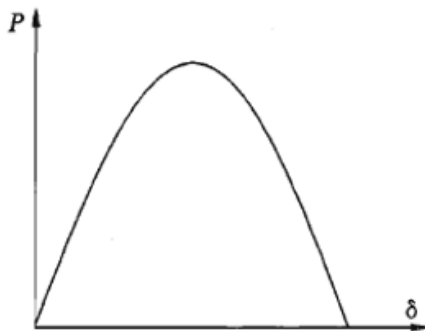
(a) Diagrama unifilar



(b) Modelo idealizado



(c) Diagrama fasorial



(d) Curva potencia-ángulo

Figura 2-5. Característica de potencia transferida. [2]

Tal como se observa en la figura anterior, la relación entre la potencia y el ángulo es altamente no lineal. Cuando el ángulo es cero, la potencia transferida resulta nula. A medida que el ángulo se incrementa, la potencia transferida también. La máxima transferencia teórica se establece para un ángulo de  $90^\circ$ . Cuando se opera en la zona cercana a este valor la transmisión puede volverse inestable ya que para ángulos mayores a  $90^\circ$  la transmisión de potencia se reduce.

Debe notarse también que la transferencia es inversamente proporcional a la reactancia inductiva del vínculo, esta última muy dependiente de la longitud de la línea. Cuanto mayor la longitud, más grande la reactancia, volviendo dificultosa la transferencia de grandes montos de potencia ya que esto deriva en mayor diferencia angular entre los extremos y por ende riesgo de inestabilidad.

Es usual que las líneas de alta tensión con altas transmisiones de potencia cuenten con compensación serie, los cuales contrarrestan los efectos inductivos de los conductores de línea. Aplicado al sistema visto en la Figura 2-5, deriva en que la impedancia de vinculación entre el generador y el motor sea menor, es decir que  $X_T = X_G + X_L + X_M - X_C$ . Por lo tanto, la curva potencia – ángulo resulta superior en comparación a la línea sin compensación.

### Clasificación por la longitud de la línea

Las líneas pueden clasificarse de acuerdo con su longitud, en base a ciertas aproximaciones que se justifican en su modelo. [11]

- a) **Líneas cortas:** sus longitudes están por debajo de los 80 km. Estas tienen una capacidad derivación despreciable, y pueden representarse por sus impedancias serie.
- b) **Líneas de longitud media:** son aquellas cuyas longitudes que están en el rango de los 80 km hasta aproximadamente los 200 km. Estas pueden representarse por el circuito  $\pi$  nominal, en el cual la impedancia en serie de la línea se concentra en el centro y la mitad de cada capacitancia se coloca en el centro de la línea. Esto es porque al ser corta la capacitancia no es tan dependiente de la longitud de la línea, también se denomina modelo a parámetros concentrados

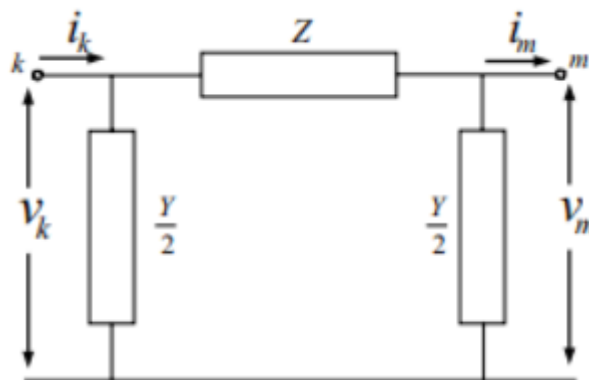


Figura 2-6 modelo pi nominal de una línea de transmisión

- c) **Líneas largas:** son aquellas que están por encima de los 200 km. Para tales líneas los efectos distribuidos de los parámetros son significativos. Estos necesitan representarse por el circuito  $\pi$  equivalente. Alternativamente pueden representarse por secciones en cascada de pequeñas longitudes, donde cada sección se representa por un  $\pi$  nominal. Este método de modelado también se denomina a parámetros distribuidos.

### Características de carga límite de la línea

El concepto de "carga límite de la línea" resulta útil para interpretar la capacidad de transferencia de potencia cuando esta se ve influenciada por el nivel de tensión y la longitud de la línea. La carga límite está definida como el grado de carga de la línea permisible (expresada en porcentaje del SIL) según los límites de origen térmico, caída de tensión o estabilidad.

Este concepto fue introducido por H. P. St. Clair en 1953, el cual desarrolló curvas de capacidad de transferencia de potencia en líneas de transmisión en función de los niveles de tensión y longitud de las mismas. Estas son conocidas como las Curvas de St. Clair, las cuales han sido una herramienta fundamental para los ingenieros de planeamiento de los sistemas de transmisión.

En la siguiente figura se muestra la curva universal del límite de carga de la línea en p.u. en función de la longitud.

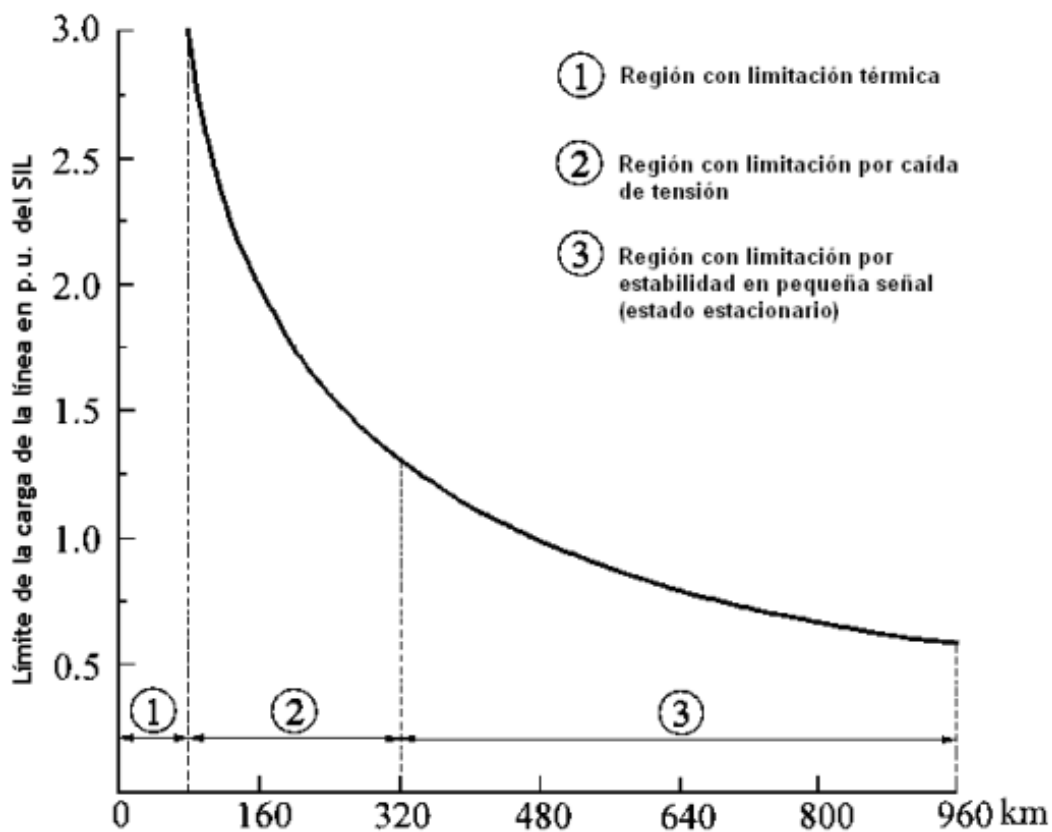


Figura 2-7. Curva universal de carga límite para líneas aéreas de transmisión no compensadas. [11]

Puede contemplarse que existen tres factores que influyen los límites de la potencia:

- Límites térmicos,
- Caída de tensión
- Límite de estabilidad en estado estacionario.

La curva es determinada considerando una caída de tensión máxima del 5% y el margen de estabilidad de estado estacionario es de 30°.

### 2.1.3. Sistemas de protección

El objetivo de los sistemas de Protecciones es disminuir al máximo posible el efecto de las perturbaciones que aparezcan en los sistemas eléctricos de potencia. Rigurosamente hablando, los Sistemas de Protección son esquemas que ejercen funciones de control en las redes, pero esas funciones se realizan de un modo muy particular: apertura de interruptores asociados a líneas, transformadores, generadores o demandas.

Las redes eléctricas de potencia están sujetas a la ocurrencia de distintos tipos de perturbaciones o la aparición de fenómenos dañinos para las instalaciones tales como:

- **Fallas eléctricas.** Sean fallas de aislación o interrupciones de caminos previstos para la corriente eléctrica. Se presentan en los distintos componentes de la red: líneas, barras, transformadores, generadores, etc.
- **Sobrecargas.** Pueden presentarse en distintos componentes de la red.
- **Sobretensiones.**
- **Subtensiones.**
- **Subfrecuencias.** Debidas a la pérdida de capacidad de generación.
- **Sobrefrecuencias.** Debido a la pérdida de demanda.
- **Perdidas de estabilidad.** Se pierde el sincronismo entre distintos generadores de la red.
- **Oscilaciones de potencia.** Variación angular relativa no deseada y periódica entre distintos generadores de la red.
- **Cargas asimétricas.** Normalmente por la apertura accidental de una fase en algún componente de la red.
- **Perturbaciones en generadores.** (Además de las fallas de aislación): Pérdida de excitación, motorización, bloqueo por pérdida de servicios auxiliares, defectos de regulación de tensión, defectos de regulación de velocidad.

Los elementos constitutivos básicos de las protecciones eléctricas son los relés de protección, estos realizan cálculos y comparaciones de los valores obtenidos para definir su actuación. Los relés de protección no llevan a cabo su tarea aislados entre sí, por lo que deben ser adecuadamente coordinados, realizándose esa coordinación mediante programas de regulación (setting) y/o a través de comunicación entre ellos.

La definición clásica considera Sistema de Protección al conjunto de dispositivos, incluyendo relés de protección, transformadores de corriente, transformadores de tensión, interruptores, relés auxiliares de disparo, sistemas de teleprotección y fuente auxiliar de corriente continua, que resulten necesarios para cumplir una determinada función de protección, como por ejemplo protección de una línea, protección de un transformador, protección de una barra, etc.

Las cualidades requeridas a los Sistemas de Protección son:

- SELECTIVIDAD
- VELOCIDAD
- CONFIABILIDAD

**Selectividad:** Es la condición por la cual un Sistema de Protección debe accionar produciendo la apertura de los interruptores estrictamente indispensables para eliminar la perturbación producida. Este concepto es muy sencillo de ejemplificar en el caso de las protecciones que actúan en ocasiones de fallas de aislación y significa que solamente debe salir de servicio el componente de la red (generador, línea, transformador, etc.) en el que se ha producido la falla. No siempre es de tal fácil interpretación cuando se trata de protecciones contra otros tipos de perturbaciones.

**Velocidad:** Es la condición por la cual el Sistema de Protección debe actuar tan rápidamente como sea posible. Tiene en cuenta no solamente el efecto destructivo de las fallas y de otras perturbaciones, sino también los compromisos de estabilidad del sistema de potencia.

**Confiabilidad:** Es la habilidad del sistema de protección para realizar su función adecuadamente y está relacionada en forma directa con los atributos de dependibilidad y seguridad del o los relés de protección que componen el sistema.

**Dependibilidad de un Relé de Protección:** Es la habilidad de un relé para actuar cuando es requerida su actuación.

**Seguridad de un Relé de Protección:** Es la habilidad un relé para no actuar cuando no es requerida su actuación.

Si bien los Relés de Protección son los componentes básicos de los Sistemas de Protección, hay otros dispositivos asociados que forman parte de la cadena de confiabilidad: transformadores de corriente, transformadores de tensión, interruptores, fuentes auxiliares de corriente continua, relés auxiliares para el

disparo de los interruptores, medios de comunicación de señales lógicas o analógicas entre relés (sistemas de teleprotección y sistemas de comunicación asociados).

Aunque sin incidencia directa sobre la confiabilidad, deben ser considerados dispositivos asociados también las alarmas, señalizaciones, registros de eventos y registros perturbográficos. Estos dispositivos son los que permiten el análisis de comportamiento de los sistemas de protección luego de las perturbaciones y por lo tanto tienen una influencia indirecta sobre la confiabilidad de estos.

#### 2.1.4. Almacenamiento de energía

Las formas de almacenar la energía generada en una red eléctrica, ya sea aislada o un sistema interconectado (SI) son variadas. Esta puede ser guardada a través de un proceso químico, mecánico, eléctrico o térmico, entre otros. El uso o las aplicaciones que se le pueden dar a las tecnologías de almacenamiento son variados y dependen de las características de operación de los dispositivos. Varias de estas tecnologías han madurado al punto de que es posible crear distintos modelos de mercados y así implementar un uso comercial. A continuación, se realiza una breve descripción de las distintas tecnologías de almacenamiento disponibles para los grandes sistemas eléctricos de potencia.

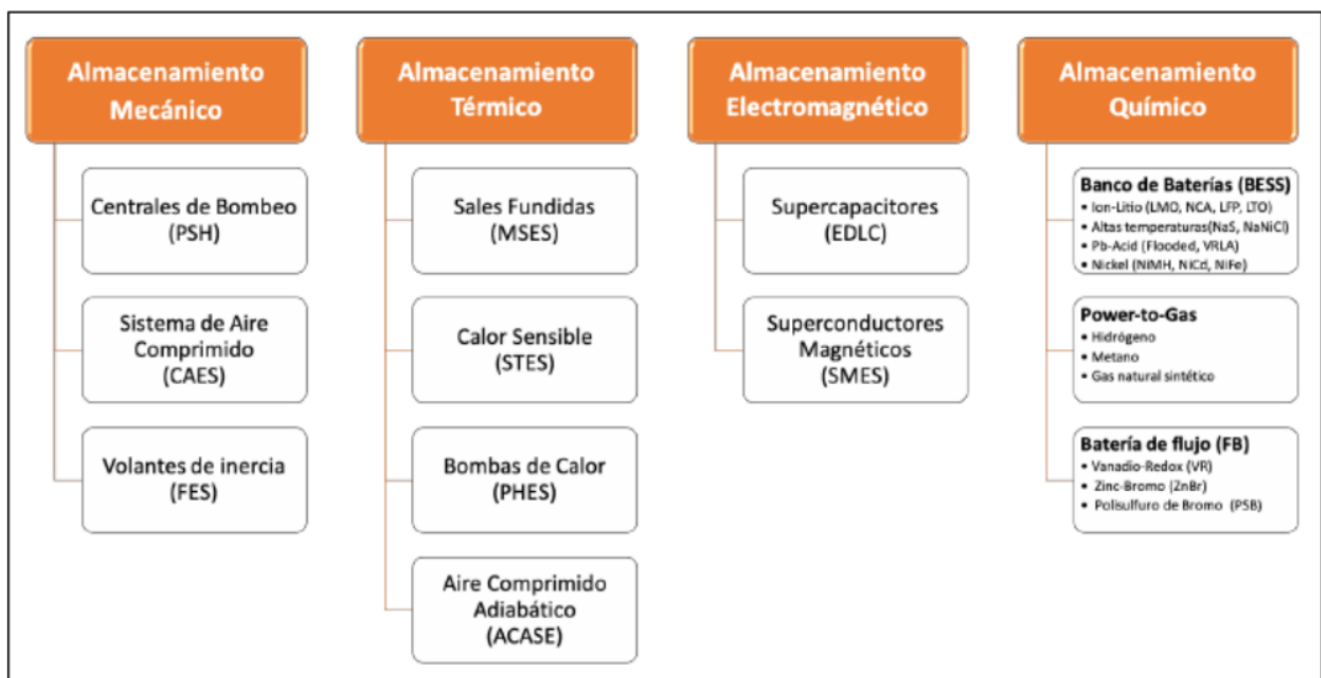


Figura 2-8: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento. [12]

- **Centrales de bombeo (PHS):** La tecnología de almacenamiento de energía por bombeo es la más madura de todas, se ha utilizado desde los años veinte. Se basa en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior o río hasta un embalse superior. El desnivel adecuado que se debe de dar entre los dos embalses para que dicha tecnología sea eficiente debe de ser de al menos

100 m. El bombeo del agua del embalse inferior al superior se da en las horas valles, es decir por la noche, de esta forma se utiliza la energía sobrante para hacer funcionar la turbina y así subir el agua y almacenar la energía. Durante el día, cuando la demanda de electricidad es mayor, la central actúa como una central hidroeléctrica convencional, el agua del embalse superior cae por la galería de conducción hasta la central donde se encuentra el generador y los transformadores que pasan la energía mecánica a eléctrica que a su vez es transportada a los hogares e industrias por las líneas de transporte.

- **Sistema de Aire Comprimido (CAES):** Las plantas de almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) son en gran medida equivalentes a las centrales hidroeléctricas de bombeo en términos de sus aplicaciones. Pero, en lugar de bombear agua de un estanque inferior a uno superior durante períodos de exceso de energía, en una planta CAES, el aire ambiental u otro gas se comprime y almacena bajo presión en una caverna o contenedor subterráneo. Cuando se requiere electricidad, el aire presurizado se calienta y se expande en una turbina de expansión que impulsa un generador para la producción de energía.
- **Volantes de inercia (FES):** Los volantes de inercia o FES (de “Flywheel Energy Storage” en inglés) tienen como principio de funcionamiento almacenar la energía en forma cinética en un disco mecánico, cilíndrico, con momento de inercia significativo. Esta masa rotatoria presenta una gran resistencia a la variación de la velocidad. El principal objetivo de estos dispositivos es disminuir al mínimo las pérdidas por roce del rotor. Aprovechando energía de bajo costo o excedentaria, se hace girar la masa rotatoria a través de un motor-generador que lo lleva a su velocidad nominal (entre 6.000 y 50.000 rpm), cuando llega a esta velocidad se requiere poca energía externa para mantener la rotación gracias a la suspensión magnética y vacío para luego hacer girar un generador en el momento que sea necesario la utilización de dicha energía.
- **Supercapacitores (EDLC)** El almacenamiento de energía en supercapacitores presenta el mismo funcionamiento que los capacitores regulares utilizados en electrónica, es decir que almacenan energía en forma de campo eléctrico. La principal diferencia que poseen estos capacitores es que cuentan con capacitancias muy altas en un espacio reducido, alta densidad de capacitancia, llegando a las decenas de Faradays. La principal ventaja que presentan este tipo de almacenamiento de energía es su gran capacidad de rampa, pudiendo descargarse y cargarse con mucha velocidad.
- **Superconductores Magnéticos (SMES):** El almacenamiento de energía magnética por superconducción (en inglés Superconducting Magnetic Energy Storage o SMES) designa un sistema

de almacenamiento de energía que permite almacenar ésta bajo la forma de un campo magnético creado por la circulación de una corriente continua en un anillo superconductor que está refrigerado a una temperatura por debajo de la temperatura crítica de superconductividad.

- **Sistemas de Almacenamiento en Baterías (BESS):** El almacenamiento por baterías o BESS (Battery Energy Storage System) es uno de los sistemas que posee la mayor flexibilidad en cuanto a la respuesta de carga y descarga, además de tener altos niveles de eficiencia. Estos corresponden a un conjunto de celdas conectadas en serie, paralelo, o ambas configuraciones a la vez. Las cuales tienen la capacidad de almacenar la energía en forma electroquímica.

Junto con las celdas, el sistema BESS está conformado por un sistema de conversión de potencia (PCS, por sus siglas en inglés) y un sistema de monitoreo de batería (BMS). Los cuales se encargan de controlar los niveles de voltajes, temperatura, tasa de carga, etc.

El almacenamiento en baterías se está extendiendo actualmente junto a la expansión de las energías renovables. Este sistema permite aprovechar recursos no gestionables como sol y viento cuando estos resultan abundantes. Luego cuando en ausencia de estas fuentes o cuando la energía es requerida por alta demanda se utilizan la energía almacenada en las baterías.

#### **2.1.5. Dispositivos Flexibles del sistema de transmisión**

El constante crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia está relacionado con el incremento de la demanda, la cual a su vez tiene una clara correlación con la actividad económica de un país o región. Este aumento puede desarrollarse de forma desproporcionada, por lo que las empresas de energía deben no solamente cubrir dicho crecimiento, sino que también predecir requerimientos futuros para seguir cumpliendo la normativa de seguridad y confiabilidad vigente.

En estos tiempos, debido al calentamiento global, a los reducidos costos de implementación la penetración de generación renovable crece rápidamente y según las estimaciones lo seguirá creciendo en los próximos años. Esto, si bien es una ventaja desde la sustentabilidad, usualmente el recurso primario se encuentra alejado de los centros de demanda, por lo que la potencia generada debe ser transportada por las líneas de transmisión. Por ejemplo, en Argentina, el centro de la demanda se localiza en el Gran Buenos Aires, mientras que el recurso solar se encuentra al noroeste del país y el eólico en la región patagónica con distancias que superan los 1000km.

En este contexto, con la finalidad de aprovechar al máximo la capacidad de transmisión y evitar problemas de saturación de vínculos, elevadas pérdidas, regulación de tensión y estabilidad, se plantean soluciones que generalmente tienen costos y tiempos de construcción elevados. Por ejemplo, la construcción de nuevas líneas de transmisión trae aparejados no solo los factores mencionados, así como también conflictos sociales y ambientales.

Sin embargo, algunos de los problemas de operación pueden ser solventados mediante la instalación de dispositivos controlados mediante electrónica de potencia, denominados FACTS (dispositivos flexibles del sistema de transmisión por su sigla en inglés). Debido a su rapidez de operación, estos equipos pueden ser utilizados para mejorar la estabilidad dinámica de los sistemas. La principal característica de estos dispositivos es que modifican los parámetros del sistema, lo cual permite controlar el flujo de potencia [3].

La investigación y desarrollo de los dispositivos FACTS está directamente relacionada con la generación renovable. En la siguiente figura se muestra el número de publicaciones por categoría en función de los años [7], mientras que en la Figura 2-10 se exhibe la generación de energía renovable (solar y eólica) para distintas regiones del mundo [9].

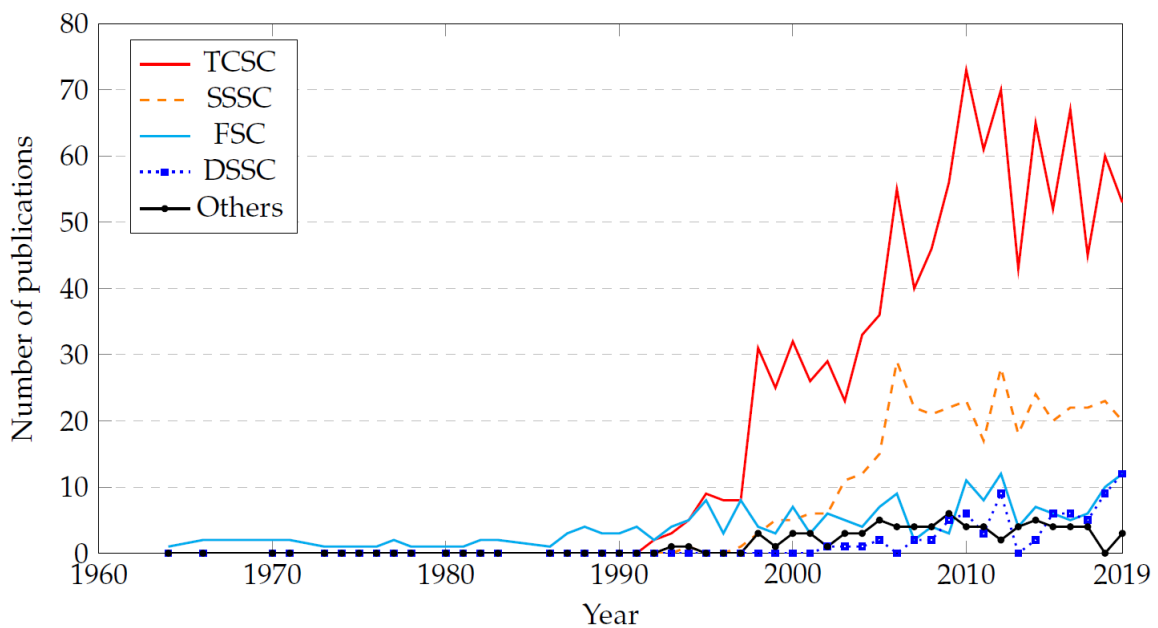


Figura 2-9. Evolución temporal del número de publicaciones por categoría. [7]

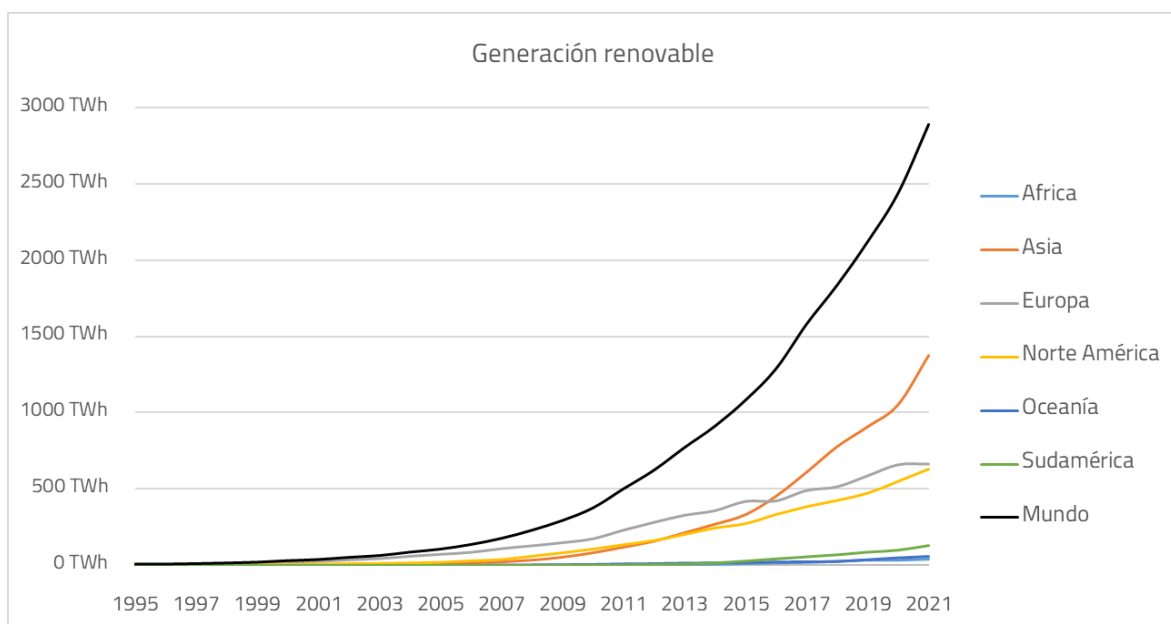


Figura 2-10. Generación renovable en función del tiempo. [9]

Comparando ambas, se observa, que a partir de la década del noventa comenzó el crecimiento de la generación no convencional y junto a esos acontecimientos, la necesidad de la investigación y desarrollo de tecnología que flexibilice la operación de los sistemas eléctricos.

### Clasificación en función de la conexión

Existen distintas formas de clasificar los equipos FACTS, una de ellas es en función de la conexión con el sistema eléctrico. Estos pueden dividirse en:

- **Controladores serie:** Puede consistir en una impedancia variable en serie con la línea de transmisión. El principio de operación es el de inyectar una tensión en serie con la línea (una impedancia variable multiplicada por la corriente que fluye por la línea representa una tensión serie inyectada a la línea). Mientras que la tensión se encuentre en cuadratura con la corriente de la línea, el equipo solamente aporta reactivo mientras que cualquier otro ángulo representa el manejo de flujo de potencia activa. Se presenta esquemáticamente en la siguiente figura.

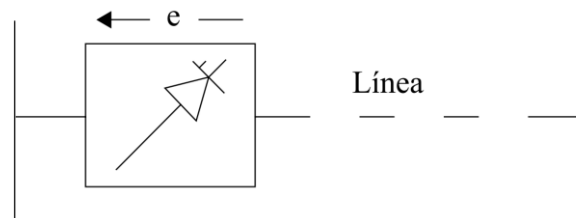


Figura 2-11. Diagrama esquemático de un controlador serie. [3]

- **Controladores en derivación:** Consiste en una impedancia variable, fuente variable o una combinación de ambas. El principio de operación es inyectar corriente al sistema en el punto de conexión. Una impedancia variable conectada en derivación a la línea causa un flujo de corriente variable, representando una inyección de corriente a la línea. Al igual que en los controladores serie, mientras que la corriente inyectada esté en cuadratura con la tensión de línea, el dispositivo en derivación solo aporta o absorbe potencia reactiva, mientras que cualquier otro ángulo de inyección representa un manejo de potencia activa.

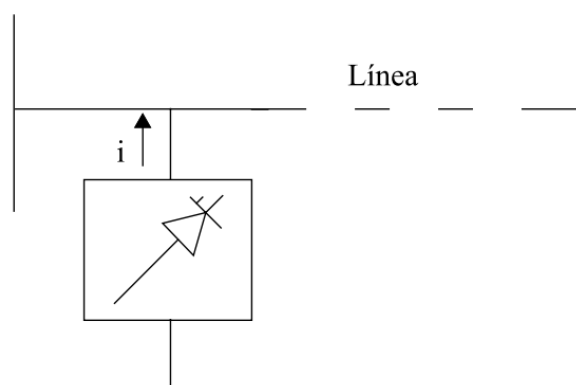


Figura 2-12. Diagrama esquemático de un controlador en derivación. [3]

- Controladores serie-serie:** Este controlador puede ser una combinación de controladores serie separados, controlados coordinadamente en un sistema de transmisión multilínea. La capacidad de transferencia de potencia activa que representa un controlador serie-serie unificado, llamado controlador de flujo de potencia interlínea, hace posible el balance de flujo de potencia activa y reactiva en las líneas, maximizando la explotación del sistema de transmisión.

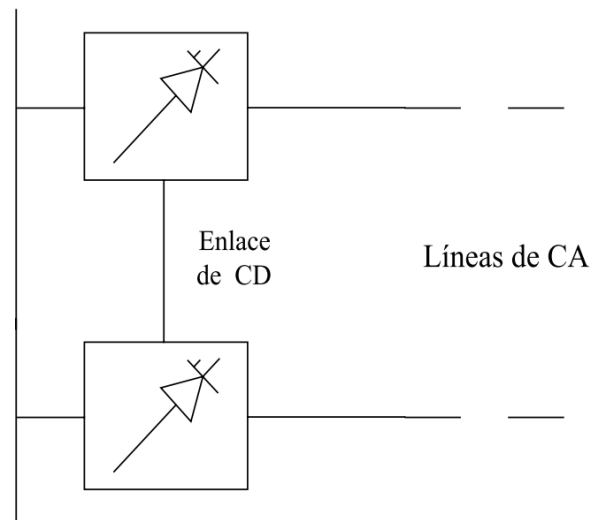


Figura 2-13. Diagrama esquemático de un controlador serie-serie. [3]

- Controladores serie-derivación:** Estos pueden ser una combinación de controladores en serie y paralelo, operados de manera coordinada. El principio de funcionamiento consiste en inyectar corriente al sistema a través del componente en derivación y una tensión en serie con la línea utilizando el componente serie.

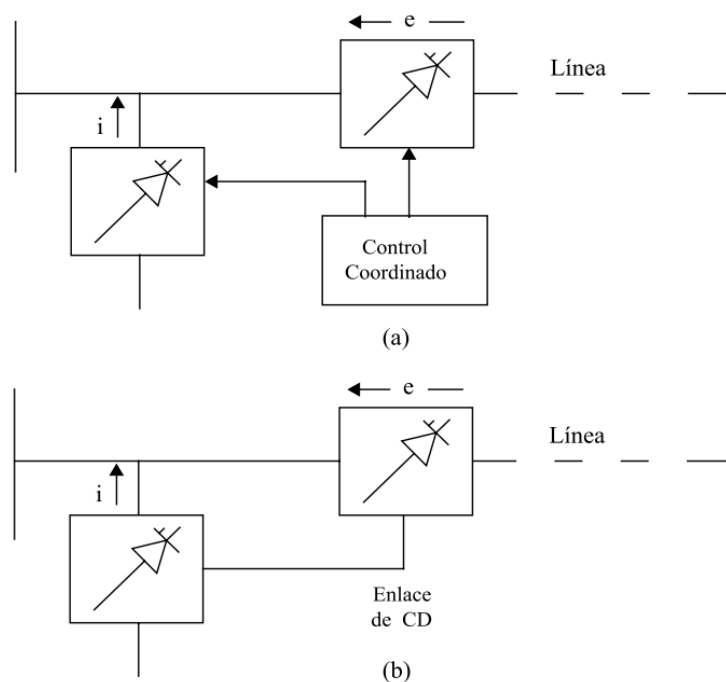


Figura 2-14. a) Controlador coordinado serie-paralelo / b) Controlador unificado serie-paralelo. [3]

Por otra parte, los dispositivos flexibles pueden clasificarse en dos grupos en función de sus principales elementos, tal como se describe a continuación:

- **Dispositivos Flexibles controlados por tiristores:** En este caso se emplean tiristores convencionales (sin la capacidad de apagado). La potencia reactiva para la compensación es generada o absorbida por bancos de capacitores y reactores y los tiristores se utilizan únicamente para el control de la impedancia reactiva. En consecuencia, los compensadores de potencia reactiva convencionales controlados por tiristores representan una admitancia reactiva variable en la red, y por lo general, cambian la impedancia vista del sistema.

Algunos ejemplos de este tipo de tecnología son:

- SVC: Compensador estático de VAR.
  - TCVR: Regulador de tensión controlado por tiristores.
  - TCPAR: Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores.
  - TCSC: Capacitor en serie controlado por tiristores.
- **Dispositivos Flexibles basados en convertidores:** Emplea fuentes convertidoras de tensión auto-conmutadas para proporcionar rápidamente, de forma controlable y estática fuentes de corriente y tensión. Tiene la ventaja de proveer control independiente en la compensación de potencia reactiva así como intercambiar potencia activa directamente con el sistema de corriente alterna. La fuente de tensión que utilizan se denomina VSC (Voltage Source Converter), la cual genera un conjunto balanceado de tres tensiones senoidales a frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de fase controlados. Este equipo no tiene inercia, su respuesta es prácticamente instantánea y puede generar internamente potencia reactiva (inductiva o capacitiva). Además, puede intercambiar potencia activa con el sistema de alterna si se encuentra acoplada a una fuente de energía que pueda proveer la potencia requerida.

Algunos ejemplos de esta tecnología son:

- StatCom: Compensador estático síncrono.
- **SSSC: Compensador serie estático sincrónico.**
- IPFC: Controlador de flujos de potencia interlínea.
- UPFC: Controlador unificado de flujos de potencia.

Dentro de los ejemplos nombrados se encuentran los equipos SSSC, los cuales se describen en profundidad en el apartado 3.

### **Ventajas y desventajas de su implementación**

A continuación se mencionan las principales ventajas en la implementación y utilización de los dispositivos FACTS:

- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de enlaces predeterminados.

- Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites de las líneas de transmisión.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre ambas áreas controladas, por lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de cortocircuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos.
- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.
- Responder rápidamente a los cambios de potencia en tiempo real.
- Proveen mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras.
- Proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

Una propiedad particular de los equipos flexibles del sistema de transmisión es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema: prefalla, durante la falla y postfalla. La capacidad para controlar transitorios y para el estado postfalla los hace sumamente atractivos en su implementación.

A continuación se enumeran las posibles desventajas asociadas a la implementación de este tipos de equipos:

- En el caso de equipos FACTS destinados a la compensación reactiva, los mismos pueden tener costos más elevados en comparación a equipos tradicionales.
- Debido a la electrónica de potencia se genera e introducen armónicos en la red.
- En algunos casos no se encuentran estandarizados, por lo que la solución debe ajustarse a los sistemas donde se colocan.

### 3. DISPOSITIVOS SSSC

En esta sección se profundizan los conceptos acerca los dispositivos SSSC (**Compensador serie estático sincrónico**) que forma parte de los dispositivos FACTS presentados conceptualmente en el apartado 2.1.5. En particular se aborda la composición interna y principio de funcionamiento, además de presentar el impacto de su implementación sobre los Sistemas Eléctricos de Potencia centrados en la estabilidad de tensión, control de flujos de potencia y mitigación de oscilaciones de potencia.

#### 3.1. Composición interna y principio de funcionamiento

El efecto de la compensación serie con un elemento pasivo, tal como un condensador insertado en una línea del sistema de transmisión, es reducir la impedancia efectiva de la misma, "acercando" eléctricamente los nodos extremos. Una línea compensada puede transportar mayor potencia en comparación con el flujo que circula por ella cuando no lo está.

Los equipos SSSC consisten en una fuente de tensión controlada, VSC por sus siglas en inglés, en serie con la línea de transmisión, tal como se ilustra en la Figura 3-1. El SSSC provee un amplio rango de control porque inyecta una tensión en serie en lugar de una impedancia serie.

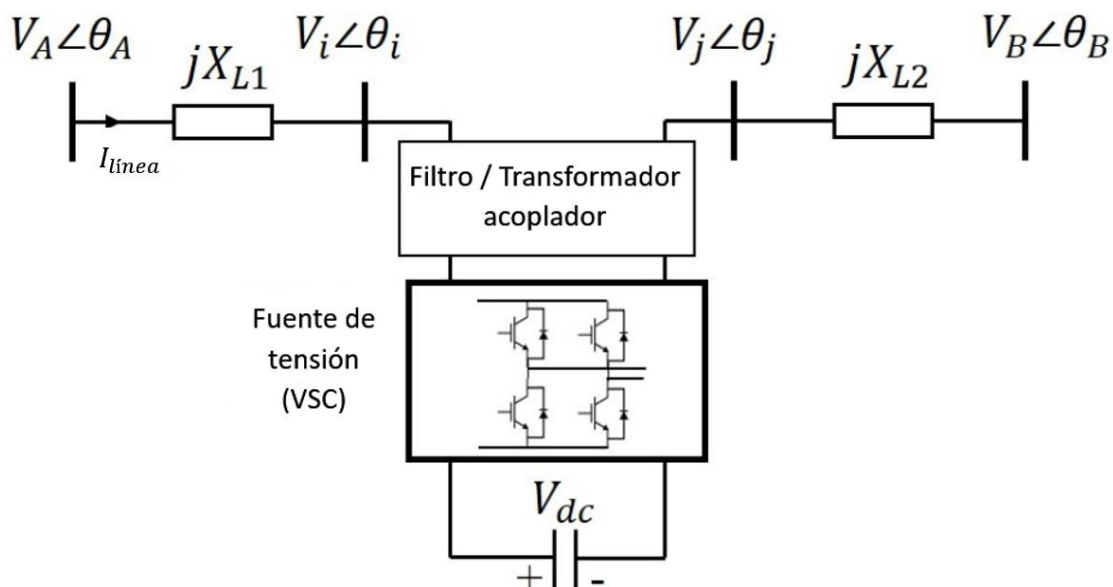


Figura 3-1. Representación del equipo SSSC basado en una fuente de tensión controlada (VSC). [7]

El SSSC está sincronizado con la corriente de la línea de transmisión, e inyecta una tensión en cuadratura con la misma, en adelante o atraso tal como se muestra en la Figura 3-2 (b). Si se asume que la fuente de tensión controlada no presenta pérdidas, la tensión está en cuadratura con la corriente de línea tal que se mantenga constante la tensión en el lado de continua (DC). Sin embargo, en la realidad el equipo requiere una

pequeña cantidad potencia activa para compensar las pérdidas internas, por lo que la tensión presenta una pequeña desviación de los  $\pm 90^\circ$  con respecto a la corriente.

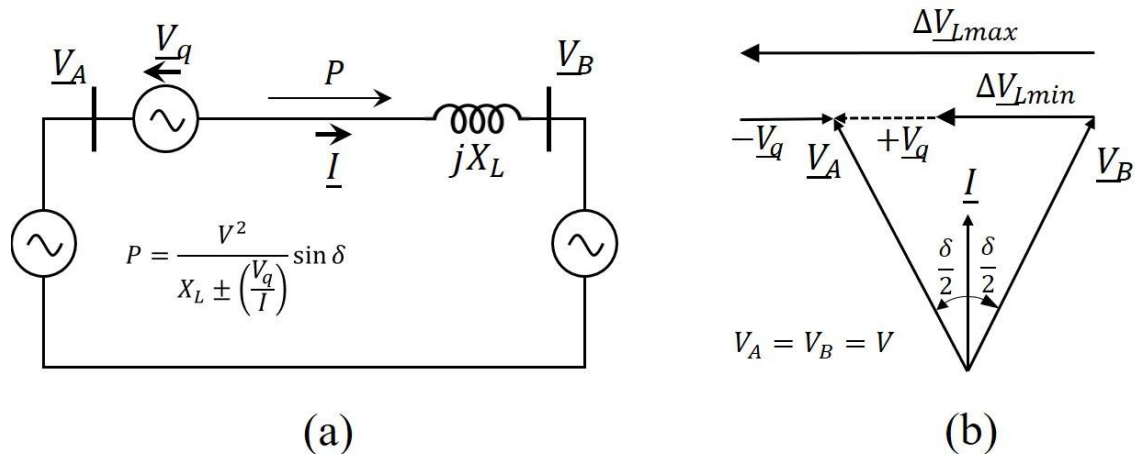


Figura 3-2. Compensación de una línea de transmisión con un SSSC. (a) Circuito equivalente. (b) Diagrama fasorial. [7]

La inyección de una tensión en atraso con respecto a la corriente circulante emula un capacitor serie mientras que cuando está en adelanto simula un reactor serie. De acuerdo a esto, los SSSC tienen principalmente los siguientes modos de control:

- a. Control de tensión: Mantiene la tensión  $V_q$  en un valor fijo (inductivo o capacitivo), independientemente de las variaciones de corriente. Esto define un nivel de compensación en la línea que depende del valor de la corriente
- b. Control de reactancia: Mantiene la reactancia de compensación en un valor fijo  $V_q/I$  (inductivo o capacitivo). Este modo de control resulta útil en la compensación de corredores radiales, debido a que no es posible fijar el valor de la corriente por el enlace ya que depende de la demanda conectada.
- c. Control de corriente/potencia: Mantiene la corriente de la línea  $I$  o la potencia activa  $P$  en un valor fijo. Este modo de control es sumamente útil para la implementación de equipos SSSC para la redistribución de flujos de potencia en redes malladas. De aquí se desprenden dos modos de operación:
  - i. Modo "Push": La impedancia vista por el sistema del equipo SSSC es del tipo inductiva. Esto hace que la reactancia total de la línea aumente, reduciendo el flujo de potencia activa por dicho enlace y en consecuencia redirigiéndose al enlace paralelo.

- ii. Modo "Pull": La impedancia vista por el equipo SSSC es capacitiva, causando que la reactancia serie de la línea de transmisión sea menor, aumentando la circulación de potencia activa.

La tensión  $V_q$  puede expresarse como  $-jX_C I$ , donde  $I$  es el fasor de la corriente de línea y  $X_C$  es la reactancia de compensación introducida por el dispositivo FACT en estudio.

Otra forma de denotar la tensión  $V_q$  es mediante una expresión más genérica, la cual es adoptada por IEEE y CIGRE. La misma se presenta a continuación:

$$V_q = \pm j V_q(\zeta) \frac{I}{I} \quad \text{Ec. 3-1}$$

Donde  $V_q(\zeta)$  es la magnitud de tensión de compensación inyectada ( $0 \leq V_q(\zeta) \leq V_{qmax}$ ) y  $\zeta$  es un parámetro de control elegido.

#### Potencia transmitida en función del ángulo característico

Considerando la Figura 3-2 y asumiendo que  $V_A = V_B = V$  y despreciando las pérdidas activas de la línea de transmisión, la potencia transmitida por el SSSC puede expresarse como:

$$P = \frac{V^2}{X_L \pm V_q/I} \text{sen} \delta = \frac{V^2}{X_L} \text{sen} \delta \pm \frac{V \cdot V_q}{X_L} \cos(\delta/2) = P_0 \pm \frac{V \cdot V_q}{X_L} \cos(\delta/2) = P_0 + \Delta P \quad \text{Ec. 3-2}$$

Donde  $P_0$  es la potencia activa de la línea sin la compensación.

De la Ec. 3-2 se destaca que dependiendo de la tensión inyectada por el elemento en estudio, la variación de potencia circulante por la línea de transmisión puede ser positiva o negativa. En otras palabras, si el dispositivo está integrado en un sistema de potencia mallado, es posible modificar la distribución de flujos de potencia, permitiendo así flexibilizar y optimizar técnica y económicamente la operación del sistema eléctrico.

En el siguiente esquema se grafica la potencia activa en función del ángulo  $\delta$  como una función paramétrica de  $V_q$  (tensión inyectada por el SSSC). Se toma de referencia la potencia activa sin compensación, es decir  $V_q = 0$ , y se compara con los valores  $\pm 0,353$  y  $\pm 0,707$ .

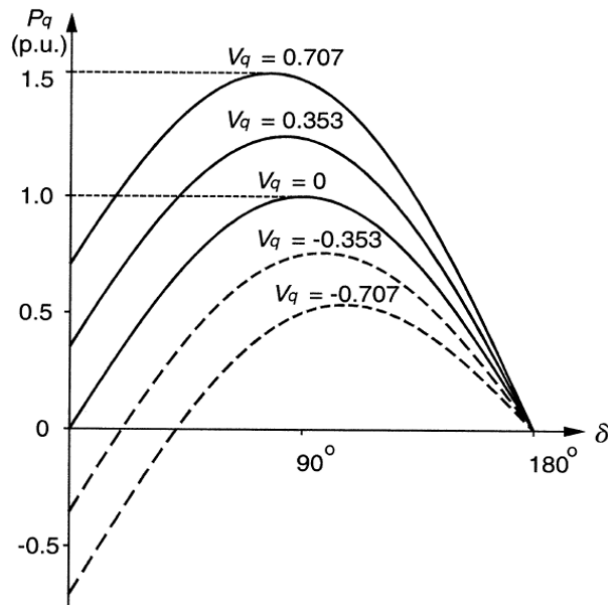


Figura 3-3. Potencia transmitida vs el ángulo  $\delta$  en función de la tensión provista por el SSSC. [8]

Para este caso, esos valores de tensión  $V_q$  corresponden a una compensación de reactancia de línea de  $1/5$  y  $1/3$  de la reactancia total. Es decir que puede definirse un factor de compensación  $k$  como  $X_C/X_L$ , por lo que la potencia transmitida por el enlace, además de expresarse mediante la Ec. 3-2, también puede escribirse como:

$$P = \frac{V^2}{X_L \cdot (1 - k)} \text{sen} \delta \quad \text{Ec. 3-3}$$

Entonces, la potencia transmitida por la línea según el ángulo  $\delta$  puede graficarse según el parámetro  $k$  tal como se muestra en el siguiente gráfico.

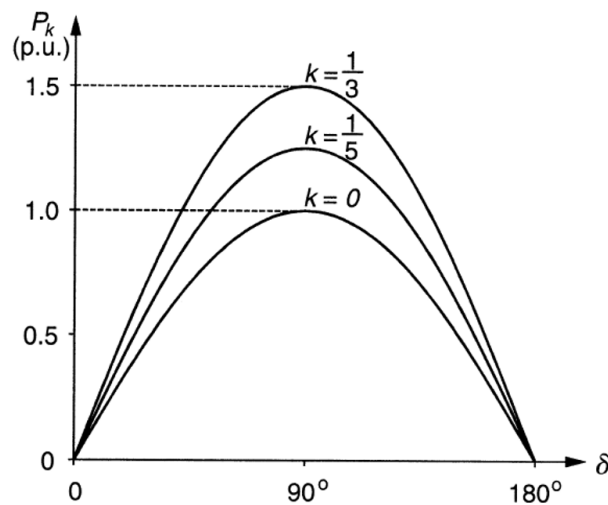


Figura 3-4. Potencia transmitida vs el ángulo  $\delta$  en función del grado de compensación de la línea.

### Capacidad de proporcionar compensación de potencia activa

En contraste con el capacitor serie, cuya función en un circuito de transmisión es intercambiar potencia reactiva, el SSSC puede intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema AC, simplemente controlando la posición angular de la tensión inyectada con respecto a la corriente de línea. Sin embargo, para el intercambio de potencia activa se requiere que el terminal de corriente continua (DC) esté acoplado a una fuente de energía o un sistema de almacenamiento de energía.

La capacidad de intercambiar potencia activa tiene potenciales aplicaciones. Una de ellas es la compensación simultánea de componentes reactivos y resistivos de la impedancia de línea con el fin de mantener la relación X/R alta. Particularmente en líneas de menos de 220kV, donde la relación X/R es usualmente baja (entre 3 y 10), la compensación capacitiva en serie podría reducir aún más la relación de reactancia/resistencia a valores tan bajos en los cuales la creciente demanda de potencia reactiva de la línea, junto con las pérdidas asociadas en la línea y la posible depresión de tensión comenzarían a limitar la potencia activa transmitible. Esta situación se ilustra en la Figura 3-5 con el diagrama fasorial para una línea sin compensación con relación X/R igual a 7,4. Como se puede ver, mediante la aplicación de compensación serie capacitiva (por ejemplo 50% y 75%), la relación efectiva  $X_{eff}/R = (X_L - X_C)/R$  se reduce (a 3,7 y 1,85 respectivamente). En consecuencia, la componente reactiva de la corriente de línea,  $I \cdot \text{sen}(\delta/2 + \phi)$  (entregada por el sistema receptor) aumenta la componente real progresivamente y la corriente real de la línea  $I \cdot \text{cos}(\delta/2 + \phi)$  (transmitida hacia el nodo receptor), se decrementa progresivamente con respecto a lo que se hubiese obtenido con una línea ideal ( $R = 0$ ).

La potencia activa transmitible P, y la potencia reactiva Q suministrada por la barra receptora se pueden expresar por el sistema de dos máquinas, utilizando el ajuste del ángulo para el control del flujo de potencia a tensiones finales constantes ( $V_s = V_r = V$ ) como funciones de la reactancia de línea (actual o efectiva), tal como se muestra a continuación.

$$P = \frac{V^2}{X_L^2 + R^2} [X \cdot \text{sen}\delta - R(1 - \text{cos}\delta)] \quad \text{Ec. 3-4}$$

$$Q = \frac{V^2}{X_L^2 + R^2} [R \cdot \text{sen}\delta + X(1 - \text{cos}\delta)] \quad \text{Ec. 3-5}$$

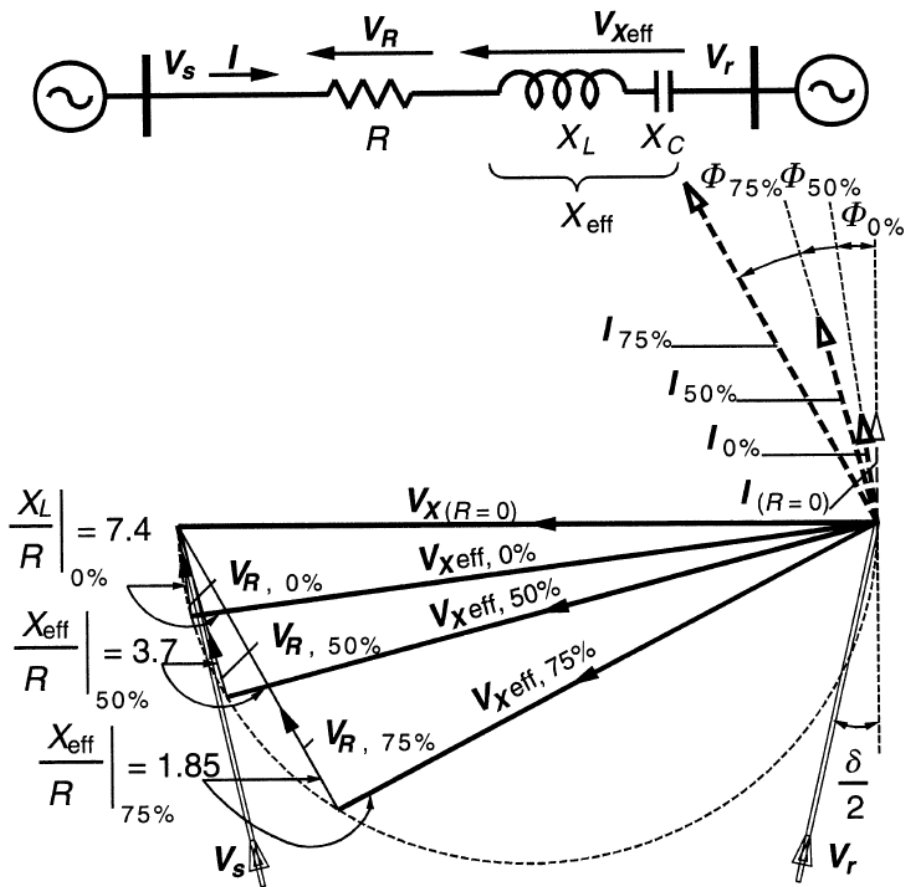


Figura 3-5. Impacto de la resistencia de línea en el aumento de transmisión de energía mediante la compensación capacitiva serie.

La potencia activa y reactiva normalizada en función del ángulo de transmisión descrita por las Ec. 3-4 y Ec. 3-5 se plotean en función de la relación  $X/R$  en el gráfico anterior. Se muestra claramente que la máxima potencia activa transmitible disminuye y la relación entre la potencia activa y la reactiva aumenta ante la disminución de la relación  $X/R$ .

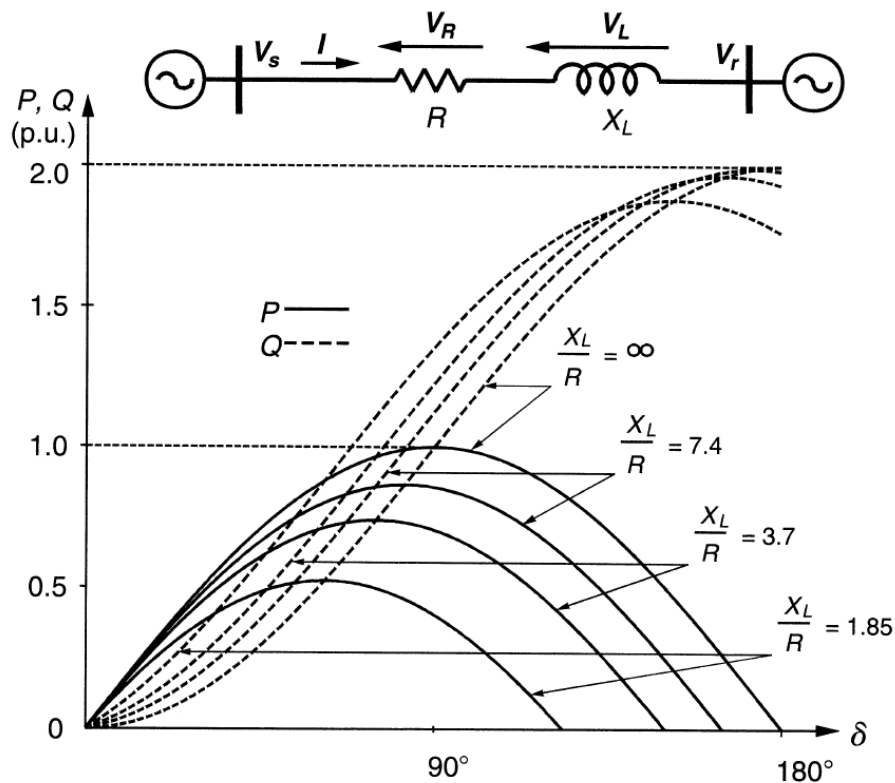


Figura 3-6. Potencia activa y reactiva transmitida vs. el ángulo de transmisión en función de la relación  $X/R$ .

El SSSC con una fuente de alimentación DC (que podría alimentarse, por ejemplo, desde una barra accesible o desde el terciario de un transformador) sería capaz de inyectar, aparte de la tensión de compensación reactiva, una componente de tensión en contrafase con la caída de tensión en la resistencia de la línea, contrarrestando el efecto de la caída de tensión resistiva en la línea de transmisión. En este sentido, puede crearse el efecto de una línea reactiva pura. Sin embargo, debe notarse que la potencia disipada  $I^2 \cdot R$  sigue disipándose en la línea real. Esta potencia es reabastecida por el SSSC de la fuente auxiliar conectada al mismo.

### Inmunidad a la resonancia subsincrónica

De acuerdo con [8], la función deseada de la compensación serie es proporcionar una tensión compensadora opuesta a la que se desarrolla a través de la impedancia reactiva de la línea a la frecuencia fundamental del sistema para aumentar la capacidad de transmisión. Sin embargo, la impedancia de la compensación serie es función de la frecuencia y, por lo tanto, puede causar resonancias a varias frecuencias subsíncronas con otras impedancias reactivas presentes en la red.

En contraste, el SSSC, cuyo principio de funcionamiento se basa la inyección de tensión alterna que, opera solo a la frecuencia de salida seleccionada (fundamental) por lo que su impedancia de salida a otras frecuencias teóricamente sería cero. En la práctica, el SSSC tiene una impedancia de salida inductiva

relativamente pequeña proporcionada por la inductancia de fuga del transformador de inserción en serie. La caída de voltaje a través de esta impedancia se compensa automáticamente a la frecuencia fundamental cuando el SSSC proporciona compensación capacitiva en serie. Por lo tanto, la característica efectiva de impedancia de salida frente a la frecuencia del SSSC, operado a un voltaje de CC constante, sigue siendo la de una pequeña inductancia en todas las frecuencias, excepto en la fundamental. En consecuencia, un SSSC de este tipo no puede formar un circuito resonante en serie clásico con la impedancia inductiva de la línea para iniciar oscilaciones subsíncronas en el sistema.

En un SSSC, el convertidor de la fuente de tensión en el lado de CC está terminado por un condensador de energía finita (y relativamente pequeño) para mantener el voltaje de CC operativo deseado. Debe destacarse que este condensador de CC se mantiene cargado con la energía absorbida del sistema por el propio convertidor. Por lo tanto, el condensador de CC interactúa en efecto con el sistema de CA a través del convertidor. Esta interacción puede influir en el comportamiento subsíncrono de un SSSC práctico.

Para los efectos de esta discusión, asumiendo (que es un caso práctico típico) que el SSSC no tiene ninguna fuente o sumidero de energía conectado a sus terminales de corriente continua y que, además, descartemos las pérdidas de potencia del convertidor. El voltaje del terminal de corriente continua está respaldado completamente por un banco de condensadores de corriente continua. Al operar con corrientes de línea sinusoidales perfectamente equilibradas, el convertidor (con un número suficientemente grande de pulsos) producirá voltajes sinusoidales equilibrados en cuadratura con la corriente de línea, y el banco de condensadores de corriente continua no experimentará corriente de carga, ya que no se intercambia potencia real en los terminales del convertidor.

Si el convertidor se controla para producir estos mismos voltajes mientras se introducen componentes subsíncronas y supersíncronas adicionales en la corriente de línea, entonces aparecerán componentes de potencia alterna en los terminales de corriente alterna del convertidor, que serán compensados por corrientes de carga alternas en el condensador de corriente continua, lo que a su vez producirá un componente de voltaje alternante asociado en el condensador. Esto se debe a que la transferencia de energía a través del convertidor es absolutamente directa y, por lo tanto, la potencia instantánea neta en los terminales de entrada debe ser siempre igual a la potencia instantánea neta en los terminales de salida. Por ejemplo, si la corriente de línea contiene componentes subsíncronos y supersíncronos con frecuencias de  $f_{sub} = f_0 - f_m$  y  $f_{sup} = f_0 + f_m$  respectivamente, además del componente síncrono de frecuencia  $f_0$  debido al proceso de modulación que tiene lugar a la frecuencia del sistema mecánico  $f_m$ , durante la resonancia

subsincrónica estipulada en el ejemplo, entonces un componente de corriente alterna de frecuencia  $f_m$  fluiría a través de los terminales de corriente continua para equilibrar la potencia fluctuante que aparece en los terminales de corriente alterna del convertidor. Como resultado, el voltaje de los terminales de corriente continua del convertidor SSSC (que está respaldado solo por un condensador finito) tendrá un componente de corriente alterna superpuesto con frecuencia  $f_m$ . Si el control del convertidor ignora este componente de corriente alterna, es decir, si se opera para producir el voltaje de salida de corriente alterna como si el voltaje de los terminales de corriente continua fuera constante, entonces el SSSC tendrá componentes de voltaje subsincrónico y supersincrónico en su salida con las mismas frecuencias  $f_{sub} = f_0 - f_m$  y  $f_{sup} = f_0 + f_m$  respectivamente.

Sin embargo, se debe reconocer que la variación en la tensión del enlace de corriente continua no afecta intrínsecamente la capacidad del convertidor para producir los voltajes de salida designados, a menos que la tensión de corriente continua baje o suba demasiado para la operación segura de las válvulas del convertidor. Es decir, es posible producir los voltajes de salida sinusoidales designados a la frecuencia síncrona deseada controlando adecuadamente la magnitud (instantánea) del voltaje de salida del convertidor. De esta manera, el convertidor puede mantener características de terminal ideal: las corrientes de línea síncronas de secuencia positiva fluirían a través de las válvulas del convertidor, evitando los terminales de corriente continua (mientras el convertidor estaría intercambiando potencia reactiva a la frecuencia síncrona con la línea), y los componentes de corriente de línea subsincrónica y supersincrónica circularían a través de las válvulas del convertidor y el condensador de corriente continua como si los terminales de corriente alterna estuvieran derivados por fuentes de tensión de frecuencia fundamental ideales.

Por lo tanto, a pesar de la tensión del terminal de corriente continua modulado, el sistema de energía "vería" el SSSC como una fuente de tensión síncrona perfecta, que actúa como un cortocircuito a frecuencias no síncronas. En otras palabras, desde el punto de vista del sistema de energía, este SSSC mostraría características de terminal de corriente alterna idénticas a las obtenidas con un convertidor ideal cuya tensión de terminal de corriente continua es proporcionada por una fuente infinita de impedancia cero.

Para los convertidores que no tienen una capacidad de control de salida adecuada, un enfoque obvio para limitar las excursiones de la tensión de la barra de corriente continua y los efectos correspondientes en la salida de corriente alterna es aumentar la cantidad de capacitancia de corriente continua. Con suficiente

capacitancia en la barra de corriente continua, el SSSC puede producir voltajes de salida ideales independientemente de la composición de la corriente de línea y claramente seguirá siendo neutral a la resonancia subsincrónica.

### **Comportamiento ante cortocircuitos**

Durante una falla, los SSSC operan en el modo falla, bypassando sus conexiones con la línea de transmisión. Esta acción resulta necesaria para proteger los equipos electrónicos que forman parte del SSSC. Los dispositivos antiguos disponían de un disyuntor de bypass mecánico, mientras que la tecnología actual cuenta con elementos de acción rápida, basados en varistores no lineales, los cuales pueden bypassar el equipo en aproximadamente 1ms. Por lo tanto se concluye que los equipos SSSC no aportan a las corrientes de cortocircuito de la red de transmisión.

## 3.2. Aplicaciones

En este apartado se abordarán las distintas aplicaciones para las cuales las tecnologías SSSC pueden ser utilizadas, estas van desde control de tensión en líneas radiales hasta mitigación de resonancia subsíncrona mostrando también algunos casos de ejemplo.

### 3.2.1. Estabilidad en tensión

La compensación serie capacitiva puede ser usada para reducir la reactancia serie de la línea y así mitigar las variaciones de tensión en el extremo receptor y minimizar las posibilidades de un colapso por tensión. Un sistema radial simple con una reactancia de línea  $X$ , compensación serie capacitiva  $X_c$  e impedancia de carga  $Z$  es mostrada en la Figura 3-10 (a). En la Figura 3-10 (b) se pueden apreciar las correspondientes curvas de tensión-potencia transmitida. A diferencia de la compensación shunt la cual compensa la potencia reactiva de la carga y eleva el perfil de tensión en el extremo receptor, la compensación serie lo hace cancelando una porción de la reactancia serie de la línea, esto hace que la carga reciba una fuente de tensión más "estable, esto se puede apreciar en las siguientes figuras:

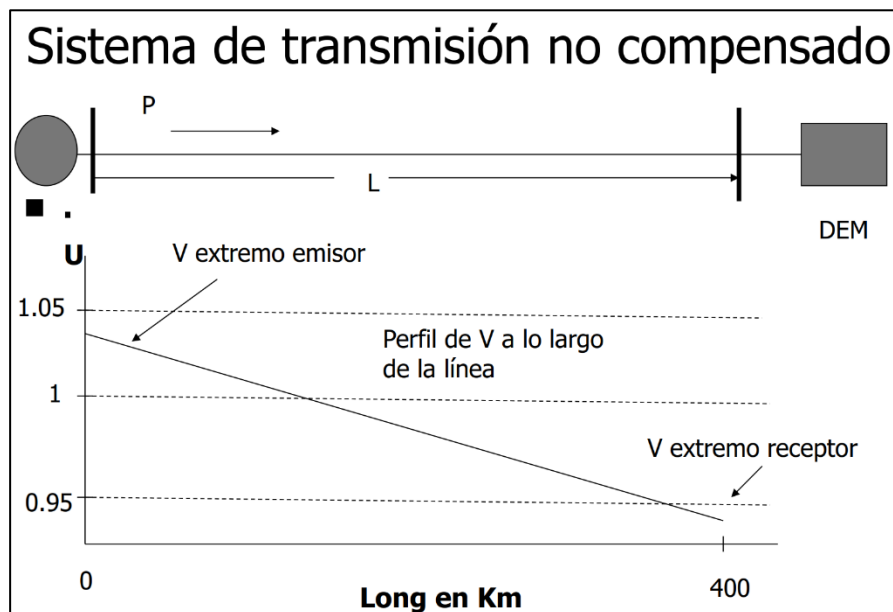


Figura 3-7 Efecto de compensación en sistema de transmisión – Sistema No Compensado

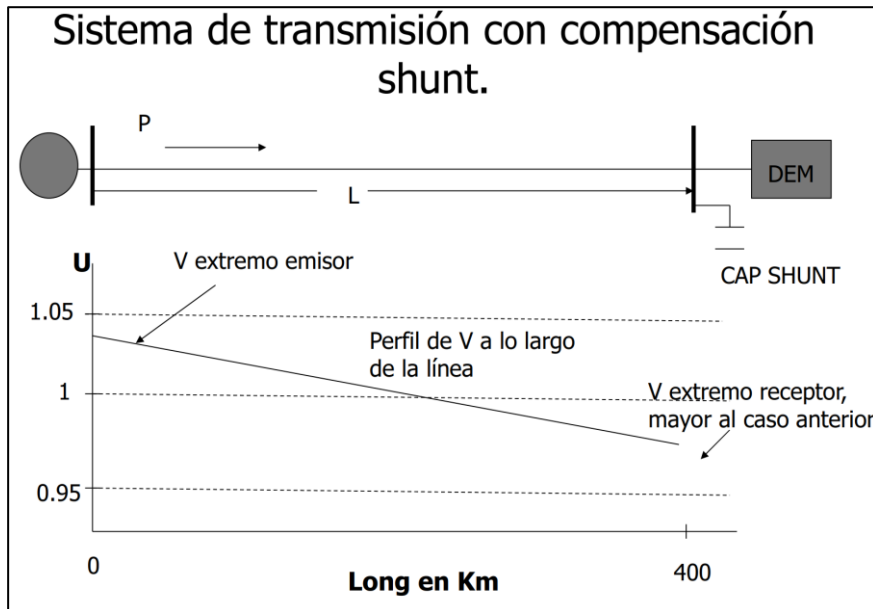


Figura 3-8 Efecto de compensación en sistema de transmisión – Sistema con compensación shunt en la demanda

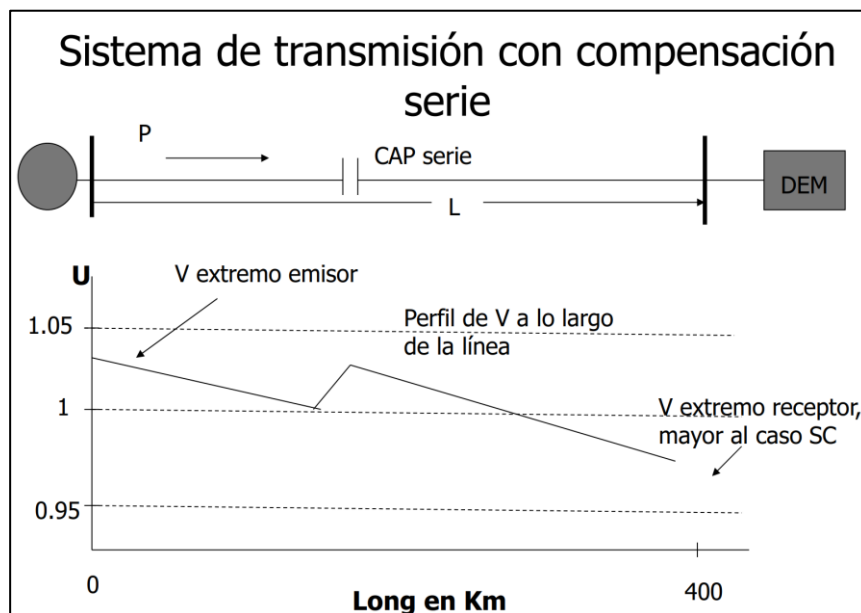


Figura 3-9 Efecto de compensación en sistema de transmisión – Sistema con compensación serie

Para aumentar el límite de potencia transmitida en líneas, la compensación serie es mucho más efectiva que la compensación shunt a mismos niveles de potencia transmitida.

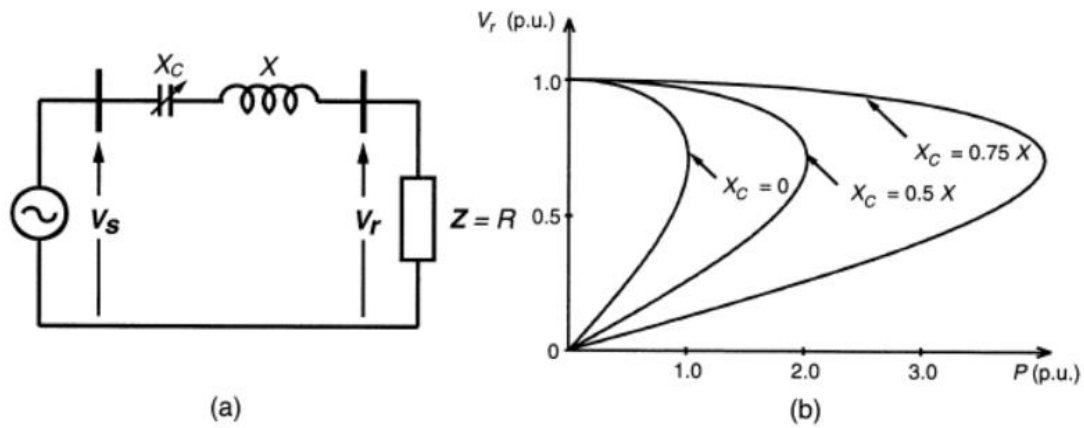


Figura 3-10 Potencia transmitible en una línea radial en función de la compensación capacitiva.

En [14] Se utilizó un dispositivo SSSC para la resolución de problemas de estabilidad tensión, los resultados mostraron que la incorporación de un elemento SSSC serie es efectivo eliminando una violación de límite de tensión (de 0,894p.u. a 0,95p.u.) y reduciendo las pérdidas en las líneas de transmisión en más de un 5%. El uso de dispositivos FACTS con respuestas rápidas y sin alteraciones importantes en el diseño del sistema está reemplazando cada vez más a los dispositivos electromecánicos tales como líneas y nuevas centrales de generación. Como podemos ver en la siguiente imagen el sistema de transmisión Nigeriano se basa principalmente en líneas radiales en 330kV y 132kV.

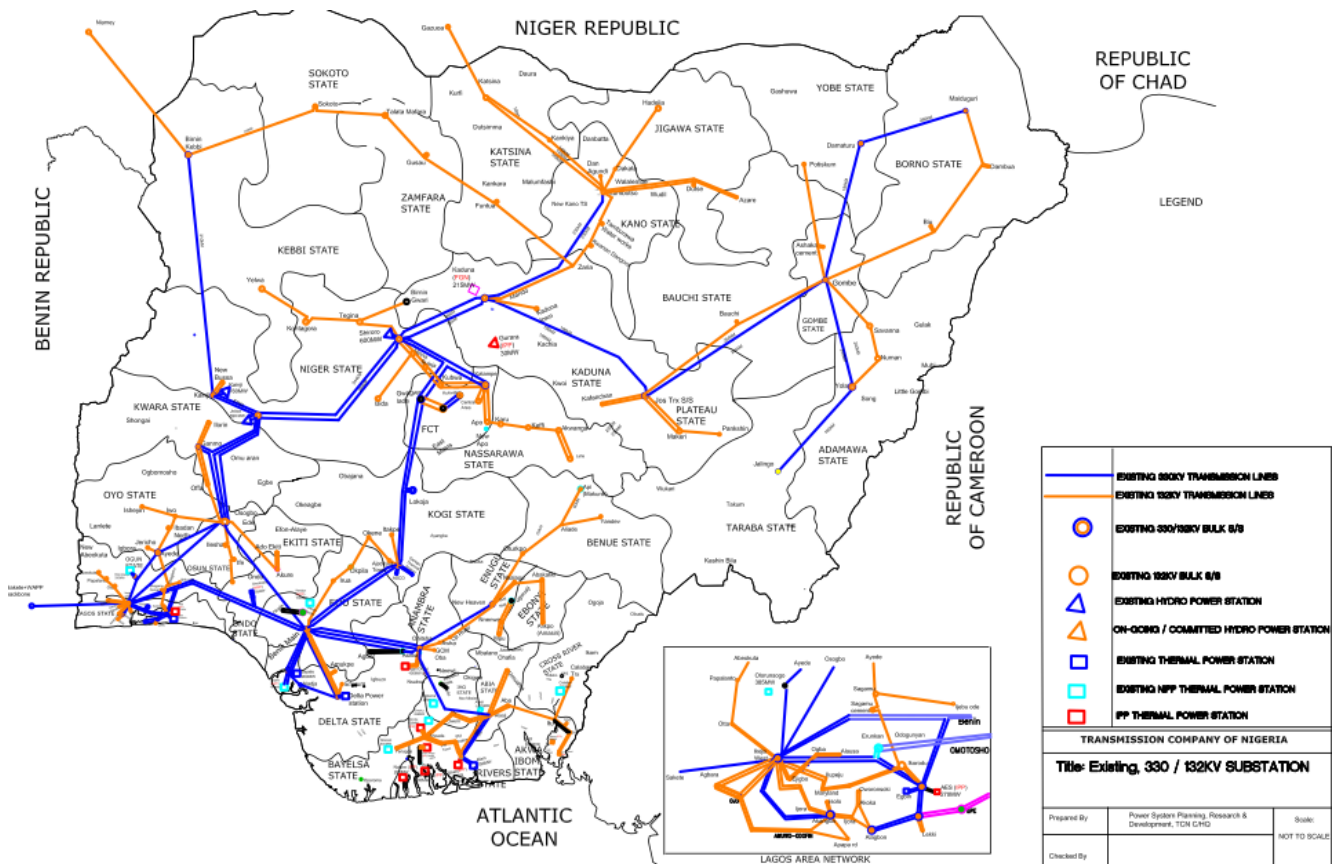


Figura 3-11 Sistema eléctrico nigeriano [15].

Se presenta un caso aplicación en el cual la implementación del dispositivo SSSC mejora los perfiles de tensión, se coloca la compensación entre las barras de Jos y Gombe para eliminar una violación de tensión tal como se muestra en la siguiente figura

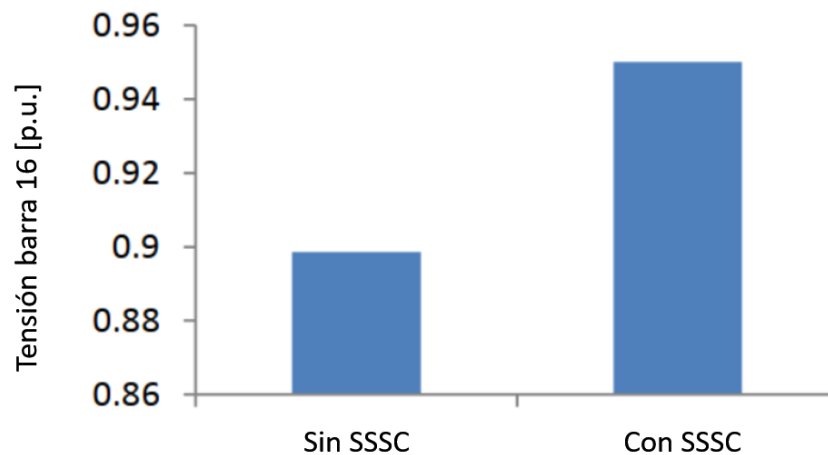


Figura 3-12. Eliminación de violaciones de tensión en la barra 16 (Gombe) utilizando el controlador SSSC.

Para lograr esto el SSSC inyectó una tensión de 0,012pu y una potencia reactiva de 9,53Mvar en la conexión de las barras antes mencionadas. También se redujo la pérdida de potencia activa total de 94MW a 89MW, lo cual implica una reducción del 5% aproximadamente.

### 3.2.2. Control de flujo

Otra de las aplicaciones de los dispositivos SSSC es la posibilidad de redireccionar flujos para eliminar restricciones en sistemas de potencias mallados. Como se mencionó anteriormente la capacidad de variar la impedancia vista de una línea de transmisión es una de las principales características de estos dispositivos. Esta cualidad se puede utilizar para variar la impedancia de determinados corredores ubicados dentro de una red mallada para estimular el flujo de potencia por este y así disminuir la carga sobre un corredor el cual se encuentre al límite térmico o por estabilidad incrementando así la capacidad de transmisión de un sistema.

La capacidad total de transmisión de potencia de una red está limitada por la primera línea que alcanza su límite térmico, aun cuando el resto de las líneas del sistema se encuentran subutilizadas. Un pequeño ejemplo de aplicación obtenido de [18] se muestra utilizando el conocido sistema IEEE 39 Bus System mostrado en la Figura 3-13. El sistema consiste en 10 generadores, 19 barras de demanda y 45 líneas de transmisión, los generadores están modelados como fuentes de tensión constante y las cargas están modeladas como impedancias constantes con factor de potencia unitario, en cada línea se asume un límite térmico de 750A.

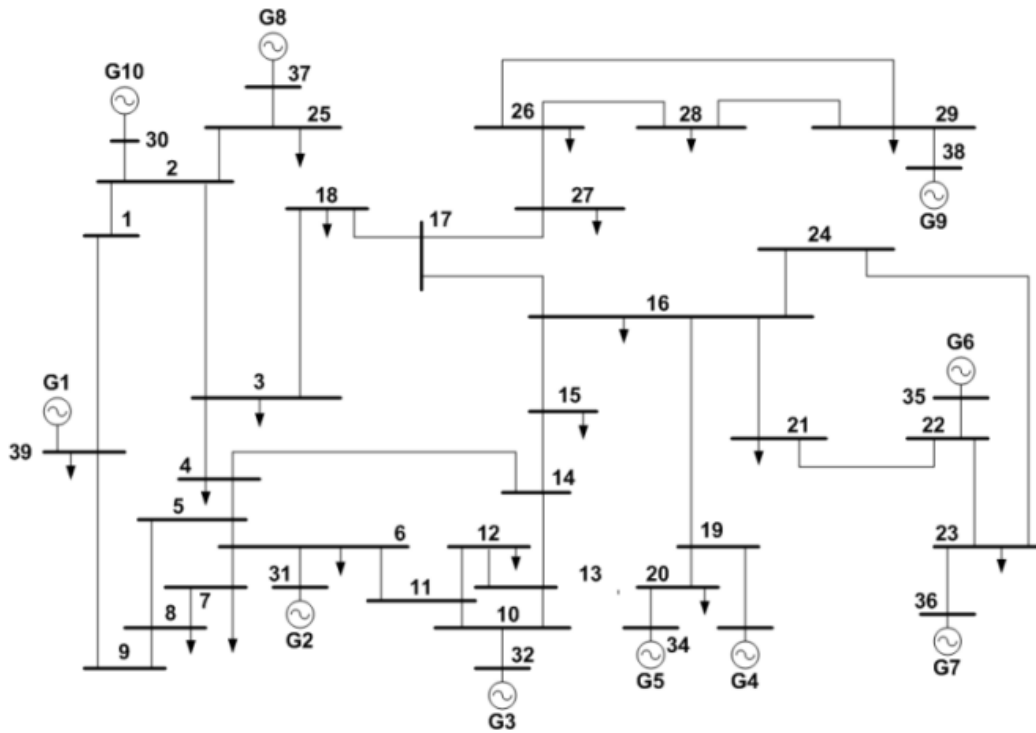


Figura 3-13 IEEE 39 Bus System utilizado para evaluar el impacto de un dispositivo SSSC en una red mallada.

La carga en el sistema se aumenta hasta que una de las línea 21-22 alcanza su límite térmico. En este punto el total de potencia del sistema son 1904 MW en donde la carga promedio del resto de las líneas se aproxima al 59%. La línea azul en la siguiente figura muestra el nivel de utilización de los vínculos en este punto de operación.

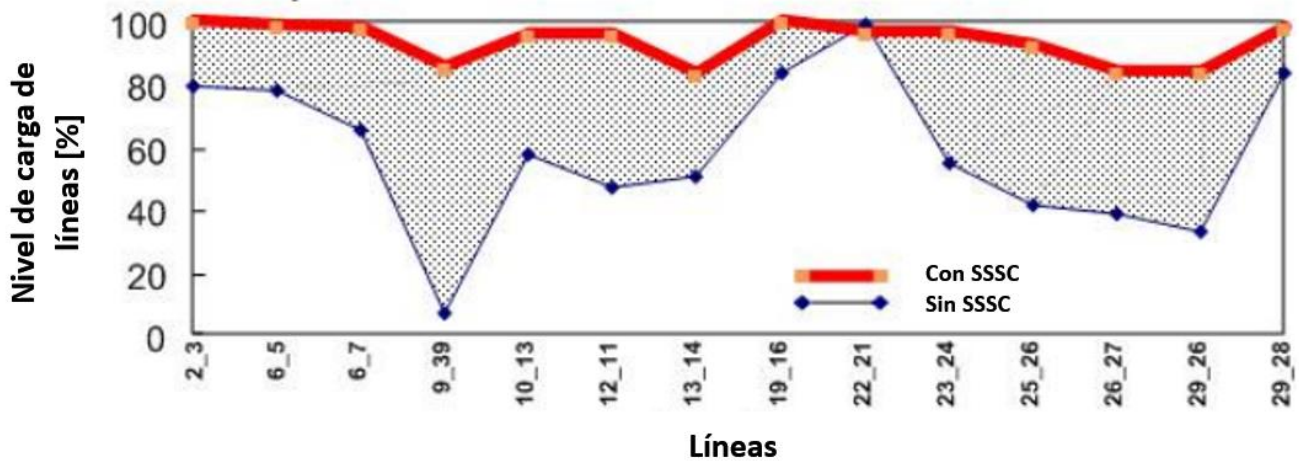


Figura 3-14. Utilización de líneas del sistema IEEE 39 Bus System.

La situación real es aún peor, ya que está impulsada por la necesidad de tener capacidad de reserva del sistema y garantizar que el mismo tenga integridad y confiabilidad bajo condiciones de contingencia (N-1) o (N-2). Esto reduce drásticamente los niveles de corriente de línea permitidos en condiciones normales de funcionamiento por debajo de los límites térmicos nominales y degrada aún más la utilización del sistema. Un estudio de contingencia en el sistema de bus IEEE 39 muestra que la interrupción de la Línea 19-16 es la

contingencia del peor caso (N-1). Bajo este corte de línea, la capacidad de transferencia del sistema se limita a solo 1469 MW.

Para mejorar la capacidad de transmisión del sistema, se han instalado dispositivos SSSC en las líneas que anteriormente alcanzaban su límite cuando la carga total del sistema aumentaba. Estos dispositivos se han modelado como inductores fijos, cada uno aportando 10kVA a 750A. La curva roja en la Figura 3-14 muestra el aumento de utilización de las líneas resultado de la redistribución de flujos en la red. Como consecuencia, el factor de utilización del sistema ha aumentado significativamente, pasando del 59% al 93.3%. Este incremento en la utilización se ha logrado sin la necesidad de añadir nuevas líneas, manteniendo todas las líneas existentes operando por debajo de sus límites térmicos.

Se observa que la capacidad del sistema mejoró de 1904 MW a 2542 MW, un aumento del 33,5%. Las líneas equipadas con el dispositivo SSSC y la inyección total de MVA requerida por línea se muestran en la Figura 3-15.

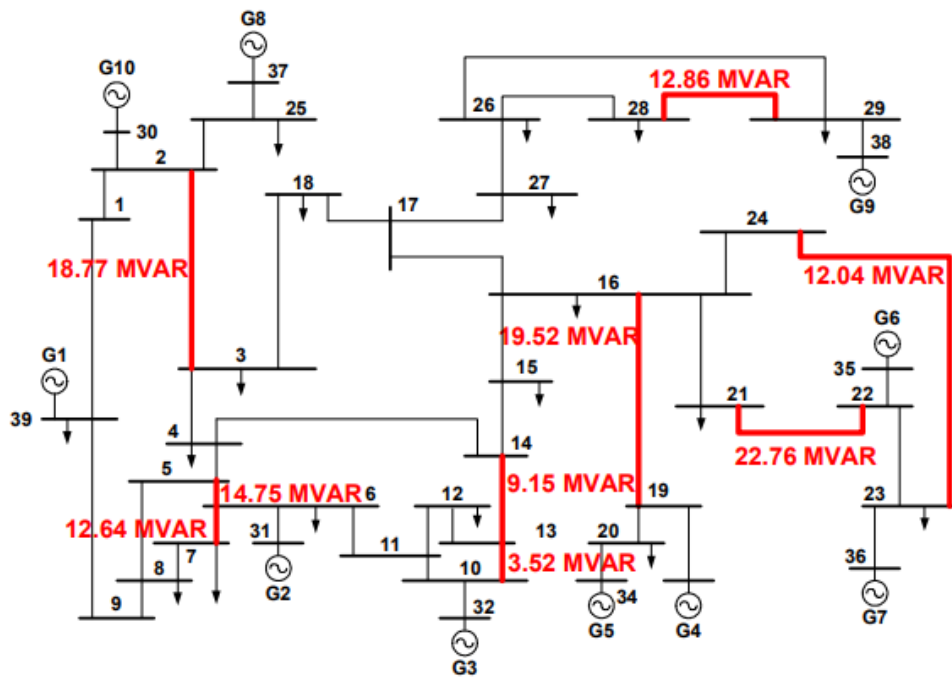


Figura 3-15. IEEE 39 Bus System con dispositivos SSSC incorporados.

### 3.2.3. Mitigación de oscilaciones de potencia

Por otra parte, la compensación serie controlada puede ser aplicada efectivamente para amortiguar oscilaciones de potencia. Para esto es necesario variar la compensación aplicada con el fin de contrarrestar la aceleración y desaceleración de las máquinas perturbadas. Esto se refiere a que cuando la máquina se acelera y ángulo rotórico  $\delta$  aumenta ( $\frac{d\delta}{dt} > 0$ ), se debe aumentar la magnitud de la potencia trasmisible para

compensar el exceso de potencia mecánica de entrada y en el caso opuesto cuando el generador se desacelera y el ángulo  $\delta$  decrece ( $\frac{d\delta}{dt} < 0$ ) se debe disminuir la potencia eléctrica transmitida con fin de compensar la insuficiencia de la potencia mecánica de entrada.

La variación requerida del grado de compensación junto con la correspondiente variación del ángulo de transmisión  $\delta$  y la potencia transmitida  $P$  versus el tiempo de las oscilaciones de un sistema subamortiguado se muestra en la Figura 3-16. La Figura 3-16 (a) muestra las oscilaciones amortiguadas y sin amortiguar del ángulo  $\delta$  alrededor de  $\delta_0$ . La Figura 3-16 (b) muestra el mismo fenómeno, pero en este caso la potencia generada  $P$  alrededor de la potencia nominal  $P_0$ , luego de una falla que inicia la oscilación. La Figura 3-16 (c) muestra la aplicación de la variación del grado de compensación  $K$  que se aplica en una línea de interconexión sobre la cual se presentan las oscilaciones de potencia. Según se aprecia,  $K$  es máximo cuando  $\frac{d\delta}{dt} > 0$  y es nulo cuando  $\frac{d\delta}{dt} < 0$ . Con  $K$  máximo la impedancia efectiva de la línea es mínima y en consecuencia la potencia transmitida por ella es máxima, y viceversa. Al disminuir el factor de compensación, la impedancia efectiva de la línea aumenta y la potencia transmitida se reduce. Lo que se intenta mostrar es que a través de una compensación serie controlada es posible la mitigación de estas oscilaciones de potencia sin necesidad de recurrir a ninguna acción de DAG o DAC aumentando así la seguridad y confiabilidad del sistema.

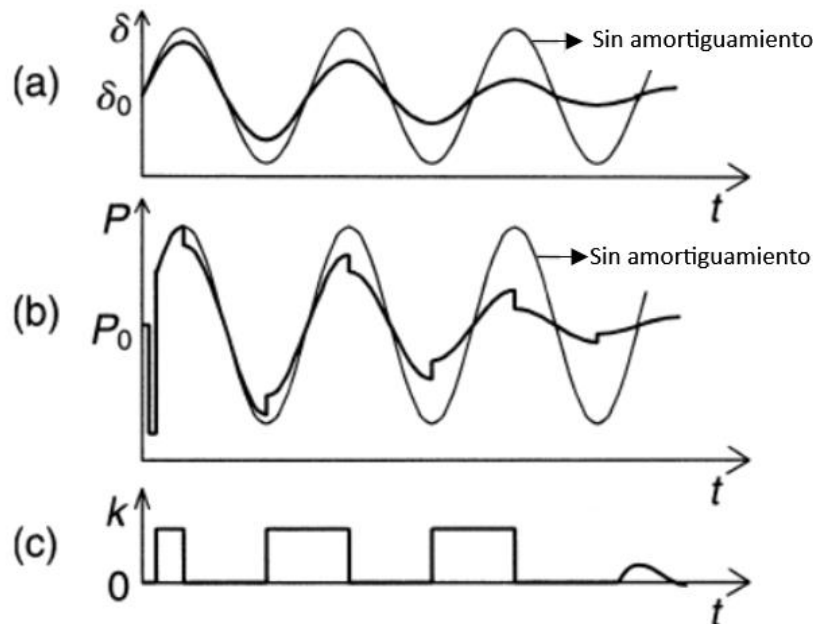


Figura 3-16 Formas de onda que ilustran la amortiguación de oscilaciones de potencia mediante compensación en serie controlable: (a) ángulo del generador, (b) potencia transmitida y (c) grado de compensación en serie.

## 4. CASOS DE ESTUDIOS GENÉRICOS

En este capítulo se desarrollan análisis de la aplicación de la **compensación serie estática sincrónica** sobre casos genéricos en la búsqueda de mejorar la comprensión de su funcionalidad, detectar características típicas y descubrir limitaciones.

### 4.1. Estudio de sistema radial

Mediante la simulación de flujos de potencia en el programa DigSILENT Power Factory se estudia el comportamiento de un sistema radial compuesto por una fuente de alimentación, una línea de transmisión y una demanda conectada en el extremo de la línea. En particular, se reportan los resultados del perfil de tensión, niveles de carga y pérdidas del sistema de transmisión, para diferentes condiciones de operación y modos del funcionamiento del SSSC.

#### 4.1.1. Modelado

El sistema radial que se estudia consiste en una red de potencia y una demanda vinculadas mediante una línea de transmisión. La red equivalente despacha una potencia tal que se abastezca la demanda conectada más las pérdidas por el enlace. En el siguiente gráfico se muestra esquemáticamente el sistema en estudio, mientras que en la Tabla 4-1 se exhiben los parámetros de la línea de transmisión.

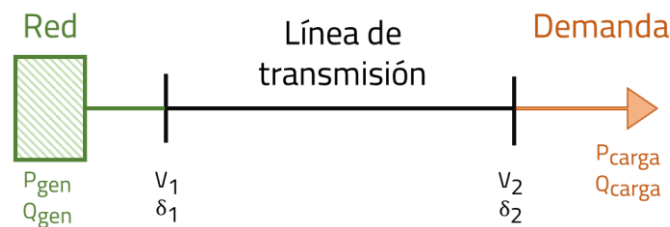


Figura 4-1. Sistema de estudio.

Parámetro	Valor	Unidad
Tensión nominal	132	kV
Corriente nominal	645	A
Sección	240	mm <sup>2</sup>
Resistencia (R)	0,1192	Ohm/km
Reactancia (X)	0,394	Ohm/km
Susceptancia (B)	2,9063	μS/km

Tabla 4-1. Parámetros de la línea de transmisión.

A partir de los parámetros anteriores y despreciando la resistencia R, mediante la Ec. 2-1 se obtiene que la carga natural es aproximadamente 47MW. Esto quiere decir que, independientemente de la longitud y de la frecuencia del sistema, ante la conexión de una carga con este valor, la línea de transmisión no consume y ni genera potencia reactiva.

Sin embargo, en los casos donde se introduce el Compensador Serie Estático Sincrónico la impedancia serie de la línea de transmisión se modifica en función del grado de compensación. En consecuencia, la carga natural de la línea se ve incrementada permitiendo así una mayor transmisión de energía, siempre y cuando se respeten los límites térmicos de los conductores. En la siguiente figura se muestra la evolución de la impedancia característica y la carga natural de la línea estudiada en función del grado de compensación introducido por el SSSC.

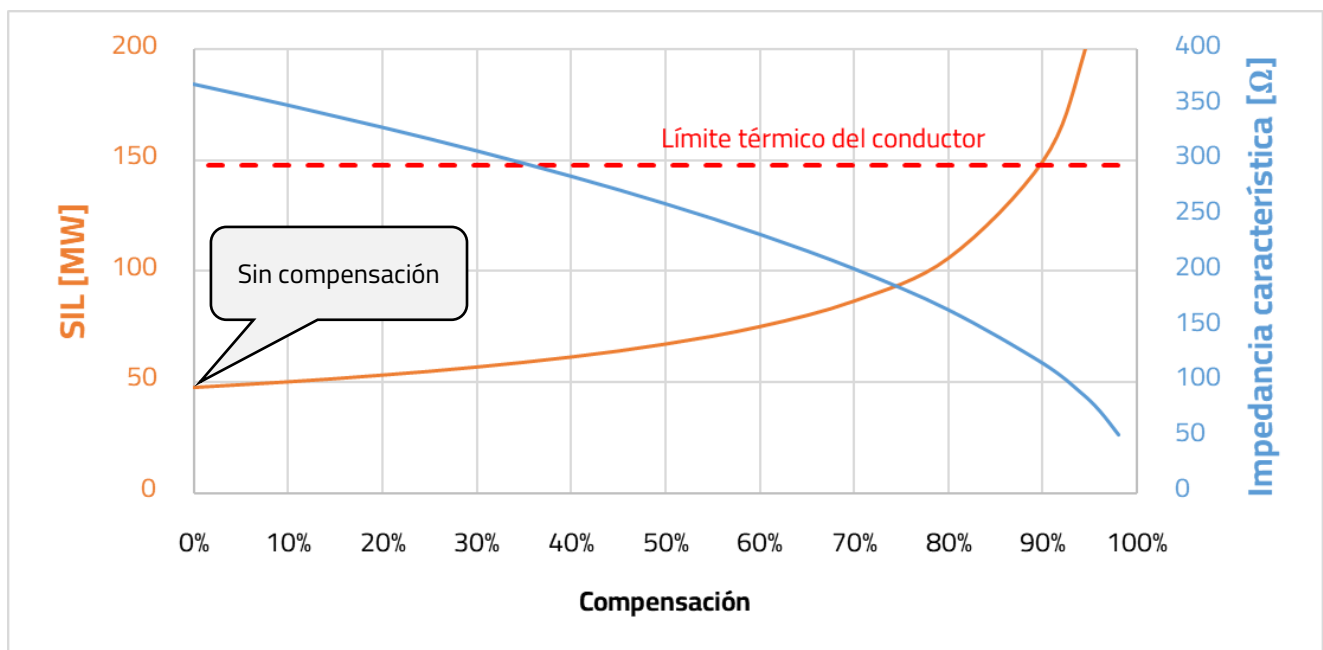


Figura 4-2. Impedancia característica y carga natural de la línea en función del grado de compensación.

A continuación, se muestran los análisis realizados sobre el sistema radial expuesto al comienzo de la sección. Particularmente se presentan los resultados en función de la longitud de la línea de transmisión, potencia activa y reactiva demandada, nivel de tensión en el extremo emisor (fuente) y, en los casos que se contempla el dispositivo SSSC, grado de compensación y ubicación del mismo.

#### 4.1.2. Análisis sin SSSC

##### Curvas PV

A continuación, se muestran las curvas PV para el sistema presentado en la Figura 4-1, considerando distintas longitudes de la línea de transmisión. Para todos los casos se considera una demanda de potencia constante con factor de potencia unitario.

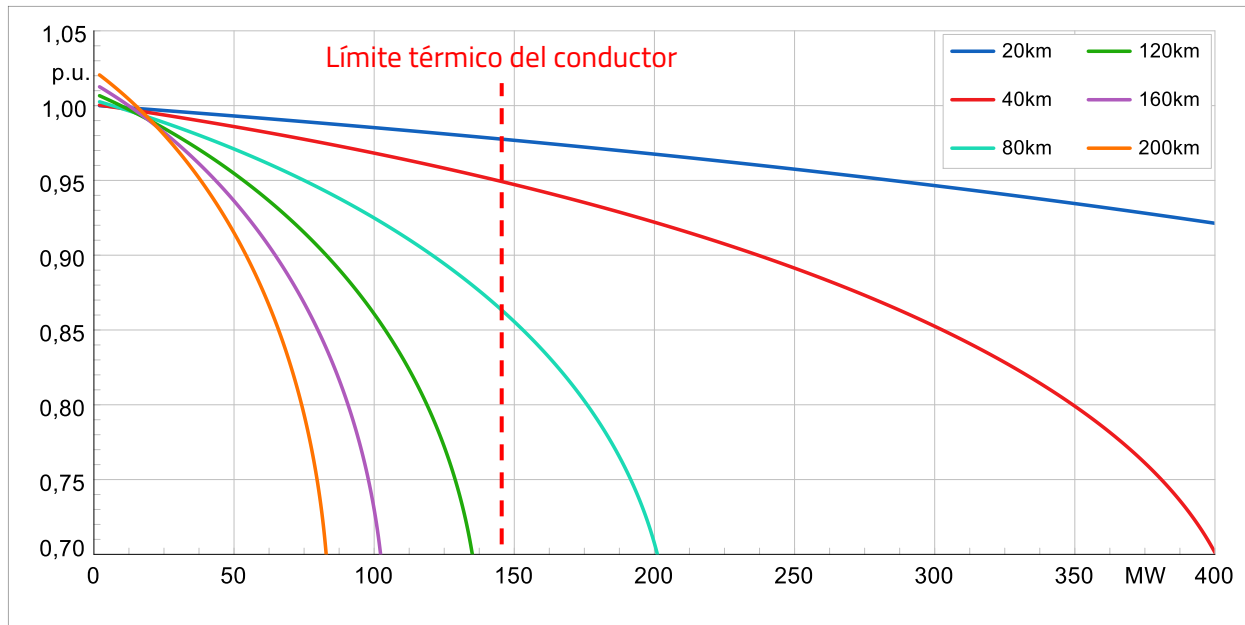


Figura 4-3. Curvas PV en función de la longitud de la línea.

Tal como se espera, la máxima potencia que se puede transmitir depende de la longitud de la línea. Un punto para observar es que para vínculos de baja longitud, la restricción de potencia está definida por la capacidad térmica del conductor que compone la línea mientras que para enlaces de mayor longitud, la regulación de tensión es la limitante. En consecuencia, la implementación de dispositivos SSSC presenta ventaja en líneas donde el límite de operación esté impuesto por regulación de tensión.

Otro factor importante es la característica de la demanda conectada en el extremo receptor de la línea. Es por ello que en la siguiente figura se exhibe el comportamiento de la tensión ante variaciones del factor de potencia de la carga, considerando un enlace de 200km.

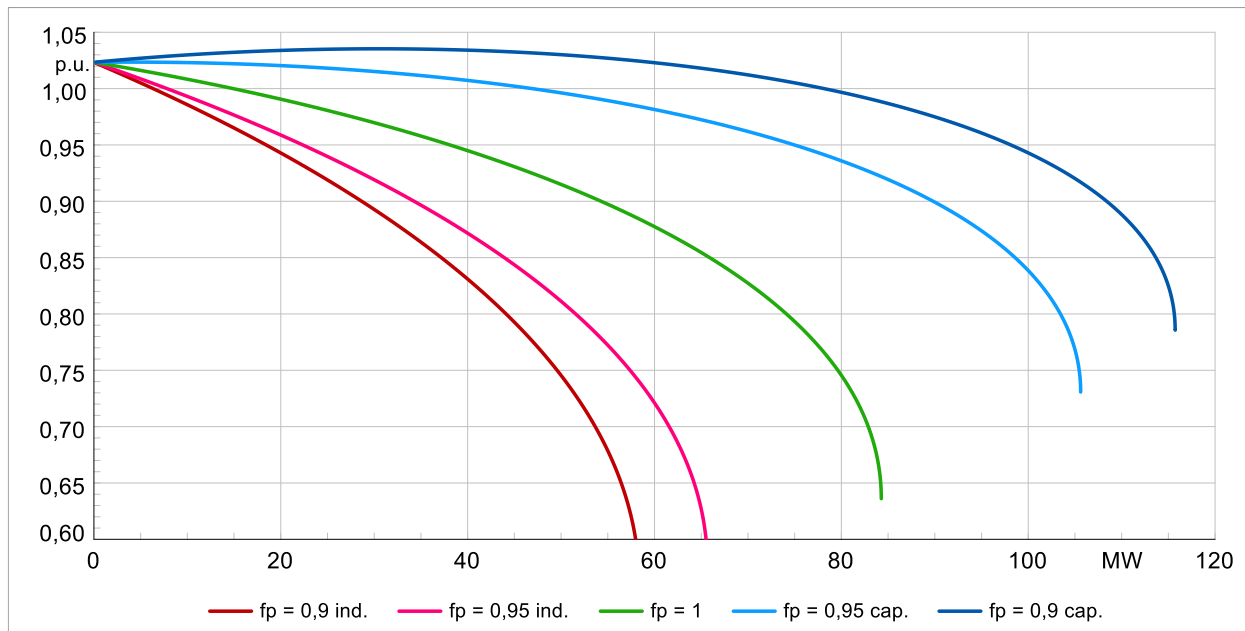


Figura 4-4. Curvas PV en función del factor de potencia de la demanda / línea de 200km.

Otro factor importante en la determinación de la máxima transmisión de potencia activa por una línea es el nivel de tensión en el extremo emisor (red). En el siguiente gráfico se muestran las curvas PV para el caso de una línea de 200km en función de la tensión impuesta por la red.

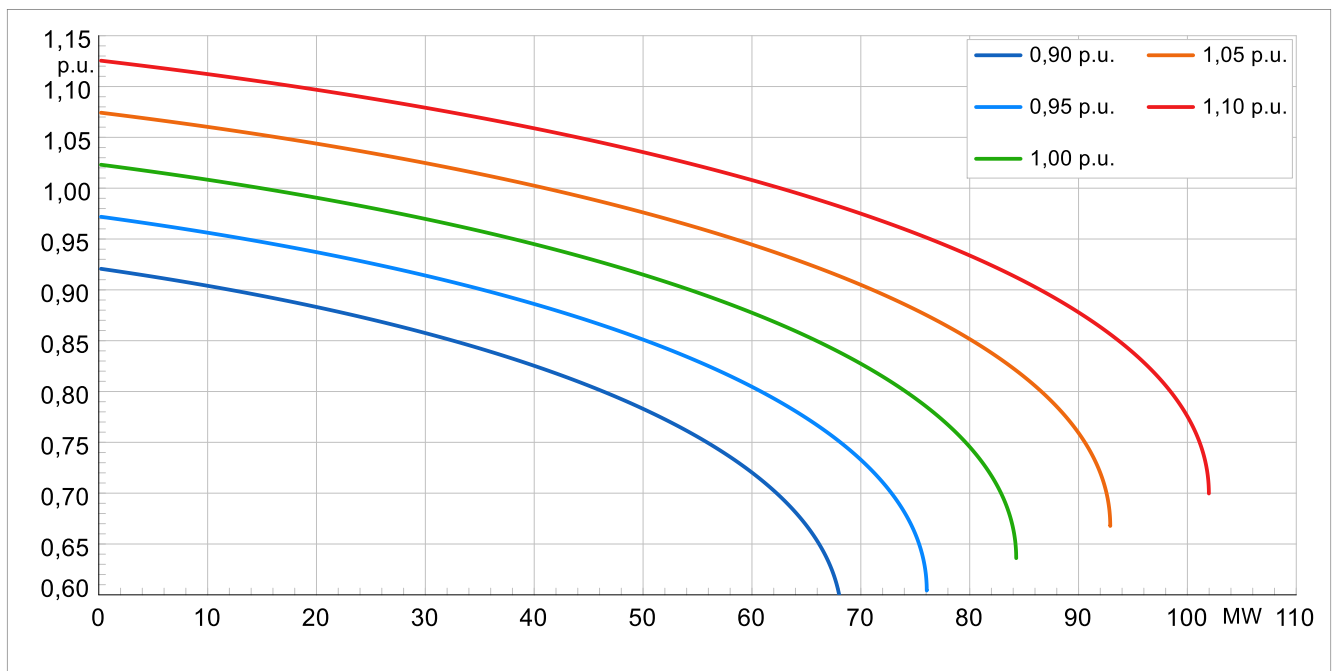


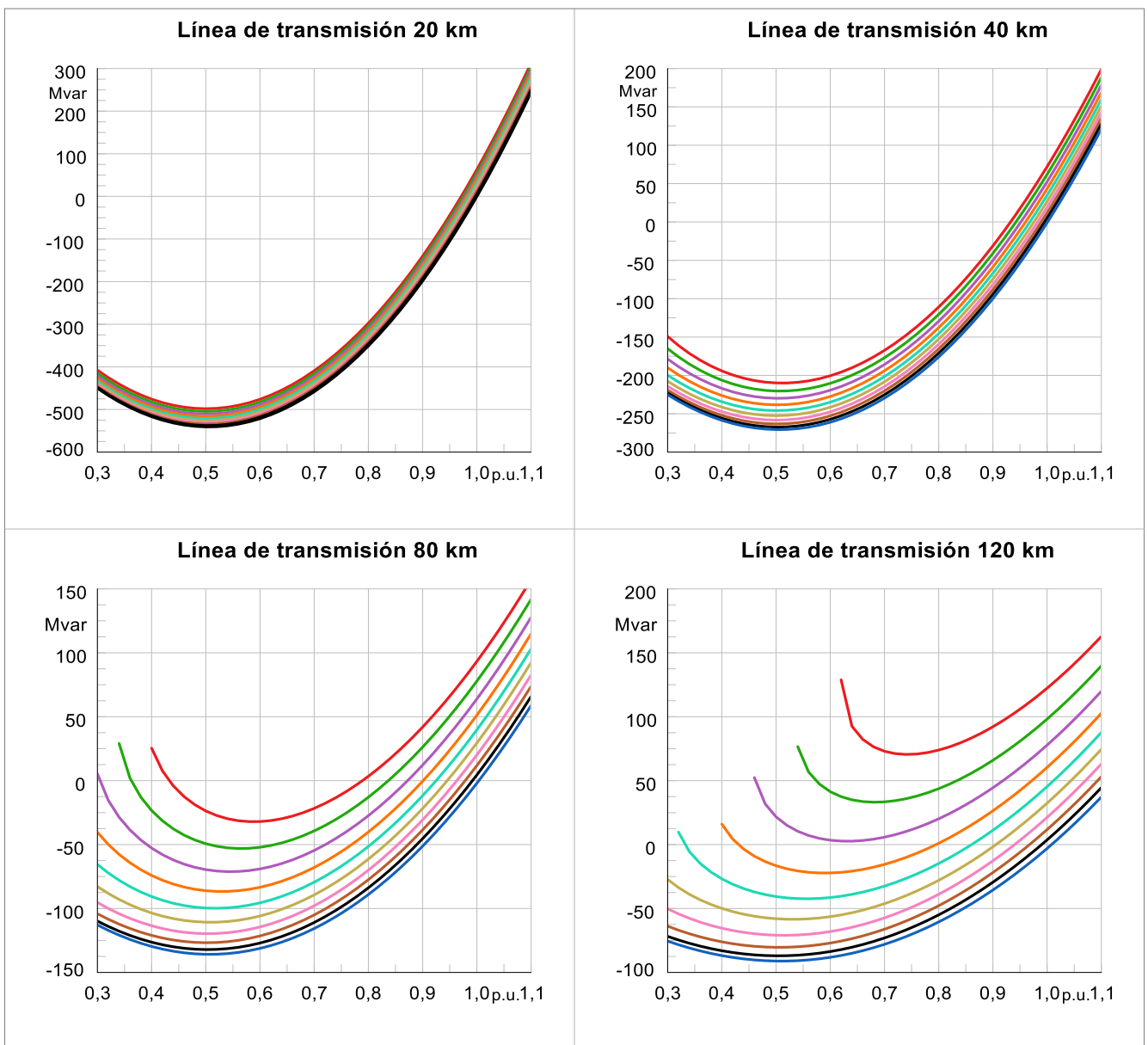
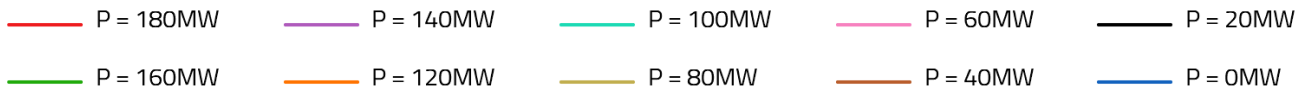
Figura 4-5. Curvas PV en función de la tensión en el extremo emisor / línea de 200km.

Se contempla que, mediante el desplazamiento de las curvas PV, a mayor nivel de tensión, el máximo flujo de potencia activa también aumenta, ergo, el punto crítico de operación. Es decir que la operación con sobretensiones (dentro de los límites admisibles) permite sacar mayor provecho de las instalaciones pertenecientes a los sistemas de potencia.

## Curvas QV

Otro análisis importante es la determinación de las curvas QV, las cuales resultan un complemento de las curvas PV, y sirven para identificar las barras críticas en un sistema de potencia, así como los requerimientos para garantizar la estabilidad de tensión en barras del sistema.

A continuación, se muestran las curvas QV para el sistema analizado en función de la longitud de la línea de transmisión y de la potencia activa demandada en cada uno de los casos.



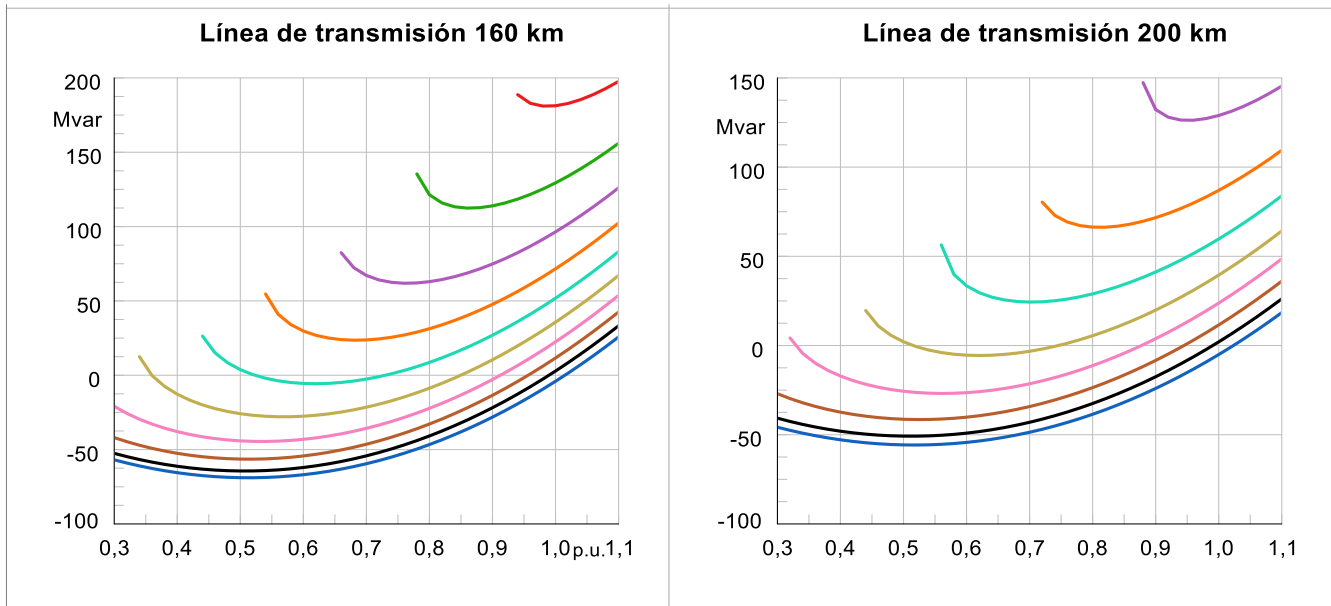


Figura 4-6. Curvas QV en función de la potencia activa transmitida y la longitud de la línea.

Se puede apreciar de las curvas anteriores que a medida que la longitud de la línea de transmisión aumenta, el punto crítico donde se define la inestabilidad de tensión (valor mínimo de la curva) se desplaza hacia el valor de tensión nominal (1p.u.), limitando la máxima potencia transmitida por el enlace. En relación con esto, el requerimiento de potencia reactiva en el nodo receptor para mantener las tensiones dentro de los valores admisibles aumenta notablemente cuanto más larga sea la línea de transmisión.

#### 4.1.3. Análisis con SSSC

En las figuras a continuación se muestran dos de las posibles ubicaciones de los equipos, por un lado en el extremo emisor de la línea y por otro en el receptor. Según los análisis realizados en los próximos apartados, se indica cuál de las dos ubicaciones resulta estratégica para su implementación.

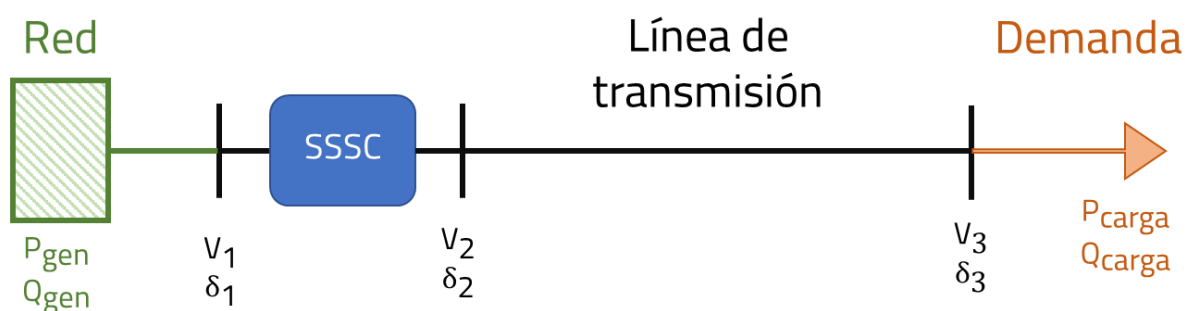


Figura 4-7. Línea radial con SSSC en extremo emisor.

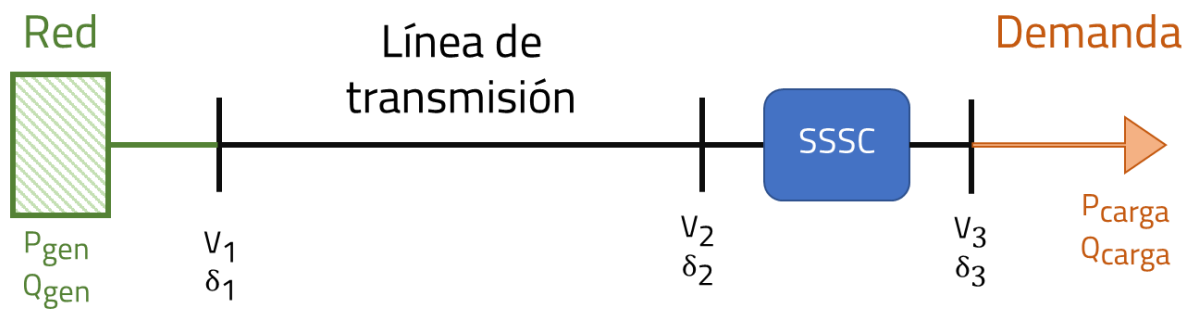


Figura 4-8. Línea radial con SSSC en extremo receptor.

### Curvas PV

Las curvas PV resultan similares a las mostradas en el apartado 4.1.2, evidenciando la misma respuesta ante la variación de la longitud de línea, factor de potencia de la carga y tensión en la barra emisora. En consecuencia, los resultados ante la modificación de estas variables no se presentan en este caso debido a la semejanza entre ellos. Sin embargo, resulta de interés contemplar el efecto de la impedancia serie efectiva introducida por el SSSC y el impacto de la ubicación del equipo en la línea de transmisión radial. En la figura a continuación se presentan los resultados obtenidos.

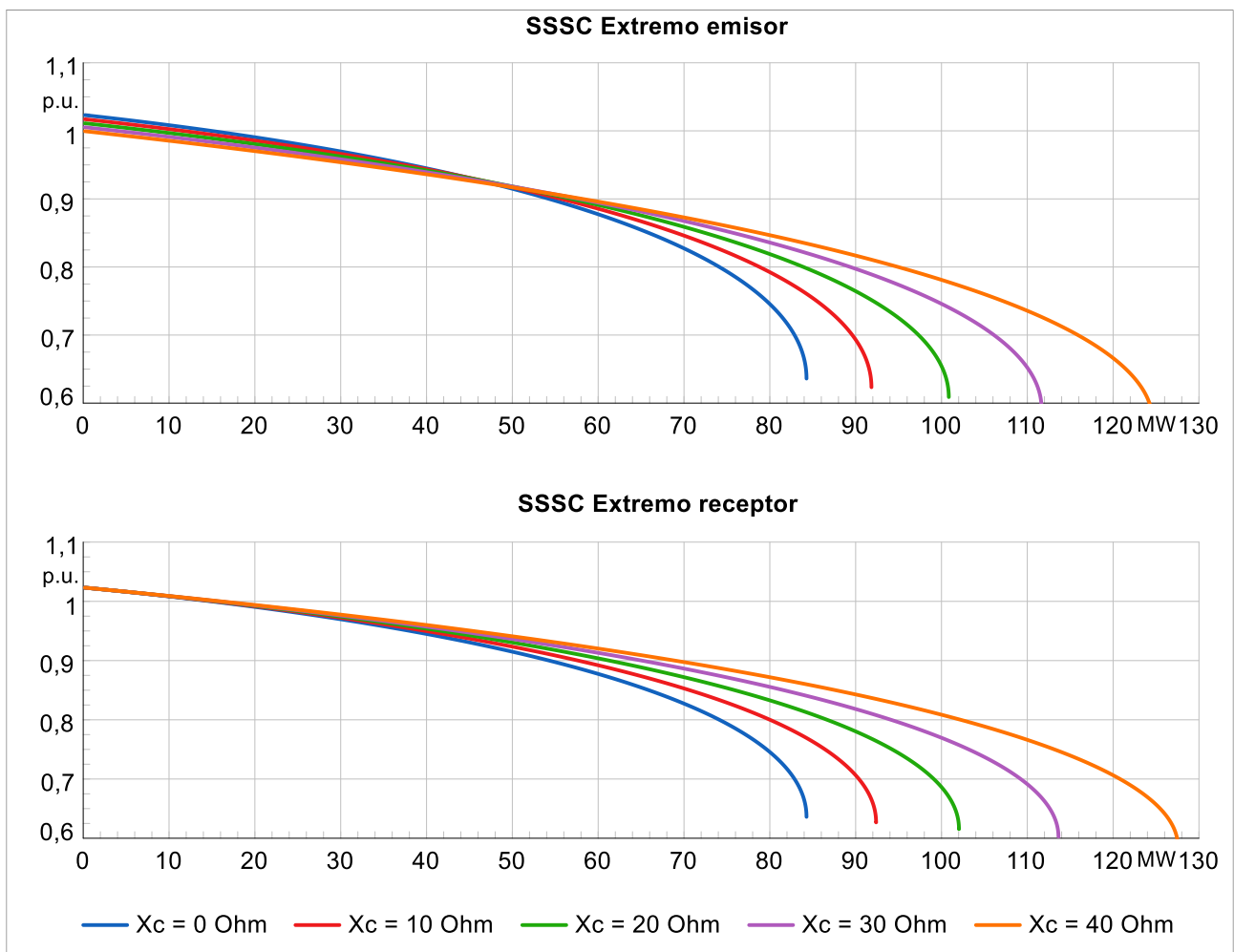


Figura 4-9. Comparación de curvas QV ante distintas ubicaciones del SSSC y nivel de compensación.

Se concluye que cuanto mayor sea la reactancia efectiva (capacitiva) introducida por el SSSC también lo será el máximo flujo de potencia activa que puede transmitirse por el enlace. Esto se condice con lo expuesto en el apartado teórico.

Además, se destaca que las máximas transferencias aumentan levemente si los equipos se instalan en el extremo receptor de la línea en lugar del emisor. Estas leves diferencias se deben a que la impedancia vista por la red se modifica ante el cambio de ubicación del SSSC, por lo que al conectar una carga de potencia constante, la corriente entregada por la fuente varía, y también lo hace la tensión en el extremo final de la línea, ergo, el punto crítico de operación se modifica.

Otro punto importante es la distribución física de la compensación. En la figura a la derecha se comparan los resultados para el caso de compensación concentrada fija de  $30\Omega$  en cada uno de los extremos del enlace y la compensación distribuida fija de  $15\Omega$  en ambos extremos. Se observa que, la instalación distribuida de equipos resulta equivalente a la instalación de un SSSC con  $30\Omega$  de compensación en el punto medio de la línea.

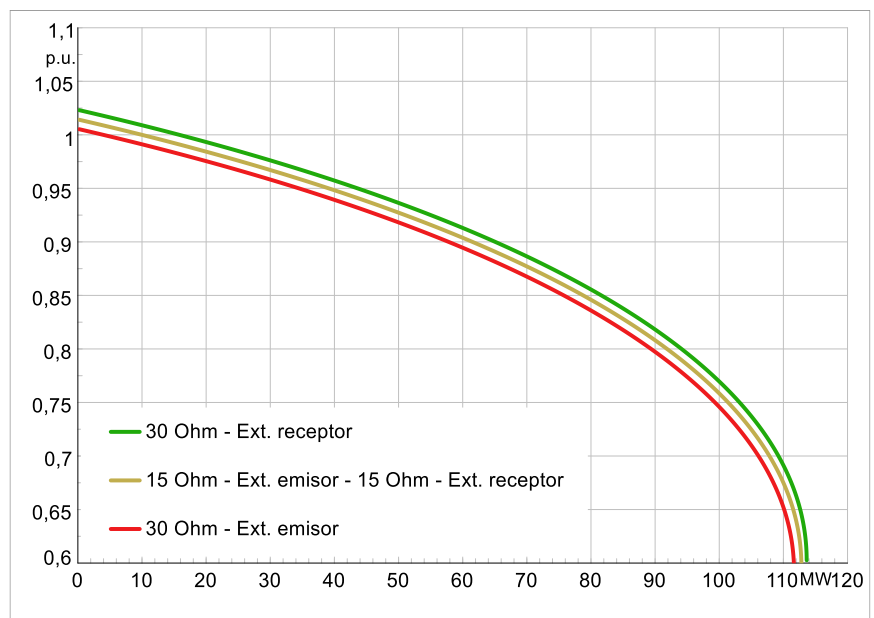


Figura 4-10. Comparación de ubicación del SSSC.

Por lo tanto, en base a la presente evaluación, se determina que la colocación óptima del equipo para maximizar las transferencias máximas es en el extremo de la línea.

### Curvas QV

Al igual que para las curvas PV, las curvas QV resultan similares a las mostradas en la Figura 4-6 y los efectos acerca el requerimiento de potencia reactiva en función de la longitud y la potencia demandada en el extremo emisor son los mismos, por los que no serán mostrados. Para identificar el beneficio de implementación de los SSSC en redes radiales se presentan solamente los resultados para una línea de 200km. En la siguiente figura se muestran las curvas QV ante la instalación del equipo en el extremo emisor y receptor. Para ambos casos se considera una compensación del tipo "reactancia efectiva" de  $30\Omega$  capacitiva.

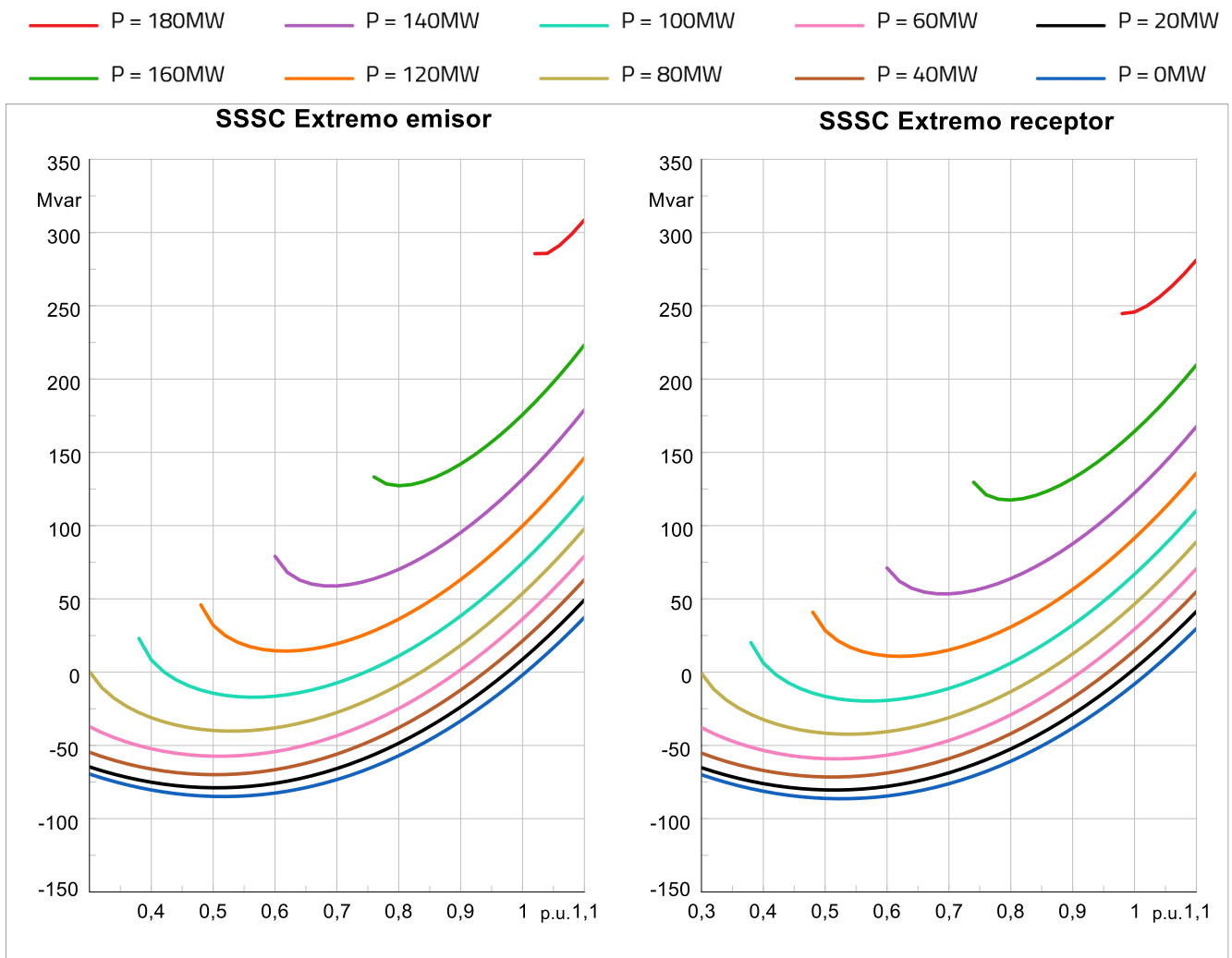


Figura 4-11. Comparación de curvas QV ante distintas ubicaciones del SSSC.

Comparando las curvas anteriores con las exhibidas en la Figura 4-6 se puede contemplar que la instalación de dispositivos SSSC permite una mejora en la estabilidad de tensión ya que permite una mayor transferencia de potencia. En el sistema original, la máxima potencia posible a transmitir es 140MW con un requerimiento de 130MVAR de reactivos, mientras que ante la implementación de los SSSC, la máxima capacidad de transmisión es 180MW, con un requerimiento de 250MVAR de potencia reactiva.

Debe notarse que para transferencias bajas, la ubicación del SSSC resulta indistinta sobre los resultados, mientras que para mayores niveles de demanda, el requerimiento de potencia reactiva para mantener la estabilidad en tensión es mayor en los casos donde el equipo se ubica en el extremo emisor. En conclusión, la ubicación óptima de instalación en redes radiales es en el extremo final de la línea de transmisión, siempre y cuando sea posible en cuanto a disponibilidad física de las subestaciones.

#### 4.1.4. Comparación de magnitudes eléctricas

Complementariamente a los análisis mostrados, en la siguiente tabla se presentan los niveles de carga y pérdidas activas y reactivas del enlace radial estudiado manteniendo la demanda constante, comparando el sistema sin y con compensación. En este último caso, los resultados se plantean en función de la ubicación de instalación del SSSC.

Demanda	SSSC	Nivel de carga [%]				Pérdidas	Pérdidas
		Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4	activas [MW]	reactivas [MVar]
P: 65MW Factor de potencia: 1	Sin SSSC	51,1	51,4	51,5	51,6	7,9	17,3
	Extremo emisor	49,6	49,8	50,0	50,0	7,4	15,3
	Ambos extremos	49,4	49,5	49,5	49,5	7,2	15,1
	Extremo receptor	49,2	49,2	49,2	49,1	7,2	14,6

Tabla 4-2. Nivel de carga por tramos (50km c/u) y pérdidas activas y reactivas.

Se contempla que la solución más eficiente consiste en la instalación del SSSC en el extremo receptor ya que se demuestra una reducción del nivel de carga de los tramos y de las pérdidas del sistema de transmisión. Estas conclusiones son además respaldadas por los niveles de tensión del corredor, las cuales se muestran en la siguiente figura, destacándose que la única configuración que cumple con un nivel de tensión mayor a 0,95p.u.

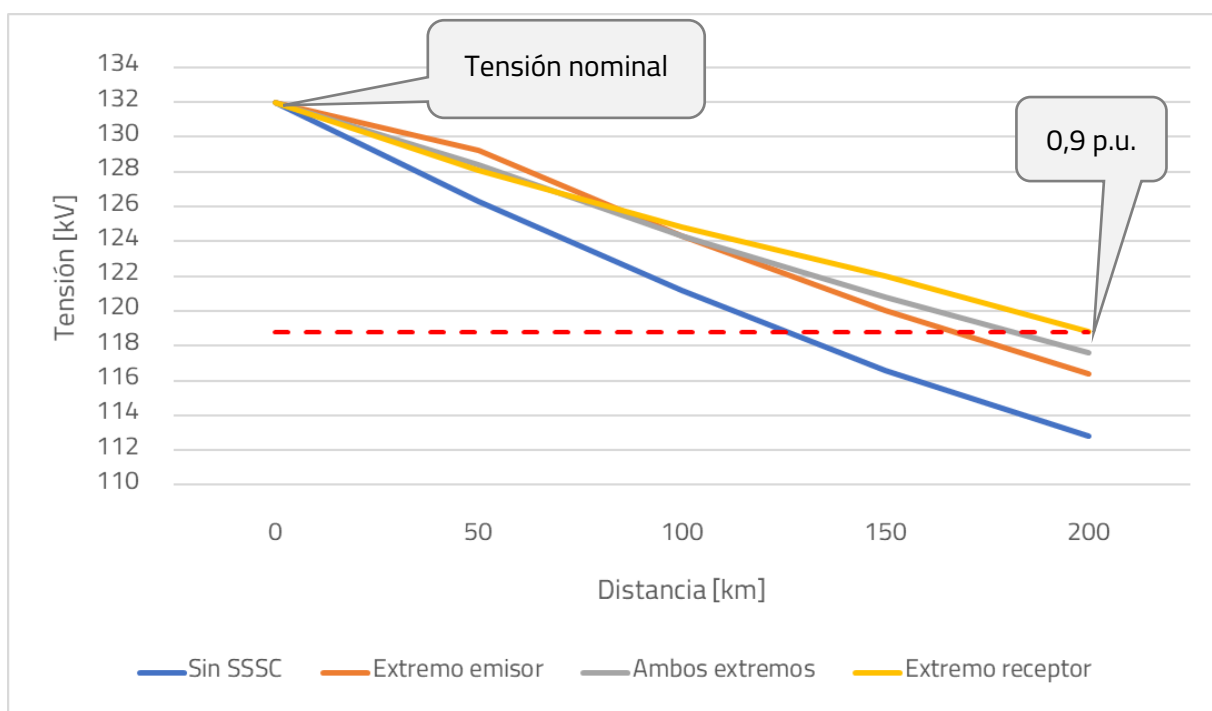


Figura 4-12. Nivel de tensión en función de la distancia para las alternativas analizadas.

En resumen, a partir del modelado un sistema radial con datos típicos de una línea de transmisión de 132kV se evalúan las curvas PV y QV en función de la distancia de la misma, factor de potencia de la carga y nivel de tensión del extremo emisor (red), concluyendo que:

- Cuanto menor sea la longitud de la línea, la potencia máxima transmitida aumenta y los requerimientos de reactivos para mantener la estabilidad de tensión se reducen.
- Cuanto más capacitiva sea la demanda, el punto crítico de operación ocurre ante una transferencia de potencia superior. Sin embargo, la inestabilidad de tensión se da ante un nivel de tensión mayor, pudiendo ser superior a lo admisible según las normas.
- La máxima potencia activa que puede transportarse por la línea aumenta ante el incremento del nivel de tensión del extremo emisor del enlace, es decir, la tensión impuesta por la red.
- La instalación de los dispositivos SSSC en líneas radiales producen el aumento de la capacidad de transmisión, y, consecuentemente, disminuye los requerimientos de potencia reactiva para mantener la tensión dentro de rangos nominales en la punta de la línea.
- La ubicación óptima de instalación es en el extremo final del corredor radial debido a que:
  - Aumenta la máxima potencia posible a transmitir.
  - Los requerimientos de potencia reactiva disminuyen.
  - Se reducen las pérdidas activas y reactivas de la línea de transmisión y por ende, el nivel de carga.

## **4.2. Estudio de sistema mallado**

Al igual que en el apartado anterior, mediante la simulación de flujos de potencia en el simulador DIgSILENT Power Factory se estudia el comportamiento de un sistema mallado compuesto por un centro de generación, un sistema de transmisión enmallado y un centro de demanda, los cuales representan un sistema eléctrico de potencia elemental. Al igual que el caso anterior, se reportan los niveles de carga, niveles de tensión y pérdidas por el sistema de transmisión para distintas condiciones de operación.

### **4.2.1. Modelado**

El sistema de potencia enmallado que se estudiará en esta sección consiste en un centro de generación que inyecta la potencia necesaria para cubrir la demanda y las pérdidas del sistema. En la siguiente figura se muestra el sistema esquemático analizado.

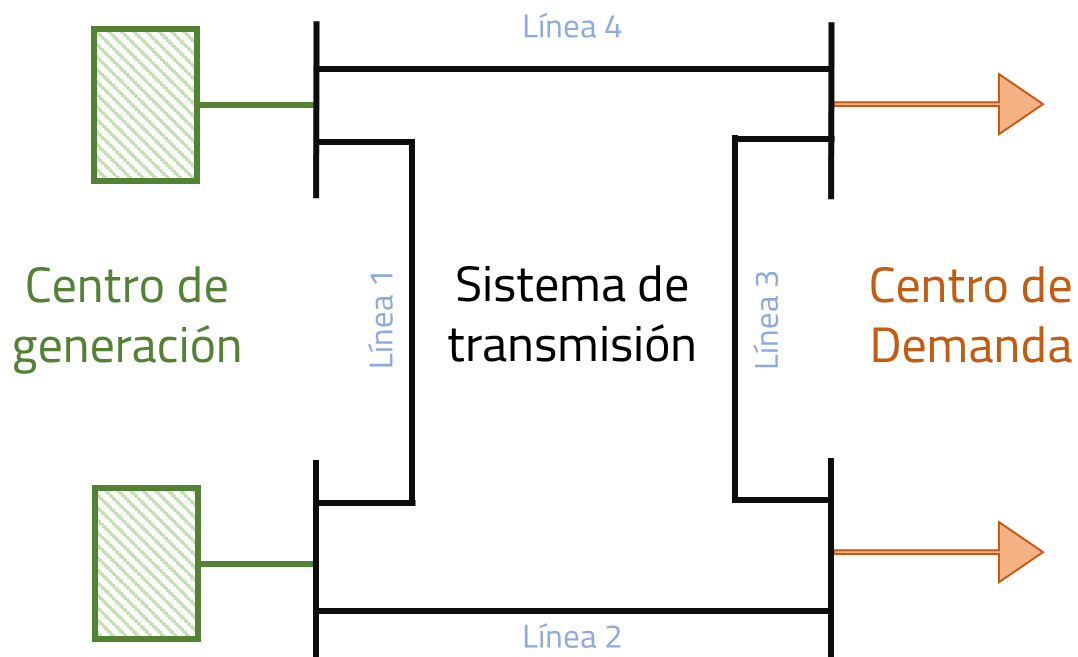


Figura 4-13. Sistema de estudio.

Las características eléctricas de las cuatro líneas resultan idénticas a la línea implementada en el sistema radial, las cuales se exhiben en la Tabla 4-1.

La longitud modelada para cada uno de los enlaces se detalla a continuación:

- **Línea 1:** 20km
- **Línea 2:** 20 km
- **Línea 3:** 10km
- **Línea 4:** 60km

#### 4.2.2. Análisis sin SSSC

A continuación se presentan los flujos de potencia activa y reactiva por cada una de las líneas de transmisión junto a los niveles de tensión y ángulo de cada una de las barras del sistema.

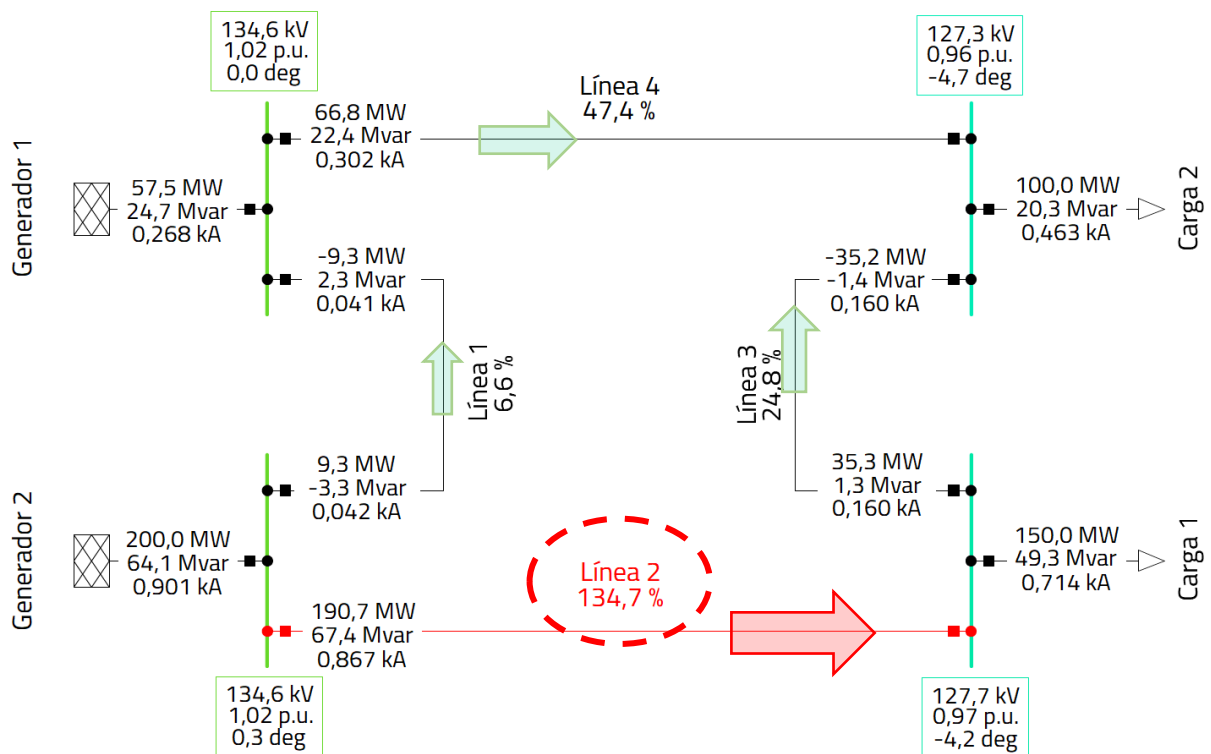


Figura 4-14. Resultados del flujo de potencia | Sin SSSC.

Es destacable mencionar que el generador 1 se modela como slack, el cual se encarga de generar la potencia activa necesaria para cubrir la demanda y las pérdidas del sistema y además establece la referencia angular del sistema. En este caso, el generador 2 despacha 200MW fijos y la potencia reactiva necesaria para mantener una tensión de 1,02p.u. en sus terminales. Por otra parte, el polo de demanda está compuesto por dos cargas con demandas de potencia activa de 150MW y 100MW y con factor de potencia 0,95 y 0,98 respectivamente.

Puede apreciarse que, debido a la configuración de la red, los enlaces que conectan el centro de generación con el centro de demanda (Líneas 2 y 4) son las que presentan mayor nivel de carga. Particularmente la "Línea 2" es la más sobrecargada ( $\approx 135\%$ ) debido a que es el enlace de menor impedancia de vinculación. Este valor resulta inadmisibles en la operación permanente, por lo que deben implementarse acciones de control para mitigar esta sobrecarga (reducción de la demanda).

Por otra parte, los niveles de tensión de toda la red se encuentran dentro de los rangos admisibles.

#### 4.2.3. Análisis con SSSC

Para mitigar los problemas observados en el apartado anterior hay varias posibles soluciones, las cuales se mencionan a continuación:

- Adicionar una línea de transmisión en paralelo a la "Línea 2".

- Aumentar la capacidad de los conductores de la "Línea 2".
- Instalar la tecnología SSSC en la "Línea 2" y/o "Línea 4".

A fines del tema de estudio, en esta sección se muestra el análisis de implementación de la tecnología SSSC en el sistema de potencia evaluado. En este contexto, existen tres alternativas a analizar según el punto de instalación del equipo.

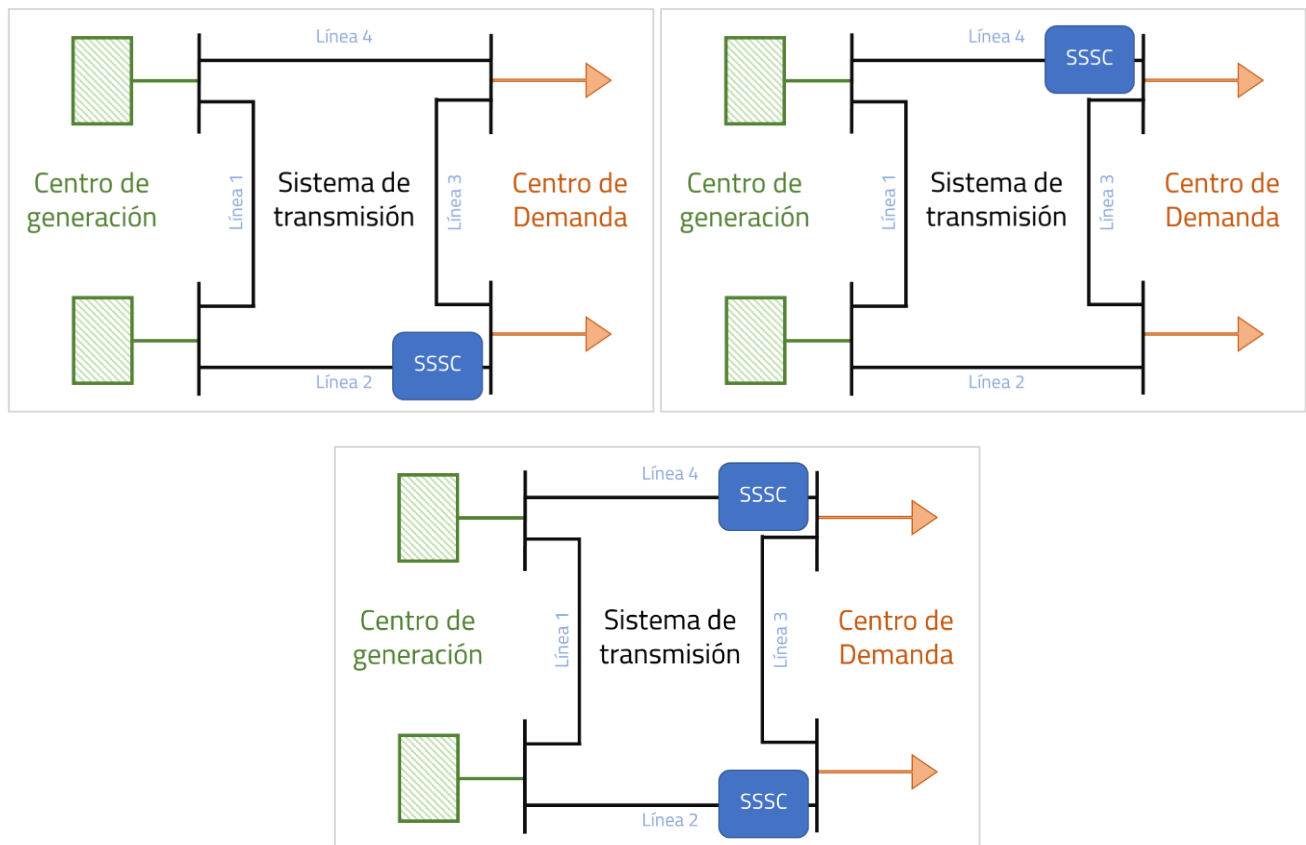


Figura 4-15. Instalación de equipos SSSC en: a) Línea 2 – b) Línea 4 – c) Líneas 2 y 4.

Es importante destacar que dependiendo de la ubicación del o los equipos, el modo de funcionamiento debe variar. Por ejemplo, en el caso de instalar un SSSC en la Línea 2, su inyección de tensión en cuadratura debe ser tal que la impedancia efectiva introducida por el equipo sea del tipo inductiva. De esta forma, la impedancia vista de este corredor aumenta, causando la redistribución del flujo de potencia hacia la Línea 4. Tal como se describe en el apartado 3.1, este modo de funcionamiento es conocido como "Push". En caso de instalar un SSSC en la Línea 4 ocurre lo contrario, la impedancia efectiva debe ser del tipo capacitiva con el fin de forzar la circulación de potencia por la misma, derivando en la descarga del enlace 2. Este modo de funcionamiento es conocido como "Pull".

Los resultados exhibidos a continuación corresponden a una compensación por parte de los equipos tal que la Línea 2 mantenga un nivel de carga del 100%. En la siguiente figura se muestran los resultados del flujo de potencia ante la instalación de un SSSC en la Línea 2.

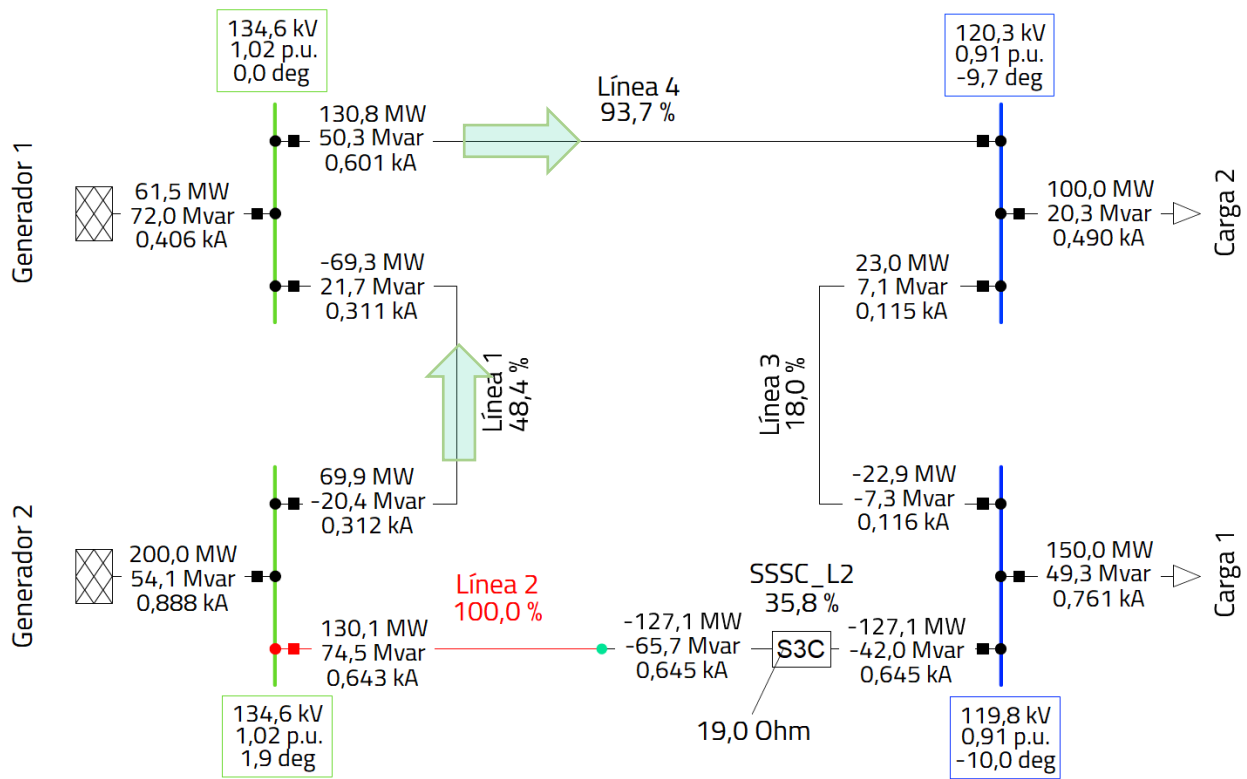


Figura 4-16. Resultados del flujo de potencia | Con SSSC en Línea 2.

Se contempla que la compensación de  $19\Omega$  del tipo inductiva deriva en la redirección del flujo de potencia hacia la línea 4, reduciendo el nivel de carga de la Línea 2. Sin embargo, puede observarse que el consumo de reactivo se incrementa y por lo tanto, las tensiones en el polo de demanda se deprimen.

Por otra parte, la compensación solo en la Línea 4 ( $\approx 22\Omega$ ) hace que el flujo de potencia se fuerce por dicho enlace debido al comportamiento capacitivo que presenta el SSSC, reduciendo efectivamente la carga por el otro enlace. Además, se observa que se reducen los requerimientos reactivos y las tensiones son superiores incluso al caso sin compensación. Esta condición de operación se muestra en la próxima figura.

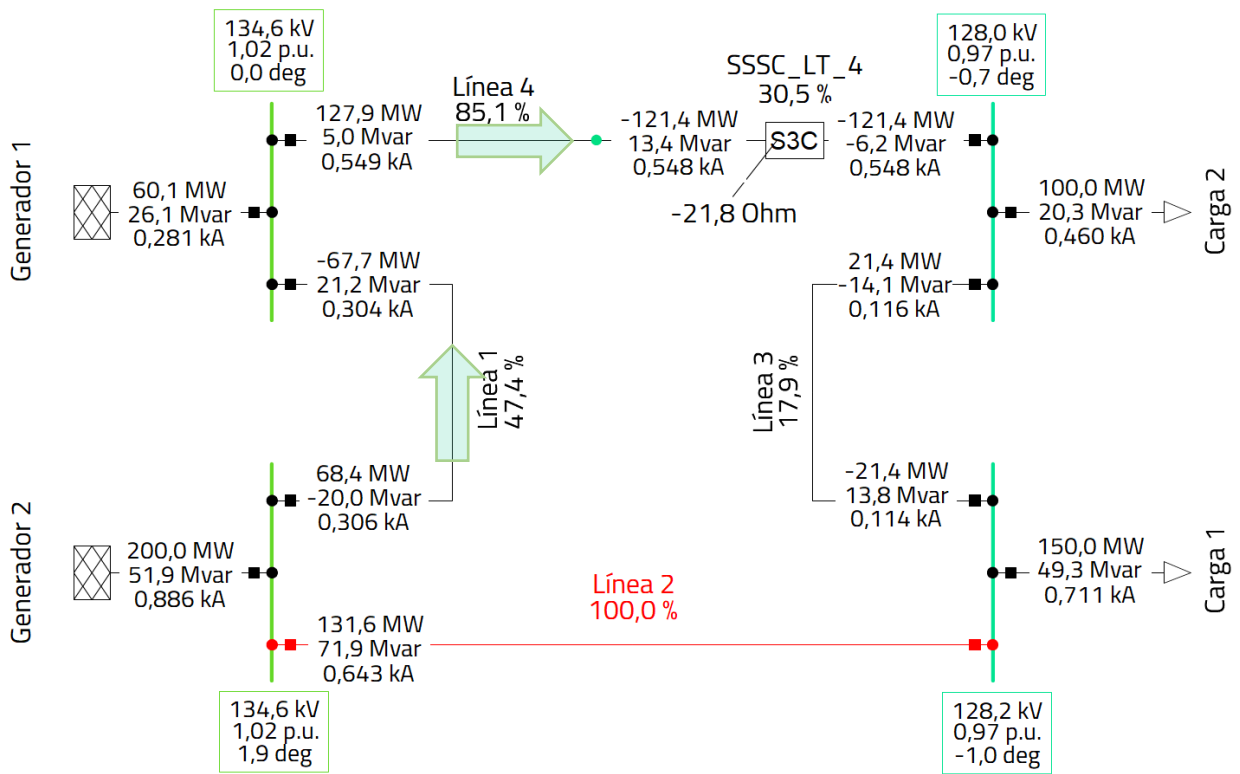


Figura 4-17. Resultados del flujo de potencia | Con SSSC en Línea 4.

Finalmente, en la figura a continuación se muestran los resultados ante la compensación en ambas líneas ( $\approx 9\Omega$ ).

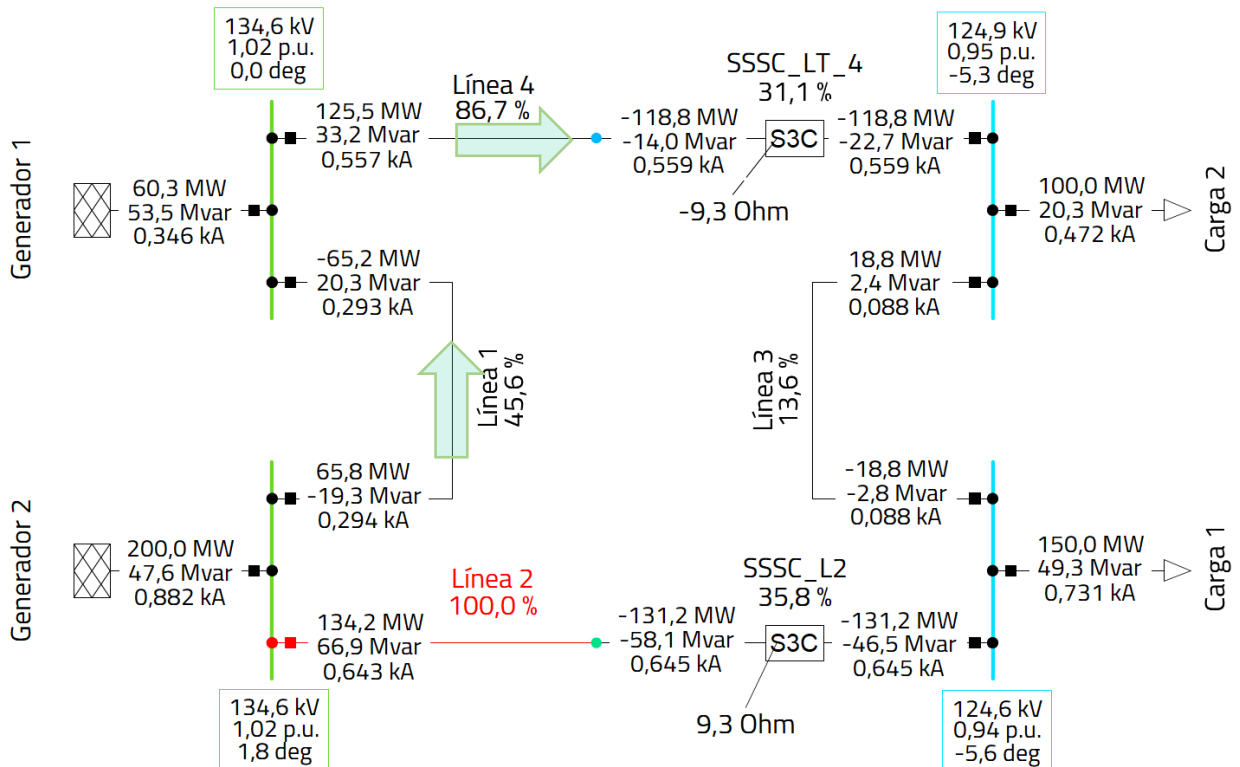


Figura 4-18. Resultados del flujo de potencia | Con SSSC en Líneas 2 y 4.

Al igual que los casos anteriores, se contempla que, mediante la instalación de equipos SSSC, se logra redistribuir los flujos de potencia, mitigando la sobrecarga preexistente.

#### 4.2.4. Comparación de magnitudes eléctricas

Los resultados exhibidos correspondiente a los flujos de potencia se resumen en la siguiente tabla, donde se exponen los niveles de carga de las líneas en cada uno de los casos analizados, junto a las pérdidas activas y reactivas del sistema de transmisión.

SSSC	Nivel de carga [%]				Pérdidas	
	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4	activas [MW]	reactivas [MVAr]
Sin SSSC	7	135	25	47	8	19
Línea 2	48	100	18	94	12	33
Línea 4	47	100	18	85	10	28
Línea 2 y 4	46	100	14	87	10	29

Tabla 4-3. Nivel de carga por líneas y pérdidas según la ubicación del SSSC.

De esta tabla se deduce que la implementación de dispositivos SSSC en redes de transmisión malladas ocasiona el redireccionamiento del flujo de potencia, nivelando los niveles de carga de las líneas. Como contrapartida, las pérdidas del sistema de potencia aumentan, ya que la demanda se abastece a partir de un enlace de mayor longitud.

Por otra parte, en la tabla a continuación se presentan los niveles de tensión según la ubicación del SSSC.

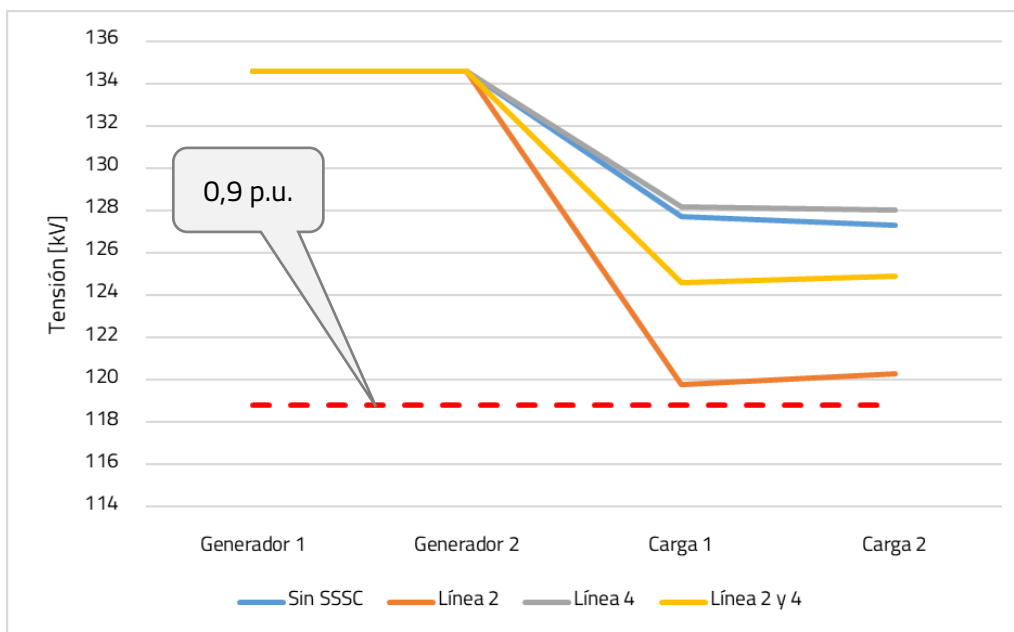


Figura 4-19. Nivel de tensión en función de la distancia para las alternativas analizadas.

En resumen, a partir del modelado de un sistema de potencia mallado elemental se evalúa el impacto de la instalación de los equipos SSSC sobre los niveles de carga de las líneas de transmisión y tensiones en las barras del sistema.

De los análisis se concluye que:

- La instalación de la tecnología SSSC en redes de transmisión malladas produce la redistribución del flujo de potencia, independientemente del punto de conexión. Al ser una compensación del tipo variable, se produce un mejor aprovechamiento del sistema de transmisión ya que la impedancia efectiva introducida por los equipos puede variar modularmente en función de los requerimientos de la operación diaria, optimizando la matriz energética de generación. Es decir que, en caso de necesitar un cambio en la distribución de flujos de potencia, el equipo de control envía una orden de cambio en el ángulo de disparo de los tiristores de los equipos SSSC, permitiendo inyectar una mayor o menor tensión en cuadratura a la corriente de la línea (según los requerimientos). Esto hace que la impedancia efectiva introducida por dichos equipos varíe, permitiendo así modificar la impedancia vista de la línea y cambiar la distribución de las transferencias de potencia.
- Si bien resulta indistinto el punto de conexión de los SSSC para el control de flujo de potencia, las pérdidas del sistema de transmisión varían. Se observa que:
  - La instalación de los equipos con funcionamiento en modo "Push" implica en que la impedancia efectiva introducida por el equipo en la red de transmisión sea inductiva, incrementándose las pérdidas. Sumado a esto, las tensiones del sistema se deprimen en comparación al caso original sin compensación.
  - La instalación de los equipos con funcionamiento en modo "Pull" implica en que la impedancia efectiva introducida por el equipo en la red de transmisión sea capacitiva. No obstante, el flujo de potencia se redirecciona por un camino de mayor longitud (mayor impedancia), incrementándose las pérdidas. En este caso particular, no se presentan variaciones significativas de las tensiones de red.

## 5. CASOS DE ESTUDIO ESPECÍFICOS

---

En este apartado se identifican problemas de regulación de tensión en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Estos se presentan generalmente en redes de transmisión y subtransmisión radiales, las cuales están compuestas por líneas de gran longitud. En consecuencia, la operación diaria resulta en un gran desafío para el operador del sistema ya que los cambios de demanda derivan en una significativa variación en las tensiones de la red.

Por este motivo, frecuentemente, estas cuentan con generación térmica convencional del tipo Diesel o Gas Natural Licuado (GNL) localizada cerca de la demanda en los puntos más débiles del corredor. Estas centrales, son habitualmente de pequeño tamaño y se utilizan para colaborar en el suministro de la demanda local, esto reduce las transferencias a lo largo del corredor, mejorando el control de tensión y brindando mayor robustez de la red. Sin embargo, esto contradice los objetivos de la transición energética, los cuales se enfocan principalmente en la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero. En comparación con países vecinos como Chile, en Argentina aún no se han implementado medidas significativas para reducir la generación térmica, las cuales serán necesarias en un futuro inminente.

En este contexto, la implementación de equipos SSSC podrían brindar mejoras relevantes en el perfil de tensión de la línea de transmisión de manera activa, modificando la impedancia efectiva en base a los requerimientos específicos en un momento determinado del día. En esta sección se muestran estudios de factibilidad técnica de la instalación de dispositivos SSSC con el fin de eliminar los problemas de despacho forzado y/o regulación de tensión.

En los casos donde la implementación de los equipos sea viable técnicamente, se realiza un estudio económico simplificado con el fin de determinar las ventajas en términos de costos que ofrecen estos dispositivos frente a el funcionamiento actual del sistema, ya sea por desplazamiento de despacho forzado o comparativamente con respecto a otras soluciones propuestas.

## 5.1. Identificación de casos de estudio

En este apartado se presentan los puntos del Sistema Argentino de Interconexión con problemas de control de tensión y/o despacho forzado de generación térmica. Estos casos fueron identificados a partir de consultas en los siguientes registros oficiales de CAMMESA, los cuales están disponibles públicamente:

- Flujos de potencia horarios
- Partes post operativos
- Registros de generación térmica
- Costos de operación de generación térmica

En el mapa a la derecha se muestran los puntos identificados, detallados a continuación:

- Despacho forzado CT Salto por problemas de control de tensión.
- Despacho forzado de generación térmica en Rufino y Venado tuerto por control de tensión.
- Problemas de control de tensión en zona norte de Santa Fe.
- Problemas de control de tensión en zona norte de La Pampa.
- Despacho forzado generación Diesel en General Villegas.
- Despacho forzado en Bariloche por problemas de control de tensión.
- Problemas de control de tensión en NOA, región de S/E Tartagal.
- Problemas de control de tensión en NEA, región de S/E Goya.

Debido a que los primeros tres problemas se presentan en zonas de mayor nivel poblacional, y además, se conocen con mayor profundidad a los interlocutores de la región, se estudia la

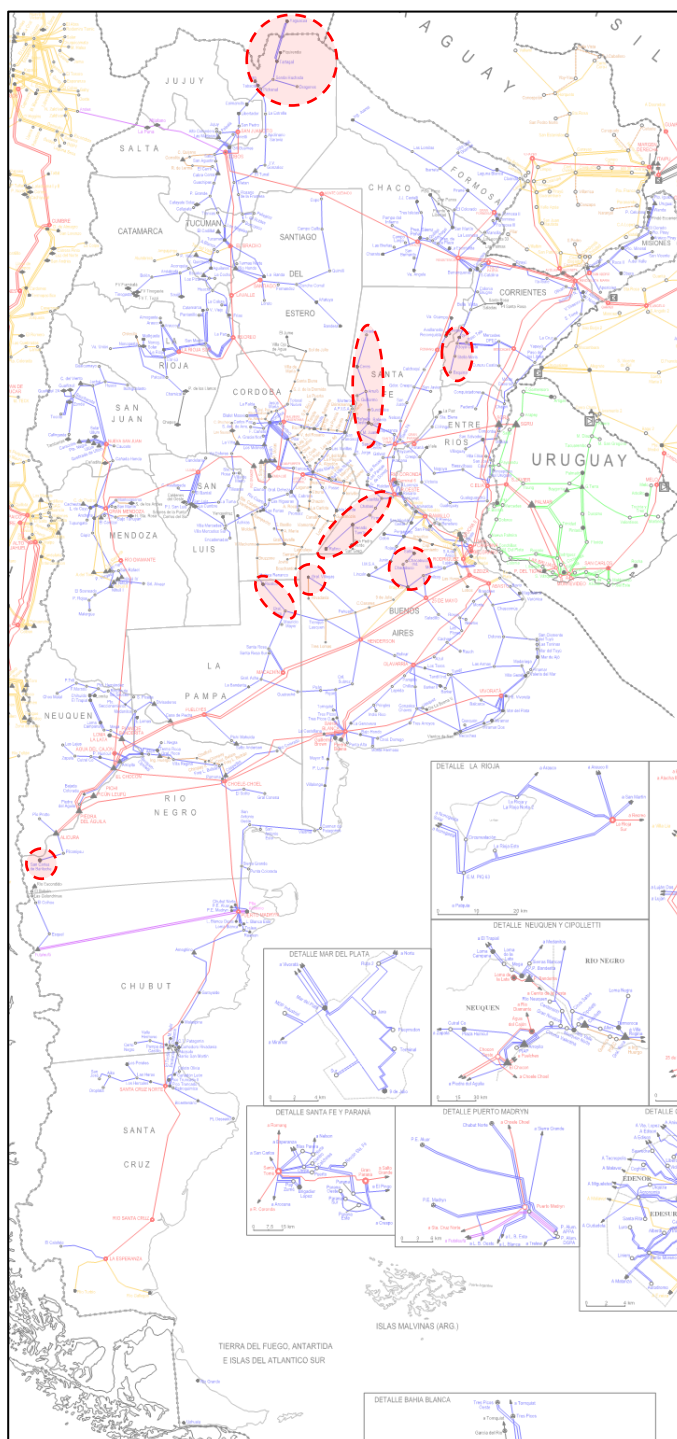


Figura 5-1. Mapa geográfico del SADI.

factibilidad técnico/económica de estos problemas en las próximas secciones. Los demás puntos identificados pueden ser tema de estudio en próximos proyectos finales.

## 5.2. Modelado

### 5.2.1. Equipo SSSC

Para la representación del equipo en el software utilizado, se dispone de información acerca de los equipos fabricados por la empresa SmartWires, se denominan SmartValve™ [13]. Existen varios modelos comerciales, algunos de ellos se muestran en las siguientes figuras.



Figura 5-2. Modelos de SmartValves.

Dichos equipos pueden instalarse en:

- Las torres de las líneas de transmisión.
- sobre un tráiler que sirve de soporte a los equipos y además presenta flexibilidad en cuanto al punto de instalación y reubicación en caso de ser necesario
- Internamente en la subestación.



Figura 5-3. Modos de implementación.

Según información oficial compartida por el proveedor SmartWires, los tiempos de diseño, fabricación y suministros de equipos SSSC se encuentran comprendidos entre 15 a 18 meses desde la orden de inicio. En cuanto al aspecto económico, los costos totales de cada equipo SSSC se componen de los siguiente manera:

Estructuras	1,52%
Obras civiles	2,41%
Material/equipamiento y costos de instalación	6,66%
Costos de instalación y SmartValve	80,37%
Ingeniería y estudios sísmicos	3,02%
Ensayos y puesta en servicio	0,70%
Costos indirectos	5,35%

*Tabla 5-1. Distribución de costos de SmartValve.*

El costo total de cada equipo individual es de 1,77MUSD y el costo de operación y mantenimiento anual es del 1% durante 30 años.

A continuación, se muestran las principales características de los SSSC implementados en todos los casos de estudio. Las dimensiones de cada uno de los equipos individuales son 1,83m de largo y 0,91 metros de ancho y alto.

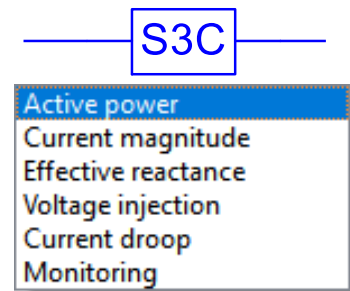
Máxima tensión de inyección a 50 Hz o 60 Hz	±5660V	Inyección de corriente nominal durante dos horas	2160A RMS
Mínima tensión de inyección a 50 Hz o 60 Hz	566V	Máxima tasa de cambio de frecuencia resistida	2Hz/s hasta 0,5s 1Hz/s hasta 1s
Máxima tiempo para la inyección de tensión de 0% a 90%	200ms	Máxima tensión sin efecto corona	550kV RMS (tensión de línea)
Mínima corriente de monitoreo	50A RMS	Fuente de potencia	Alimentado por la corriente de línea
Mínima corriente para la inyección	100A RMS	Rango de frecuencia de operación	47.00 Hz a 52.00 Hz 57.00 Hz a 62.00 Hz
Corriente nominal en operación permanente	1800A RMS	Corriente de falla admisible	63kA RMS por 1s
Máxima corriente de monitoreo	2250A RMS	Corriente de pico de falla admisible	164 kA @ 60Hz 158 kA @ 50 Hz

*Tabla 5-2. Características técnicas del equipo SSSC utilizado.*

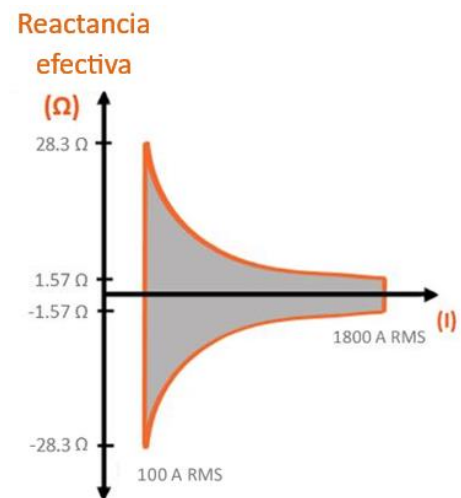
El modelo de simulación utilizado se encuentra en la librería de DigSILENT Power Factory v2023, desarrollado por SmartWires en conjunto con DigSILENT. El mismo se contempla a continuación:

Los modos de operación posibles son:

- Control de potencia activa
- Control de corriente
- Reactancia efectiva
- Inyección de tensión
- Control de corriente con estatismo
- Monitoreo



Por otra parte, en la Tabla 5-2 se pueden observar las características que limitan la operación del SSSC. Dichas limitaciones de tensión y corriente derivan en limitaciones de impedancias efectivas, tal como se muestra en la figura a la derecha. Es decir que, el modo operativo de impedancias está definido por la región sombreada en gris.



Sin embargo, esto no resulta un impedimento en la instalación ya que si la solución definitiva requiere mayor impedancia efectiva para la compensación de la línea, es posible su conexionado en serie, logrando las características buscadas. Por lo tanto, las limitaciones de cada equipo individual se representan en el software de la siguiente manera.

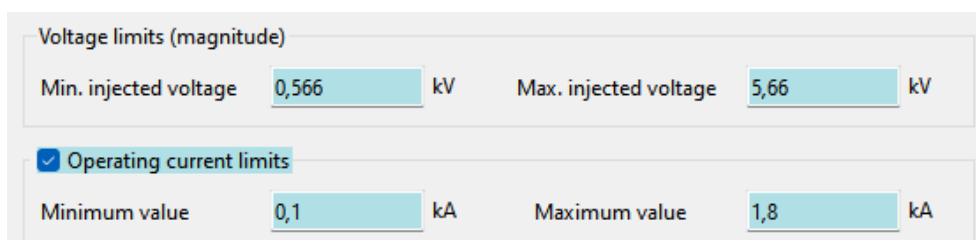


Figura 5-4. Modelado del SSSC en PowerFactory DigSILENT.

Por otra parte, el fabricante del equipo seleccionado, en [19] garantiza que el SSSC modular es capaz de inyectar tensión de manera independiente a la corriente de la línea y principalmente a la frecuencia fundamental del sistema. Esta inyección no afecta la reactancia efectiva total del sistema a frecuencias subsincrónica. Esta característica es especialmente importante debido a que uno de los inconvenientes de

las soluciones convencionales es la Resonancia Subsíncrona (SSR), planteando riesgos significativos para las unidades generadoras conectadas en las cercanías eléctricas del equipo.

### **5.2.2. Demanda**

La operación estable de un sistema de potencia depende de su habilidad para ajustar continuamente la salida eléctrica de las unidades generadoras a la demanda del sistema. Por lo tanto, las características de la demanda afectan notablemente la estabilidad del sistema eléctrico.

La demanda, la cual engloba el comportamiento de cargas industriales, residenciales y comerciales, puede modelarse de la siguiente manera:

- Potencia constante
- Corriente constante
- Impedancia constante
- Combinación de las tres

Dependiendo del comportamiento de la demanda de la zona de estudio ante variaciones de tensiones, los resultados técnicos y económicos de la implementación de SSSC podría variar significativamente. En este contexto, para abordar las problemáticas de manera conservadora, se modelan las demandas en modo de "potencia constante", ya que ante reducciones de tensión, el valor de corriente aumente, manteniendo la potencia activa y reactiva de manera constante. Este comportamiento se asocia puramente a cargas industriales.

## **5.3. Metodología**

En este capítulo se presenta el caso de estudio considerado en este proyecto. Tal como se menciona anteriormente, el objetivo principal consiste en analizar la implementación de equipos SSSC en el Sistema Argentino de Interconexión, con el principal objetivo de mejorar la regulación y estabilidad de tensión, reduciendo o desplazando completamente la generación térmica forzada.

Para analizar los distintos casos de estudio se cuenta con la base de datos oficial de CAMMESA, por lo que las principales conclusiones se obtienen a partir del desempeño estático de dicha base de simulación. Los casos de estudio se realizan sobre el simulador Power Factory DigSILENT, en donde se realizan simulaciones de flujo de potencia y simulaciones cuasidinámicas. A continuación se describe la herramienta utilizada:

### 5.3.1. Simulaciones cuasidinámicas

Las simulaciones cuasidinámicas consisten en la ejecución de múltiples cálculos de flujo de potencia con pasos de simulación previamente definidos.

En este tipo de simulaciones es posible estudiar el comportamiento de un sistema eléctrico en un lapso mayor a las simulaciones dinámicas tradicionales (simulaciones en segundos). Mediante las simulaciones cuasi dinámicas se pueden analizar variabilidades diarias, como por ejemplo simular las variaciones de la demanda o generación renovables, o estacionales como por ejemplo la generación hidráulica o incluso también la demanda. Dependiendo del lapso que se desee simular, la variabilidad de la variable analizada y la resolución que se desee obtener, se fijan distintos pasos de simulación minutos, horas, días.

En los casos evaluados, se simula un día completo, con pasos de simulación de flujos de potencia de 5 minutos. Esto puede observarse en la siguiente figura, la cual muestra la configuración de la herramienta.

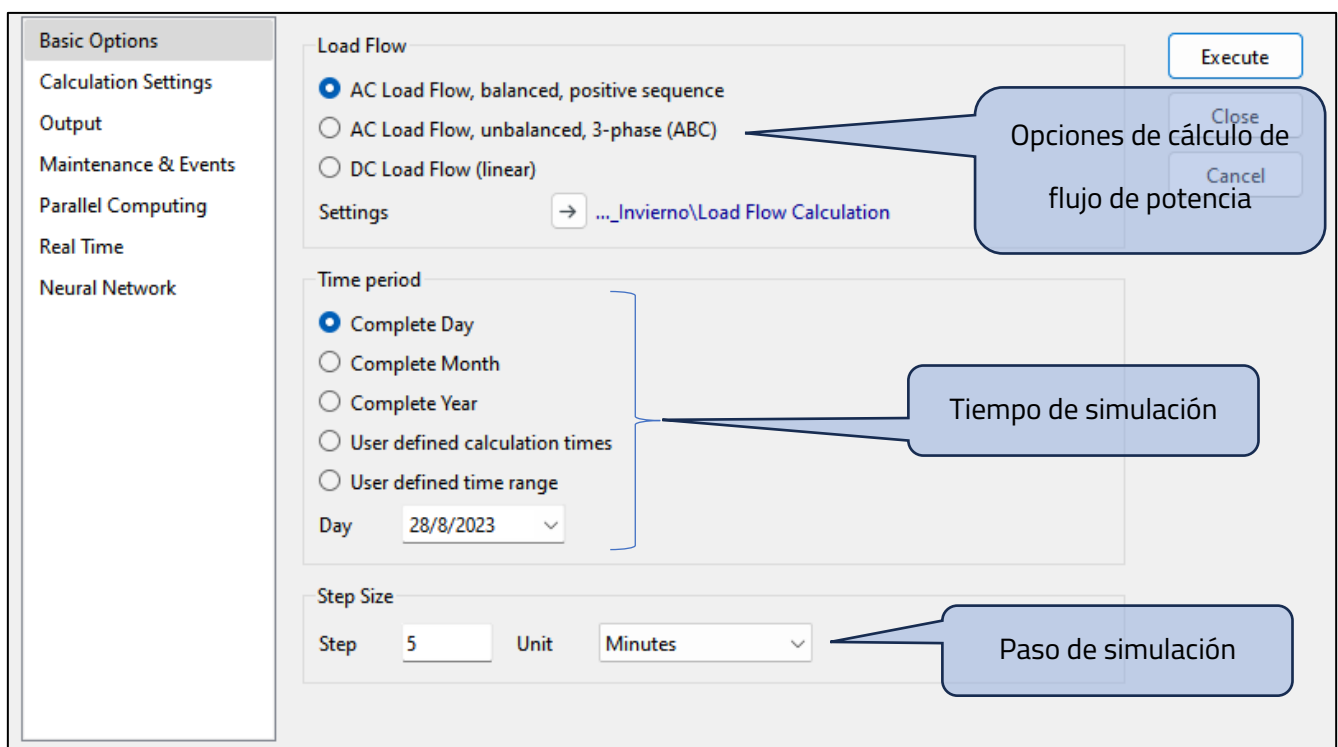


Figura 5-5. Configuración de las simulaciones cuasidinámicas.

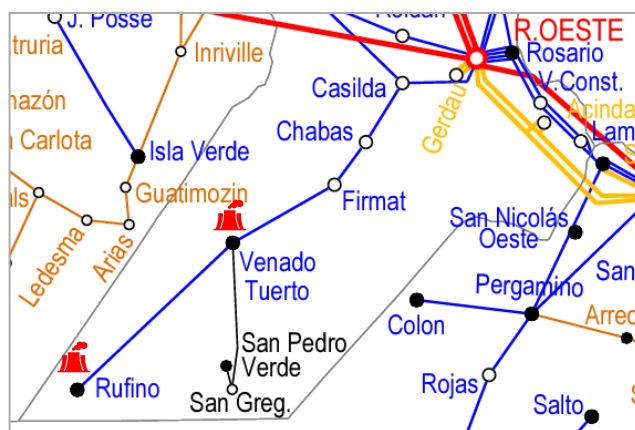
### 5.3.2. Escenarios de operación

Los escenarios de operación para llevar a cabo el estudio de factibilidad técnica y económica se toman de la base de datos oficial de CAMMESA 2022/2023, en especial, los escenarios de demanda pico de verano y demanda pico de invierno.

Para las simulaciones cuasidinámicas, explicadas en la sección anterior, es necesario construir el perfil de demanda horario de la región bajo estudio. Para ello, se toman los datos oficiales del registro de demanda sistémica del año 2022, y se interpolan los valores de demanda pico establecidos en las bases oficiales, permitiendo recrear el comportamiento de todo un día, para todas las condiciones deseadas.

## 5.4. Despacho forzado Centrales Térmicas – Sur de Santa Fe

El sur de la provincia de Santa Fe se alimenta de forma radial a partir de un enlace de 132kV, que parte desde la S/E Casilda y finaliza en la S/E Rufino, cuya longitud es de aproximadamente 210km. La población total a la que abastece es aproximadamente 300000 personas (128000 viviendas), además, de abastecer una gran cantidad de industrias.



En la siguiente figura se muestran los niveles máximos de demanda registrados en cada una de las subestaciones intermedias del corredor.

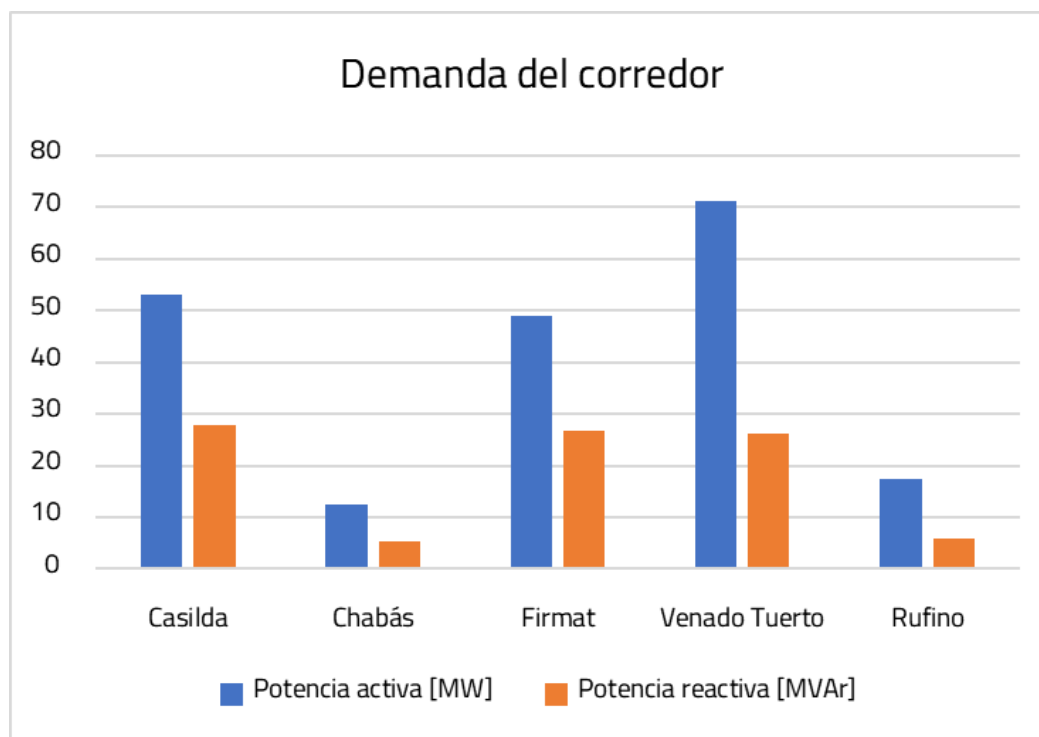


Figura 5-6. Demanda verano-pico del corredor Casilda - Rufino

Al ser un corredor radial y extenso, para mantener los niveles de tensiones dentro de los valores requeridos ( $>0,95p.u.$ ), comúnmente los bancos de capacitores ubicados en las SS/EE Chabás, Firmat, Venado Tuerto y Rufino se encuentran en servicio, además de las centrales de generación distribuidas pertenecientes a SECCO ubicadas en Venado Tuerto (22MW) y Rufino (33MW), contribuyendo a la confiabilidad de la red. Aun así, existen condiciones de demanda alta donde el equipamiento disponible no logra evitar el detrimento en las tensiones, tal como se puede observar en el flujo de potencia real durante el verano 2023. Excepto la S/E Casilda, el resto de las subestaciones presentan tensiones por debajo 0,92.

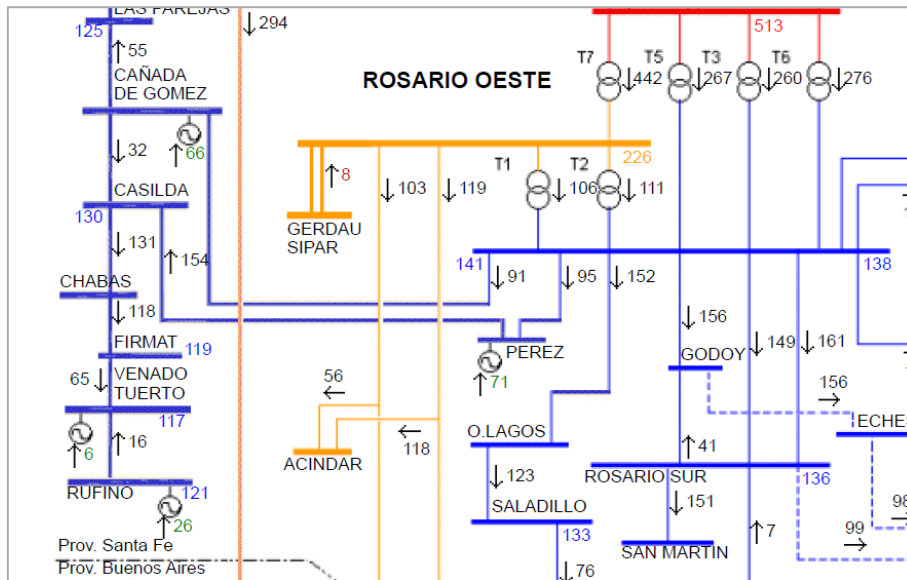


Figura 5-7. Flujo de potencia real – CAMMESA Verano 2023. [16]

A efectos cuantitativos, a continuación, se muestran los resultados del flujo de potencia de la base de datos oficial de Cammesa 2022/2023, para un escenario de pico diurno de verano. En condiciones de red completa (operación normal), la central ubicada en Venado Tuerto se encuentra despachada prácticamente a su potencia nominal, mientras que la instalada en Rufino opera al 30% aproximadamente.

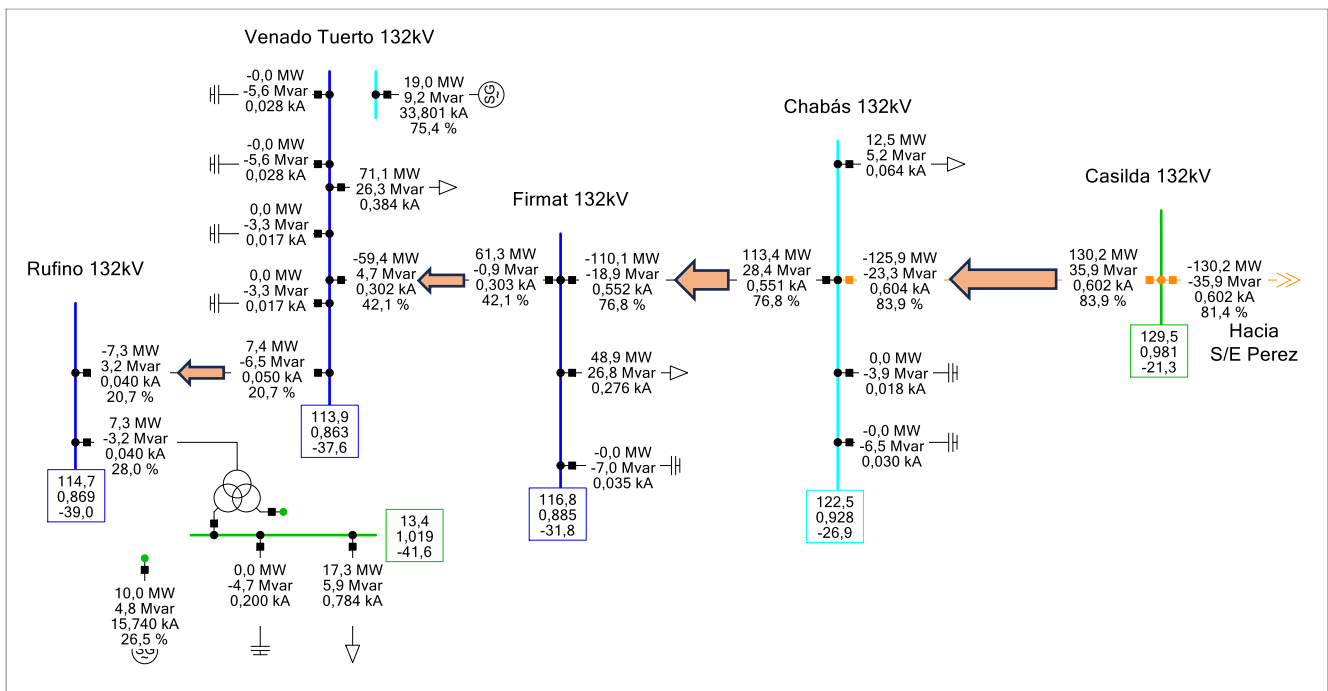


Figura 5-8. Resultados de flujo de potencia | Verano – demanda pico.

Las subtensiones encontradas se deben a la deficiencia de generación de potencia activa y reactiva de la región, la cual debe ser importada desde la S/E Perez. Para solventar este inconveniente, actualmente se podrían despachar ambas centrales a potencia cercana a sus máximos, de manera tal que se minimicen las transferencias por vínculo radial, lo cual puede observarse a continuación.

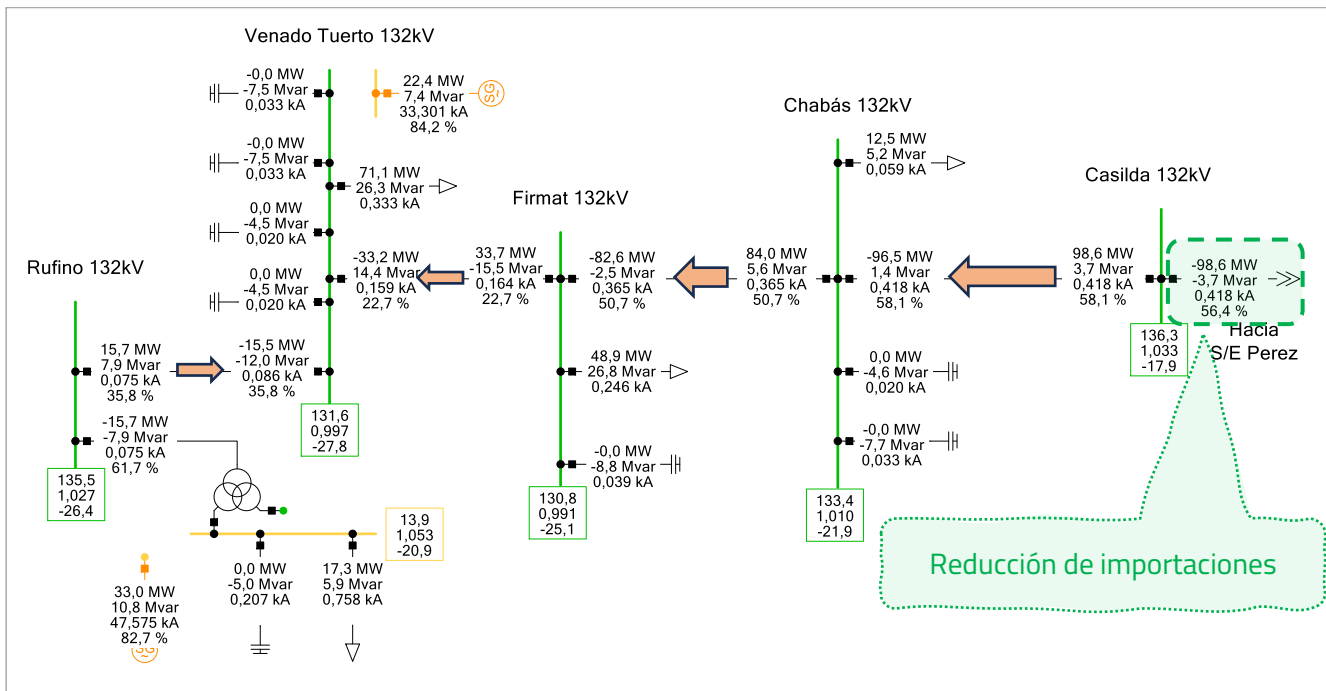


Figura 5-9. Resultados de flujo de potencia / Verano – demanda pico / Máxima generación.

Estas unidades sincrónicas operan con Diesel y su costo funcionamiento resulta elevado en comparación con la tecnología restantes en el SADI. Se identifica que dichas centrales operan de forma forzada a lo largo de grandes períodos de tiempo, por lo que en el siguiente gráfico se exhibe, a partir de los registros públicos de CAMMESA, la generación neta de las centrales en función del tiempo y su correspondiente consumo de combustible, notando la clara vinculación entre ambas variables.

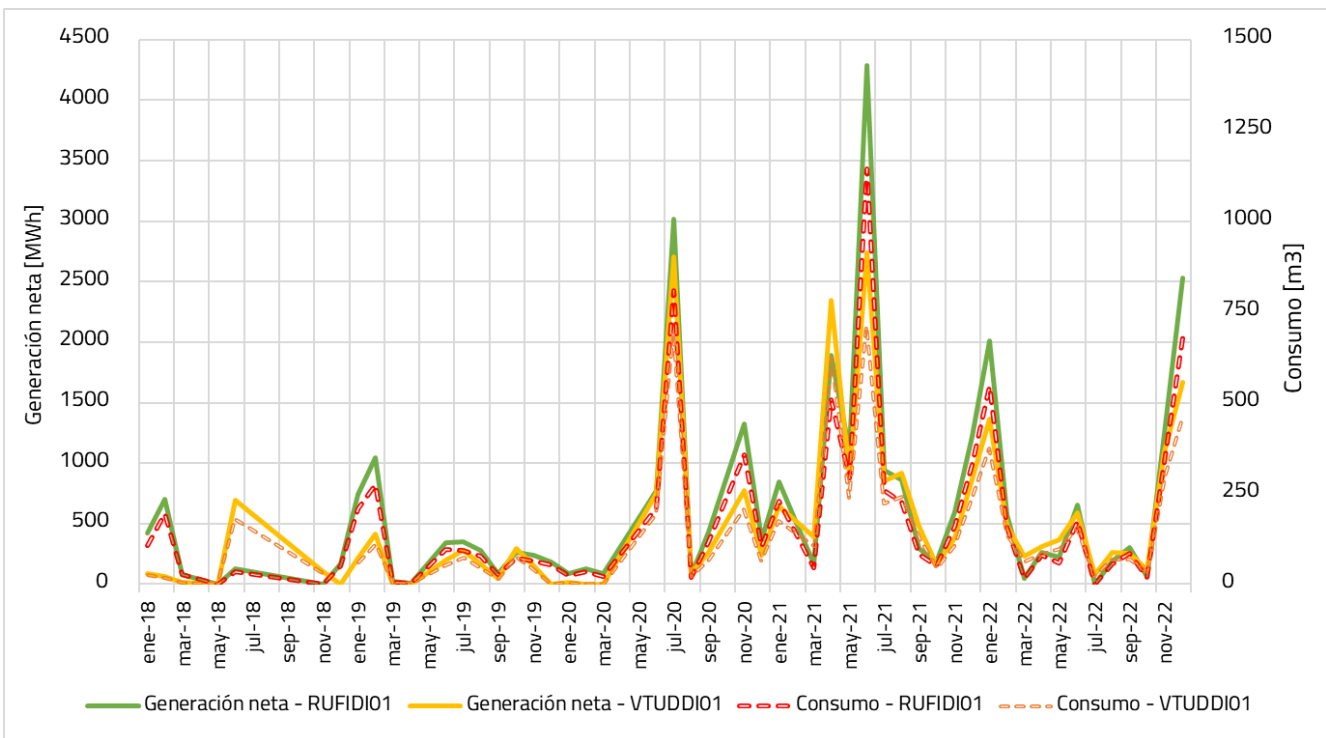


Figura 5-10. Generación neta y consumo de combustible de las centrales en la zona de estudio.

Si bien, en condiciones de demanda alta de verano, resulta inviable la salida de servicio de toda la generación térmica de la región ya que la demanda local supera la capacidad de transmisión de la línea de transmisión Casilda – Chabás 1x132kV, la implementación de equipos SSSC en el corredor estudiado produciría la variación modulada de la impedancia, permitiendo desplazar parcialmente la generación térmica de la región y mejorando el nivel de tensión en cada instante de tiempo.

#### 5.4.1. Evaluación técnica de implementación de SSSC

##### Análisis de red completa (Red N)

Dado que se busca reducir el despacho térmico de la región, ambas unidades utilizan Diesel y los costos de operación y mantenimiento son similares, se analiza cual es la central con mayor factibilidad de retiro del sistema. Es por ello que en la Figura 5-11 se muestran las sensibilidades  $dv/dQ$  y  $dv/dP$  para cada subestación. Dichos factores expresan la variación porcentual de las tensiones de cada una de las subestaciones bajo estudio ante la inyección de 1MVar o 1MW de potencia respectivamente en esa barra.

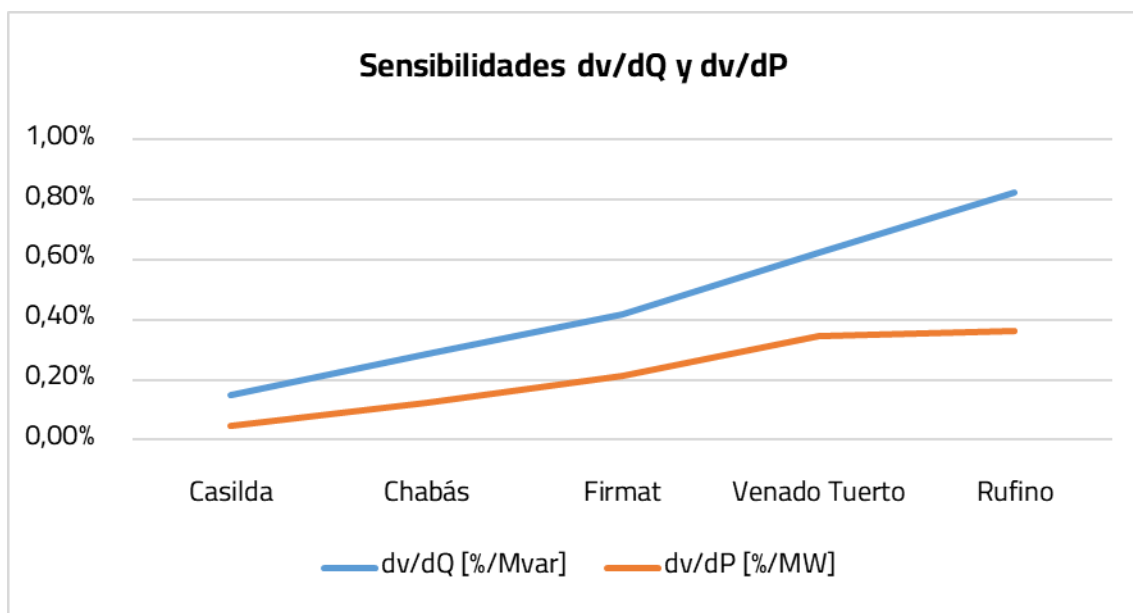


Figura 5-11. Sensibilidades  $dv/dQ$  y  $dv/dP$  para cada una de las subestaciones.

Puede apreciarse que la inyección de potencia activa y/o reactiva en la S/E Rufino produce mayor impacto sobre el nivel de tensión que el resto las barras. Además, la unidad conectada en ese nodo es de mayor potencia en comparación a las CTs de Venado Tuerto, lo cual permite una flexibilidad superior en la operación del sistema ante requerimientos de potencia activa o reactiva. Por este motivo, el análisis a continuación considera la generación de Venado Tuerto fuera de servicio y la CT Rufino despachada en un valor mínimo según cada estado de demanda.

Por otra parte, ya que se evidencia la depresión notable de las tensiones desde la S/E Fírmata hasta la S/E Rufino y además, considerando que en los análisis de la sección 4. concluyen que la ubicación óptima de la tecnología es en el extremo final (nodo donde comienzan las subtensiones), se considera la implementación de 4 equipos SSSC por fase en la S/E Fírmata. En la próxima imagen se muestra la ubicación geográfica del equipamiento estudiado.

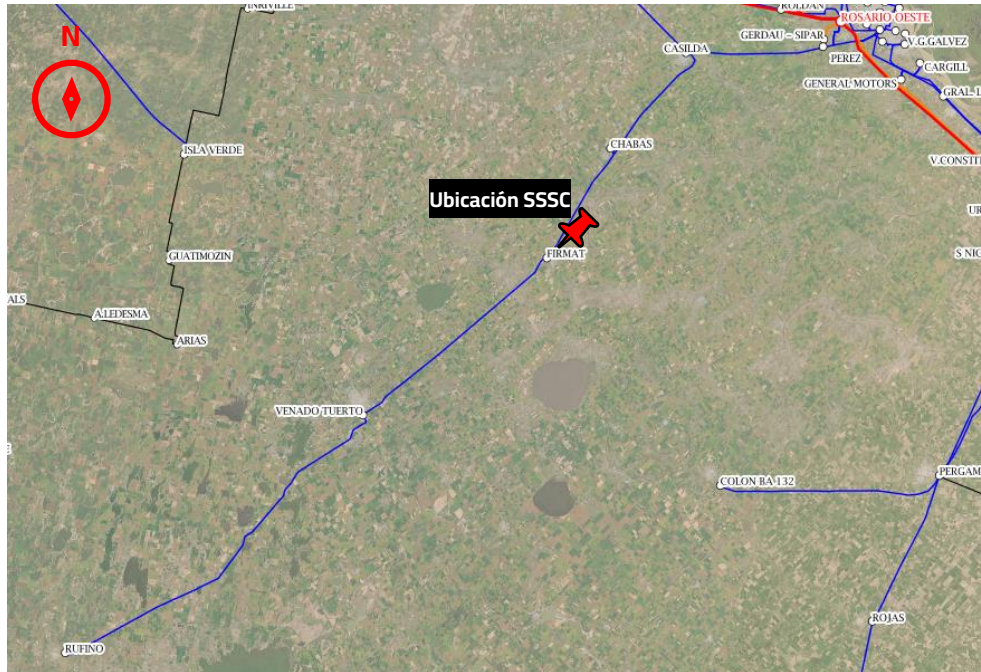


Figura 5-12. Ubicación geográfica SSSC | S/E Fírmata.

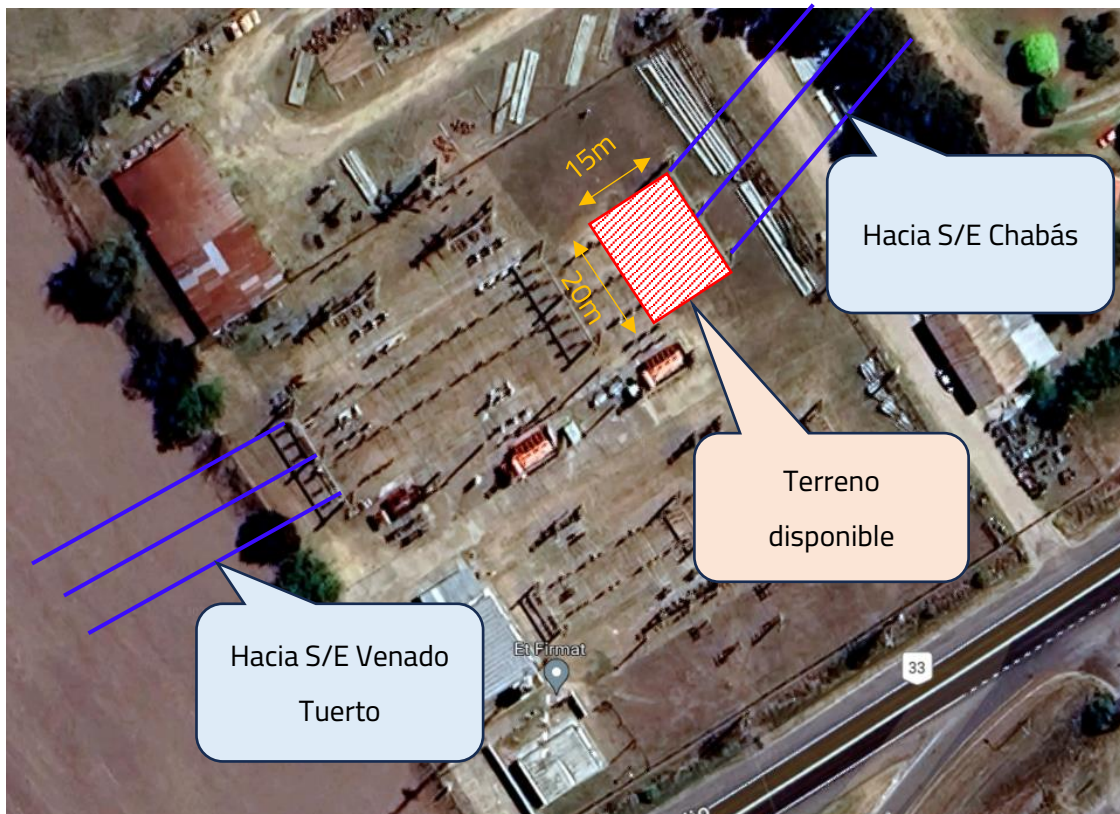


Figura 5-13 Ubicación geográfica SSSC | S/E Fírmata.

En la siguiente figura se muestra el resultado del flujo de carga para la condición de demanda máxima de verano, considerando que la generación de Venado Tuerto se encuentra fuera de servicio, la CT Rufino despachada a 20MW aproximadamente y la implementación de equipos con las características mostradas en la Tabla 5-2.

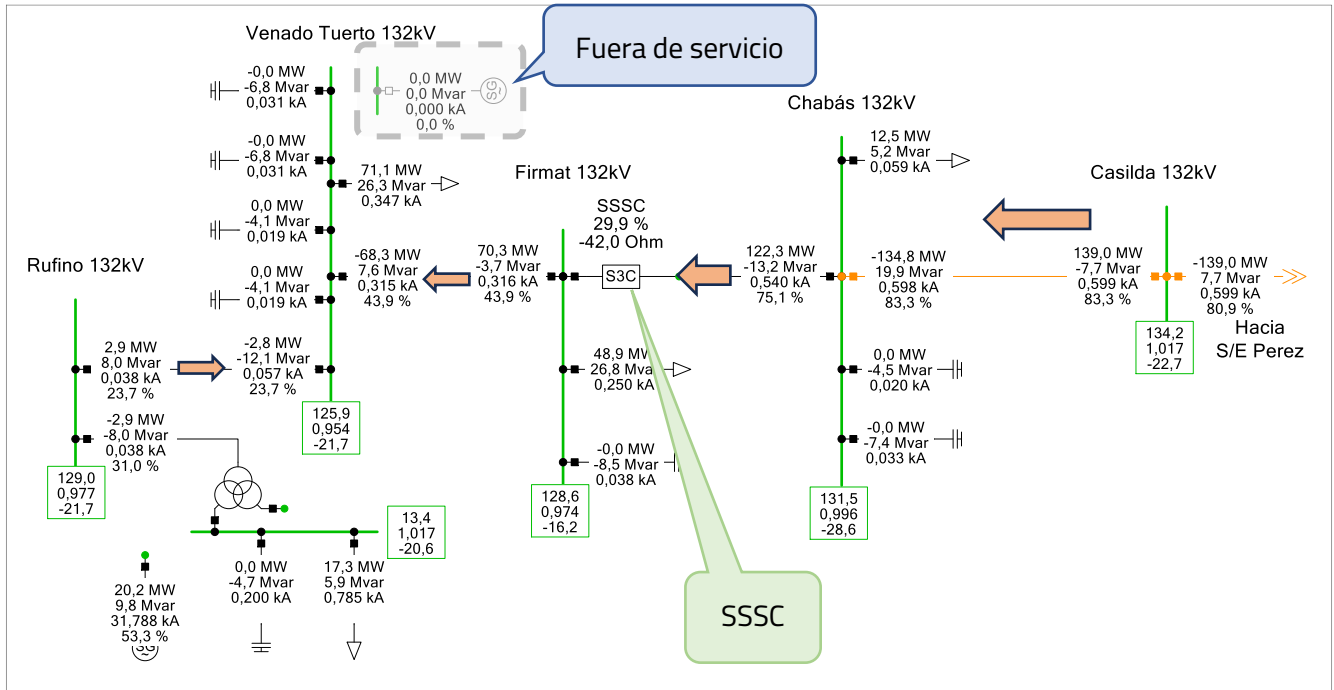


Figura 5-14. Resultados de flujo de potencia | Verano – demanda pico | 4 SSSC por fase | CTs V. Tuerto F/S.

Se puede ver que en condiciones de demanda pico de verano, mediante la instalación de cuatro SSSC por fase, todas las subestaciones exhiben tensiones mayores a 0,95p.u. ante la salida de servicio de la CT Venado Tuerto. En la siguiente figura se muestra la comparación de las tres condiciones de operación estudiadas:

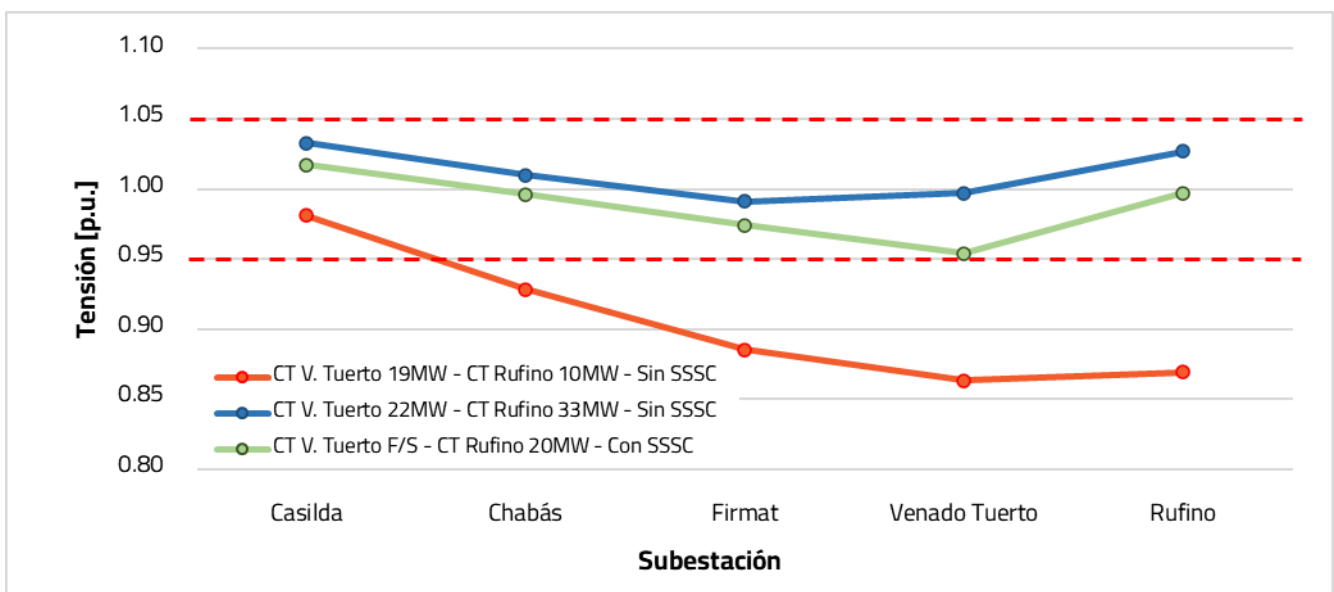


Figura 5-15. Niveles de tensión de la región.

Para abordar completamente el análisis de factibilidad técnica y económica de la implementación de los equipos SSSC, es necesaria la representación y simulación horaria del sistema eléctrico con el fin de estudiar el perfil de tensión durante todo un día. Para ello, en base a los registros históricos disponibles en el sitio web de CAMMESA, se procesa la demanda del sistema en condiciones verano, identificada como las más extremas. Al no contar con los registros de demanda horarios del corredor estudiado, se toma de referencia el comportamiento de la demanda sistémica, cuya variación resulta prácticamente idéntica a la demanda de la provincia de Santa Fe.

A continuación, se muestra la simulación cuasidinámica durante todo un día, considerando la implementación de 4 SSSC por fase en la S/E Firmat, la CT ubicada en Venado Tuerto fuera de servicio y el despacho la CT Rufino según los requerimientos de tensión de la región. Dichos requerimientos, tal como se contempla en la siguiente figura, depende del nivel de demanda del enlace bajo estudio. Específicamente, se puede contemplar:

- Horas del día en el eje horizontal.
- Tensión en las SS/EE del corredor considerando la operación de los dispositivos SSSC.
- Demanda instantánea del corredor radial Casilda – Rufino (demanda de SS/EE Casilda, Chabás, Firmat, Venado Tuerto y Rufino). (eje y a la derecha) - Generación de la CT Rufino. (eje y a la izquierda)

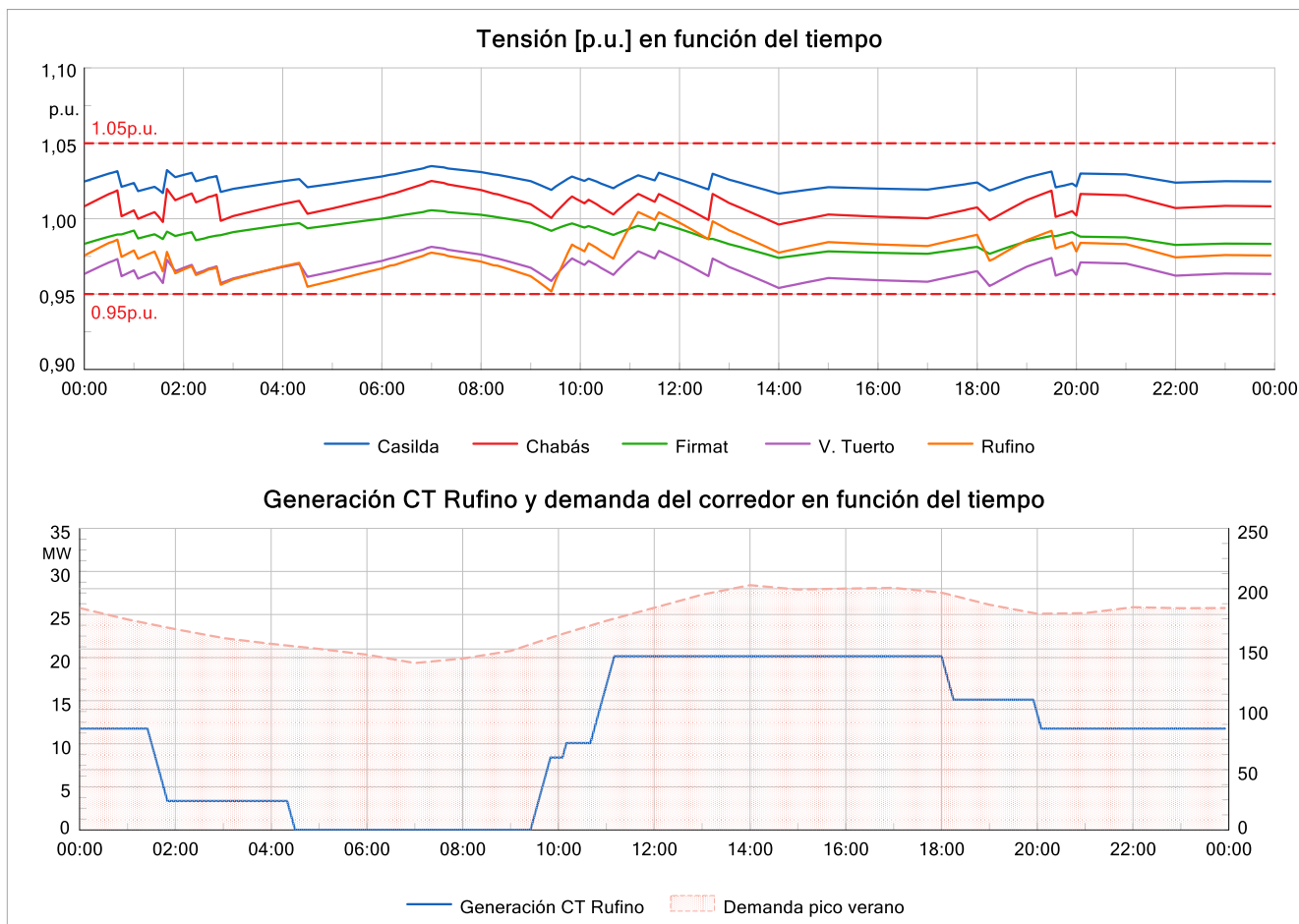


Figura 5-16. Tensiones, generación en CT Rufino y demanda sistémica / Verano – Demanda pico.

Se evidencia que, despachando únicamente la CT Rufino en base al nivel de demanda de la región, las tensiones de todas las barras de 132kV de la región se encuentran dentro de la banda admisible  $\pm 5\%$ . Este pleno cumplimiento se logra debido a la reducción de la impedancia serie del enlace radial mediante los equipos SSSC, al despacho de la unidad de la CT Rufino y la conmutación de los equipos de compensación reactiva (capacitores shunt).

Finalmente, es importante mencionar que tanto para condiciones de demanda de verano promedio y demanda pico de invierno no es necesario despacho de la central por requerimientos de regulación de tensión. Esto se traduce en que los equipos de compensación reactiva shunt instalados en las subestaciones de la zona, junto a los SSSC son capaces de mantener las tensiones de la región dentro de los márgenes estipulados por la normativa vigente. En este contexto, debido a que el resto de las posibles condiciones operativas presentan niveles de demanda menores, ergo, menores requerimientos de potencia activa y reactiva, se concluye que la implementación de cuatro equipos SSSC por fase deriva en la reducción del despacho térmico de la región. No solamente esto presenta impacto directo sobre la operación económica del sistema sino que también sobre la emisión de gases de efecto invernadero.

De las gráficas anteriores se concluye que no es necesaria despachar la generación térmica de Rufino cuando la demanda de la región (desde S/E Casilda hacia el sur) es menor a 150MW aproximadamente. Este valor se toma de referencia para la valoración económica de la propuesta, la cual es presentada a continuación.

### Análisis de red ante contingencias (Red N-1)

En el presente apartado se muestran los niveles de tensión ante las principales contingencias del sistema de transmisión local. Para ello, sobre el escenario de demanda pico de verano, se analizan las siguientes condiciones de operación:

- **Red N:** Red completa.
- **C01:** N-1 de la CT Rufino.
- **C02:** N-1 en capacitor de 7.5 MVar de S/E Chabás 132kV.
- **C03:** N-1 en capacitor de 9 MVar de S/E Firmat 132kV.
- **C04:** N-1 en capacitor de 7.5 MVar de S/E Firmat 132kV.
- **C05:** N-1 en transformador de S/E Rosario Oeste 500/132/13.8kV.

En la próxima tabla se muestran los resultados del flujo de potencia para cada una de las contingencias, considerando dos escenarios base (sin equipos SSSC):

- Centrales térmicas instaladas en V. Tuerto y Rufino en servicio.
- CT V. Tuerto fuera de servicio – CT Rufino en servicio.

Subestación	CTs V. Tuerto y Rufino E/S- Sin SSSC						CT V. Tuerto F/S - CT Rufino E/S- Sin SSSC					
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	Red N	C01	C02	C03	C04	C05
Casilda 132kV	1.01	NC	1.01	1.01	1.02	1.01	0.99	NC	0.98	0.98	0.98	0.99
Chabás 132kV	0.99	NC	0.99	0.99	0.99	0.99	0.94	NC	0.93	0.92	0.93	0.94
Firmat 132kV	0.96	NC	0.97	0.96	0.97	0.96	0.91	NC	0.89	0.88	0.88	0.90
Venado Tuerto 132kV	0.96	NC	0.98	0.97	0.97	0.96	0.89	NC	0.87	0.86	0.86	0.89
Rufino 132kV	1.00	NC	1.01	1.01	1.00	1.00	0.93	NC	0.92	0.90	0.90	0.93

Tabla 5-3. Tensiones sin implementación de equipos SSSC. - Escenario verano pico.

Se puede apreciar de la tabla anterior que en ambas situaciones, el sistema eléctrico presenta un comportamiento inestable ante la pérdida intempestiva de la CT Rufino. En el escenario donde la CT Rufino

está fuera de servicio, los niveles de tensión encontrados resultan inadmisibles en la operación normal y ante contingencias.

Por otra parte, a continuación se exhiben las tensiones de las subestaciones de la zona de interés, ante la instalación de 4 dispositivos SSSC por fase en la S/E Firmat, considerando el desplazamiento de la unidad generadora emplazada en Venado Tuerto.

Subestación	CT V. Tuerto F/S - CT Rufino E/S - Con 4 SSSC					
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05
Casilda 132kV	1.02	0.98	1.02	1.01	1.01	1.02
Chabás 132kV	1.00	0.93	1.00	0.99	0.99	1.00
Firmat 132kV	0.99	0.93	0.98	1.00	0.99	0.99
Venado Tuerto 132kV	0.97	0.87	0.97	0.98	0.96	0.97
Rufino 132kV	1.01	0.85	1.00	1.01	1.00	1.01

Tabla 5-4. Tensiones sin implementación de equipos SSSC. - Escenario verano pico.

Puede contemplarse del análisis ante contingencias, la implementación de 4 SSSC por fase deriva en valores admisibles de tensión ante las fallas C02-C05. La falla de mayor impacto es la pérdida de la CT Rufino (C01), la cual genera niveles de tensión mínimos de 0,85p.u. debido al aumento de la importación de potencia desde la S/E Rosario Oeste. Para afrontar esta contingencia, la cual presentaría baja probabilidad de ocurrencia ya que es una falla en generación y además debería ocurrir en condiciones de demanda pico de verano, debe implementarse un esquema de desconexión automática de demanda que permita reducir los flujos de potencia.

### Análisis a largo plazo

En la presente sección se muestra el comportamiento de las tensiones en función del nivel de demanda del corredor estudiado. Para ello se grafica la tensión de la barra más crítica para cada una de las condiciones operativas abordadas. En este contexto, en la siguiente figura se puede observar el comportamiento de la tensión en la barra de Venado Tuerto en función de la demanda de conectadas en las SS/EE Casilda, Chabás, Firmat, Venado Tuerto y Rufino.

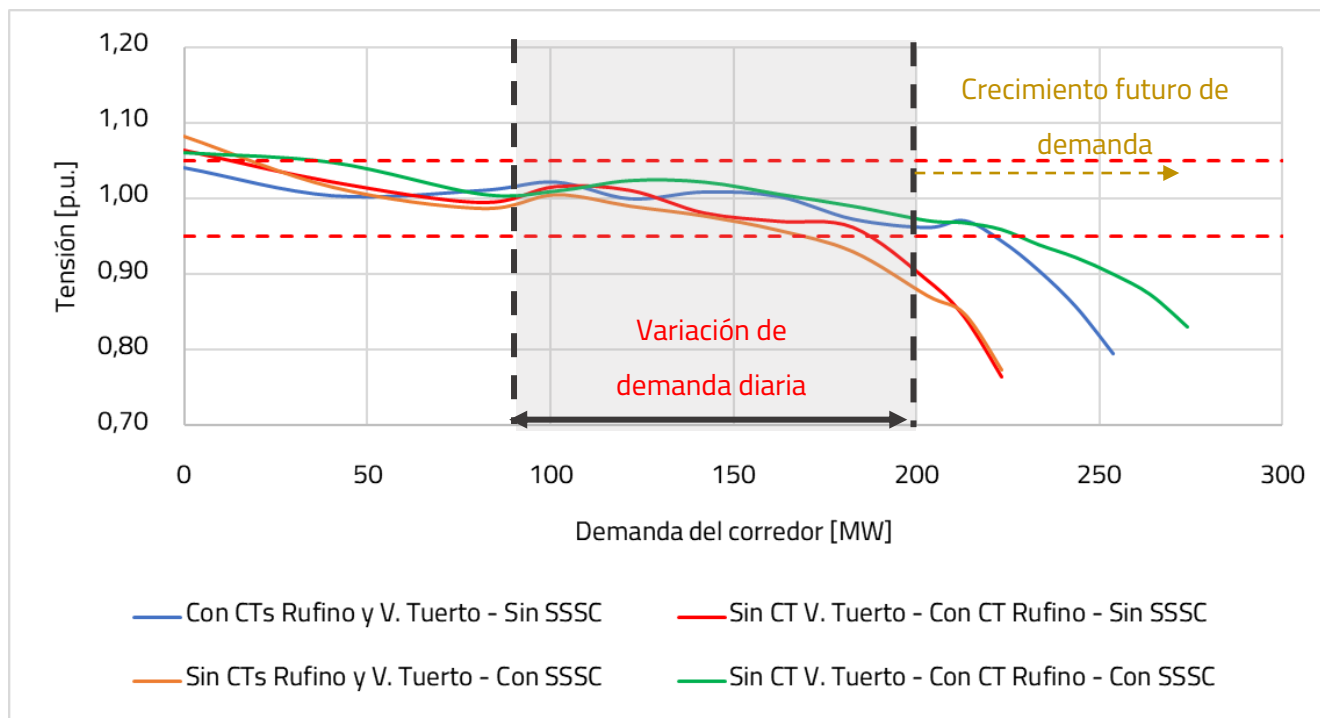


Figura 5-17. Comportamiento de la tensión en función de la demanda del corredor estudiado.

Se puede contemplar que al ser un vínculo de longitud superior a los 200km, en condiciones de demanda menor a 25MW (valor ampliamente inferior a los registros mínimos de demanda), la desconexión de todos los bancos de capacitores y la máxima absorción de la generación térmica en la región (en casos que se encuentren en servicio) no es suficiente para controlar la sobretensiones encontradas por encima de 1,05p.u. No obstante, en todos los casos, las máximas tensiones resultan inferiores a 1,10p.u., lo cual no sería una condición de operación crítica.

Otro aspecto importante en todas las curvas es su comportamiento variable en función de la demanda. Por ejemplo, las tensiones con 80MW de demanda resultan inferiores a condiciones de 100MW de demanda. Esto se atribuye directamente a la conmutación de los bancos de condensadores en conjunto a los cambiadores de toques de los transformadores de la S/E Rosario Oeste, aunque estos últimos presentan un impacto mucho más acotado.

Finalmente, de las curvas se encuentra que:

- En la actualidad, para abastecer la demanda registrada en la actualidad sin violar los umbrales de tensión mínimos es necesario el despacho de las centrales de Venado Tuerto y Rufino (curva azul). A partir de 220MW de demanda, las unidades sincrónicas junto a los recursos de control de tensión no son capaces de controlar tensión por encima del umbral permitido. Esto se traduce en que, si la

demanda crece un 10%, resulta necesaria una obra de transmisión o generación tal que mejore esta problemática.

- En caso de considerar la CT Venado Tuerto fuera de servicio, actualmente se presentarían violaciones de tensión cuando la demanda es superior a 180MW (curva **roja**). La inclusión de 4 equipos SSSC por fase mejoraría notablemente la capacidad de afrontar el crecimiento de la demanda (curva **verde**). Los problemas de control de tensión aparecerían a partir de una demanda superior a 230MW, valor incluso superior a la operación de las dos centrales. Esto se traduce en un aumento del 15%, con respecto a la máxima demanda actual, o desde otro punto de vista, un 27,7% con respecto a la condición previa a la inclusión del proyecto.
- Tal como se muestra en análisis anteriores, a partir de las curvas PV se concluye que la inclusión de 4 SSSC por fase y el retiro de ambas centrales presentaría violaciones de tensión ante condiciones de demanda de 170MW, inferior a los montos actuales (curva **naranja**). Es destacable mencionar que en estas condiciones operativas, el corredor evaluado está compuesto únicamente por demanda, por lo que la corriente circulante por los SSSC resulta cercana a 700A, limitando la capacidad de impedancia efectiva introducida por el equipo, lo cual desfavorece a la operación y control de tensión.

### 5.4.1. Evaluación económica

En esta sección se presenta la evaluación económica de la alternativa mencionadas en el apartado anterior. Para ello, se toman datos oficiales de CAMMESA correspondientes al año 2022, en lo que respecta a niveles de demanda y generación y costos de operación de las centrales emplazadas en la zona de estudio.

En la próxima figura se presenta en el gráfico de barras el costo de combustible y de operación y mantenimiento de las centrales instaladas en Rufino y Venado Tuerto para el período de 2022, junto al costo acumulado durante todo el año.

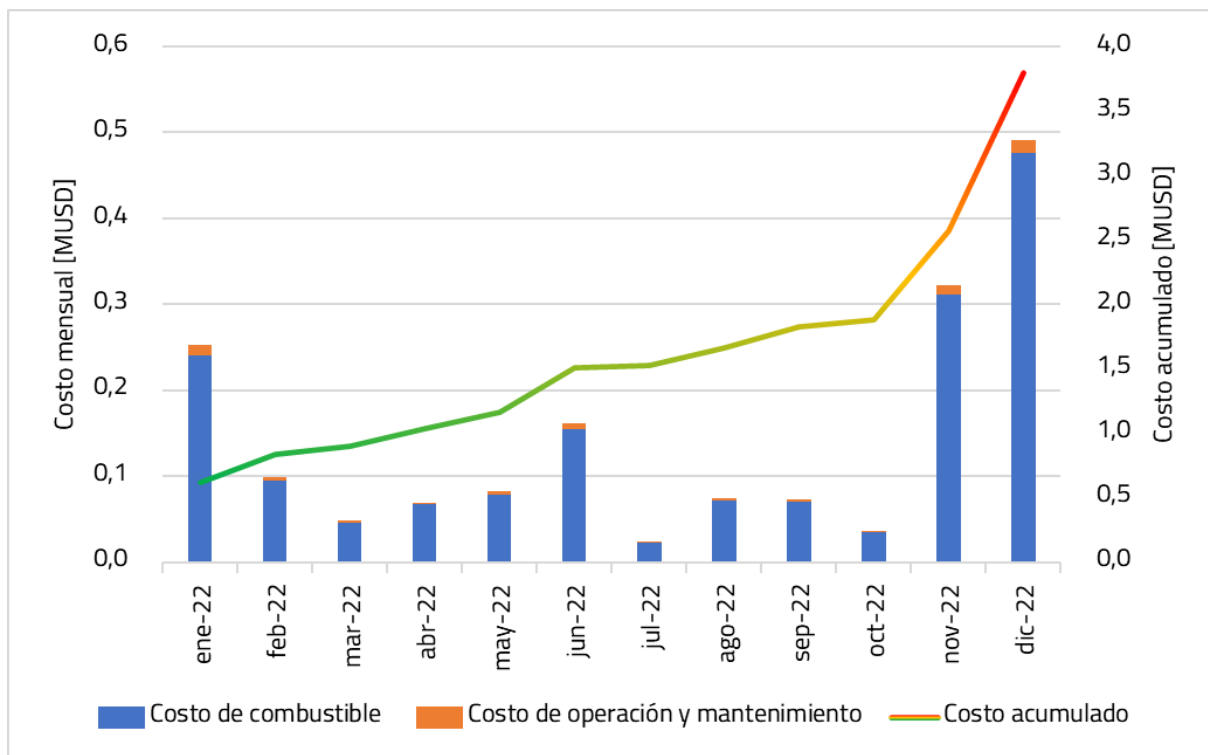


Figura 5-18. Costo total de la CTs Venado Tuerto y Rufino durante el año 2022.

Para obtener el costo de combustible de la CT Rufino, es necesario cuantificar cual es el consumo de combustible una vez instalados los 4 SSSC por fase. Para ello, se estudia la operación de la central eléctrica en base a los registros de demanda del 2022. En la siguiente figura se puede apreciar el nivel de demanda de la región bajo estudio (SS/EE Casilda, Chabás, Firmat, Venado Tuerto y Rufino) en color **naranja** y, en color **celeste** el despacho necesario de la CT Rufino para cumplir con lo establecido en la normativa con respecto a la tensión. De los análisis técnicos se concluye que la implementación de los SSSC hace que no sea necesario el despacho de la central cuando la demanda del corredor es inferior a 150MW aproximadamente. Cuando es superior a ese monto, el despacho necesario para mantener las tensiones por encima de 0,95p.u. es lineal, alcanzando una generación máxima de 20MW cuando la demanda de la región es de 200MW (demanda máxima).

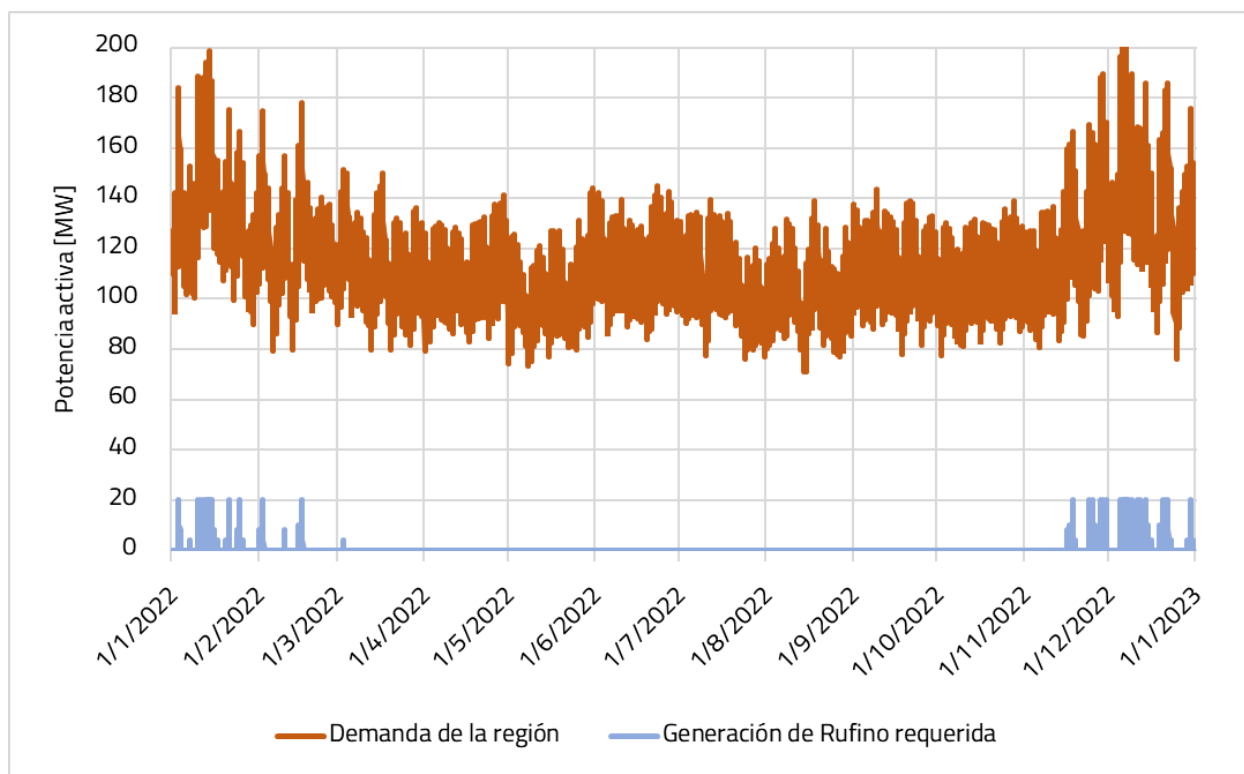


Figura 5-19. Nivel de demanda y generación requerida de la CT Rufino.

Por lo tanto, a partir del comportamiento de la demanda, costos de combustibles y precios actuales de los SSSC, en la siguiente tabla se muestra el costo de implementación de la solución, la cual se compara con la operación actual de las centrales térmicas instaladas en Venado Tuerto y Rufino.

Detalle	Costo de comb. de CT V. Tuerto [MUSD/año]	Costo de op. y mant. de CT V. Tuerto [MUSD/año]	Costo de comb. de CT Rufino [MUSD/año]	Costo de op. y mant. de CT Rufino [MUSD/año]	Costo de SmartValves [MUSD]	Costo de op. y mant. de SmartValves [MUSD/año]	TOTAL
Operación actual	1.67	0.063	1.98	0.075	-	-	3,8 MUSD/año
Implementación SSSC	0	0	1.62	0.081	21.24	0.2124	Inv. Inicial: 21,24 MUSD Op. y mant.: 1,91 MUSD/año

Tabla 5-5. Tabla resumen de costos.

En este contexto, según el comportamiento pasado de los costos de combustibles y operación y mantenimiento se proyecta que, el beneficio económico se vería plasmado a partir del año 12 luego de instalarse los equipos. Sin embargo, es importante aclarar que estos valores, al presentar altos niveles de incertidumbre, tales como, el crecimiento de la demanda (dependiente de la situación económica del país), precios de los combustibles variables y obras de generación y transmisión futuras, resultan referenciales.

## 5.5. Problemas de tensión Zona Norte Santa Fe

Generalmente los nodos que registran niveles de tensión con valores fuera de los permitidos son aquellos que se encuentran alimentados en forma radial. En el caso de los nodos ubicados en el corredor Rafaela-Tostado se ve afectado por la gran longitud del corredor la cual es de aproximadamente 243km, más aun teniendo en cuenta que el principal aporte de flujo viene desde la SE Santo Tomé la cual se encuentra a 81km de Rafaela.

Para reducir dichos problemas de tensión los bancos de capacitores de Rafaela, Arrufó, Ceres y Tostado se encuentran constantemente en servicio, además de contar con generación en Rafaela (19MW) y Ceres (18MW).

Aun así, en escenarios de pico de verano se registran los siguientes valores de tensión. Se muestran a continuación los valores límites alcanzados en las barras donde el nivel de tensión fue inferior a 0,95 p.u. (125kV):

- Sunchales: 122,7kV
- San Guillermo 124,7kV
- San Jorge: 121,7kV
- Rafaela: 124kV
- M. Juana: 124,3kV

Las condiciones de demanda para estos resultados son las siguientes:

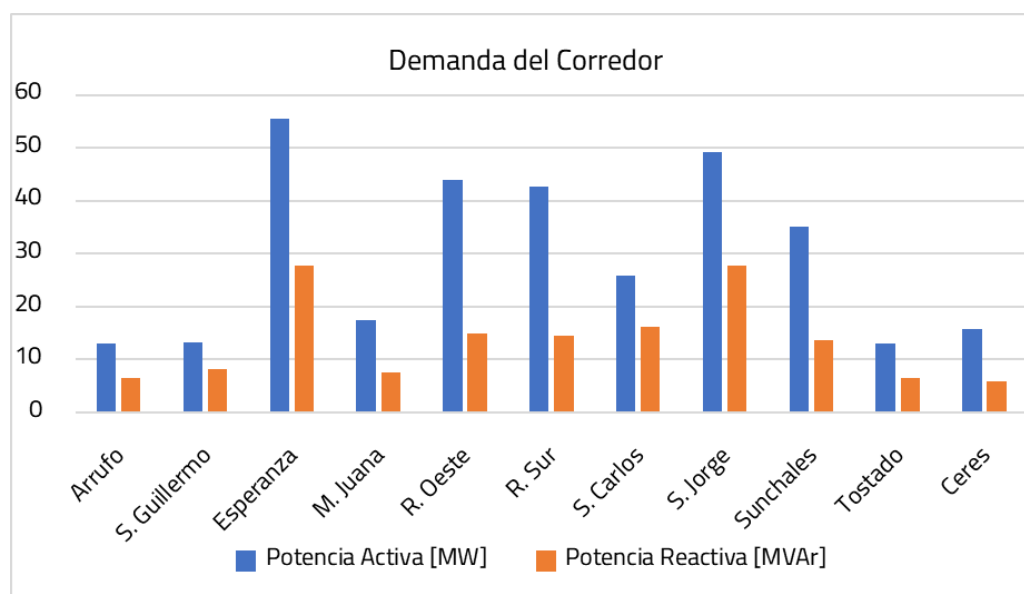
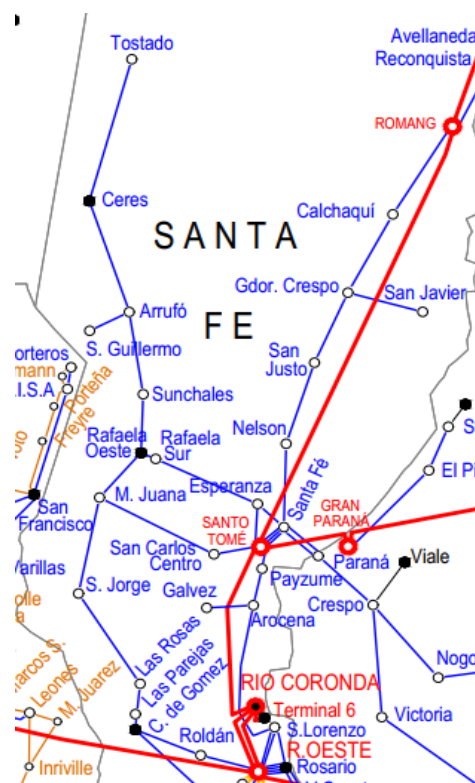


Figura 5-20. Demanda verano-pico zona Santa Fe Norte.



Se muestran a continuaciones flujos obtenidos en la base de datos de Cammesa para el escenario "ver2223pid" el cual se ubica en el pico diurno de verano, en operación normal.

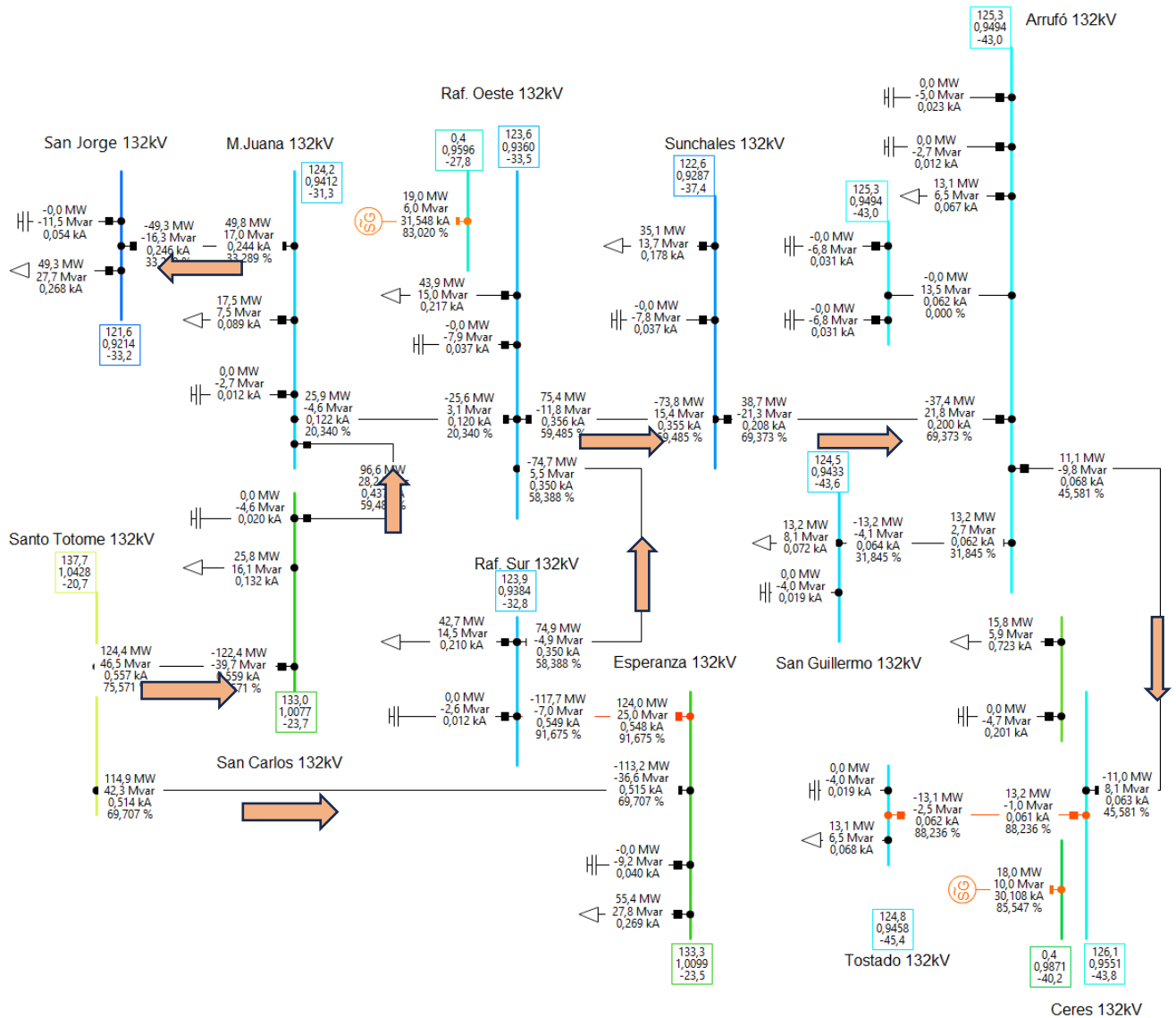


Figura 5-21 Flujo de potencia real – CAMMESA Verano 2023. [16]

En base a dichos problemas de tensión y tomando como base la guía de referencia de la EPE Santa Fe 2021-2025, la solución propuesta por dicho ente consiste en las siguientes obras:

- **ET Rafaela Norte 132/33/13,2kV (inserta en LAT Rafaela Oeste – Sunchales)**
- **ET San Jerónimo Norte 132/33/13,2 kV:** Obra destinada a satisfacer demanda de la zona de influencia de la futura ET, actualmente atendida desde el nivel de 33 kV. Consiste en la construcción de una nueva ET 132 kV con una potencia inicial 1x40 MVA más una LAT 132 kV Santo Tomé – San Jerónimo Norte de 28 km y conductor 300/50 Al/Ac. Capta 59% de la demanda de ET SCA y 13% de la demanda de ET ESP.

- **LAT 132kV Santo Tomé – San Jerónimo Norte:** Consiste en la construcción de una nueva LAT 132 kV Santo Tome – San Jerónimo norte de 28 km y conductor 300/50 Al/Ac. En Esta LAT se vinculará posteriormente la nueva ET San Jerónimo Norte. Además, constituye el primer tramo de la LAT Santo Tomé-Rafaela Norte, cuyo propósito es mejorar calidad del servicio y producto técnico del noroeste de la provincia de Santa Fe.
- **LAT 132kV San Jerónimo Norte – Rafaela Norte:** Consiste en la construcción del tramo de LAT 132 kV San Jerónimo Norte - Rafaela Norte de 72 km y conductor 300/50 Al/Ac.

Teniendo en cuenta dichas obras modeladas en la base de datos de EPESF para verano 24-25 la distribución de flujos sería la siguiente:

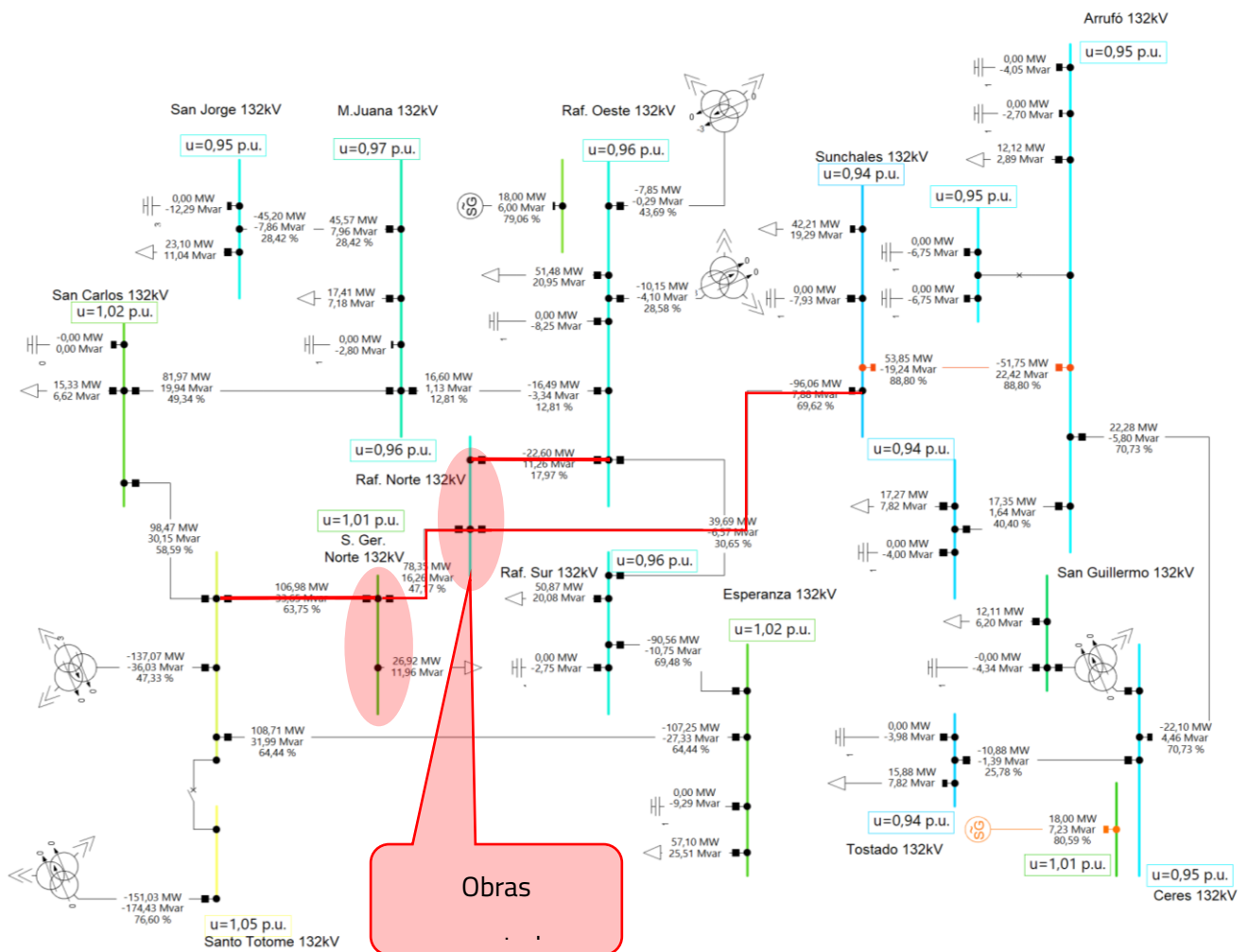


Figura 5-22 Flujo de potencia real – CAMMESA Verano 2024-2025. [16]

Naturalmente debido a la implementación de las obras se ven mejorados los perfiles de tensión en la zona, lo cual lleva a pensar que esa sería la solución definitiva al problema, pero aun así teniendo en cuenta estas obras proyectadas y el crecimiento de demanda previsto, para escenarios de pico para el verano 25-26 se puede observar a las barras del corredor Sunchales – Tostado con problemas de Subtensión.

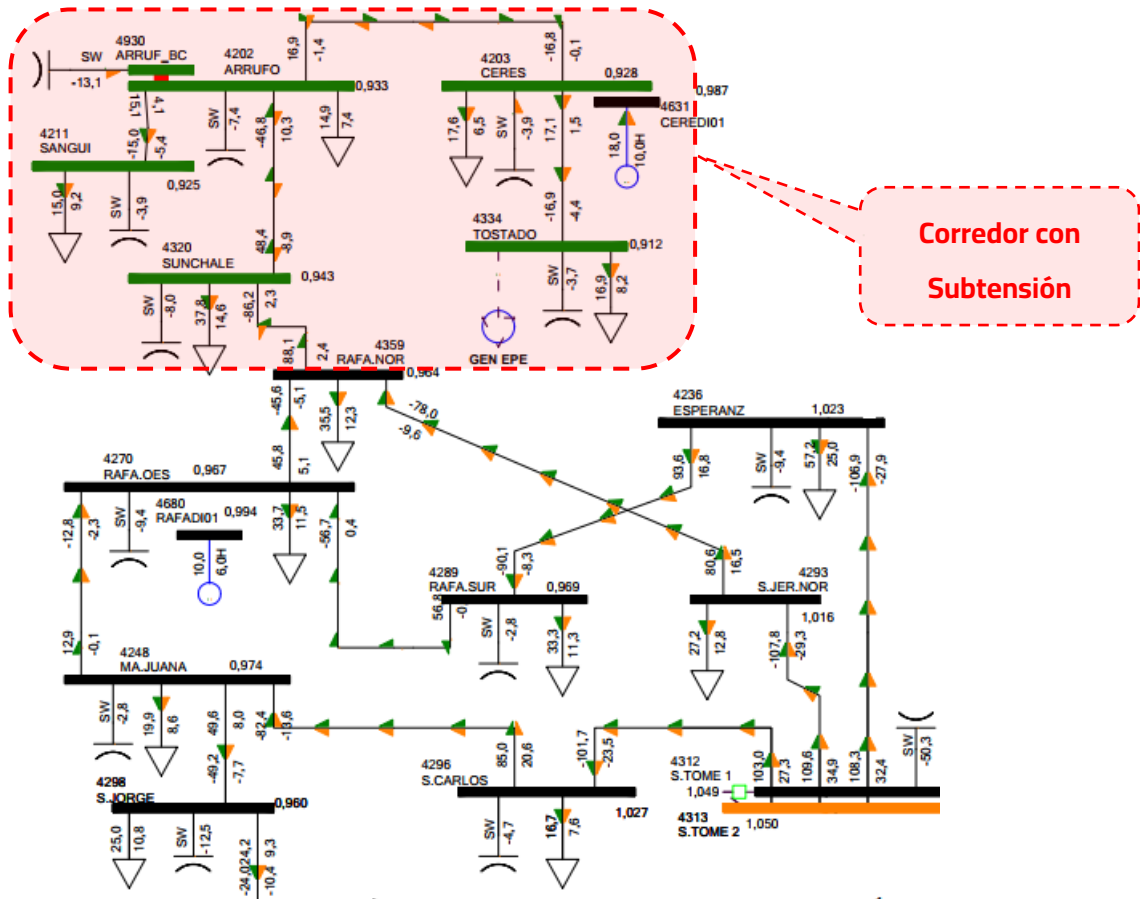


Figura 5-23 EPESF - Guía de referencia 2022 – 2026 Pico máximo verano 2025/2026 [20].

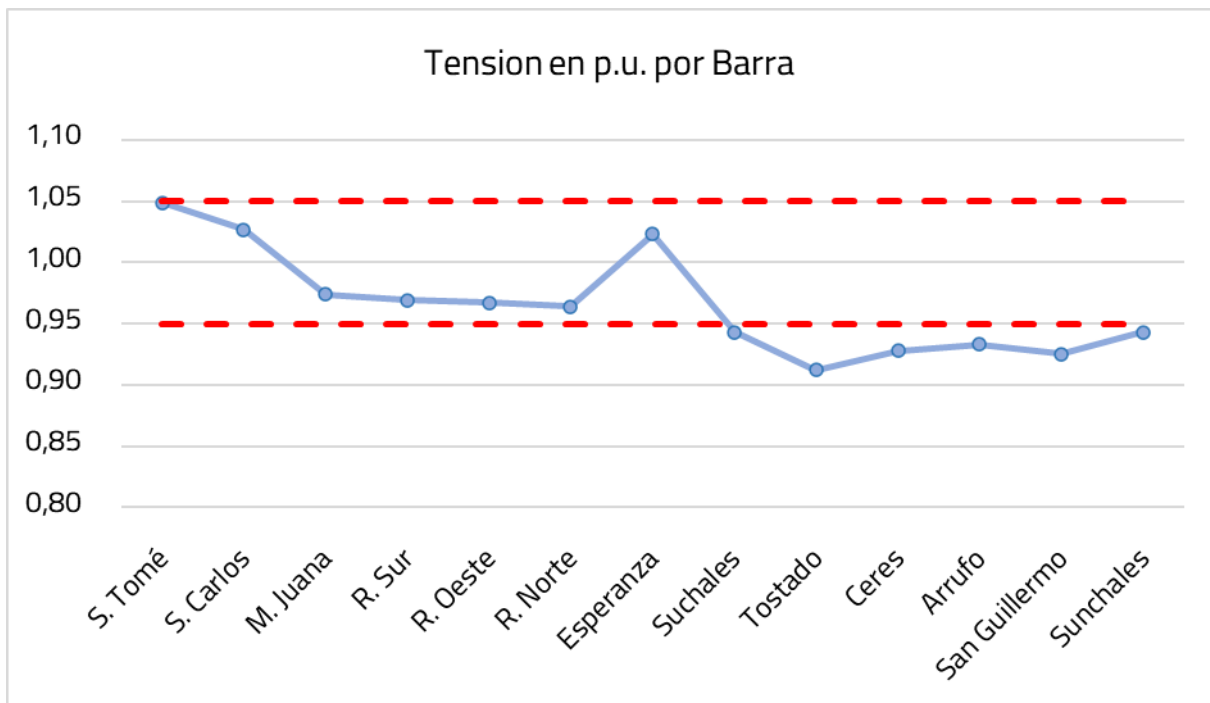


Figura 5-24 Tensiones P.U Barras Zona de influencia - Pico máximo verano 2025/2026 [20]

### 5.5.1. Evaluación técnica de implementación de SSSC

#### Análisis de red completa (Red N)

El análisis inicia determinando los puntos más críticos de todo el corredor. Para esto se debe conocer cómo afecta a la tensión la variación de demanda a todas las barras del corredor. Para esto se utilizan las curvas PV, las cuales nos presentan de manera muy efectiva dichos valores, estas se muestran a continuación:

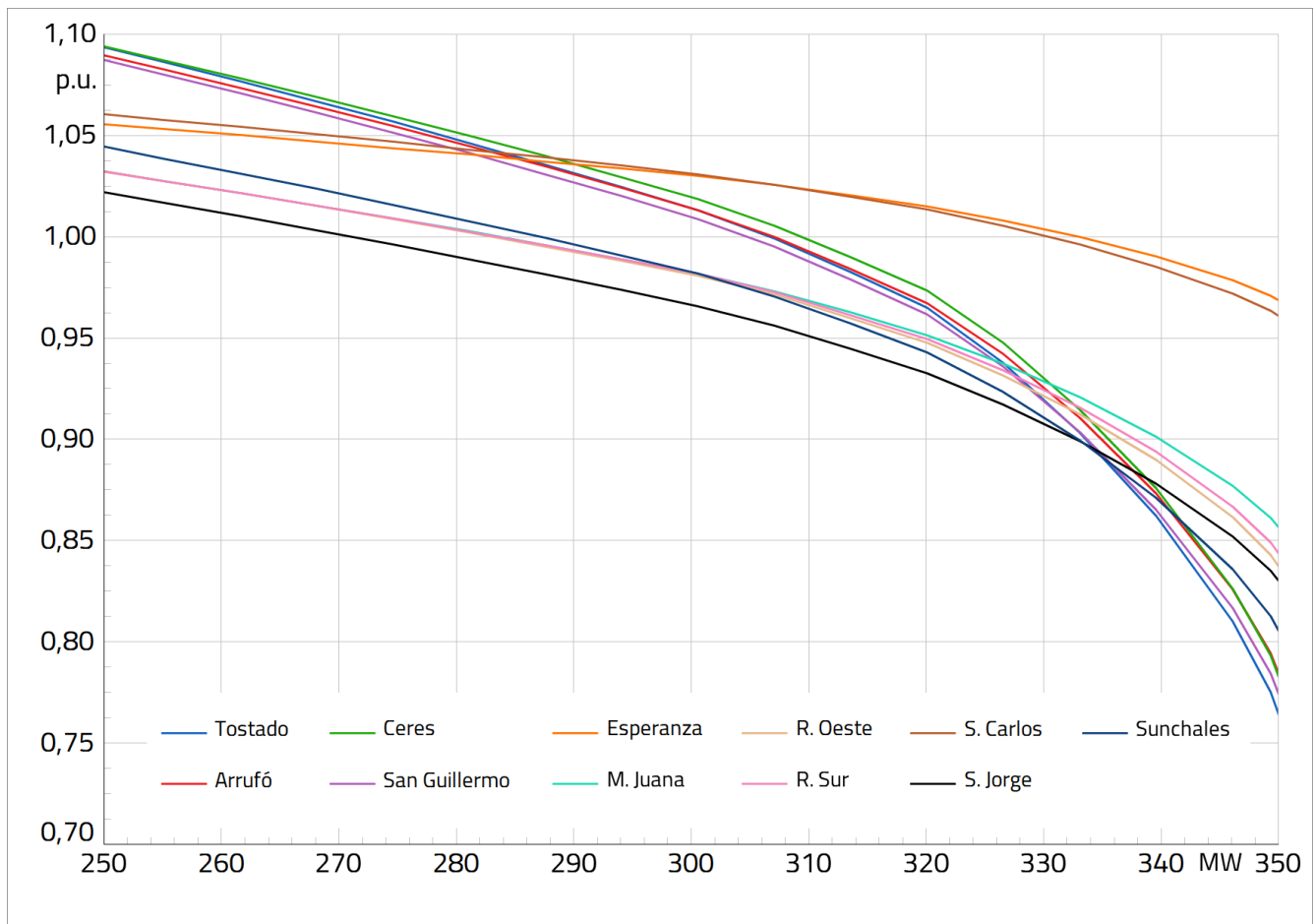


Figura 5-25 Curvas PV – Zona influencia

Tal como se observa en la figura anterior, la barra más crítica es Tostado. Esto es lógico, ya que se encuentra en el extremo más alejado del corredor. A partir de este punto, el análisis se centrará en mejorar el perfil de tensión en esta barra, y como consecuencia, el resto experimentará mejoras.

La región con los niveles más bajos de tensión está vinculada a nodos de mayor robustez, es decir, con un mayor nivel de potencia de cortocircuito y una mejor regulación de tensión a través de dos líneas de transmisión:

- San Carlos – María Juana 1x132kV.

- Rafaela Sur – Rafaela Oeste 1x132kV.

Las SS/EE San Carlos y Rafaela Sur presentan niveles de tensión admisibles, lo cual, para la evaluación de instalación de los equipos SSSC, es necesario que se instalen en cercanía de uno o los dos nodos. Es importante destacar que al encontrarse en un sistema "mallado" básico, modificar la impedancia de alguna de las líneas de transmisión variaría la distribución de flujos de potencia por estos corredores. En este contexto, según mostrado en la sección 3.3 y basándose en el objetivo de no sobrecargar ninguna de las líneas, se propone la colocación del dispositivo en las barras de la S/E Rafaela Sur y S/E María Juana, instalando en ambas subestaciones 4 dispositivos por fase. De esta manera, se lograría el acercamiento eléctrico de la región con déficit de regulación de tensión con el área de mayor robustez sin comprometer la capacidad de transferencia.

El objetivo de este análisis es demostrar las mejoras sobre las tensiones en las diferentes barras de la zona una vez instalados los dispositivos, para luego mostrar los resultados para las mismas variables considerando las obras planeadas por EPESF.

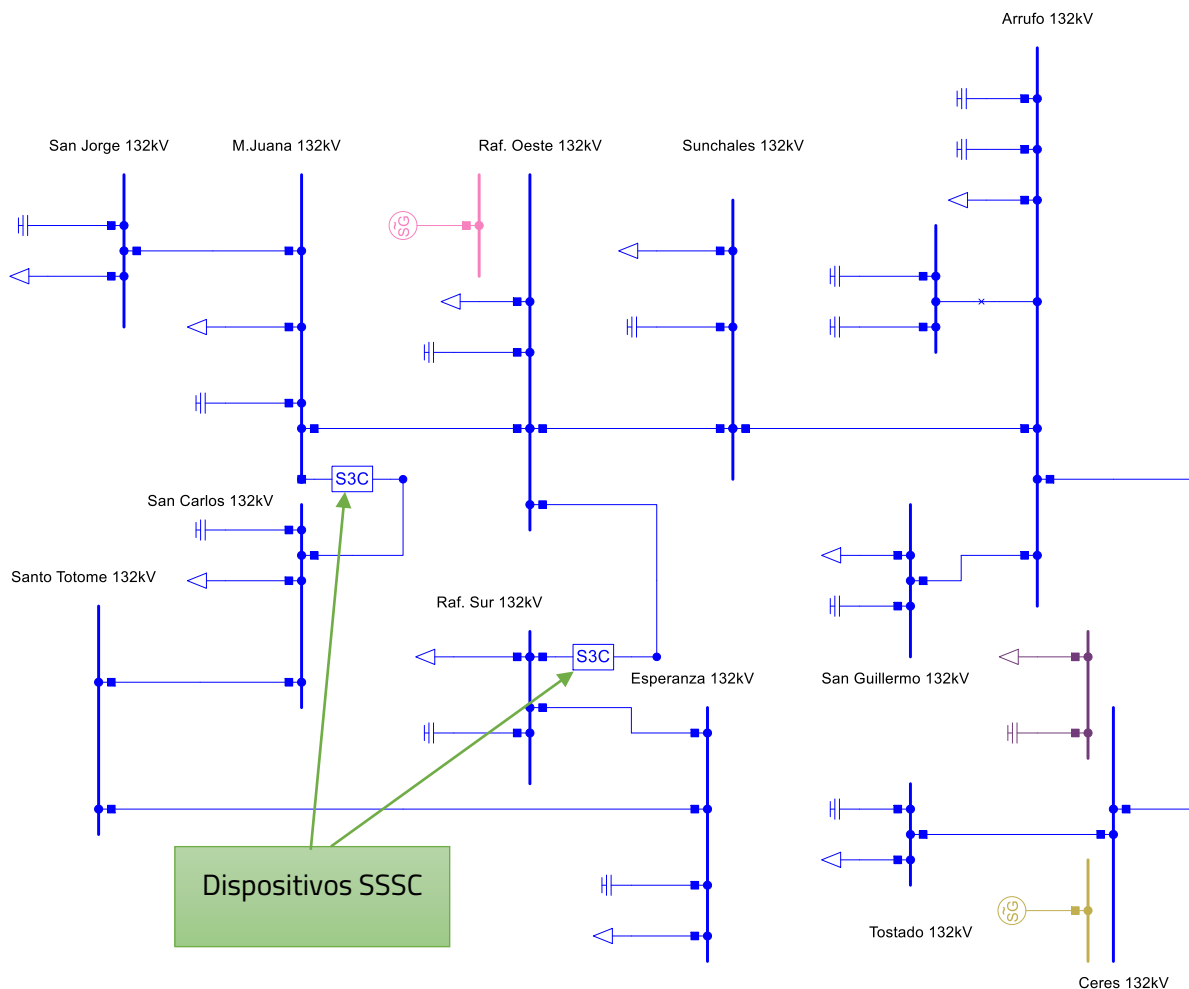


Figura 5-26: Implementación dispositivos SSSC en S/E María Juana y S/E Rafaela Sur

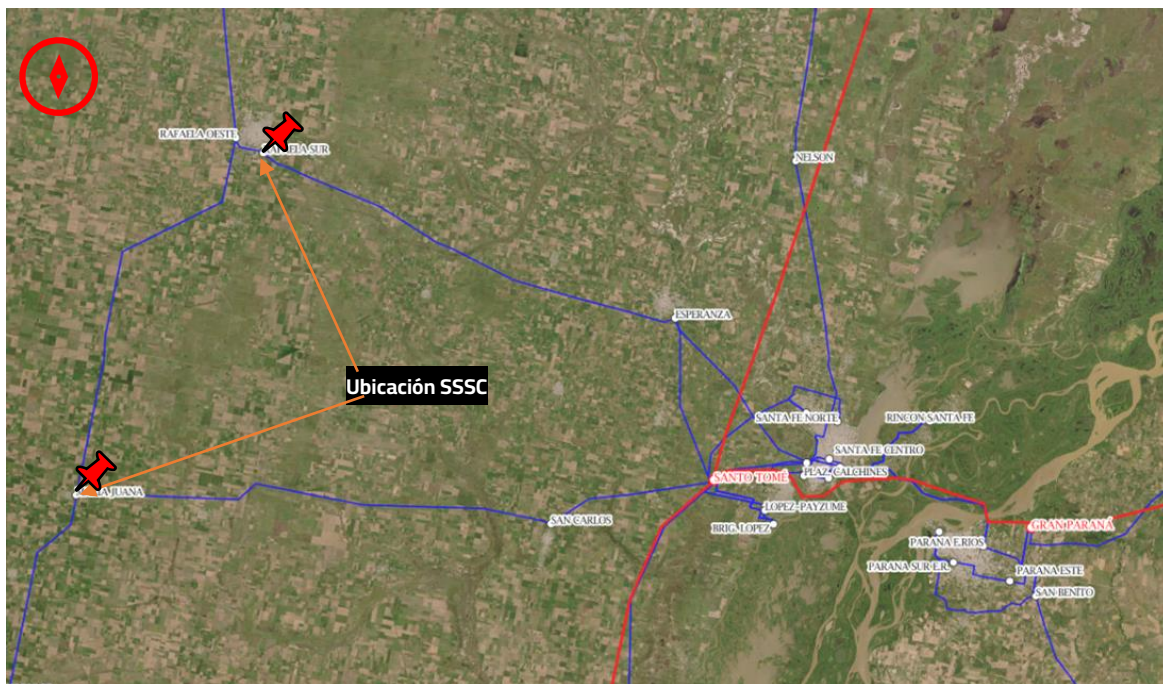


Figura 5-27 Ubicación geográfica Dispositivos SSSC.

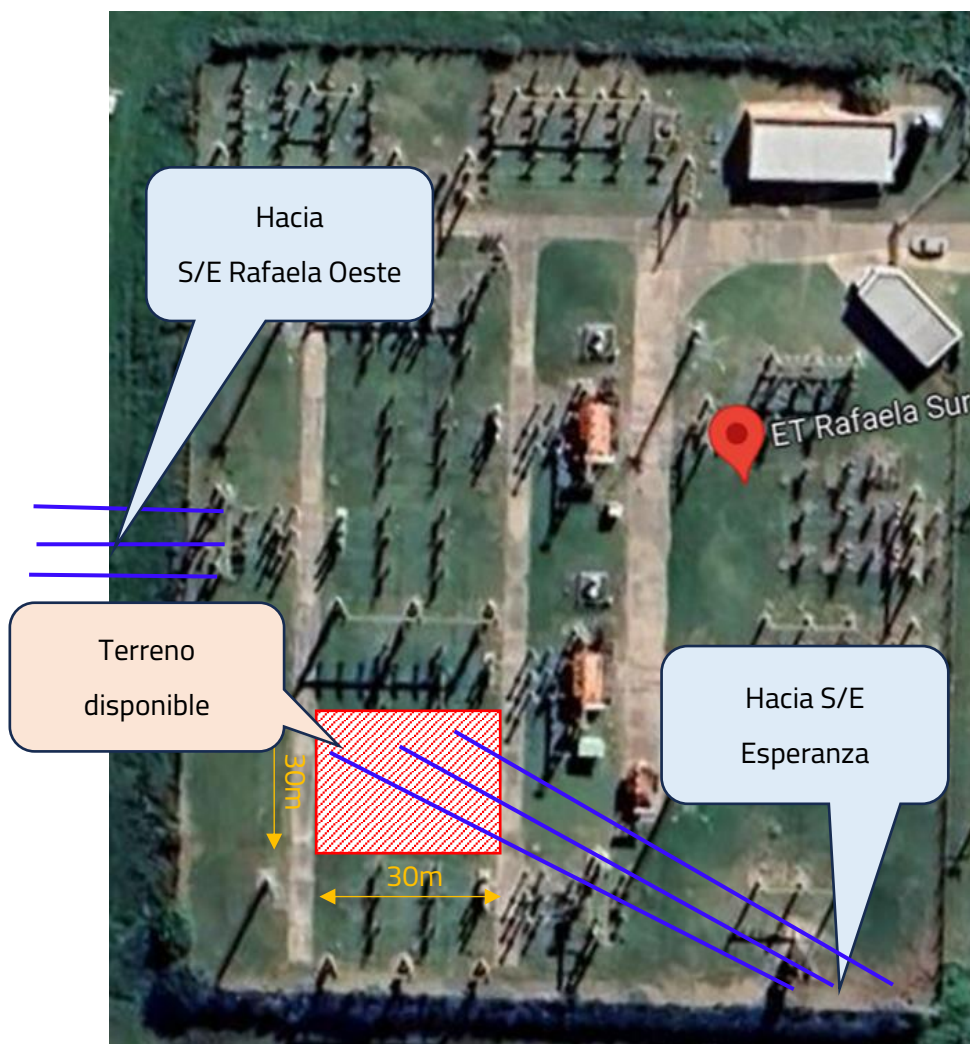


Figura 5-28 Ubicación geográfica SSSC | S/E Rafaela Sur.

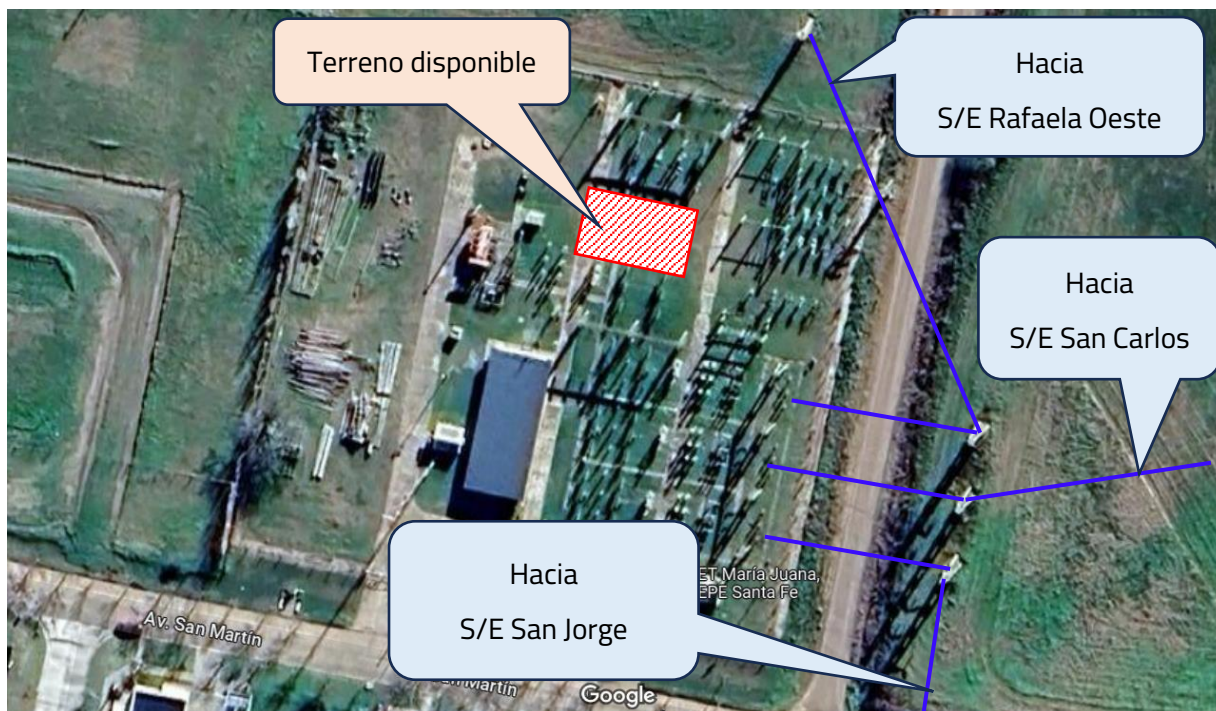


Figura 5-29 Ubicación geográfica SSSC | S/E María Juana.

La función principal de estos dispositivos es la de "acortar" eléctricamente las distancias entre la fuente principal del flujo para este corredor radial la cual es la S/E Santo Tome, por esto también se basa la ubicación de los dispositivos los puntos mostrados en la Figura 5-26. A continuación, se muestran en la Figura 5-30 la comparación de las evoluciones de las tensiones de la zona frente a una simulación cuasi dinámica teniendo en cuenta tanto las obras planteadas por la EPESF y los dispositivos SSSC para el peor escenario de pico de verano 25-26. Nótese también que los perfiles de tensión siguen a la tendencia de la demanda del corredor y la actuación de los distintos mecanismos automáticos de regulación ya presentes en el sistema como compensadores shunt y los cambiador automatización de topes de los transformadores de potencia.

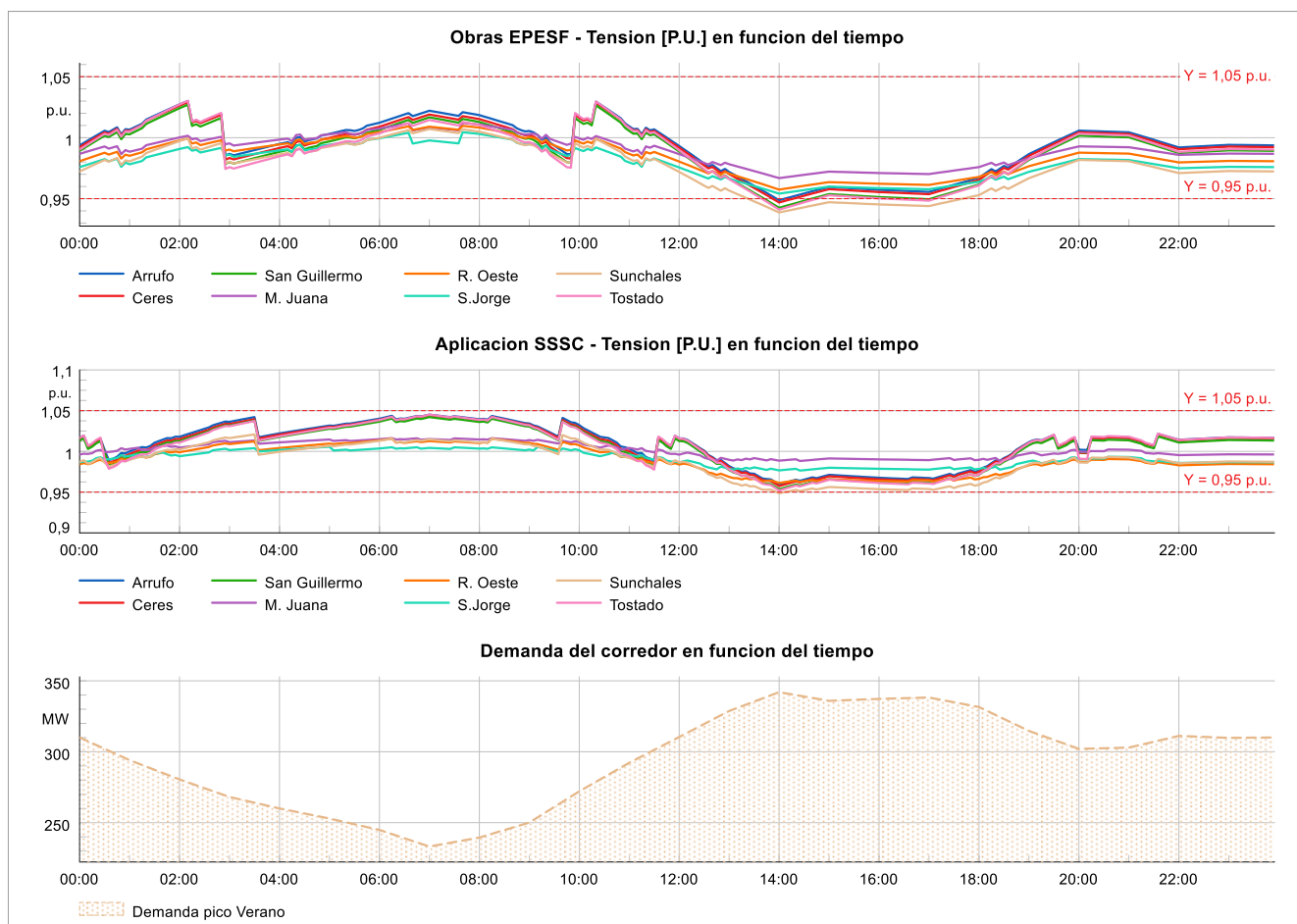


Figura 5-30 Comparación de tensiones en barras zona de influencia y demanda sistémica | Verano – Demanda pico.

Como se puede apreciar, los niveles de tensión se encuentran dentro de los márgenes permitidos de  $\pm 5\%$  para todo momento, considerando la instalación de los dispositivos SSSC. Sin embargo en el pico de demanda producido cerca de las 14:00 hs para el caso de estudio contemplando, las obras provocan subtensiones inferiores a la banda admisible en las barras de Sunchales, Tostado, San Guillermo y Ceres, tal como se anticipaba en la Figura 5-23. Esto es impulsado por la alta demanda y la gran radialidad del sistema.

A continuación, se pueden observar más detalladamente las tensiones de las barras críticas mencionadas anteriormente para cada uno de los escenarios y las condiciones de operación abordadas.

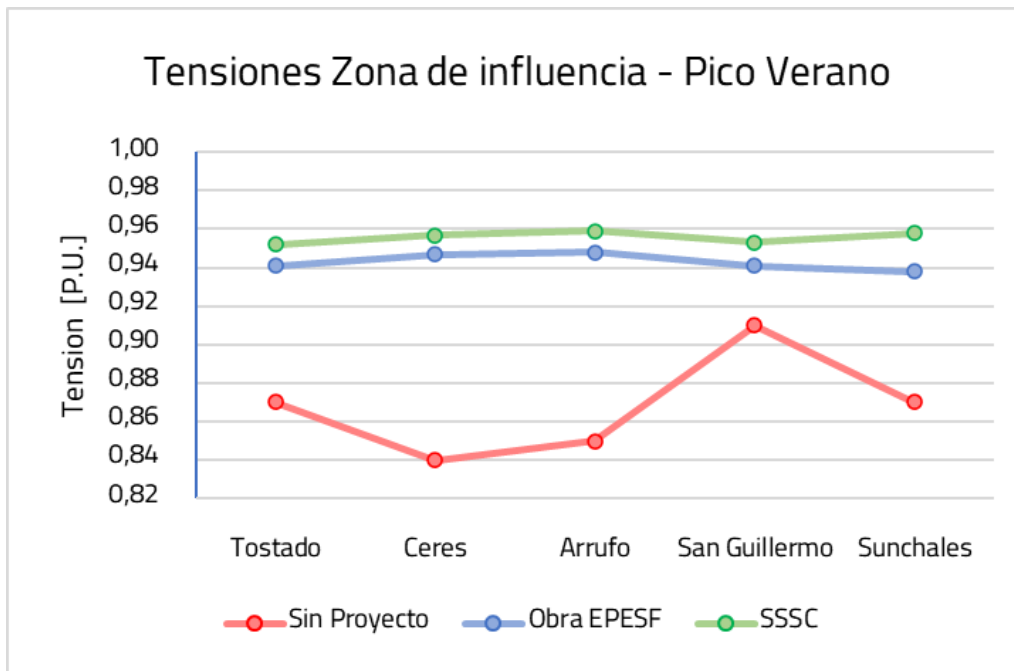


Figura 5-31 Tensiones en barras zona de influencia | Verano – Demanda pico

Claro está que para las peores condiciones, solo para el caso donde se implementan los dispositivos SSSC se logra permanecer dentro de los valores admisibles de operación.

Debido a la disminución de la demanda para el resto de los escenarios menos críticos se puede apreciar que, sea la solución que se implemente, los perfiles de tensión se verán ubicados todo el tiempo dentro de las bandas de funcionamiento permitidas. Esto se puede ver a continuación para los escenarios de verano promedio y de pico de invierno.

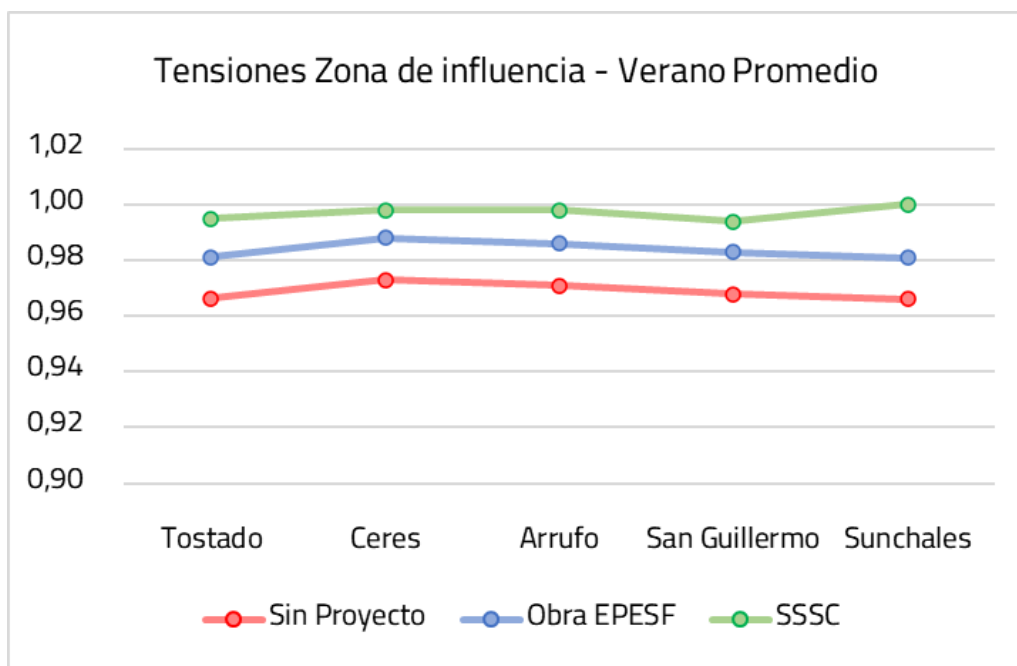


Figura 5-32 Tensiones en barras zona de influencia | Verano – Demanda promedio

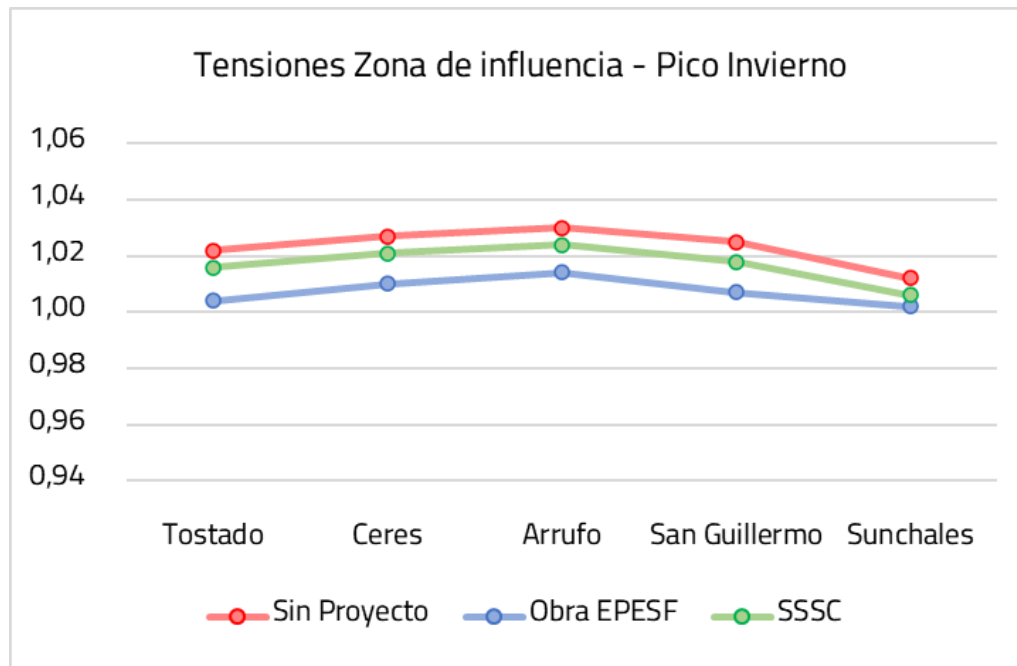


Figura 5-33 Tensiones en barras zona de influencia / Invierno – Demanda pico

Con esto, lo que se quiere aprovechar es la versatilidad de la implementación de los dispositivos, los cuales contemplando una obra más simplificada, pueden llegar a cumplir la función equivalente a la de mecanismos de corrección ya utilizados y probados cotidianamente. Por lo tanto, de lo anterior se puede decir que implementando 4 dispositivos por fase en las instalaciones de la S/E M. Juana y 4 dispositivos por fase en la S/E Rafaela Sur se cumpliría con los objetivos de regulación de tensión a largo plazo de la zona. Esta solución presentaría bajos tiempos de implementación y puesta en servicio, lo cual forma parte de una solución transitoria hasta que se efectúen las obras de transmisión planteadas por EPESF. De esta forma, la implementación conjunta de las obras de transmisión con los dispositivos de compensación brindaría una solución robusta y duradera en el tiempo.

#### Análisis de red ante contingencias (Red N-1)

Es necesario el análisis del sistema en caso de fallas, en esta sección se realiza la comparación de la respuesta sistémica en el punto de mayor demanda correspondiente al escenario de demanda pico de verano, para analizar la respuesta ante las peores condiciones. Se realiza la comparación ante distintas fallas dentro del corredor en estudio, a través de ellas se busca analizar la estabilidad de la tensión aplicando una u otra solución mencionada anteriormente.

Para ello, en la siguiente tabla se muestran los niveles de tensión de las subestaciones de interés ante la aplicación de indisponibilidades simples en el sistema de transmisión.

Sobre el escenario de demanda pico de verano, se evalúan las siguientes condiciones de operación para ambos casos de estudio (Implementación de dispositivos SSSC e implementación de obras EPESF):

- **Red N:** Red completa.
- **C01:** N-1 en capacitor de S/E Arrufo 132kV.
- **C02:** N-1 en capacitor de S/E Rafaela Oeste 132kV.
- **C03:** N-1 en capacitor de S/E San Jorge 132kV.
- **C04:** N-1 en capacitor de S/E Sunchales 132kV.
- **C05:** N-1 en Generador Rafaela Oeste.
- **C06:** N-1 en Generador Rafaela Tostado.

Luego dependiendo el caso se aplican las fallas a las obras realizada para evaluar la sensibilidad del sistema ante estas.

#### Fallas específicas Aplicación SSSC.

- **C07:** N-1 en LT Rafaela Sur - R. Oeste.
- **C08:** N-1 en LT S. Carlos - M. Juana.
- **C09:** N-1 en LT Sunchales - Arrufo

#### Fallas específicas Aplicación Obras EPESF.

- **C07:** N - 1 en LT Rafaela Norte – Rafaela Oeste
- **C08:** N - 1 en LT Rafaela Norte - Sunchales.
- **C09:** N - 1 en LT San Jerónimo Norte – Rafaela Norte
- **C10:** N - 1 en LT Santo Tome - San Jerónimo Norte

La Tabla 5-6 muestra las tensiones ante las distintas contingencias en el caso de estudio donde se implementan las obras planteadas por EPESF.

Subestación	Aplicacion Obras EPESF										
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10
Arrufo	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,86	0,95	NC	0,63	0,85
Ceres	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,84	0,94	NC	0,61	0,85
San Guillermo	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,85	0,94	NC	0,61	0,84
Esperanza	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	0,98	1,00
M. Juana	0,97	0,97	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,99	0,86	0,91
R. Oeste	0,96	0,96	0,95	0,94	0,95	0,94	0,94	0,95	0,99	0,79	0,87
R. Sur	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,99	0,80	0,88
S. Carlos	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	0,99	1,00
S. Jorge	0,95	0,95	0,95	0,93	0,95	0,94	0,94	0,95	0,97	0,84	0,90
S. Tome	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,04	1,05
Sunchales	0,94	0,94	0,93	0,93	0,92	0,92	0,90	0,94	NC	0,71	0,84
Tostado	0,94	0,93	0,93	0,93	0,92	0,93	0,83	0,94	NC	0,59	0,84

Tabla 5-6 Tensiones implementación obras EPESF - Escenario verano pico.

De esta tabla se puede destacar dos situaciones:

- Ante la pérdida del vínculo Rafaela norte – Sunchales (contingencia C08) el corredor queda dividido en dos, con la mayoría de la compensación ubicada en un extremo de corredor deviniendo en un aumento sustancial de la tensión de las barras pertenecientes a esa área lo que produce la desconexión de estas
- Lo opuesto ocurre al perderse el nuevo vínculo San Jerónimo Norte – Rafaela Norte (contingencia C09) ya que en este caso se pierde todo el aporte proveniente de la S/E Santo Tomé, lo que provoca una gran caída de tensión en la mayoría de las barras, más un en aquellas ubicadas en el extremo del corredor.

La Tabla 5-7 muestra las tensiones en el caso de estudio donde se implementan los dispositivos SSSC.

Subestación	Aplicación de SSSC									
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09
Arrufo	0,94	0,93	0,94	0,94	0,92	0,93	0,87	0,88	0,81	NC
Ceres	0,94	0,93	0,94	0,94	0,92	0,93	0,85	0,88	0,81	NC
San_Guillermo	0,94	0,92	0,93	0,94	0,91	0,92	0,86	0,88	0,80	NC
Esperanza	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	0,98	NC
M. Juana	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,94	0,76	NC
R. Oeste	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,88	0,81	NC
R. Sur	0,95	0,94	0,94	0,95	0,93	0,94	0,93	0,98	0,83	NC
S. Carlos	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,04	NC
S. Jorge	0,96	0,96	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,92	0,74	NC
S. Tome1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	NC
Sunchales	0,93	0,92	0,92	0,93	0,91	0,92	0,90	0,87	0,80	NC
Tostado	0,93	0,92	0,93	0,94	0,91	0,92	0,84	0,88	0,80	NC

Tabla 5-7 Tensiones implementación SSSC - Escenario verano pico

- La pérdida de cualquiera de los vínculos en donde se encuentra la compensación (Escenarios C07 y C08) arroja niveles de tensión muy por debajo de los valores permitidos en la mayoría de las barras del corredor.
- Ante la pérdida de un vínculo que parta el corredor en 2 se tiene un colapso total debido a que la red no cuenta con suficientes recursos de control para soportar la operación en isla eléctrica.

### Análisis a largo plazo

Se propone la combinación de ambas soluciones para aumentar la estabilidad y la seguridad del corredor. Para esto se analiza el sistema implementando ambas soluciones, es decir, añadir a la solución propuesta por la EPESF la utilización de los compensadores SSSC como una solución temporal previo al enmallamiento total de corredor lo cual sería la solución definitiva a todos los problemas.

La siguiente figura muestra el perfil de tensión de la barra tostado a medida que se aumenta la demanda de todo el corredor, se elige en especial esta barra ya que según muestra la Figura 5-25 es la más crítica ante variaciones de demanda de todo el corredor.

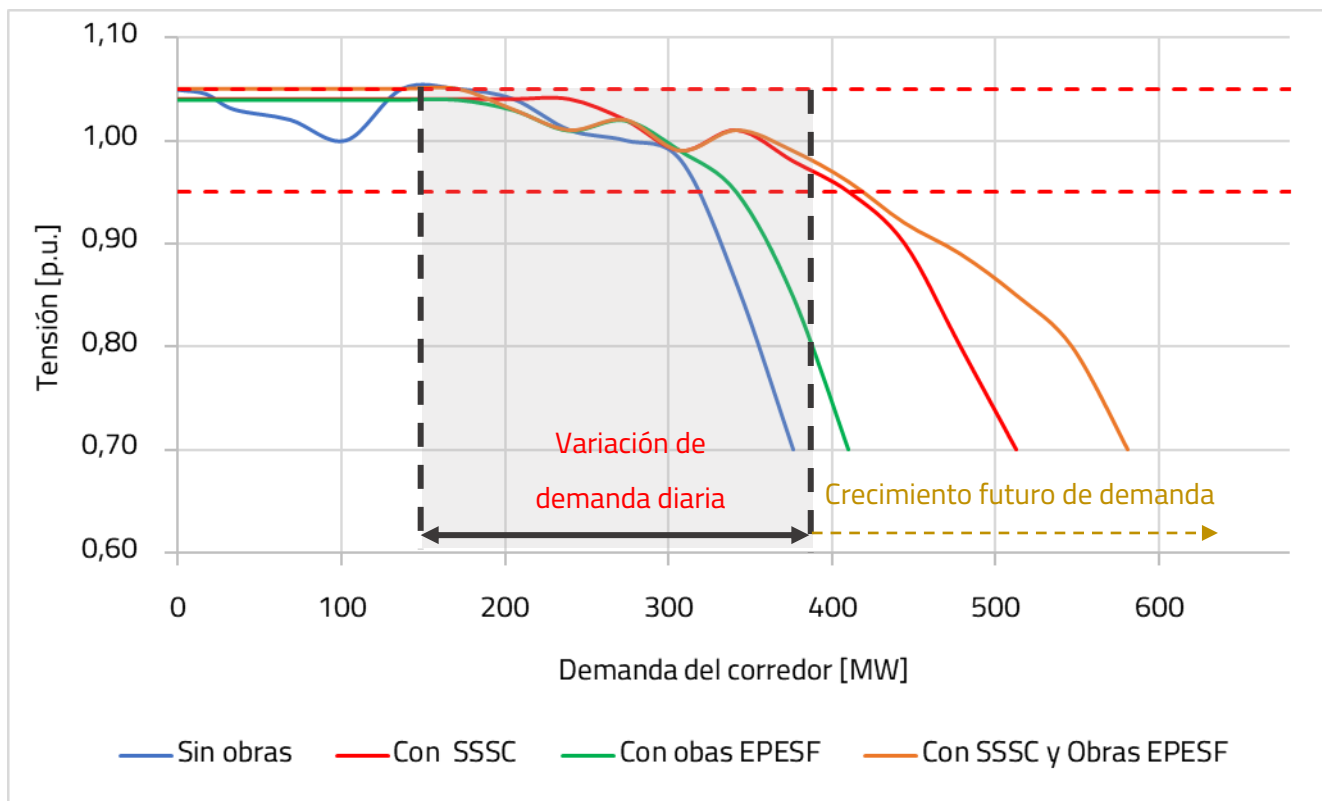


Figura 5-34 Comportamiento de la tensión en función de la demanda del corredor estudiado.

En valores de demanda inferiores al 50% de la demanda máxima es necesaria la desconexión de bancos de capacitores para mantener las tensiones por debajo de 1,05 p.u. ya que debido a las características radiales de la zona, la penetración de la potencia reactiva inyectada por los bancos de capacitores para el control de tensión es alta. A medida que el consumo alcanza el 60% de la demanda total del corredor (aproximadamente 200MW) las compensaciones instaladas llegan a su máxima capacidad por lo cual se puede ver claramente en la caída de los valores de tensión en el extremo del corredor.

La diferencia más notoria que se puede apreciar se basa en la implementación o no de los dispositivos SSSC. Las curvas azul y verde muestran que si bien existe una mejora ante la implementación de las obras planteadas en la guía de referencia de la EPESF, la cual no es tan sustancial como se puede apreciar ante la implementación del dispositivo SSSC mostrado en color rojo. Claro está que al combinar las dos soluciones, como se muestra en la trayectoria naranja el perfil de tensión mejora y para este caso no solo mejora el perfil de tensión sino que también aumenta la estabilidad de tensión del sistema ante fallas, tal como se respalda en la tabla mostrada a continuación.

Subestación	Aplicacion Obras EPESF y SSSC													
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	C08	C09	C10	C11	C12	C13
Arrufo	0,96	0,94	0,95	0,96	0,95	0,95	0,88	0,96	NC	0,89	0,82	0,96	0,82	1,05
Ceres	0,96	0,94	0,95	0,96	0,94	0,95	0,86	0,96	NC	0,89	0,81	0,95	0,81	1,05
San Guillermo	0,95	0,93	0,95	0,95	0,94	0,95	0,88	0,95	NC	0,88	0,81	0,95	0,81	1,05
Esperanza	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	NC	1,01	0,99	1,02	0,99	1,02
M. Juana	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	NC	0,96	0,94	0,98	0,80	0,99
R. Oeste	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	NC	0,92	0,88	0,96	0,86	0,97
R. Sur	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,96	NC	0,93	0,87	0,98	0,87	0,97
S. Carlos	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	NC	1,01	1,00	1,02	1,03	1,02
S. Jorge	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	NC	0,95	0,93	0,96	0,78	0,97
S. Tome	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	NC	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05
Sunchales	0,94	0,94	0,94	0,95	0,93	0,94	0,91	0,94	NC	0,88	0,83	0,94	0,83	0,95
Tostado	0,95	0,93	0,95	0,95	0,94	0,95	0,85	0,95	NC	0,88	0,80	0,95	0,80	1,05

*Tabla 5-8 Tensiones implementación obras y SSSC - Escenario verano pico*

De esto anterior se puede concluir que la implementación de dispositivos SSSC para mejoras de tensión en redes radiales es completamente viable. Estos equipos pueden utilizarse como complemento de obras planeadas para la mejora de los perfiles de tensión de la zona y el aumento de estabilidad o utilizarse como solución provisoria previo a una obra de gran calibre como puede ser la construcción de subestaciones y nuevas líneas de transmisión.

### 5.5.2. Evaluación económica

La principal ventaja de los dispositivos SSSC frente a las obras de magnitud como es en este caso la construcción de 2 líneas y dos subestaciones es el costo, por lo que el presente análisis se enfoca en dicho aspecto.

También aparece como beneficio, que la implementación de dispositivos SSSC no requiere de grandes obras, como a si tampoco de procesos legales necesarios para la correspondiente obtención de tierras para la franja de servidumbre de una línea. Otro factor importante es reducido impacto ambiental y visual que estos equipos provocan. Con lo cual es menor el riesgo a que su implementación se vea restringida por organismos de control o por la propia sociedad.

#### Aspectos económicos instalación de equipos SSSC

Para el caso de estudio analizado, resulta necesaria la instalación de 4 dispositivos por fase en cada subestación, es decir, un total de 24 equipos. En este contexto, los costos se detallan a continuación:

- Costo total de 24 SSSC (4 por fase): 42,48MUSD
- Costo de operación y mantenimiento: 0,4248MUSD/año

#### Aspectos económicos proyecto EPESF

Diseñar y ejecutar un proyecto de transmisión eléctrica a 132 kV implica considerar diversos costos asociados, especialmente en términos de líneas de transmisión y subestaciones. A continuación, se detallan los costos aproximados por kilómetro de línea y por subestación de transmisión, todos ellos representados en dólares:

##### Costos de Líneas de Transmisión:

- Material y Construcción: El costo de las líneas de transmisión a 132 kV varía según la topografía y la distancia a cubrir. Aproximadamente, se puede calcular un rango de 50,000USD a 100,000USD por kilómetro de línea, considerando torres, conductores y aisladores.
- Derechos de Paso: Obtener permisos y derechos de paso a lo largo de la ruta de la línea puede implicar costos adicionales, estimados en alrededor de 10,000USD a 20,000USD por kilómetro.

### Costos de Subestaciones de Transmisión:

- Equipamiento de la Subestación: Incluye transformadores, interruptores, seccionadores, y otros equipos. Para una subestación de tamaño medio, los costos pueden oscilar entre 20MUSD y 50MUSD.
- Edificación y Obras Civiles: La infraestructura civil necesaria para albergar la subestación, como cimientos, muros y sistemas de drenaje, puede añadir otros 0,5MUSD a 1MUSD al costo total.
- Ingeniería y Diseño: Los costos asociados con la ingeniería y el diseño de la subestación pueden representar alrededor del 5% al 10% del costo total del equipamiento, estimándose entre 0,1MUSD y 0,3MUSD.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se muestra a continuación un resumen de los costos aproximados de la obra:

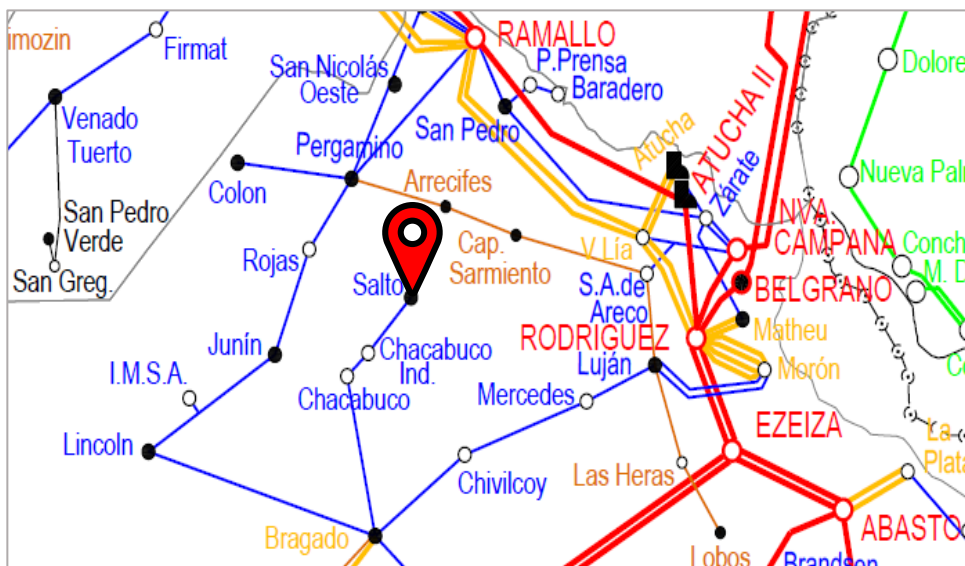
• ET Rafaela Norte 132/33/13,2kV:	50MUSD	} <b>112MUSD</b>
• ET San Jerónimo Norte 132/33/13,2kV:	50MUSD	
• LAT 132kV Santo Tomé – San Jerónimo Norte (28km):	3,38MUSD	
• LAT 132kV San Jerónimo Norte – Rafaela Norte (72km):	8,64MUSD	

Cabe aclarar que estos costos son estimativos y a estos se deben adicionar los costos de mano de obra, ensayos, puesta en marcha y estudios, los cuales pueden redondearse en 3 MUSD más alcanzando un total de 115 MUSD.

Otro punto importante es que este tipo de obras requieren de mucho tiempo de construcción, el plazo de estas obras basado en proyectos similares contemplando la construcción de dos subestaciones transformadoras, junto con líneas de transmisión de 27 km y 72 km, podría tomar al menos de 18 meses a 3 años, desde la fase de planificación hasta la puesta en servicio y los equipos compensadores aseguran una completa funcionalidad en un plazo entre 15 y 18 meses.

## 5.6. Despacho forzado Central Térmica Salto

La subestación Salto se encuentra en el extremo del corredor radial Bragado – Salto 1x132kV, tal como se muestra en la figura a la derecha. Este enlace tiene una extensión total de 125km, abasteciendo a las ciudades de Salto y Chacabuco, cuya población es de aproximadamente 93000 personas. Para alimentar la demanda local,



la cual se observa en la Figura 5-35 y en paralelo cumplir plenamente con los requerimientos normativos de tensión en redes de 132kV, es necesaria la operación forzada de la Central Térmica Salto, cuya potencia nominal es de 63MW.

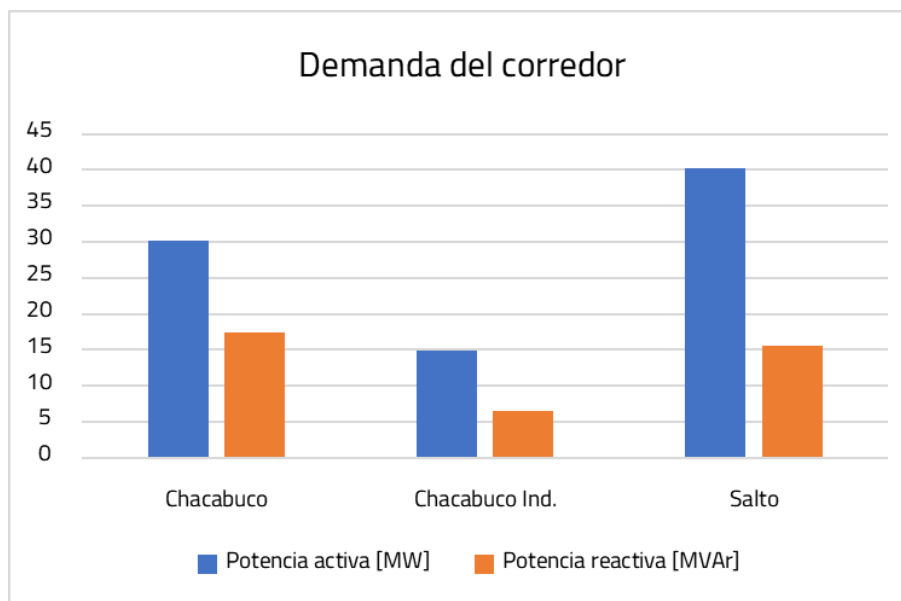


Figura 5-35. Demanda verano-pico del corredor Bragado – Salto.

Según los registros de la operación de Cammesa, la Central Térmica Salto opera diariamente con el objetivo de mantener las variables eléctricas dentro de los valores admisibles. En otras palabras, el abastecimiento de la región y la calidad de suministro resulta altamente dependiente del estado operativo de la central. Esto se evidenció varias veces durante los últimos años, en donde, ante la salida de servicio de la unidad generadora, las tensiones en las barras de Salto y subestaciones adyacentes presentan valores

inferiores a los admisibles. Esto deriva en la actuación de la protección de subtensión (ANSI 27), causando la desconexión de los alimentadores lo que deriva en la interrupción del suministro hacia los consumidores.

A efectos cuantitativos, se muestran los resultados del flujo de potencia de la base de datos oficial de Cammesa 2022/2023, para un escenario de pico diurno de verano. En condiciones de red completa (operación normal), la CT Salto se encuentra operando prácticamente a plena carga, abasteciendo la demanda local y exportando potencia hacia la S/E Chacabuco. Aun así, las tensiones de las SS/EE Chacabuco, Chacabuco Ind. y Salto se encuentran por debajo de los valores nominales y también por debajo del valor admisible.

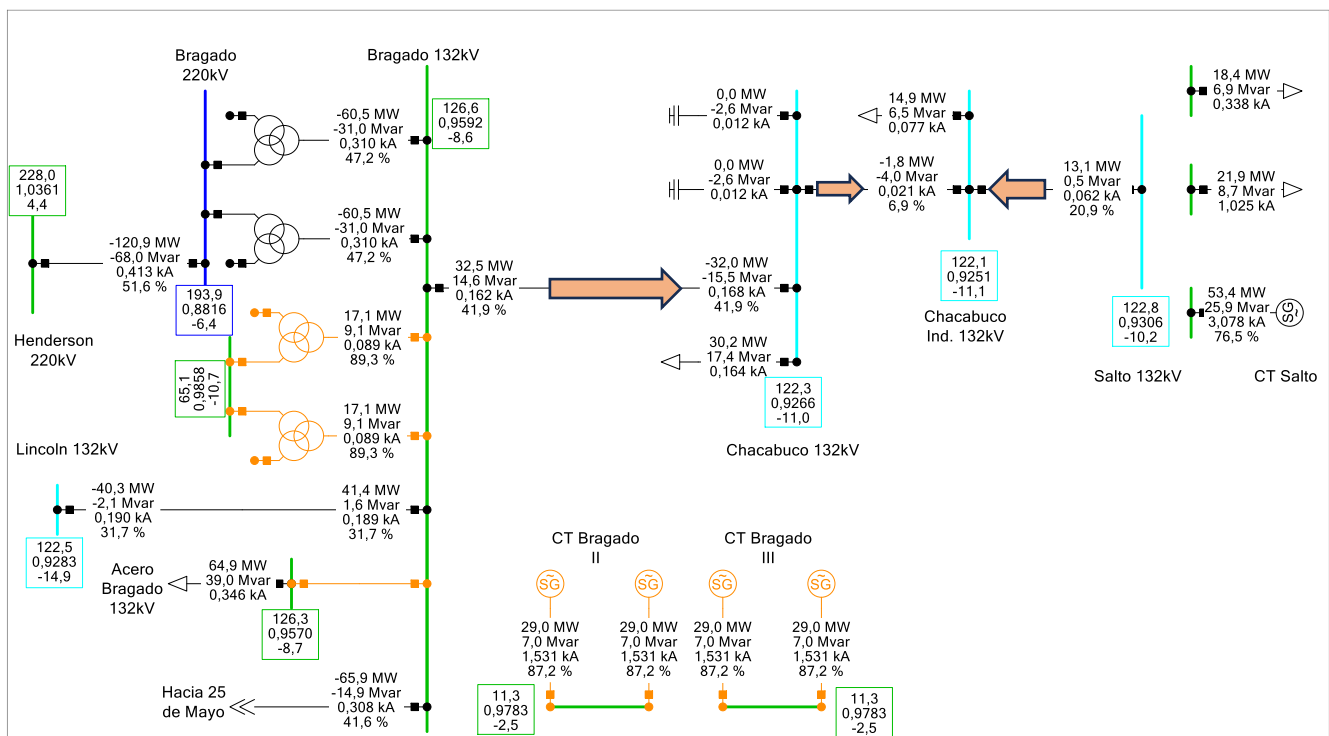


Figura 5-36. Resultados de flujo de potencia | CT Salto en servicio.

Por otra parte, la siguiente figura muestra los resultados de la simulación de flujo de carga ante la indisponibilidad de la unidad generadora de la TG Salto, manteniendo los niveles de demanda en todas las subestaciones de la región. Debe notarse que toda la demanda de la región (Salto y Chacabuco) deben alimentarse completamente desde Bragado. Este hecho deriva en que las tensiones se depriman en todo el corredor, cayendo por debajo de 0,85p.u. A su vez se incrementa notablemente la circulación de corriente, causando a sobrecargas del enlace. En paralelo a estos fenómenos, los elementos de compensación reactiva shunt instalados en la región se ven limitados en capacidad de inyección de potencia reactiva debido a las subtensiones presentes.

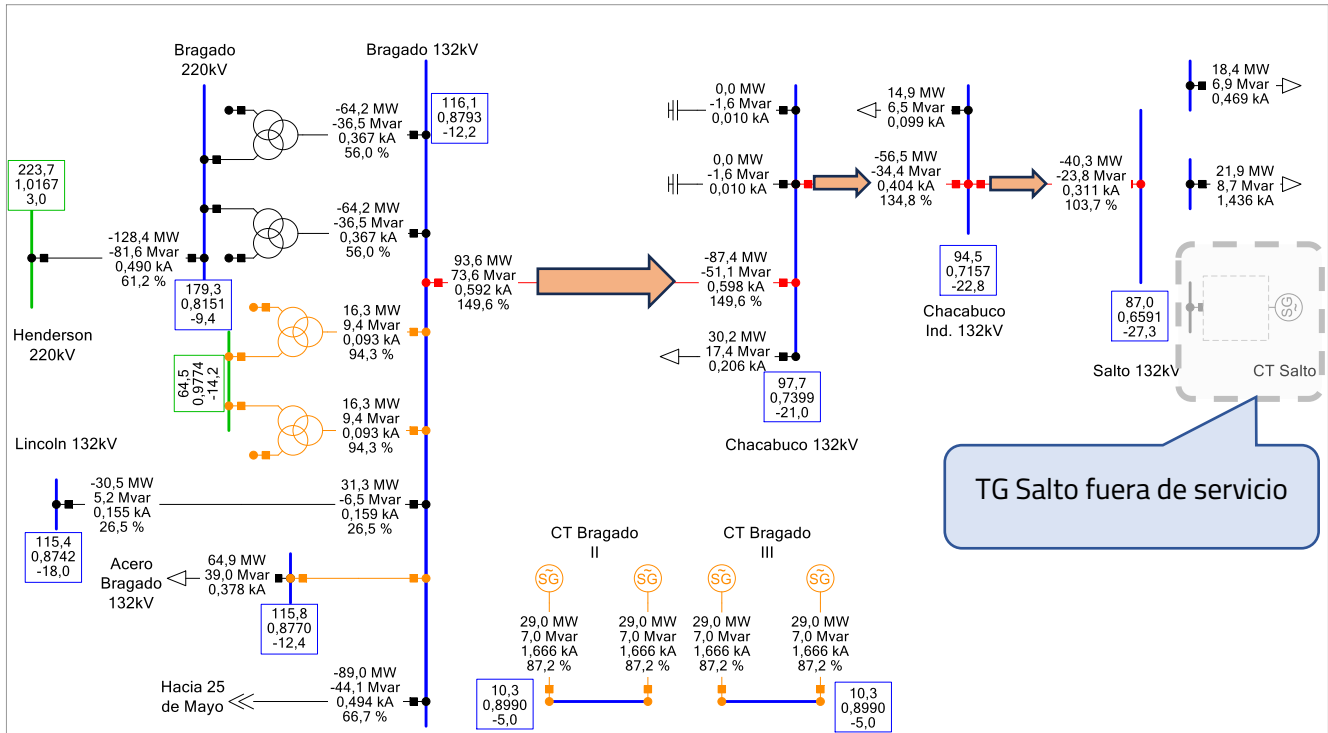


Figura 5-37. Resultados de flujo de potencia | CT Salto fuera de servicio.

En conclusión, la superposición de estos efectos causará indefectiblemente la interrupción del suministro por apertura de líneas o alimentadores, lo cual deriva en Energía No Suministrada y sobrecostos en la operación del sistema. Bajo estos antecedentes se propone evaluar la implementación de equipos SSSC en el corredor. Buscando disminuir la impedancia serie de vinculación entre las SS/EE Salto y Bragado, permitiendo así mejorar localmente el perfil de tensiones y controlar las sobrecargas ante la eventual salida de servicio intempestiva de la TG ubicada en el nodo Salto.

### 5.6.1. Evaluación técnica de implementación de SSSC

#### Análisis de red completa (Red N)

A raíz de lo contemplado en la Figura 5-37, las subtensiones severas se encuentran a partir de la S/E Chacabuco. De acuerdo a los análisis efectuados en el apartado 4. , se concluye que la ubicación óptima del SSSC es el extremo final del enlace, tal como se aprecia en la siguiente figura.

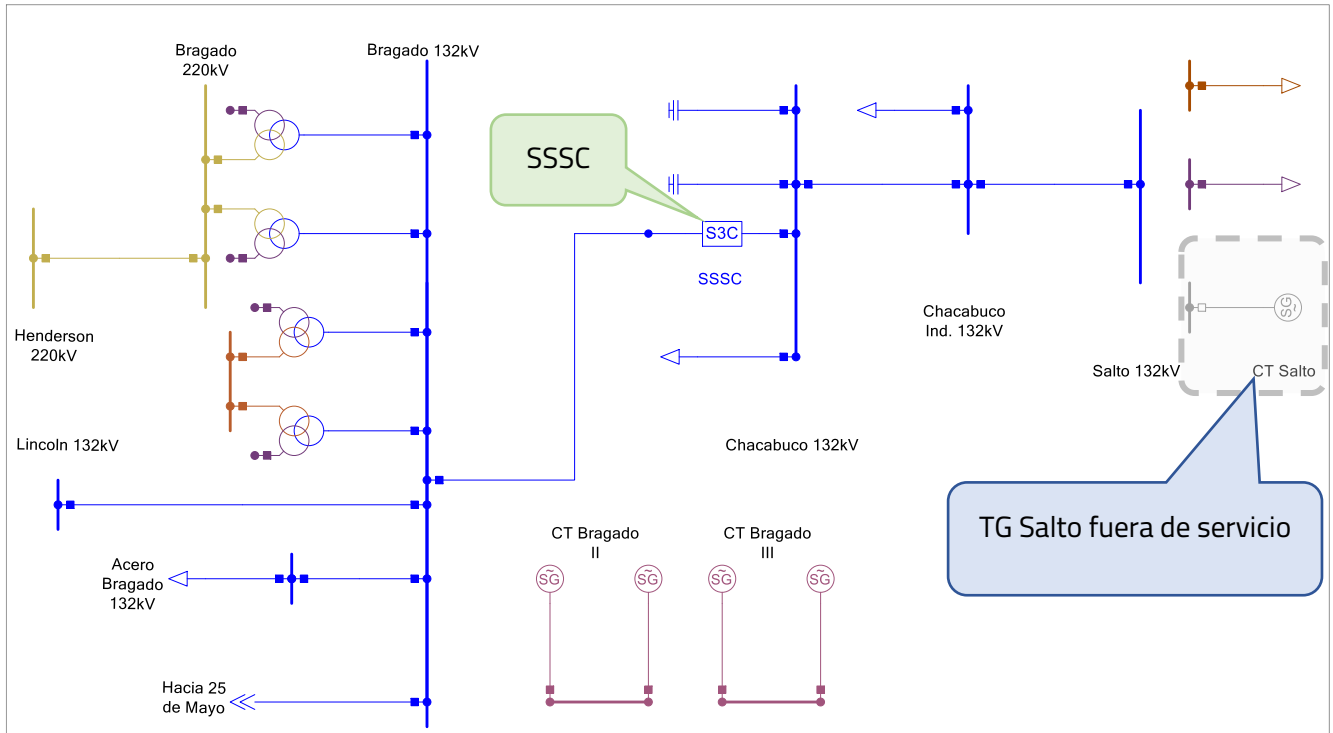


Figura 5-38. Ubicación de SSSC.

En las próximas imágenes se muestra la ubicación geográfica del equipamiento estudiado y su posible punto de implementación dentro de la S/E Chacabuco.



Figura 5-39. Ubicación geográfica SSSC.

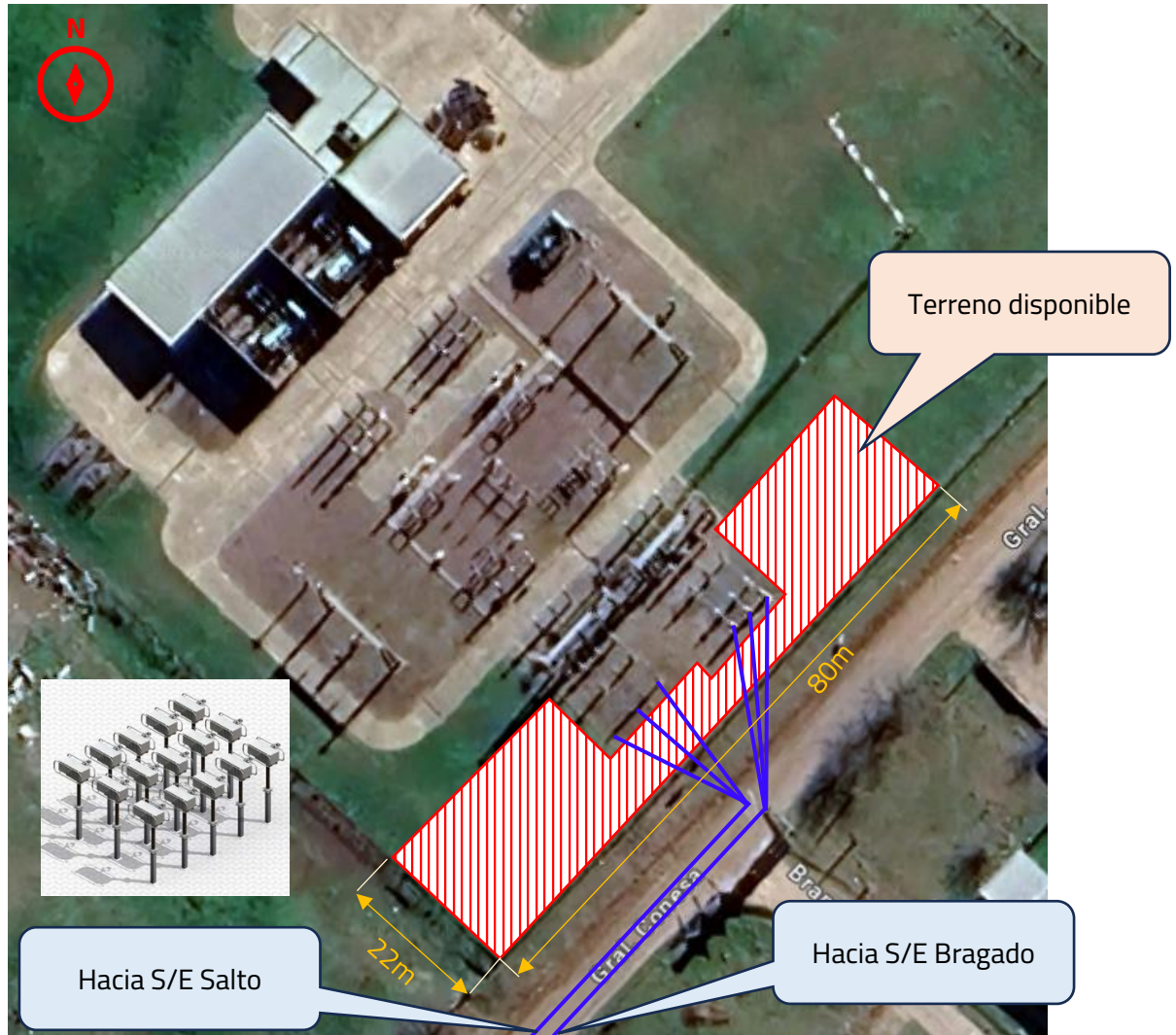


Figura 5-40. Ubicación geográfica SSSC | S/E Chacabuco.

La impedancia efectiva será buscada con el fin cumplir los niveles admisibles de tensión en todas las barras con problemas de regulación de tensión. En este contexto, considerando la inclusión de los equipos con las características técnicas de la Tabla 5-2, se concluye que para cumplir con los requerimientos normativos en las condiciones de operación más críticas (demanda pico – verano), es necesaria la instalación de 6 SSSC por fase.

En la figura a continuación se muestran los resultados de flujo de potencia ante la implementación de los dispositivos SSSC, considerando la CT Salto fuera de servicio.

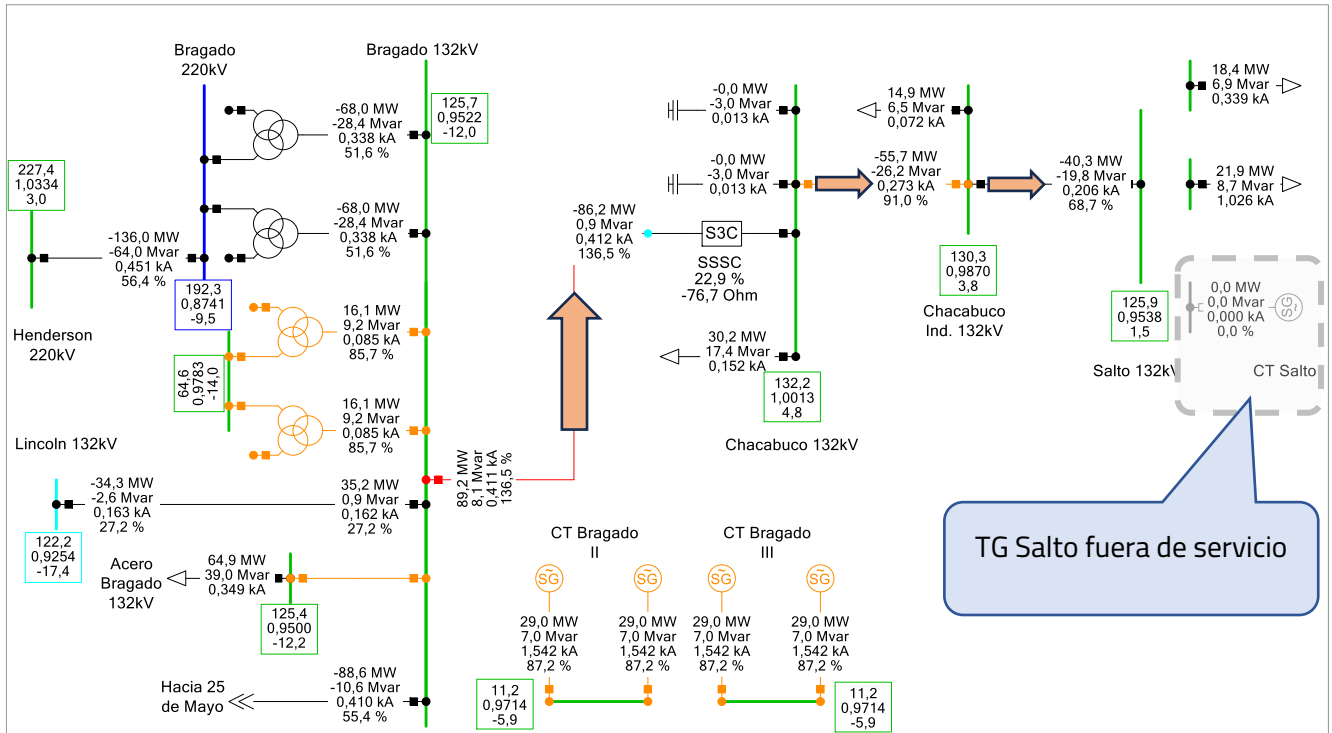


Figura 5-41. Resultados de flujo de potencia | CT Salto fuera de servicio | SSSC en servicio.

De la gráfica anterior, a pesar de que aparece una sobrecarga en los transformadores de corriente pertenecientes a la línea Bragado – Chacabuco 1x132kV (300A), el presente estudio no contemplará dicha sobrecarga ya que los principales objetivos son el desplazamiento de generación térmica y la mejora en los niveles de tensión. En este contexto, se puede contemplar que las tensiones se elevan notablemente, ubicándose dentro del rango admisible de  $\pm 5\%$ . En resumen, la siguiente gráfica se comparan los niveles de tensión obtenidos para cada una de las condiciones estudiadas.

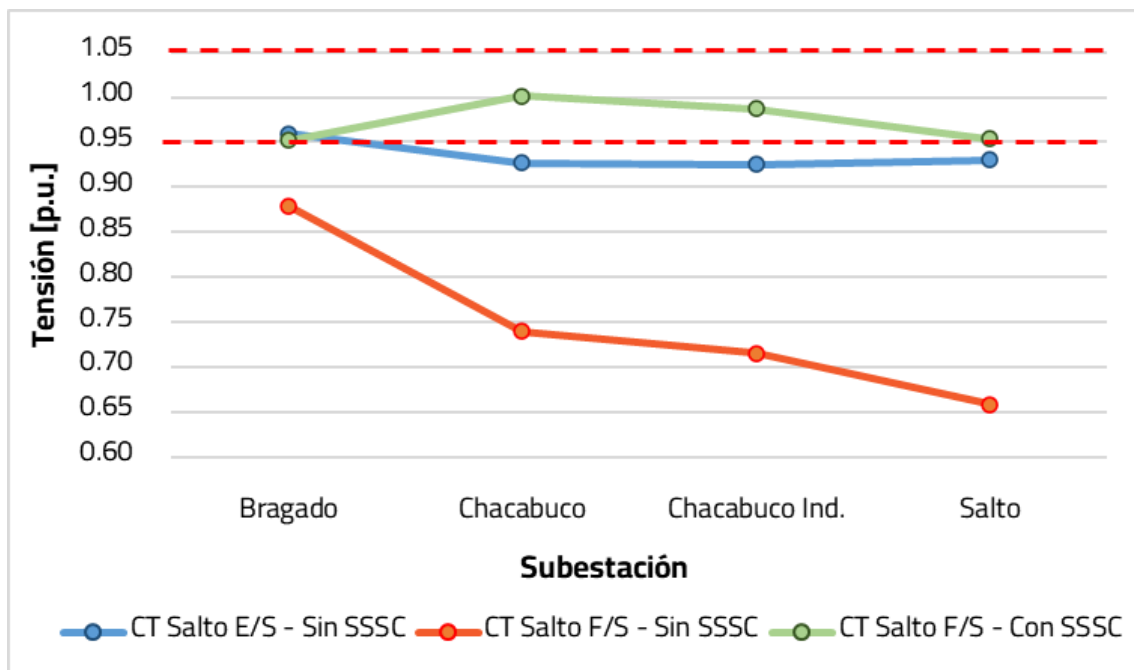


Figura 5-42. Niveles de tensión de la región | Demanda pico verano.

Para abordar completamente el análisis de factibilidad técnica y económica de la implementación de los equipos SSSC, es necesaria la representación y simulación horaria del sistema eléctrico con el fin de estudiar el perfil de tensión durante todo un día, y no solamente en las condiciones de operación más críticas. Para ello, en base a los registros históricos disponibles en el sitio web de CAMMESA, se procesa la demanda del sistema en condiciones verano e invierno, identificadas como las más extremas. Vale destacar que, al no contar con los registros horarios del corredor estudiado, se toma de referencia el comportamiento de la demanda sistémica, cuya variación resulta prácticamente idéntica a la demanda de la provincia de Buenos Aires.

A continuación se muestra la curva típica de demanda de verano, junto a los valores máximos y mínimos encontrados en los registros correspondientes al mes de enero de 2022.

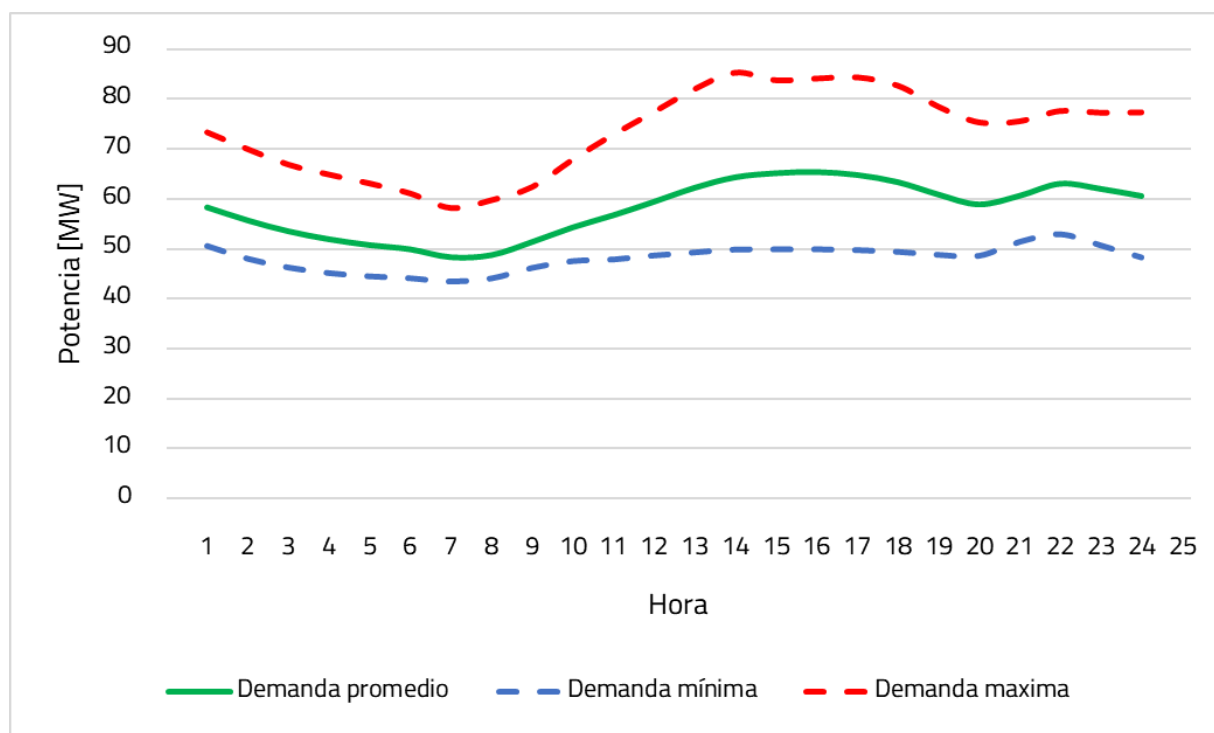


Figura 5-43. Curvas típicas de demanda | corredor Bragado – Salto | Registros enero 2022.

Debe notarse que el pico máximo se produce en el rango horario entre las 13hs y 16hs a causa de las altas temperaturas y el consumo producto de los aires acondicionados.

Por otra parte, en la siguiente figura se presentan los niveles de demanda correspondientes al mes de junio de 2022. En este caso, el pico máximo de demanda ocurre a partir de las 20hs hasta las 22hs debido al gran consumo de la calefacción.

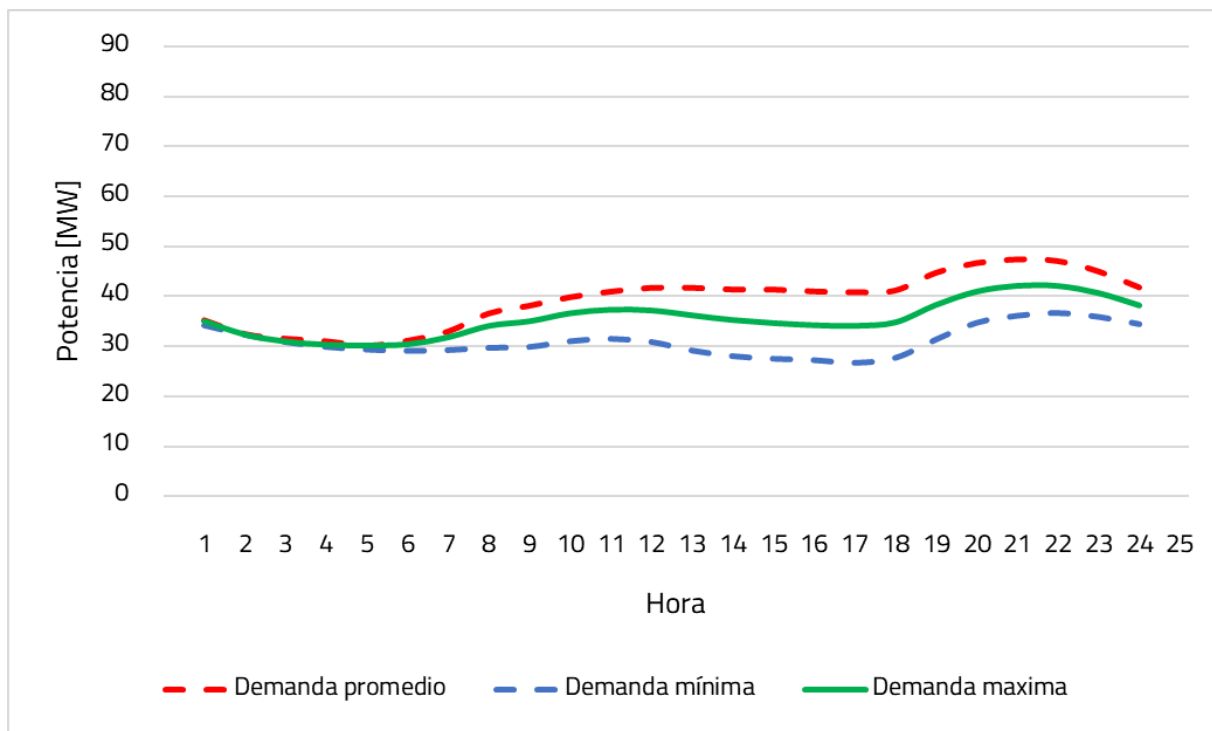


Figura 5-44. Curvas típicas de demanda / corredor Bragado – Salto / Registros junio 2022.

En este contexto, se estudia la influencia que presenta el retiro de la Central Térmica Salto e implementación de los SSSC a partir de simulaciones cuasi dinámicas. Tal como se menciona anteriormente, estas simulaciones exhiben el resultado del flujo de potencia (análisis estático) para cada paso de resolución, el cual es definido por el usuario. En este caso se toman lapsos de tiempo de 5 minutos y se simula todo un día.

En las figuras a continuación se presenta el comportamiento de la tensión de la S/E Salto para las curvas de demanda máxima y promedio de verano (curva roja y verde de la Figura 5-43). Por otro lado, en la Figura 5-47 se muestra la evolución de la tensión para la curva de demanda máxima de invierno (curva roja de la Figura 5-44). En todos los casos se puede contemplar:

- Horas del día en el eje horizontal
- Demanda instantánea del corredor radial Bragado – Salto (demanda de SS/EE Chacabuco, Chacabuco Ind. y Salto). (eje a la derecha)
- Tensión en la S/E Salto para configuraciones entre la operación de la CT Salto y los dispositivos SSSC. (eje a la izquierda)

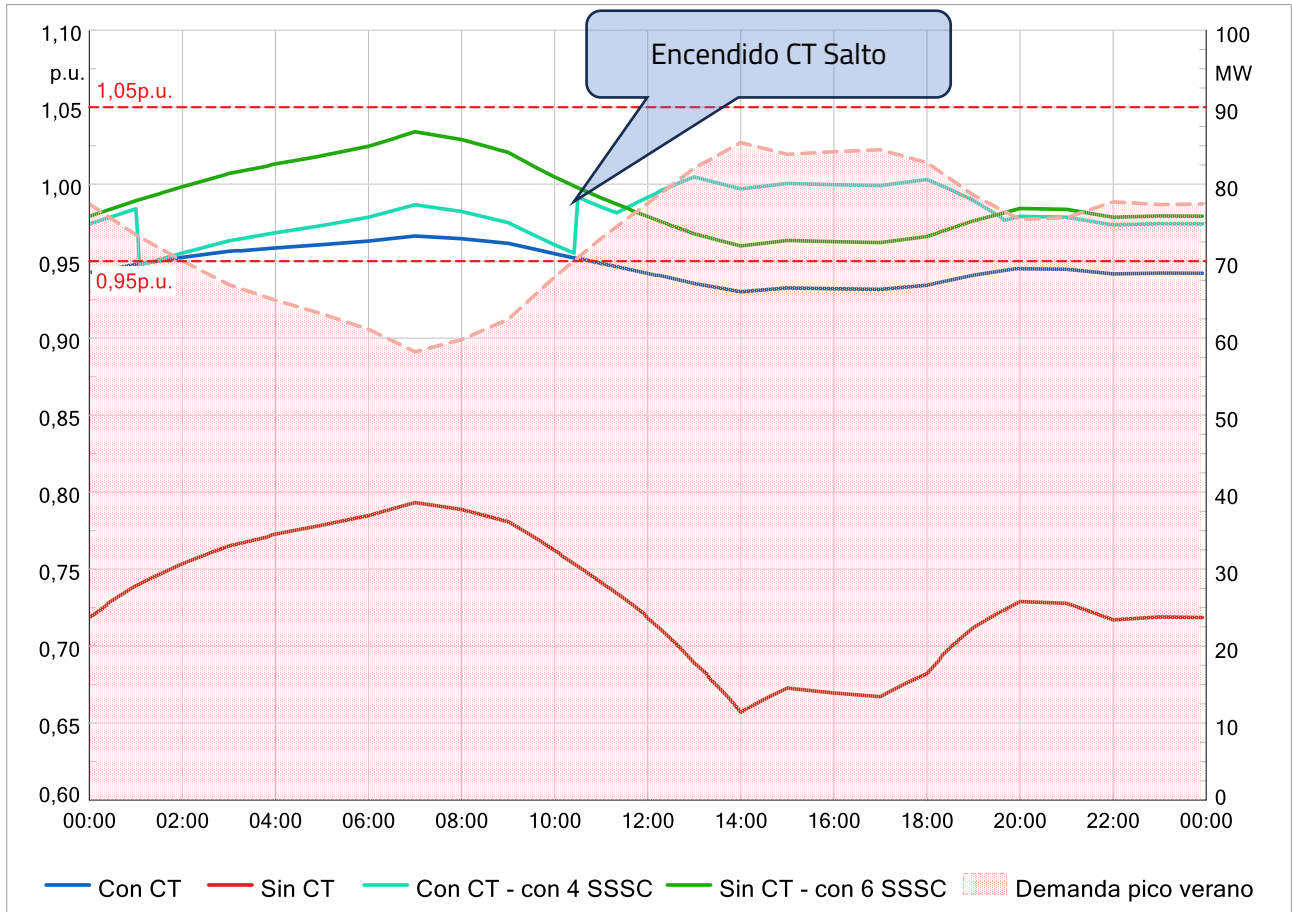


Figura 5-45. Evoluciones temporales de la tensión y demanda sistémica | Verano – Demanda máxima.

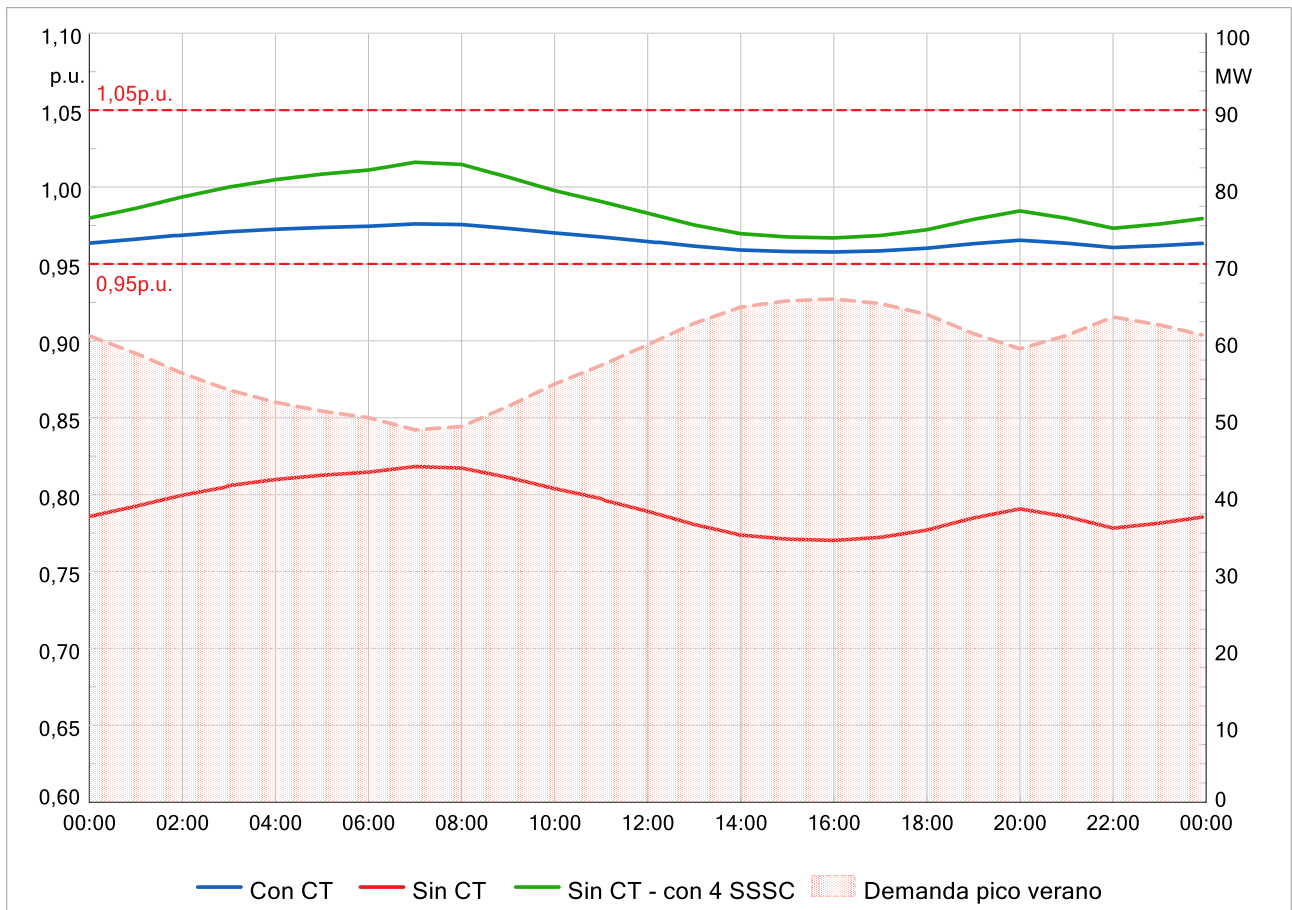


Figura 5-46. Evoluciones temporales de la tensión y demanda sistémica | Verano – Demanda promedio.

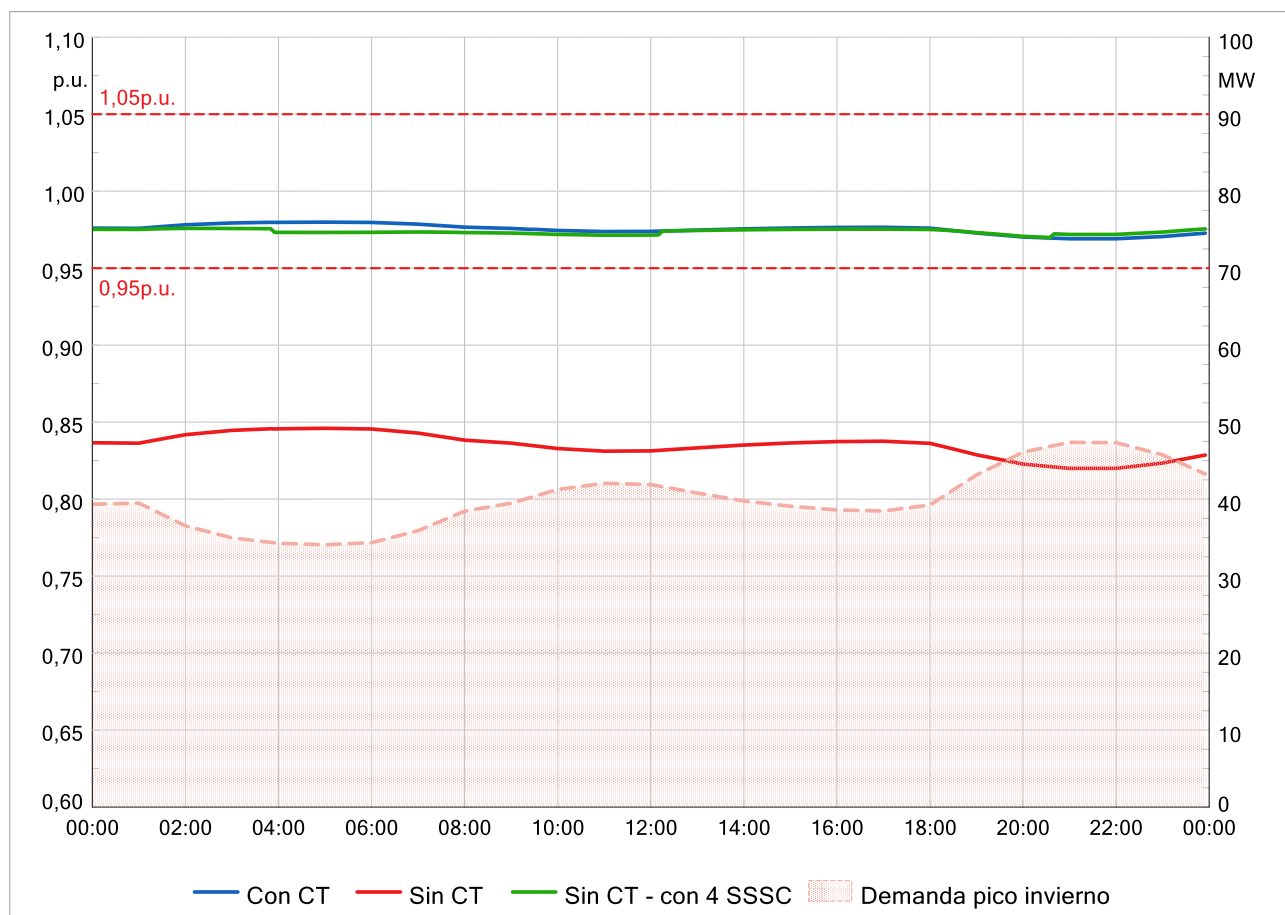


Figura 5-47. Evoluciones temporales de la tensión y demanda sistémica | Invierno – Demanda máxima.

De las simulaciones cuasi dinámicas se concluye que:

- En el verano, es necesaria la implementación de 6 equipos SSSC para que las tensiones se mantengan por encima de 0,95p.u. durante todo el día. Debe notarse que la cantidad de equipos lo define el punto de máxima demanda, entre las 13hs y 18hs. Para el resto del día la tensión presenta una amplia holgura con respecto a los niveles admisibles.
- En el caso de contemplar la operación de la CT Salto, la implementación de 4 SSSC con el despacho de la TG entre las 10:30hs y 01:00hs (despacho máximo de 35MW solo en condiciones de máxima demanda de verano) podría ser una alternativa de solución técnica híbrida.
- En invierno, debido a la reducción en los niveles de demanda, las exigencias en la red de transmisión ceden, por lo que para desplazar el despacho de la central térmica Salto es necesaria la instalación de 4 equipos SSSC.
- En base a lo mencionado en los puntos anteriores, la utilización de cuatro equipos por fase desplaza completamente el despacho de la central en la mayoría de las posibles condiciones operativas del sistema eléctrico. En esos casos, solamente se requiere la puesta en servicio de la TG Salto cuando la demanda del corredor es mayor a 70MW aproximadamente.

De aquí, podrían tomarse varias alternativas para la evaluación económica:

- **Alternativa 1:** Instalación de 4 equipos SSSC por fase, utilizando la CT Salto en condiciones de verano con demanda alta.
- **Alternativa 2:** Instalación de 6 equipos SSSC por fase, retirando completamente la CT Salto del despacho.

### Análisis de red ante contingencias (Red N-1)

Otro punto para analizar es el comportamiento del sistema ante contingencias en elementos del sistema de transmisión. En particular, resulta interesante analizar el impacto que genera la instalación de compensación serie estática sincrónica ante N-1 de líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva de la región. Para ello, en la siguiente tabla se muestran los niveles de tensión de las subestaciones de interés ante la aplicación de indisponibilidades simples en el sistema de transmisión.

Sobre el escenario de demanda pico de verano, se evalúan las siguientes condiciones de operación:

- **Red N:** Red completa.
- **C01:** N-1 de un generador de CT Bragado.
- **C02:** N-1 transformador Bragado 220/132kV.
- **C03:** N-1 en capacitor de S/E Chacabuco 132kV.
- **C04:** N-1 en línea Bragado – Acero Bragado 132kV.
- **C05:** N-1 en línea Bragado – Lincoln 132kV.
- **C06:** N-1 en línea Bragado – 25 de Mayo.
- **C07:** N-1 en transformador Bragado 132/66kV.

Subestación	CT Salto E/S - Sin SSSC								CT Salto F/S - Sin SSSC							
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07
Salto 132kV	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.94	0.98	0.66	NC	NC	0.64	0.79	0.67	NC	0.65
Chacabuco Ind 132kV	0.96	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96	0.92	0.96	0.71	NC	NC	0.70	0.83	0.72	NC	0.71
Chacabuco 132kV	0.96	0.95	0.95	0.95	0.96	0.96	0.91	0.96	0.74	NC	NC	0.72	0.85	0.75	NC	0.73
Bragado 132kV	0.97	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.93	0.97	0.88	NC	NC	0.87	0.96	0.88	NC	0.87
Lincoln 132kV	0.94	0.93	0.93	0.94	0.94	0.85	0.91	0.94	0.87	NC	NC	0.87	0.93	0.85	NC	0.87
Acero Bragado 132kV	0.97	0.96	0.96	0.97	-	0.97	0.93	0.97	0.88	NC	NC	0.87	-	0.88	NC	0.87
Bragado 66kV	0.98	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	NC	NC	0.98	0.98	0.98	NC	0.98
Bragado 220kV	0.89	0.88	0.90	0.89	1.03	0.93	0.85	0.89	0.81	NC	NC	0.81	0.88	0.82	NC	0.81
Henderson 220kV	1.04	1.04	1.04	1.04	1.07	1.05	1.03	1.04	1.02	NC	NC	1.01	1.04	1.02	NC	1.02

Tabla 5-9. Tensiones sin implementación de equipos SSSC. - Escenario verano pico.

Subestación	CT Salto F/S - Con 6 SSSC								CT Salto E/S (horas pico) - Con 4 SSSC							
	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07	Red N	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07
Salto 132kV	0.96	0.95	0.95	0.97	0.96	0.97	0.88	0.96	1.00	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	0.94	0.99
Chacabuco Ind 132kV	0.99	0.98	0.98	1.00	1.01	1.01	0.92	0.99	1.00	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	0.95	1.00
Chacabuco 132kV	1.01	1.00	1.00	1.01	0.99	1.02	0.93	1.01	1.01	1.00	1.00	1.02	1.01	1.01	0.95	1.01
Bragado 132kV	0.95	0.94	0.95	0.95	0.97	0.97	0.88	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96	0.97	0.97	0.91	0.96
Lincoln 132kV	0.93	0.92	0.92	0.93	0.94	0.85	0.88	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.85	0.90	0.93
Acero Bragado 132kV	0.95	0.94	0.94	0.95	-	0.96	0.88	0.95	0.96	0.95	0.95	0.96	-	0.97	0.91	0.96
Bragado 66kV	0.98	0.98	0.99	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98
Bragado 220kV	0.88	0.87	0.89	0.87	0.96	0.89	0.81	0.88	0.89	0.88	0.89	0.88	1.01	0.91	0.84	0.88
Henderson 220kV	1.03	1.03	1.04	1.03	1.06	1.04	1.02	1.03	1.04	1.03	1.04	1.04	1.04	1.07	1.04	1.04

Tabla 5-10. Tensiones sin implementación de equipos SSSC – Escenario verano pico.

A partir de las tablas anteriores se puede contemplar que:

- La región bajo estudio se comporta estable ante la condición actual de operación. La CT Salto brinda soporte de reactivos ante la pérdida no simultánea de generación, transformadores, líneas de transmisión y elementos de compensación reactiva.
- Ante la salida de servicio de la CT Salto, los elementos de control actuales del sistema no son capaces de tolerar la pérdida de un generador de la CT Bragado, el transformador de Bragado 220/132kV y la línea Bragado – 25 de Mayo 132kV. En cuanto a las demás contingencias, los niveles de tensión en la S/E Salto y adyacentes presentan valores inadmisibles para la operación permanente. Esto quiere decir que, para soportar la contingencia y mantener las tensiones de barras en valores adecuados, es necesario acudir al corte de demanda.
- La implementación de 6 equipos SSSC por fase causa que las tensiones, en general, se encuentren dentro de los valores admitidos por la normativa. La única contingencia que deriva en subtensiones por debajo de 0.9 en prácticamente todas las barras analizadas es la pérdida de la línea Bragado – 25 de Mayo 132kV.
- Considerando la implementación de 4 equipos por fase deriva en que las tensiones post contingencia se mantengan por encima de 0.9p.u. en todas las barras, excepto el nodo Bragado 220kV, el cual opera normalmente con subtensiones según la Guía de Referencia de Transmisión 2022 de TRANSBA.

Del análisis N-1 presentado en la presente sección se concluye que la mejor solución técnica a implementar es la instalación de 4 SSSC por fase, despachando la central térmica Salto en condiciones de demanda máxima registrada, la cual generalmente se presenta en escenarios de demanda pico diurnos de verano. Esto además permite brindar a la red una mejor flexibilidad en cuanto al crecimiento de demanda o indisponibilidades por contingencias o mantenimientos programados.

### Análisis a largo plazo

Si bien se observa que la incorporación de la compensación es muy efectiva para mejorar los perfiles de tensión, es necesario analizar el margen de estabilidad de transmisión de potencia activa del corredor. Es por ello que en la siguiente figura se exponen las curvas PV, correspondiente a cada una de las situaciones analizadas. En particular, se reporta la tensión en la S/E Salto 132kV, identificada como la más crítica, en función de la variación de la demanda del corredor estudiado.

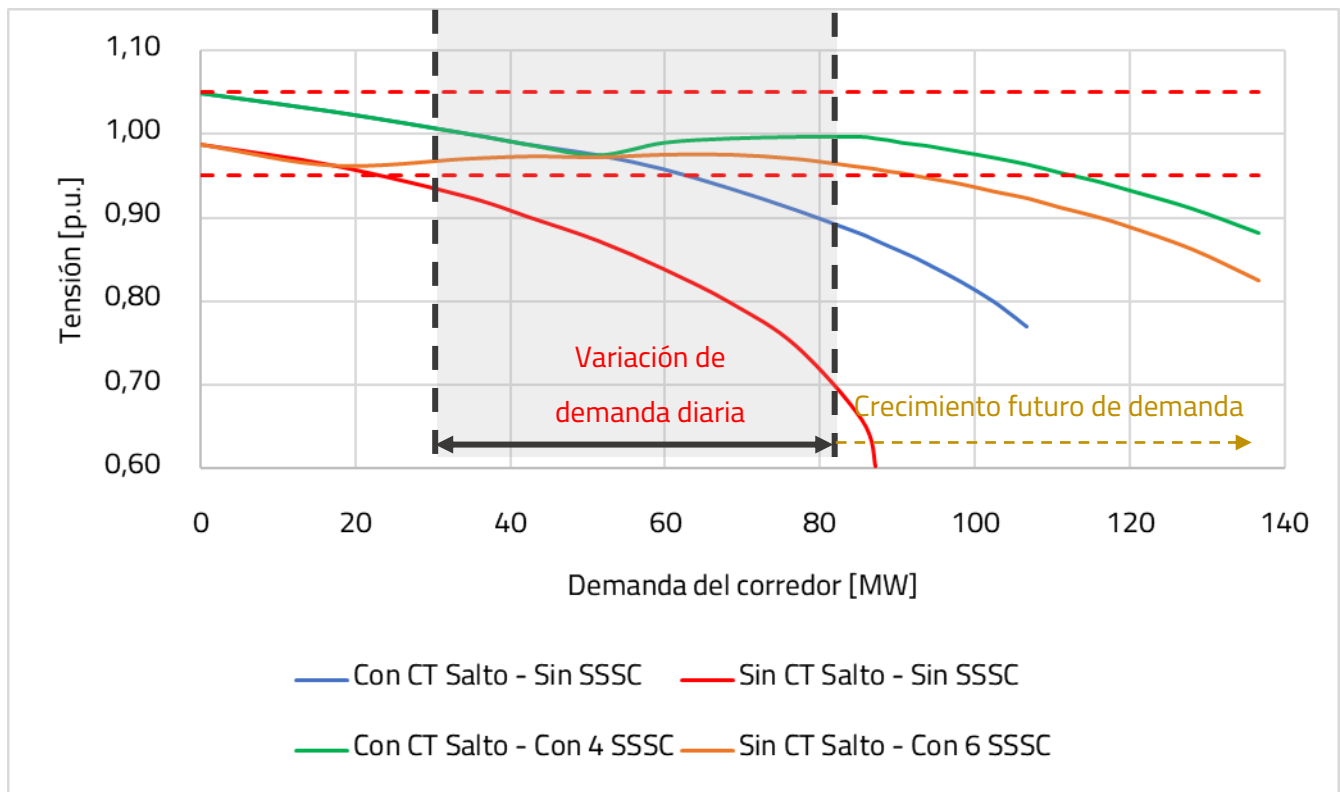


Figura 5-48. Comportamiento de la tensión en función de la demanda del corredor estudiado.

Según los registros de Cammesa, el rango de demanda (SS/EE Salto, Chacabuco Ind. y Chacabuco) se mantiene entre los 35MW y 85MW. En base a las curvas roja y azul, se concluye que el despacho de la central es indispensable para mantener las tensiones por encima de 0,95p.u. en un determinado rango de demanda. Sin embargo, en condiciones de demanda mayor a 65MW, la importación de potencia desde el nodo Bragado

aumenta considerablemente, causando la reducción de tensión de las barras de la región por debajo del límite admisible.

Por otra parte, puede contemplarse que la curva PV **naranja**, correspondiente a la operación del sistema sin la CT Salto y con la inclusión de 6 equipos SSSC por fase, la tensión se mantiene por encima de 0,95p.u. en todo el rango de demanda actual. Además, el punto crítico de operación también aumenta, lo cual podría significar en una gran ventaja para afrontar el crecimiento de la demanda. El nivel de demanda máximo del corredor tal que las tensiones se mantengan por encima de 0,95p.u. es de 93MW, es decir, un 9% por encima de la demanda máxima registrada.

Finalmente, puede contemplarse que la curva PV **verde**, correspondiente a la operación del sistema con la CT Salto, y con la inclusión de 4 equipos SSSC por fase, donde la tensión se mantiene por encima de 0,95p.u. en todo el rango de demanda prevista. Se puede apreciar que este modo de operación presenta mayores beneficios para afrontar el crecimiento futuro de demanda. En este caso, para que la tensión perfore el umbral de 0,95p.u., la demanda de todo el corredor debe ser superior a 114MW, lo cual significa que esta alternativa de solución funcionaría hasta que la demanda se expanda por encima de 34% de los niveles actuales.

Si bien desde la perspectiva técnica es recomendable la instalación de 4 SSSC por fase con la CT Salto inyectando potencia en condiciones máximas de demanda, por sobre la alternativa en donde se instalan 6 equipos y la completa salida de servicio de la CT Salto, en la siguiente sección se abordan ambas alternativas de solución mediante un análisis económico.

### 5.6.2. Evaluación económica

En esta sección se presenta la evaluación económica de las dos alternativas mencionadas en el apartado anterior. Para ello, se toman datos oficiales de CAMMESA correspondientes al año 2022, en cuanto a niveles de demanda sistémica, generación de la CT Salto y sus respectivos costos de operación.

En la siguiente figura se presenta, el costo de combustible y de operación y mantenimiento mensual de la CT Salto. Debe aclararse que la línea degradada indica, sobre el eje derecho, el costo total acumulado durante el año 2022.

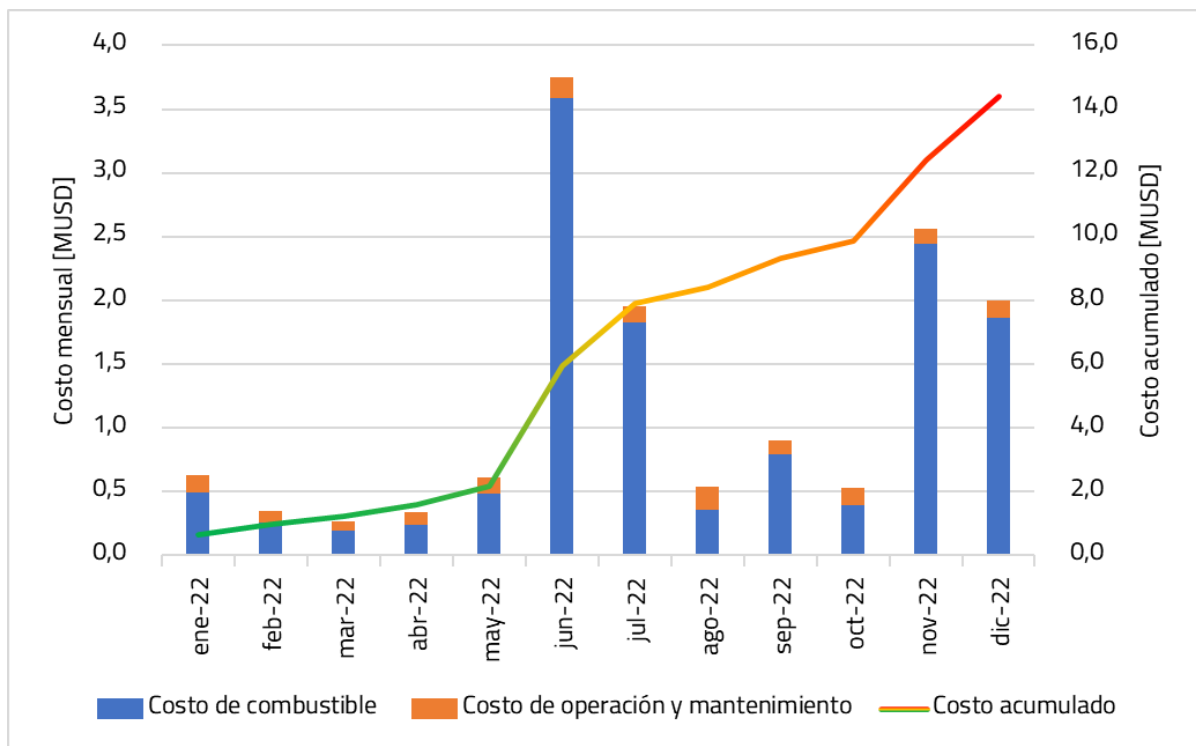


Figura 5-49. Costo total de la CT Salto durante el año 2022.

Por lo tanto, el costo total de los equipos SSSC para cada una de las alternativas es:

- **Alternativa 1:**
  - Costo total de 12 SSSC (4 por fase): 21,24MUSD
  - Costo de operación y mantenimiento: 0,2124MUSD/año
- **Alternativa 2:** Instalación de 6 equipos SSSC por fase, retirando completamente la CT Salto del despacho.
  - Costo total de 18 SSSC (6 por fase): 31,86MUSD
  - Costo de operación y mantenimiento: 0,3186MUSD/año

Ya que la alternativa 1 contempla la operación de la CT Salto en condiciones de máxima demanda, resulta de interés cuantificar cual es el consumo de combustible. Para ello, se estudia la operación de la central eléctrica en base a los registros de demanda del 2022. De los análisis técnicos se concluye que la implementación de los SSSC hace que no sea necesario el despacho de la central cuando la demanda del corredor es inferior a 70MW. Cuando es mayor a ese monto, el despacho necesario para mantener las tensiones por encima de 0,95p.u. es lineal, alcanzando una generación máxima de 35MW cuando la demanda de la región es de 85MW. En este contexto, la siguiente figura exhibe el nivel de demanda de la región (Chacabuco, Chacabuco Ind. y Salto) en color **naranja** y, en color **celeste** el despacho necesario de la central para cumplir con lo establecido en la normativa con respecto a la tensión.

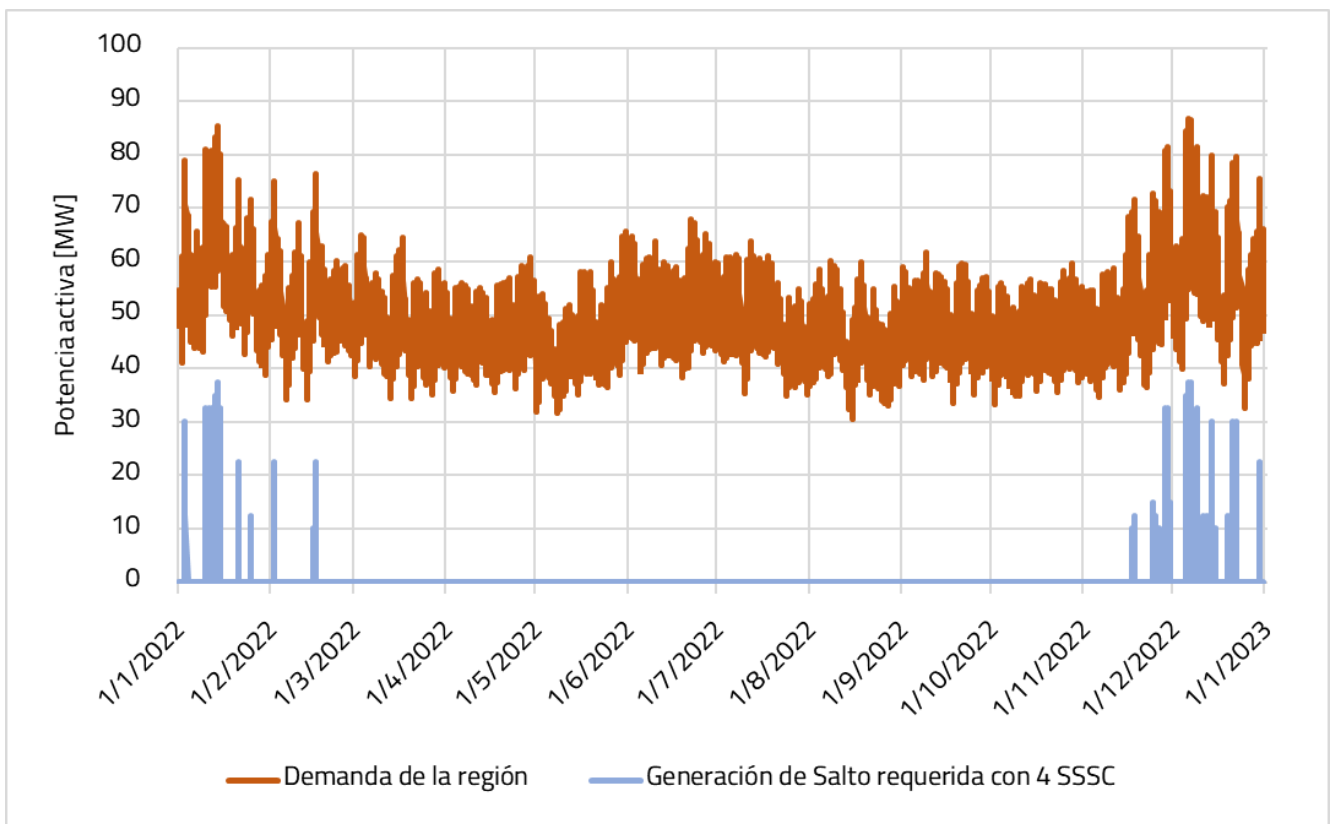


Figura 5-50. Nivel de demanda y generación requerida de la CT Salto | Alternativa 1.

A partir de la figura anterior se obtiene que la energía anual de la CT Salto requerida para mantener una correcta regulación de tensión es 5.650MWh/año. Esto se traduce en los siguientes costos:

- Costo de combustible:
  - ➔ Posibilidad 1 - Consumo de gas natural: 6.700USD/año
  - ➔ Posibilidad 2 - Consumo de GASOIL: 1.254.000USD/año
- Costo de operación y mantenimiento:
  - ➔ Posibilidad 1 - Consumo de gas natural: 34.000USD/año

→ Posibilidad 2 - Consumo de GASOIL: 63.500USD/año

En cuanto a la alternativa 2 (instalación de 6 Smartvalves por fase) se concluye que el costo de combustible, operación y mantenimiento de la central resulta nulo ya que no sería necesaria su puesta en servicio en ninguna época del año.

Por lo tanto, basándose en el comportamiento de demanda y precios de combustible, operación y mantenimiento de la CT Salto, el costo de implementación de cada una de las alternativas abordadas se muestra a continuación, comparando la operación actual de la central.

Detalle		Costo de comb. de CT Salto [MUSD/año]	Costo de op. y mant. de CT Salto [MUSD/año]	Costo de SmartValves [MUSD]	Costo de op. y mant. de SmartValves [MUSD/año]	TOTAL
Operación actual		14,415	1,477	-	-	15,89 MUSD/año
Alternativa 1	GNL	0,0067	0,034	21,24	0,2124	Inv. Inicial: 21,24 MUSD Comb., Op. y mant.: 0,253 MUSD/año
	GO	1,254	0,0635			Inv. Inicial: 21,24 MUSD Comb., Op. y mant.: 1,53 MUSD/año
Alternativa 2		0	0	31,86	0,3186	Inv. Inicial: 31,86 MUSD Op. y mant.: 0,3186 MUSD/año

Tabla 5-11. Tabla resumen de costos.

## 6. CONCLUSIONES

---

El presente Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica parte desde la incipiente transición energética, con un énfasis particular en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la transición hacia fuentes de energía renovable. Se subraya la necesidad de modernización de las infraestructuras eléctricas en consonancia con los planes de descarbonización, ya trazados por diversas naciones. Se destaca, asimismo que la creciente demanda de energía eléctrica, impulsada por factores demográficos y la expansión de sectores industriales plantea retos significativos para la operación del sistema eléctrico.

La implementación de tecnologías innovadoras, como los dispositivos SSSC (Compensador serie estático sincrónico), emerge como una propuesta concreta para abordar los desafíos asociados con la gestión eficiente de la transmisión de energía eléctrica. Estos equipos ofrecen flexibilidad operativa al modular activamente la impedancia de las líneas de transmisión, presentando, además, ventajas en términos de tiempos de fabricación e instalación (entre 15 y 18 meses), los cuales resultan mucho menores en comparación con la construcción de nuevas infraestructuras de transmisión. Por último, su carácter modular les permite fácil reubicación en otros puntos de la red.

A través del análisis de casos de estudios sobre **redes genéricas simplificadas** se concluye que:

➤ **En redes radiales:**

- La instalación de los dispositivos SSSC en líneas radiales producen el aumento de la capacidad de transmisión, y, consecuentemente, disminuye los requerimientos de potencia reactiva para mantener la tensión dentro de rangos nominales en la punta de la línea.
- La ubicación óptima de instalación es en el extremo final del corredor radial debido a que:
  - Aumenta la máxima potencia posible a transmitir.
  - Los requerimientos de potencia reactiva disminuyen.
  - Se reducen las pérdidas activas y reactivas de la línea de transmisión y por ende, el nivel de carga.

➤ **En redes malladas:**

- La instalación de la tecnología SSSC en redes de transmisión malladas produce la redistribución del flujo de potencia, independientemente del punto de conexión. Al ser una compensación del tipo variable, se produce un mejor aprovechamiento del sistema de transmisión ya que la impedancia efectiva introducida por los equipos puede variar modularmente en función de los requerimientos de la operación diaria, optimizando la matriz energética de generación.

- Si bien resulta indistinto el punto de conexión de los SSSC para el control de flujo de potencia, las pérdidas del sistema de transmisión varían. Se observa que:
  - La instalación de los equipos con funcionamiento en modo “Push” implica en que la impedancia efectiva introducida por el equipo en la red de transmisión sea inductiva, incrementándose las pérdidas. Sumado a esto, las tensiones del sistema se deprimen en comparación al caso sin compensación.
  - La instalación de los equipos con funcionamiento en modo “Pull” implica en que la impedancia efectiva introducida por el equipo en la red de transmisión sea capacitiva. No obstante, el flujo de potencia se redirecciona por un camino de mayor longitud (mayor impedancia), incrementándose las pérdidas. En este caso particular, no se presentan variaciones significativas de las tensiones de red.

Por otra parte, dentro de los **casos de estudio específicos** se identificaron problemas de regulación de tensión en diferentes puntos del Sistema Argentino de Interconexión. Generalmente, estas redes son radiales y cuentan con generación térmica convencional del tipo Diesel o Gas Natural Licuado, de pequeño tamaño, que se implementan para colaborar con el suministro de la demanda local, brindando mayor robustez a la red. No obstante, esto contradice con los objetivos de transición energética y disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, se estudia la implementación de equipos SSSC para la mejora de dicha problemática.

A continuación, se presentan los principales resultados encontrados en los análisis realizados:

- **Despacho forzado de centrales térmicas de Venado Tuerto y Rufino:**
  - Operación actual: Para abastecer los máximos niveles de demanda actuales y mantener los niveles de tensión dentro de valores admisibles, resulta necesario el despacho de ambas centrales a potencia máxima.
  - Análisis técnico: La implementación de 4 equipos SSSC por fase permitiría el retiro de la CT Venado Tuerto hasta que la demanda del corredor se incremente un 15% con respecto a los montos actuales.
  - Análisis económico: La operación actual de ambas unidades generadora es de 3,8MUSD por año, mientras que el costo total de implementación de los 4 SSSC por fase sería de 21,24MUSD, considerando 1,91MUSD fijos por año de la operación de la CT Rufino, y operación y mantenimiento de dicha unidad y los Smartvalves.

- **Problemas de tensión en zona norte de Santa Fe:**

- Operación actual: Los extremos del corredor resultan muy sensibles al aumento de demanda debido a su radialidad, por lo que es necesaria la implementación de obras para mejorar los perfiles de tensión en las barras más alejadas que actualmente operan por debajo de los márgenes permitidos.
- Análisis técnico: Se compara la solución propuesta por EPESF con la implementación de los dispositivos SSSC llegando a la conclusión que la mejora de los perfiles de tensión aplicando los dispositivos SSSC es mayor, pero bajo una menor robustez del sistema. Por el contrario, las obras planeadas por EPESF impactan de menor manera en los perfiles de tensión siendo necesaria alguna compensación extra para que cumplan con los niveles adecuados, pero estas aportan un enmallamiento que le da más flexibilidad y confiabilidad al sistema. Por lo tanto, la implementación de la tecnología SSSC mejora la operación de manera rápida y transitoria, para luego ser complementada con las obras de transmisión planteadas por EPESF para dar mayor robustez. En este contexto, se propone la conjunción de ambas soluciones para lograr una mejora sustancial de la calidad del suministro en todo el corredor.
- Análisis económico: El costo total aproximado de la obra planteada por la EPESF, que incluye 100km de líneas y 2 subestaciones de 132/33/13,2kV es de 112MUSD, contra 42,5MUSD que costaría la implementación de los dispositivos SmartValves. A esto se le debe remarcar que el plazo medio de construcción de unas obras de tales características es de 18 meses a 3 años contra un plazo de 15 meses de la implementación de los SSSC.

- **Despacho forzado de la central térmica Salto:**

- Operación actual: Con el objetivo de abastecer la demanda actual del corredor y mantener las tensiones dentro de los márgenes de seguridad admisibles, resulta indispensable el despacho de la CT Salto.
- Análisis técnico: Se estudian dos alternativas de solución técnica, las cuales se detalla a continuación:  
*Alternativa 1:* La implementación de 4 equipos por fase junto a la operación de la CT Salto en condiciones de máxima demanda permite mantener los niveles de tensión dentro de los límites admisibles, incluso contemplando un crecimiento de demanda del 34%.

*Alternativa 2:* La implementación de 6 equipos por fase, permitiendo retirar completamente la CT Salto y dando pleno cumplimiento de la normativa, incluso considerando un crecimiento de demanda del 9%.

- Análisis económico: La operación actual de la CT Salto es de 15,89MUSD por año, mientras que el costo total de cada una de las alternativas es:

*Alternativa 1:* la implementación de los 4 SSSC por fase tiene un costo de 21,24MUSD, y, dependiendo del combustible quemado por la CT Salto entre 0,253MUSD y 1,53MUSD fijos por año. Dentro de esos costos también se considera la operación y mantenimiento de dicha unidad y los Smartvalves.

*Alternativa 2:* la implementación de los 6 SSSC por fase tiene un costo de 31,86MUSD, y la operación y mantenimiento de los Smartvalves cuesta 0,3186MUSD por año.

En base a los resultados encontrados se concluye que, en todos los casos, la implementación de equipos SSSC deriva en una mejora significativa en los niveles de tensión de los corredores bajo estudio. En el caso del estudio del despacho forzado de la CT Salto, la implementación de 6 equipos permite desplazar completamente a la generación térmica local, mientras que la inclusión de 4 SSSC por fase junto al despacho de la central en condiciones de máxima demanda derivan en el pleno cumplimiento de los niveles de tensión. Por otra parte, en el caso del análisis de la región sur de Santa Fe, la instalación de 4 equipos por fase permite retirar parcialmente la generación térmica de la región ya que el nivel de demanda local resulta elevado. Por último, considerando el sistema norte de Santa Fe, la inclusión de esta tecnología mejora los niveles de tensión de las subestaciones analizadas, destacando las posibles deficiencias a la hora de afrontar contingencias. Debe enfatizarse que el objetivo de este análisis es exponer la mejora transitoria de la capacidad de control de tensión de la región hasta que se efectúen obras de transmisión que permitan dar solución permanente a dicha problemática. Inclusive, se evidencia que podrían presentarse violaciones de tensión ante la inclusión dichas obras. Por lo tanto, los equipos SSSC complementarían dichas obras de transmisión.

## 7. REFERENCIAS

---

- [1] J. Machowsky, J. W. Bialek, Bumby y J. R., Power System Dynamics: Stability and Control - Second Edition, Chichester, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2008.
- [2] P. Kundur, Power Systems Stability and Control, Estados Unidos: McGraw Hill, 1994.
- [3] J. M. Ramírez, G. Caicedo, R. E. Correa, Sistemas de transmisión flexibles FACTS, Colombia, 2017.
- [4] CIGRE JWG B4.C2.3 Documento técnico: Aspectos técnicos, regulatorios y económicos de los sistemas FACTS distribuidos.
- [5] X. P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006.
- [6] International Renewable Energy Agency, Panorama de la innovación para un futuro impulsado por las energías renovables: Soluciones para integrar las energías renovables variables.
- [7] C. A. Ordóñez, A. G. Expósito, J. M. Maza-Ortega, Series Compensation of Transmission Systems: A Literature Survey, España, 2021.
- [8] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS: Concepts and technology of flexible AC transmission systems, New York, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2000.
- [9] <https://ourworldindata.org/>
- [10] M.V Gonzales Sábato, Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas de Potencia, Buenos Aires, Primera Edición, Abril 2009
- [11] J. Cano, Análisis de los Sistemas de Potencia, 2021.
- [12] Marconetto, Camilo y Nielsen, Nicolás, «Incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en la Patagonia», Proyecto Final, 2022
- [13] <https://www.smartwires.com/smartvalve>
- [14] Application of SSSC to the 330kv nigerian transmission network for voltage control
- [15] Nigeria Electricity System Operator <https://nsong.org/>
- [16] <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- [17] <https://aplic.cammesa.com/geosadi/>
- [18] Smart Wires – A Distributed, Low-Cost Solution for Controlling Power Flows and Monitoring Transmission Lines
- [19] <https://www.smartwires.com/2023/08/30/series-compensation-without-creating-sub-synchronous-resonance-ssr-risk/>
- [20] EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE – GUIA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN SU CONDICION DE PAFTT 2022-2026