

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación

Disparo controlado de líneas de transmisión para mantener la estabilidad en
el SEP con la implementación de FACTS.

INGE- 2833

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad.

Presentado por:

Billy Joel Figueroa Osorio.

Félix de Jesús Lovaton Reyes.

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

Este trabajo de titulación se lo dedicamos a nuestras familias ,que, a pesar de no estar presentes en las aulas de clases, estuvieron en cada desvelo, en cada curso aprobado y en cada pequeño avance, a nuestros docentes que con su guía, experiencia y exigencias nos impulsaron a ser mejores cada día no solo como profesionales, sino también como personas, y en especial a nuestra compañera de carrera y amiga Mélida Morales por su amistad invaluable durante esta etapa universitaria.

Agradecimientos

Agradecemos a la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación por el uso de sus instalaciones durante nuestra formación académica, al Msc. Iván Endara por ser nuestro tutor en este trabajo de titulación y confiar en nosotros además de capacitarnos tanto en la parte académica como en la laboral, a los doctores Miguel Torres y Síxifo Falcones por su aporte a lo largo de nuestra carrera, así como consejos para crecer como personas.

Declaración Expresa

Yo/Nosotros Billy Joel Figueroa Osorio y Félix De Jesús Lovaton Reyes acuerdo/acordamos y reconozco/reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autor/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 27 de mayo del 2025.



**Felix De Jesus
Lovaton Reyes**



Billy Joel Figueroa
Osorio.

Félix De Jesús Lovaton
Reyes.

Evaluadores

Ing. Sífifo Daniel Falcones Zambrano.

Profesor de Materia

Ing. Iván David Endara Vélez.

Tutor de proyecto

Resumen

La pérdida de una línea de transmisión puede generar un desbalance en el sistema, ya que conlleva a una redistribución del flujo de potencia. Aunque el sistema eléctrico de Potencia debe estar diseñado para soportar estas contingencias, en un sistema de transmisión de doble circuito, la línea de respaldo está dimensionada para soportar la carga completa que antes fluía por ambas líneas de manera equitativa, hasta que se restablezca la línea que se abrió por alguna falla. Sin embargo, el SEP no está exento de que esto ocurra; la sobrecarga asumida por la línea de respaldo puede ser tan alta que provoque su apertura, desencadenando efectos en cascada y llevando al sistema a niveles críticos de estabilidad, incluso a un blackout.

Para estos casos, las protecciones de la línea actúan en tiempos muy cortos, y con la ayuda de un SVC, cuya inyección de potencia reactiva permite nivelar los perfiles de tensión en las barras y aumentar la cargabilidad de las líneas, se obtiene un lapso de tiempo que facilita la toma de decisiones para mantener el sistema de Potencia operativo. En futuros trabajos, se plantea aplicar una protección sistemática basada en deslastres de carga, con el fin de mantener la estabilidad del sistema y evitar su colapso, considerando criterios de prioridad para determinar qué cargas se deben mantener, como hospitales, laboratorios, entre otros.

Palabras Claves:

SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), SVC, blackout, sobrecargas, líneas de Transmisión.

Abstract

The loss of a transmission line can generate an imbalance in the system, as it leads to a redistribution of power flow. Although the power system must be designed to withstand such contingencies, in a double-circuit transmission system, the backup line is sized to support the full load that previously flowed through both lines equally, until the line that tripped due to a fault is restored. However, the EPS is not exempt from this situation; the overload taken on by the backup line may be so high that it causes its own tripping, triggering cascading effects and driving the system to critical stability levels, even to a blackout.

In such cases, line protections operate within very short timeframes, and with the support of an SVC, whose injection of reactive power helps level the voltage profiles at the buses and increase the loadability of the lines, an additional time window is gained that facilitates decision-making to keep the power system operational. In future work, it is proposed to apply a systematic protection scheme based on load shedding, in order to maintain system stability and prevent collapse, considering priority criteria to determine which loads should be preserved, such as hospitals, laboratories, and others.

Keywords:

SEP (Power System), SVC, BLACKOUT, Overloads, Transmission Lines.

Índice General

Resumen	I
<i>Abstract</i>	7II
Índice general	¡Error! Marcador no definido.
abreviaturas	IV
Simbología	10
Índice de Figura s	11
Índice de tablas	VIII
Capítulo 1	13
1.1 Introducción	14
1.2 Descripción del Problema	14
1.3 Justificación del Problema	15
1.4 Objetivos	16
<i>1.4.1 Objetivo general</i>	16
<i>1.4.2 Objetivos específicos</i>	16
1.5 Marco teórico	17
<i>1.5.1 Sistema Eléctrico de Potencia</i>	17
<i>1.5.2 Flujo de Carga</i>	18
<i>1.5.3 Estudio de Cortocircuito</i>	19
<i>1.5.4 Nomenclatura ANSI de protecciones</i>	21
<i>1.5.5 Clasificación de FACTS</i>	23
<i>1.5.6 Estabilidad de Sistemas de Potencia</i>	24
2. Metodología	27
3. Resultados y análisis	44
4.1 Conclusiones y recomendaciones	67
<i>4.1.1 Conclusiones</i>	67
<i>4.1.2 Recomendaciones</i>	68
Bibliografía	69

Abreviaturas

ANSI	American National Standards Institute
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MW	Megawatt
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
VAR	Volt-Ampere Reactive

Simbología

ANSI 50	Protección de Sobre corriente Instantánea
ANSI 51	Protección de Sobre corriente Temporizada
L/T	Línea de Transmisión
Q	Potencia Reactiva
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Voltaje
V	Voltaje

Índice de Figuras

Figura 1 Representación de un SEP IEEE 39 barras.....	17
Figura 2 Softwares para realizar Estudios de Flujos de Cargas	18
Figura 3 Falla Trifásica.....	20
Figura 4 Falla Bifásica.....	20
Figura 5 Falla Bifásica a Tierra	21
Figura 6 Falla Monofásica.....	21
Figura 7 Esquema de Conexión ANSI 21	22
Figura 8 Medición del ANSI 21 en diferentes puntos	22
Figura 9 IEEE 39 barras	27
Figura 10 Pasos para ubicación del SVC	28
Figura 11 Flujo de Carga.....	29
Figura 12 Parámetros del Método de Newton Raphson.....	29
Figura 13 Coordinación Carga 24	31
Figura 14 Coordinación Carga 16	32
Figura 15 Coordinación Carga 15	32
Figura 16 Coordinación Carga 7	33
Figura 17 Coordinación Carga 4	33
Figura 18 Sobrecarga en las Líneas L16-19 L21-22	34
Figura 19 Ajuste para Abrir la Línea 21-22	35
Figura 20 Redistribución de Carga después de la apertura L21-22.....	35
Figura 21 Representación de Bloques del Sistema de Control del SVC.....	36
Figura 22 Ecuaciones que modelan al SVC	36
Figura 23 Apertura de la Línea 4-14	37
Figura 24 Apertura de la Línea 17-18	37
Figura 25 Línea 26-28	38
Figura 26 Línea 28-29	39
Figura 27 Línea 5-8	39
Figura 28 SVC Barra 2 y 16	40
Figura 29 Simulación RMS con SVC en mi sistema.....	40
Figura 30 Parametrización de SVC Barra 16	41
Figura 31 SVC conFigura ción en caso de fallas	42
Figura 32 ConFigura ción SVC en simulación dinámica	42
Figura 33 Resultado del Flujo de Carga	44

Figura 34 Contingencia N-2 y sobrecarga en la Línea 16-19.....	46
Figura 35 Contingencia N-2 y sobrecarga en la Línea 2-3.....	46
Figura 36 Potencia Reactiva necesario en la Barra 2	47
Figura 37 Potencia Reactiva necesario en la Barra 16	47
Figura 38 Curva del SVC en estado estático	48
Figura 39 Caída de tensión antes de la falla	48
Figura 40 Voltajes después de Falla	49
Figura 41 Admitancia del SVC	50
Figura 42 Voltaje de Barra 16	50
Figura 43 Inyección de potencia reactiva	50
Figura 44 Valores Propios antes de los SVC.....	51
Figura 45 Valores Propios con los SVC.....	51
Figura 46 Tiempo de actuación sin SVC'	53
Figura 47 Sobrecarga critica en otras zonas del sistema	53
Figura 48 Tiempo de actuación con SVC.....	54
Figura 49 Eliminación de Sobrecargas en el Sistema.....	54

Capítulo 1

1.1 Introducción

Al considerar contingencias del tipo N-1 en el estudio de estabilidad en sistemas de transmisión altamente interconectados, como el caso de IEEE 39 barras, nos permite garantizar la seguridad y confiabilidad de un SEP. A pesar de que un sistema de transmisión usualmente se diseña como doble circuito, donde ambas líneas son dimensionadas para que puedan operar independientemente en caso de que alguna salga de operación incluso con incrementos de cargas.

Por otro lado, la carga y su redistribución suele ser dinámica, y si no se consideran características técnicas del conductor, pueden llegar a sobrecargar las líneas con problemas o incluso otras líneas que no están dimensionadas para soportar dicha redistribución de carga; sin embargo, pueden operar durante un corto periodo antes de activar protecciones propias como ANSI 21, y su Backup ANSI 50/51. Lo cual podrá nuevamente provocar otra redistribución de carga y sobrecargas que desencadenan efectos cascadas que llevan al colapso del SEP.

Citando un caso de estudio, en Ecuador el día 27 de Junio del 2024 sufrió un Blackout debido a una falla en la Línea de Transmisión Taday-Zhoray puesto que la desconexión de esta provoco una redistribución en otras líneas del sistema, llevándolo a un colapso en cascada; provocando incluso que la interconexión con Colombia se desconecte, debido a que los niveles de estabilidad de Ecuador provocaron afectaciones al sistema eléctrico Colombiano.

1.2 Descripción del Problema

En sistemas altamente interconectados, como el caso del IEEE de 39 barras, verificar la dinámica de la redistribución del flujo de potencia ante el colapso de una línea es importante, ya que dicha redistribución puede llegar a sobrecargar otra línea. Esta última puede operar durante cierto tiempo con esa carga extra, pero, transcurrido ese periodo, podría dispararse gracias a las protecciones ANSI 50/51/21, provocando efectos en cascada que pueden llevar a una desconexión total. Ante este escenario, debemos contemplar la contingencia N-1, donde **N** representa la cantidad de elementos que componen dicho SEP (líneas de transmisión, transformadores, generadores) y verificar qué tan robusto y confiable es nuestro sistema. Para ello, se deben analizar niveles de estabilidad aceptables en cuanto a voltaje ($\pm 5\% V$), considerando dispositivos de compensación reactiva, frecuencia y estabilidad angular.

1.3 Justificación del Problema

Un disparo controlado de líneas de transmisión es una solución viable para mantener un sistema eléctrico de potencia confiable, ya que se considera su sustentabilidad a lo largo del tiempo. En este caso, se aprovechará la infraestructura existente en el sistema IEEE de 39 barras, donde inicialmente se realizará un flujo de potencia para verificar los márgenes operativos de los elementos que componen dicho SEP. Es importante destacar que, para el montaje de la infraestructura, se llevó a cabo un estudio de impacto ambiental y económico, y que, a lo largo de su vida útil (sin considerar los primeros años destinados a la recuperación de la inversión), esta ha generado una utilidad. Dicho beneficio puede destinarse a la implementación de dispositivos FACTS, los cuales permiten compensar las líneas, es decir, aumentar su cargabilidad sin necesidad de expandir el sistema de transmisión. Esto prolonga el tiempo antes de que ocurra un colapso del SEP y facilita un

mejor manejo y estructuración del sistema de protecciones (protección sistemática). A partir de las curvas, es posible realizar el análisis de dv/dt , el cual se relaciona con la rapidez con que el sistema podría colapsar.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Analizar la viabilidad del disparo controlado de Líneas de transmisión como una estrategia para mantener la estabilidad en un SEP contemplando contingencias del tipo N-1, mediante el flujo de potencia y uso de FACTS, con el fin de optimizar la confiabilidad del sistema sin necesidad de expandir la infraestructura de transmisión.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Simular un flujo de potencia para conocer el estado operativo del SEP en condiciones normales de operación.
2. Simular fallas en el SEP para la visualización de la barra más afectada y ese es el lugar óptimo para colocar la compensación.
3. Determinar la mejor opción de compensación reactiva a través de FACTS para la implementación en el sistema eléctrico y como responde a estos cambios y ver si se prolonga el tiempo de actuación para una correcta coordinación de protecciones.
4. Identificar el centro de mayor consumo para empezar la coordinación del sistema de protecciones considerando que para la coordinación se debe elegir el camino por donde se encuentre el área más afectada por una falla.

1.5 Marco teórico

Para llevar a cabo estudios de cortocircuito, flujos de carga, coordinación de protecciones, dimensionamiento de FACTS necesitamos de software especializados y conocimientos teóricos sobre fundamentos de las diferentes fallas que pueden existir en un SEP, criterios para la coordinación de protecciones, verificar que se analiza en un SEP para decir que es un sistema estable y confiable (UNAM, 2004).

1.5.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de Potencia es un conjunto de elementos el cual me permite generar, transmitir, distribuir y consumir energía eléctrica abaratando costos y con la mayor calidad posible.

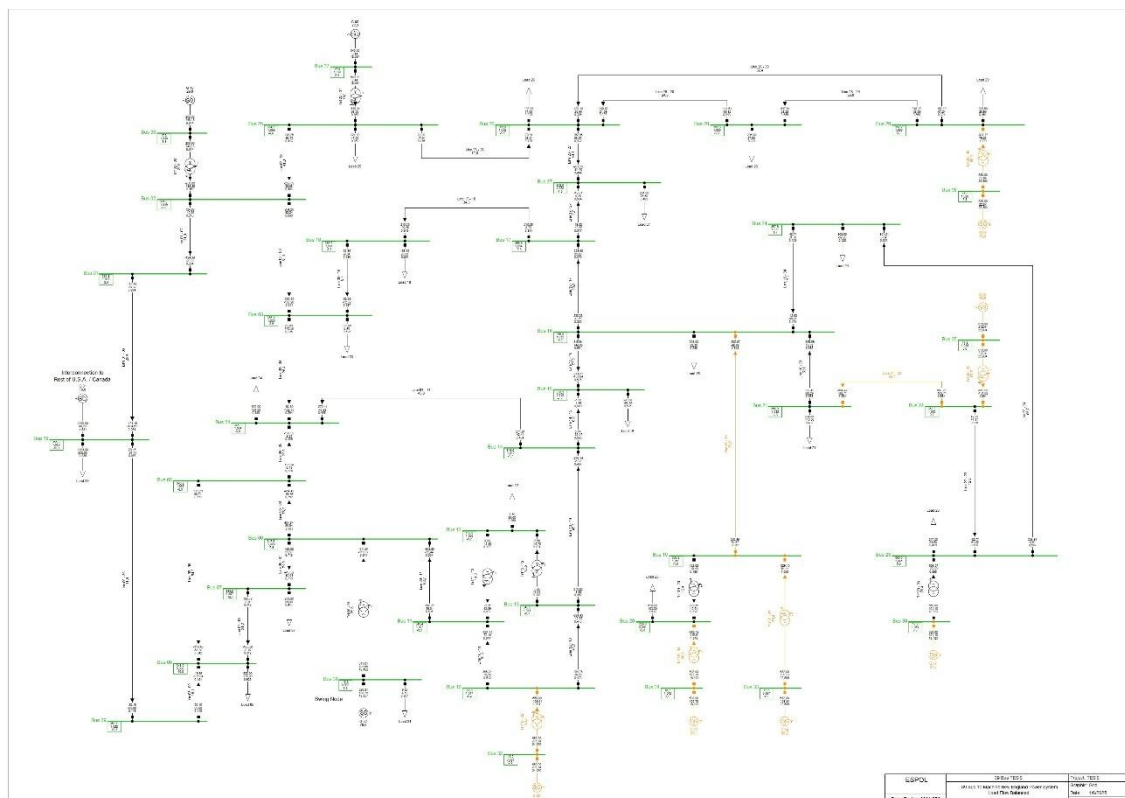


Figura 1 Representación de un SEP IEEE 39 barras.

Los sistemas de generación tienen tensiones de salidas que están entre los 0.6 y 23 [KV], los cuales gracias a transformadores elevadores elevan su tensión para transmitir la

energía el cual está en el rango de 200 a 300 [KV], gracias a las tensiones elevadas las pérdidas a lo largo de la línea de transmisión son mínimas y estas son un circuito doble para mayor robustez en el sistema, una vez que llega a los centros de cargas se necesita reducir la tensión con un transformador reductor el cual me permite llevar tensiones que puedan ser manejadas por los diferentes clientes de las empresas distribuidores: Comercial, industrial y Residencial.

1.5.2 Flujo de Carga

El flujo de carga es una herramienta la cual me permite conocer la condición del Sistema Eléctrico de Potencia ya que al finalizar un número determinado de iteraciones utilizando herramientas especializadas para este tipo de estudios como Power Factory, ETAP, EASY POWER, etc., nos muestran valores voltajes y corriente por cada nodo y corrientes que fluyen por la línea respectivamente en condiciones normales de operación y considerando contingencias, ayuda a planificar posibles expansiones en nuestro sistema, analizar la estabilidad de mi sistema, identificar problemas a lo largo del sistema, además de optimizar mi sistema para minimizar las pérdidas de energía y maximizar la utilización de los recursos (INGTHERON INGENIERÍA ELÉCTRICA, 2020).



Figura 2 Softwares para realizar Estudios de Flujos de Cargas

Los métodos para obtener un flujo de carga son los siguientes:

- Método de Gauss Seidel

Se utiliza para el cálculo de corrientes y voltajes en las líneas y nodos respectivamente hasta que el método converge, exclusivamente para cargas no lineales.

Para la corriente inyectada en la barra sabemos que:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (1.1)$$

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k \quad (1.2)$$

$$I_i = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (1.3)$$

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - (Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n) \right] \quad i = 2, \dots, n \quad (1.4)$$

O su forma más compacta

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k \right] \quad i = 2, \dots, n \quad k \neq i \quad k \in i \quad (1.5)$$

Con las expresiones que obtuvimos anteriormente donde V representa voltaje, S potencia aparente, P potencia activa, Q potencia reactiva, Y_{ii} impedancia de Thévenin vista desde la barra de análisis, I corriente, si usamos un superíndice para expresar la iteración asociada al valor de cada variable, tenemos:

$$V_i^{(l+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{(l)*}} - (Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2^{(l+1)} + Y_{i,i-1}V_{i-1}^{(l+1)} + \dots + Y_{i,i+1}V_{i+1}^{(l)} + Y_{in}V_n) \right] \quad i = 2, \dots, n \quad (1.6)$$

O su forma más compacta

$$V_i^{(l+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{(l)*}} - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik}V_k^{(l+1)} - \sum_{k=i+1}^n Y_{ik}V_k^{(l)} \right] \quad i = 2, \dots, n \quad (1.7)$$

- Método Newton Raphson

Un método iterativo, pero más eficiente que el método de Gauss-Seidel para resolver sistemas de ecuaciones no lineales. Es ampliamente utilizado en análisis de flujo de cargas debido a su velocidad de convergencia más rápida (Universidad Nacional de Tucumán, 2015).

1.5.3 Estudio de Cortocircuito

Un estudio de cortocircuito me permite conocer el comportamiento de mi sistema en estado de falla, uno de sus objetivos es calcular la corriente de cortocircuito máxima para el dimensionamiento de nuestro sistema de protecciones, además de conocer el tiempo máximo para interrumpir la falla y evitar el colapso de mi sistema.

Los diferentes tipos de fallas se dividen en dos grupos:

- Fallas simétricas o balanceadas es cuando ocurre una falla y las tres fases de mi sistema tienen el mismo valor de corriente (UNAM, 2019).

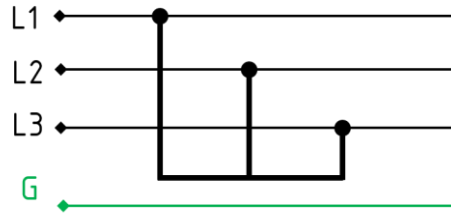


Figura 3 Falla Trifásica

$$I_A = I_B = I_C = I_f \quad (1.8)$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_f \\ I_f \\ I_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_f \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

$$I_1 = I_f \quad (1.10)$$

Toda la corriente fluye en la secuencia positiva I_1 , y se calcula $I_f = \frac{E_1}{Z_1 + Z_f}$ (1.11)

Donde E es el voltaje de secuencia positiva y Z_1 la impedancia de secuencia positiva y Z_f la impedancia de falla.

- Fallas asimétricas o desbalanceadas es cuando ocurre una falla y las tres fases de mi sistema no tienen el mismo valor de corriente.

- Falla bifásica

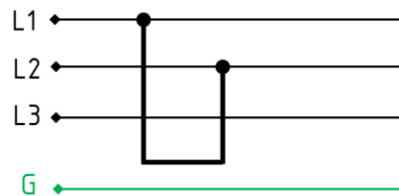


Figura 4 Falla Bifásica

$$I_{a_1} = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2} \quad (1.12)$$

$$I_b = -I_c = -j\sqrt{3}I_{a_1} \quad (1.13)$$

- Falla bifásica a tierra

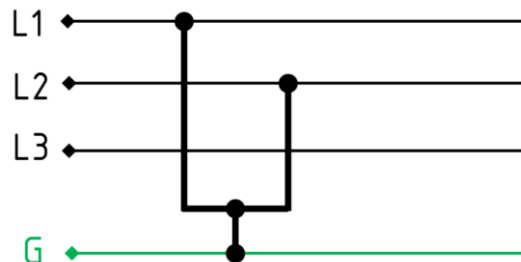


Figura 5 Falla Bifásica a Tierra

$$I_{a1} = \frac{E_1 Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_0 + Z_0 Z_1} \quad (1.14)$$

$$I_b + I_c = 3I_{a0} \quad (1.15)$$

- Falla monofásica

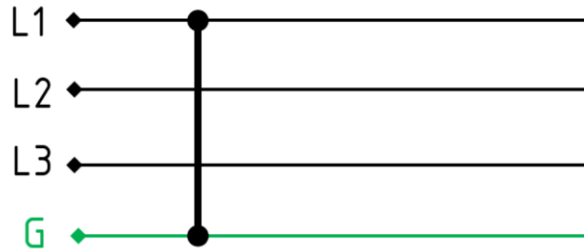


Figura 6 Falla Monofásica

$$I_{a0} = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (1.16)$$

$$I_a = 3I_{a0} \quad (1.17)$$

1.5.4 Nomenclatura ANSI de protecciones

- ANSI 21 o Protección de Distancia

La protección de distancia es un mecanismo que gracias a la ayuda de elementos de medición como TC y TP, transformador de corriente y potencial respectivamente, me permiten abrir y detectar la falla a lo largo de una línea de Transmisión (CONTROL.COM, 2019).

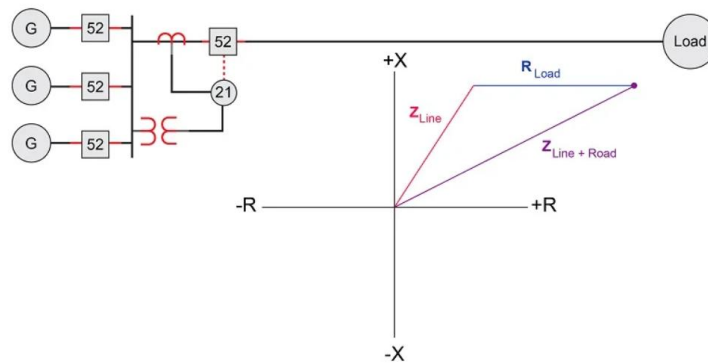


Figura 7 Esquema de Conexión ANSI 21

Dependiendo de donde ocurra la falla el relé de distancia es capaz de discriminar otras fallas y evitar el sobre alcance de sus zonas de protección.

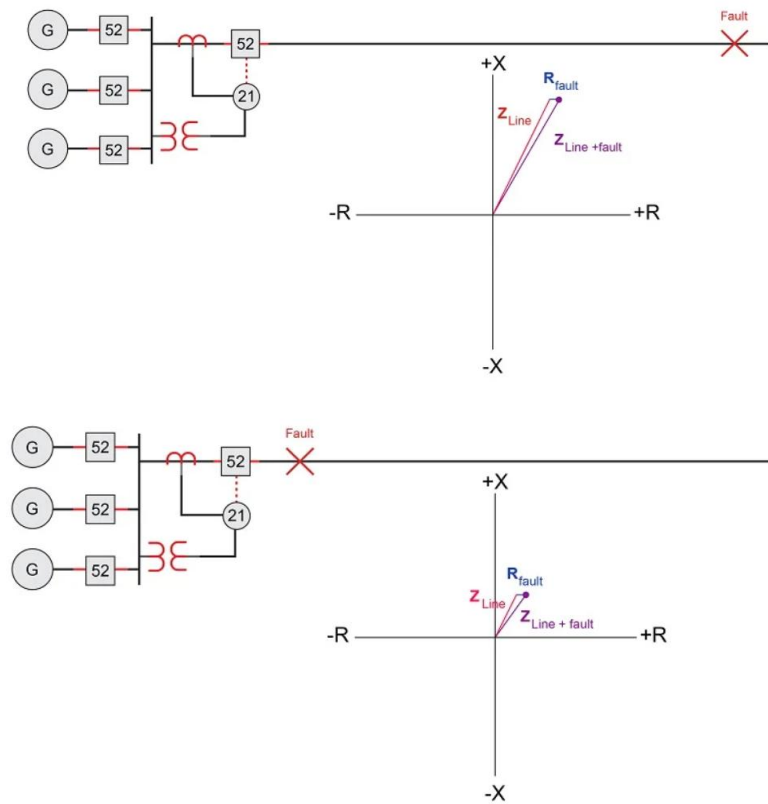


Figura 8 Medición del ANSI 21 en diferentes puntos

El Relé ANSI 21 me permite proteger 3 zonas en diferentes tiempos de actuación para evitar fallos en nuestro sistema, Usualmente el criterio que se utiliza para programar este relé es:

Zona 1: Proteger del 80-90% de la línea, actúa de manera instantánea.

Zona 2: Proteger el 100% de la línea más el 50% de la siguiente línea, actúa de manera temporizada entre (300-600 ms).

Zona 3: Cubre el 100% de ambas líneas y tiene tiempo retardado a partir de la zona 2 (Anderson, 1998).

- **ANSI 50/51 o Protección contra sobre corriente temporizada o instantánea**

La protección contra sobrecorriente temporizada ANSI 51 protege los equipos contra cortocircuitos, e incluye características de tiempo definido y tiempo inverso, que dependen del ajuste que se le dé. La característica de tiempo inverso es que a mayor

magnitud de corriente la protección actúa en el menor tiempo posible y a medida que la medición de corriente disminuye tarda más en abrir la protección.

Las curvas de tiempo son estandarizadas por la agencia de normas Suizas IEC e incluyen:

- Inversa Estándar

$$t = TMS * \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02} - 1} \quad (1.18)$$

- Muy Inverso

$$t = TMS * \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \quad (1.19)$$

- Extremadamente Inverso

$$t = TMS * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \quad (1.20)$$

Donde t es el tiempo de apertura de la protección, TMS es el Time Dial, I corriente durante la falla, I_p corriente de activación de la protección. (CONTROL.COM)

1.5.5 Clasificación de FACTS

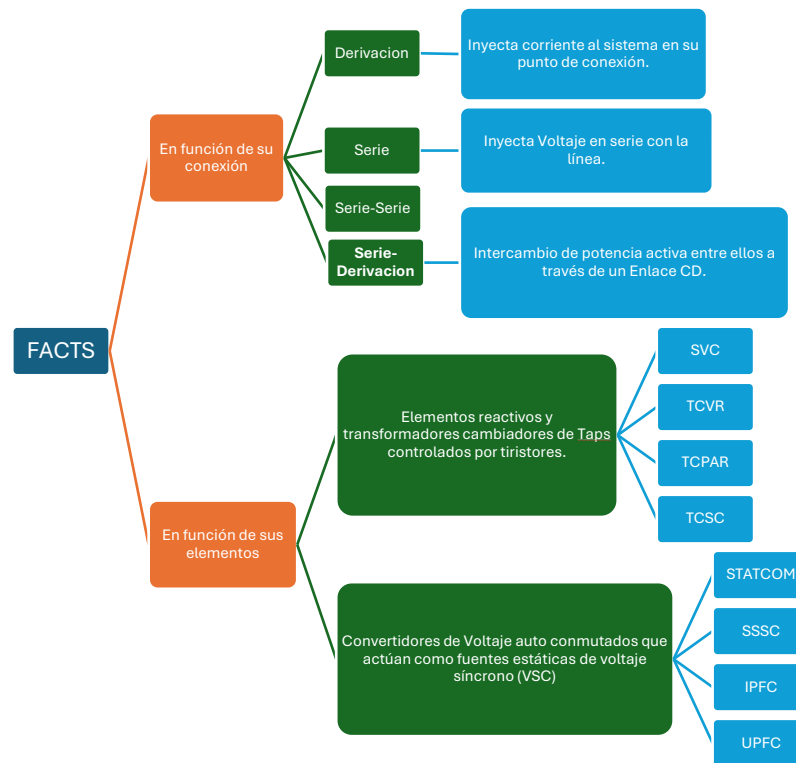
Los FACTS o conocidos como Sistemas Flexibles de Transmisión en AC, nos ayudan a controlar el flujo de potencia en el sistema sobre todo en las líneas de transmisión que dicen ser inflexibles, ya que la posibilidad de controlar el flujo es nula ya que sus parámetros son fijos, además que ante una contingencia tienen una respuesta lenta y esto se debe a que son controlados por elementos mecánicos. El Flujo de Potencia entre dos puntos se pueden representar a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \text{Sen}(\theta_{ij}) \quad (1.21)$$

Donde P_{ij} representa la potencia que fluye entre una línea, V_i y V_j representan la magnitud de tensión que tienen en ambos extremos de la línea uno conocido como voltaje emisor y el otro voltaje receptor, θ_{ij} es la diferencia angular, X_{ij} es la reactancia de la línea.

La filosofía de los FACTS es el uso de elementos de estado sólido como Diodos, Tiristores los cuales me permiten llevar a las líneas a operar a sus límites térmicos ya que al ser elementos electrónicos me permiten una conmutación rápida, además que me permite redireccionar el flujo en una fracción de ciclo, me permite modificar los parámetros del sistema y controlar el flujo de potencia.

A partir de esta introducción de FACTS tenemos una clasificación dependiendo de su conexión y elementos que lo componen:



Entre las ventajas de los FACTS tenemos los siguientes puntos:

- Me permite operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos.
- Incrementan la confiabilidad de mi sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando corriente de cortocircuito y sobrecargas, previniendo la salida en cascadas.
- Responden rápidamente ante perturbaciones que se presentan en mi sistema, debido a la electrónica de potencia y su rápida conmutación. (RAMÍREZ ARREDONDO, CAICEDO DELGADO, & CORREA GUTIÉRREZ, 2017)

1.5.6 Estabilidad de Sistemas de Potencia

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser definida, de una manera general, como la propiedad de un sistema de potencia que lo hace capaz de permanecer en un estado de equilibrio durante su operación bajo condiciones de operación normales, y de alcanzar de nuevo estado de equilibrio aceptable después de haber sido sometido a una perturbación (Peralta, 2022).

La evaluación de estabilidad se realiza durante el periodo de estado transitorio, ya que las perturbaciones pueden ser pequeñas o severas, y se dice que el sistema es estable cuando después de la perturbación el sistema es capaz de ajustarse a un nuevo punto de operación, a pequeñas perturbaciones se conoce a las pérdidas o ingresos de pequeños bloques de

carga, a diferencia de perturbaciones severas que se relacionan a la pérdida de una línea por un cortocircuito, pérdida de una gran bloque de generación

La estabilidad se estudian tres aspectos: Voltaje, ángulos del sistema eléctrico de potencia, y su duración de largo y mediano plazo.

- La estabilidad de ángulo se define a la capacidad para mantener el sincronismo en el sistema, balances entre los momentos de giro de las maquinas síncronas que componen el sistema.
- La Estabilidad de tensión es la capacidad de mantener tensiones estables en todo el sistema y en niveles aceptables aun después de sufrir una perturbación y está relacionado al balance de potencia reactiva.
- El análisis de estabilidad a largo plazo se asume que se han amortiguado las oscilaciones de potencia sincronizante entre las maquinas, siendo el resultado frecuencia uniforme en el sistema, a diferencia de la estabilidad a mediano plazo donde la atención se centra en las oscilaciones de potencia sincronizante entre las maquinas, incluyendo los efectos en tensiones y frecuencia del sistema.

Corto Plazo: 0 a 10 segundos.

Mediano Plazo: 10 segundos a pocos minutos

Largo Plazo: unos pocos minutos a decenas de minutos.

Capítulo 2

2. Metodología

El caso de estudio pertenece al IEEE y corresponde al sistema de 39 barras, el cual está compuesto por 10 generadores con una misma salida de voltaje de 16.5 kV, considerando que la barra 31 funciona como barra *slack* o de referencia. Además, cuenta con 12 transformadores, que permiten elevar este nivel de tensión para su transporte y, de esta manera, abaratar los costos, tomando en consideración las pérdidas en las líneas por efecto Joule (calor). En total, el sistema está conformado por 39 barras y constituye una representación de la red de Nueva Inglaterra, en Estados Unidos.

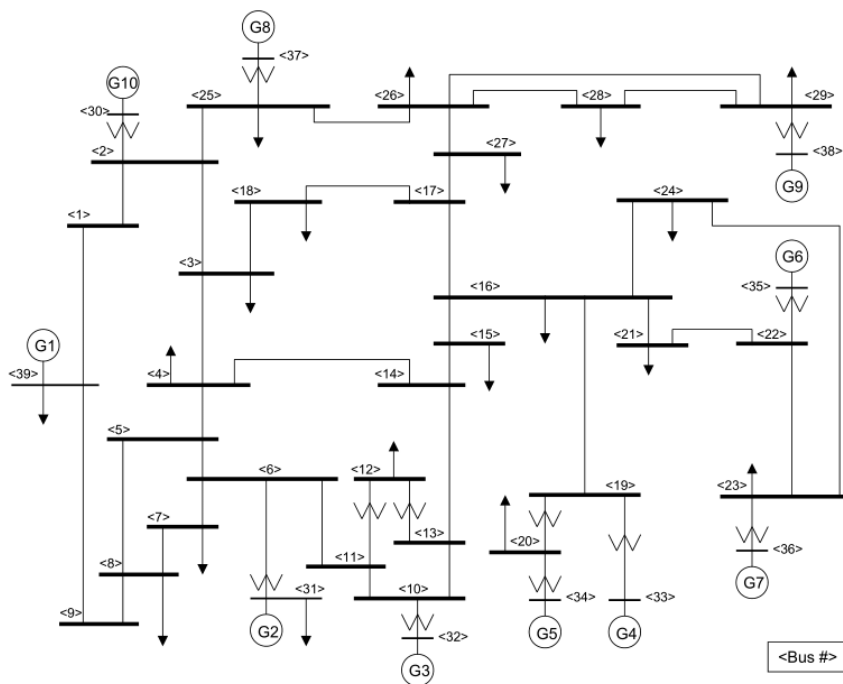


Figura 9 IEEE 39 barras

El primer paso para realizar es simular un flujo de carga en nuestro Sistema Eléctrico de Potencia. Para ello, se cuenta con diferentes *softwares* especializados, como ETAP, PowerFactory, Siemens, entre otros. En el desarrollo de este proyecto integrador se utiliza **PowerFactory, versión 2021**. El flujo de potencia se basa en el algoritmo de Newton-Raphson, el cual se describe en el marco teórico.

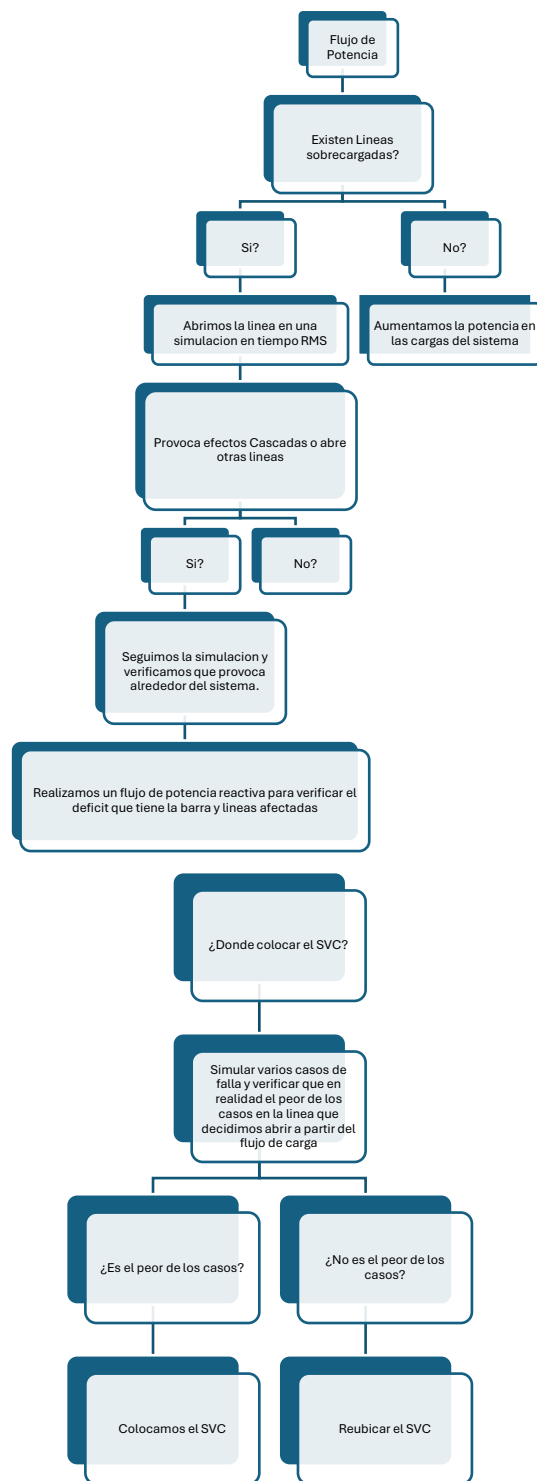


Figura 10 Pasos para ubicación del SVC

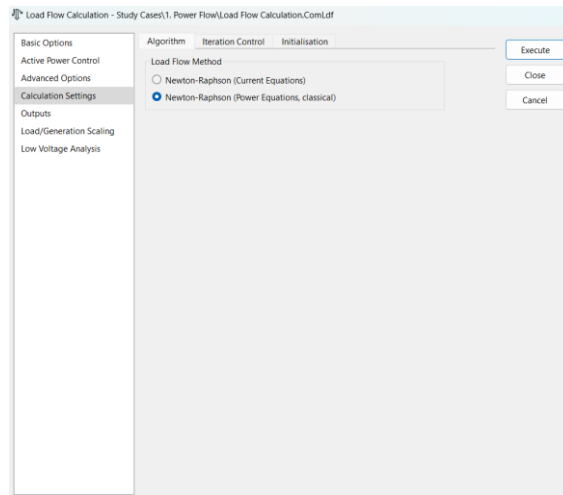


Figura 11 Flujo de Carga.

Ajustamos los parámetros de tolerancia para que el sistema pueda realizar un flujo de carga y el método iterativo converge.

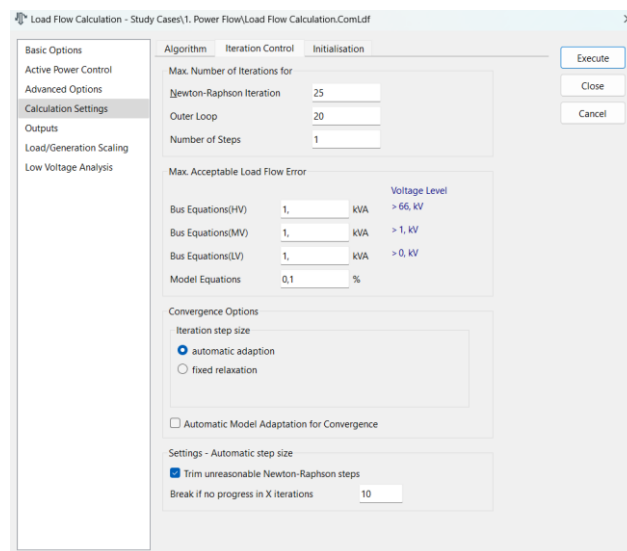


Figura 12 Parámetros del Método de Newton Raphson.

Una vez que se ajustan los parámetros, se ejecuta el método iterativo y se visualizan los resultados en el software, los cuales permiten conocer el estado de nuestro sistema eléctrico. A partir de este estudio, es posible identificar la sobrecarga de las líneas, así como los niveles de tensión y corriente que se manejan en el sistema.

Estos parámetros permiten realizar el ajuste de protecciones; sin embargo, es necesario efectuar un estudio de cortocircuito para el dimensionamiento de los elementos de medición de corriente (TC) y de tensión (TP), que corresponden a transformadores de corriente y transformadores de potencial, respectivamente.

A continuación, se presenta una tabla donde se evidencia los estudios de cortocircuito en cada una de las barras, los estudios fueron de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico.

Tabla 1 Estudios de Cortocircuito

	I monofásica [kA]	I bifásica [kA]	I trifásica [kA]
Barra 1	2,141	8,816	10,179
Barra 2	2,498	14,363	16,578
Barra 3	2,477	11,900	13,738
Barra 4	2,443	11,284	13,028
Barra 5	2,429	11,842	13,673
Barra 6	2,440	12,348	14,257
Barra 7	2,318	9,526	10,999
Barra 8	2,331	9,862	11,387
Barra 9	2,128	8,640	9,976
Barra 10	2,421	11,545	13,331
Barra 11	2,406	11,132	12,853
Barra 12	0,000	11,689	13,497
Barra 13	2,401	10,667	12,316
Barra 14	2,437	10,941	12,632
Barra 15	2,436	10,253	11,836
Barra 16	2,588	14,470	16,704
Barra 17	2,512	12,059	13,921
Barra 18	2,430	10,308	11,900
Barra 19	2,424	11,514	13,291
Barra 20	0,446	12,433	14,353
Barra 21	2,380	9,709	11,210
Barra 22	2,388	11,003	12,704
Barra 23	2,339	9,990	11,534
Barra 24	2,445	10,608	12,247
Barra 25	2,412	11,581	13,368
Barra 26	2,290	8,519	9,835
Barra 27	2,291	8,073	9,321
Barra 28	1,944	5,573	6,434
Barra 29	2,047	7,381	8,521
Barra 30	0,001	265,776	306,754
Barra 31	0,001	195,722	225,887
Barra 32	0,001	215,958	249,248
Barra 33	0,001	224,975	259,679
Barra 34	0,000	168,413	194,391
Barra 35	0,001	222,453	256,745
Barra 36	0,001	184,392	212,811
Barra 37	0,001	196,689	227,111
Barra 38	0,001	212,931	245,760
Barra 39	2,404	83,426	96,250

Para el caso base, se realiza una coordinación que parte desde las diferentes cargas presentes en el sistema y termina en el generador conectado a la barra de referencia. Para

ello, se considera que, en la protección de sobrecorriente temporizada (ANSI 51), la corriente de *pickup* será del 20 % de la corriente nominal de carga. En cambio, para la protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50), la corriente de *pickup* corresponderá a la de una falla monofásica, ya que, si se esperara a que ocurra una falla bifásica o trifásica para activarse, la línea podría quemarse al superar su curva de daño, la cual está presente en todos los elementos eléctricos. Además, el tiempo de coordinación entre protecciones se establece en 250 ms (milisegundos).

Una vez parametrizadas las protecciones, es necesario obtener las curvas características; para este caso, se utiliza la curva **IEC muy inversa**.

$$t = TMS * \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \quad (2.1)$$

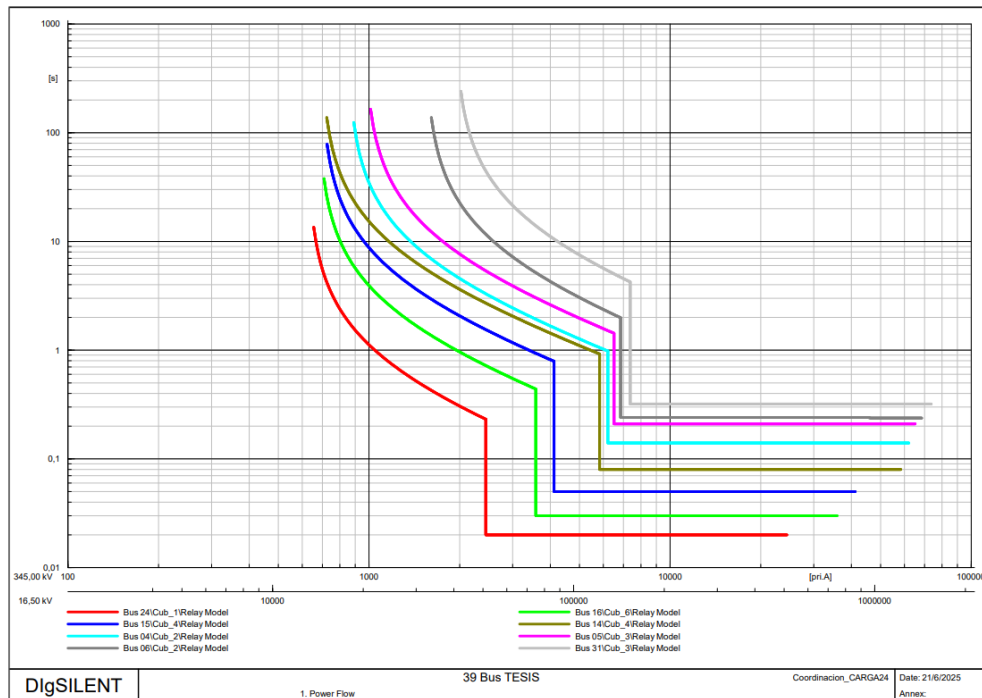


Figura 13 Coordinación Carga 24

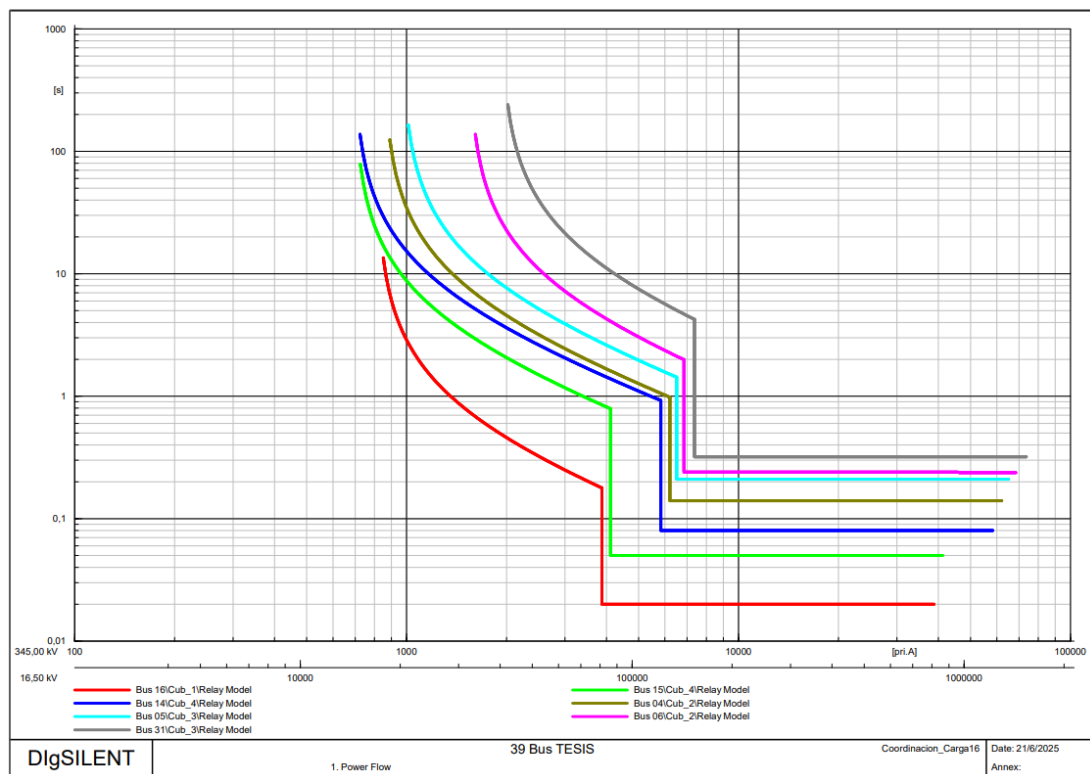


Figura 14 Coordinación Carga 16

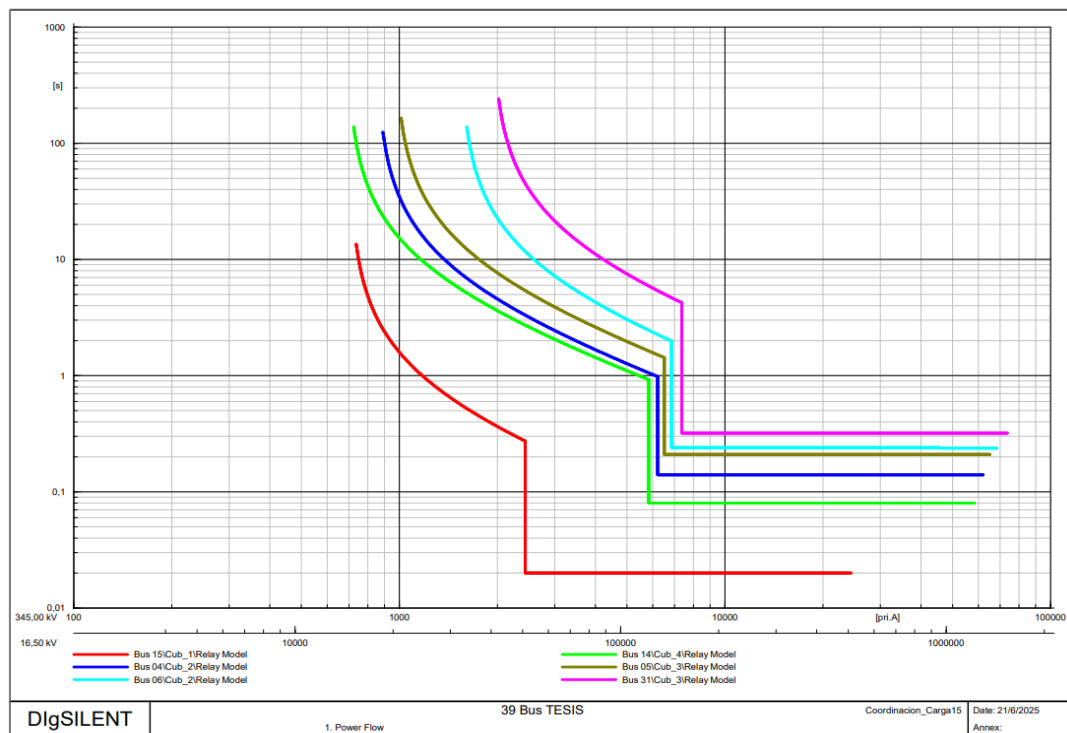


Figura 15 Coordinación Carga 15

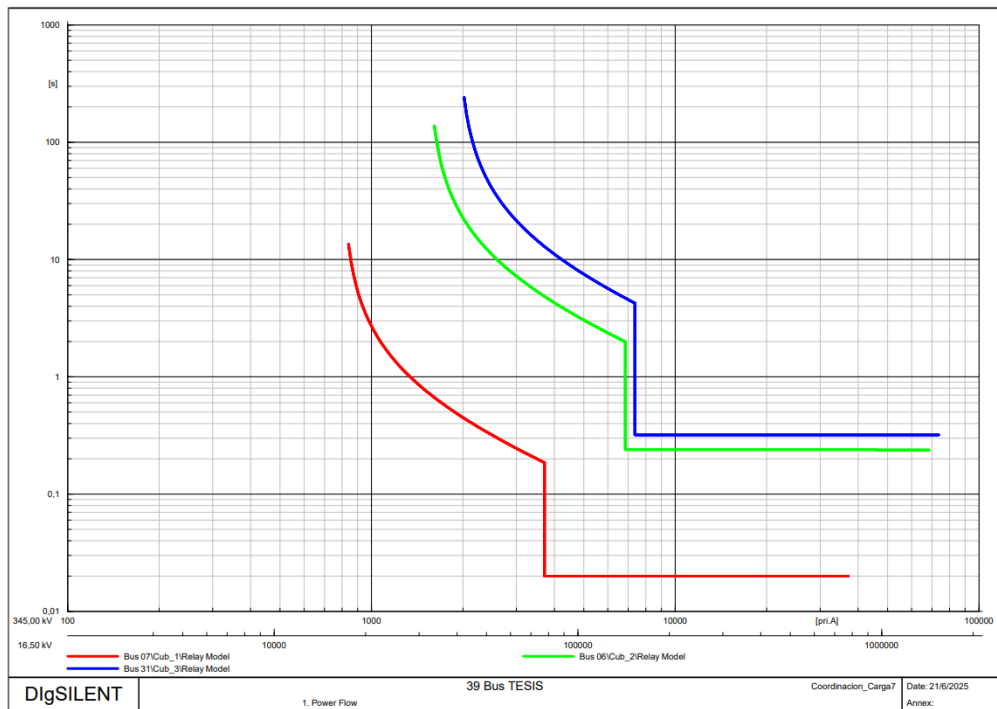


Figura 16 Coordinación Carga 7

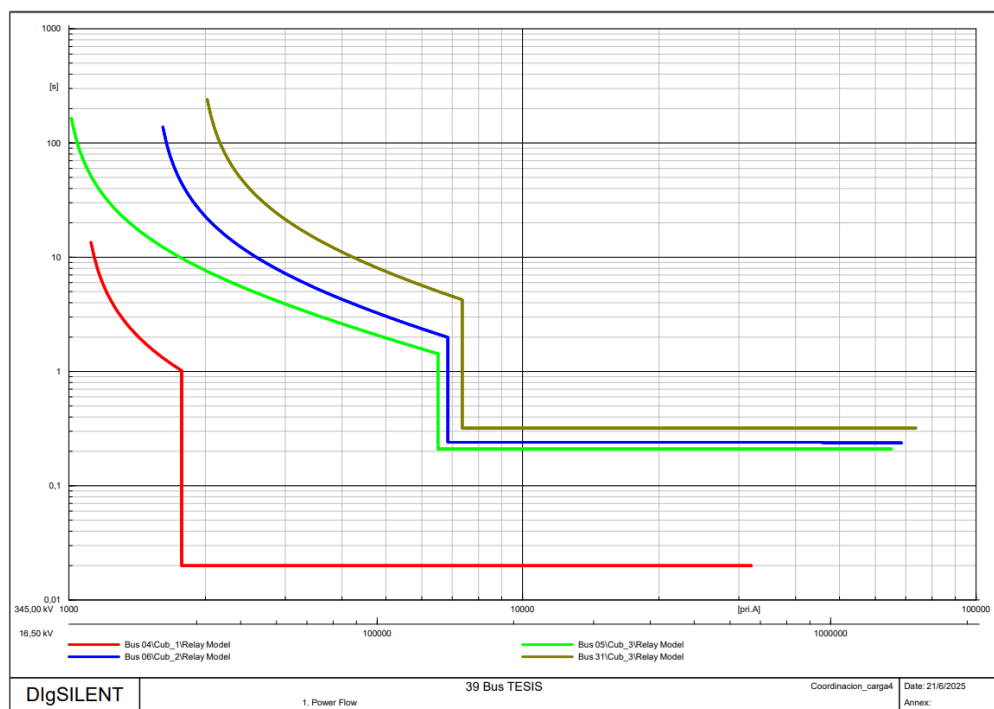


Figura 17 Coordinación Carga 4

A partir del flujo de carga, se obtuvieron parámetros como el porcentaje de sobrecargas en las líneas, los niveles de tensión en las barras, la potencia reactiva consumida o entregada y el comportamiento de las cargas en el sistema. Existen dos enfoques para elegir la ubicación óptima de los dispositivos FACTS: ubicarlo donde se detecte un déficit de potencia reactiva o en los puntos con mayor sobrecarga. Sin embargo, para el caso de

estudio, a partir del flujo de carga se identificaron líneas sobrecargadas y transformadores sobrecalentados. Por lo tanto, para la ubicación óptima de FACTS, no es necesario ejecutar un flujo de potencia reactiva.

En cuanto al dimensionamiento, dado que no existe una normativa estricta para su funcionamiento, se tiene la libertad de dimensionarlo con base en el déficit de potencia reactiva presente en la barra. Sin embargo, desde el punto de vista económico, no es viable instalar un equipo que solo funcione en momentos puntuales. Ante variaciones de carga que impliquen un mayor consumo de potencia activa y reactiva, se recomienda sobredimensionar el FACTS, considerando planes de expansión futuros. Esto no solo asegura su utilidad a largo plazo, sino que también contribuye a aumentar la cargabilidad de la línea.

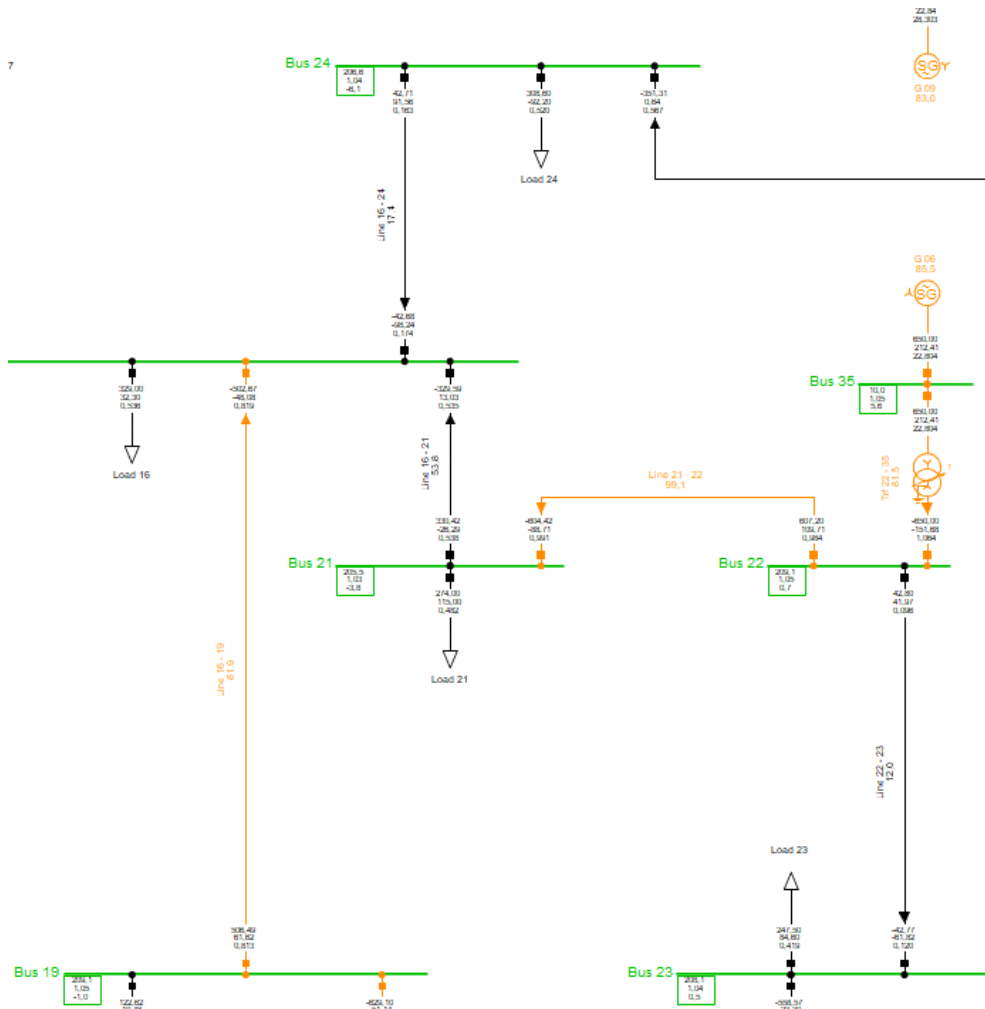


Figura 18 Sobrecarga en las Líneas L16-19 L21-22

Para este caso de estudio consideramos que se abre la Línea 21-22 que es la que presenta mayor sobrecarga se abre y esto lo parametrizamos en nuestro sistema, y verificamos que sucede como se redistribuye el flujo de carga a partir de esta contingencia del tipo N-1.

Switch Event - Study Cases\1. Power Flow\Simulation Events\Fault\Switch Event.EvtSwitch

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

☐ Out of Service

Execution Time

Absolute

hours 0 h

minutes 0 min

seconds 20, s

Breaker or Element Grid\Bus 21\Cub_3

Action

☒ Open

☐ Close

☒ All phases

OK

Cancel

Figura 19 Ajuste para Abrir la Línea 21-22

Una vez que ajustamos esta simulación en modelado dinámico o RMS, podemos dar ejecutar y verificar las condiciones de mi sistema.

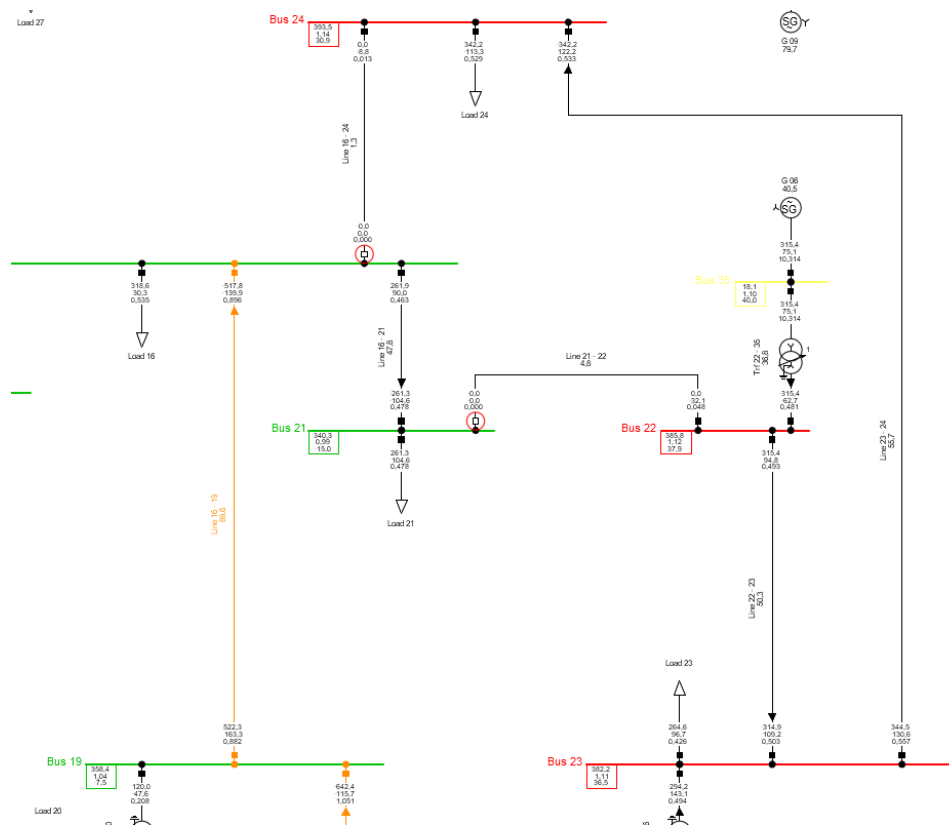


Figura 20 Redistribución de Carga después de la apertura L21-22

Como es de esperarse, una contingencia del tipo N-1 puede desencadenar la apertura de otras líneas y provocar efectos en cascada, así como sobrecargas en otras líneas que suministran potencia a las cargas conectadas al sistema. En este caso, se verificó que la línea 16-24 se abre, debido a que el ajuste de protecciones está dimensionado para

activarse cuando su nivel de sobrecarga alcanza o supera la corriente de *pickup* del relé correspondiente, sin otorgarle el tiempo necesario para soportar dicha sobrecarga. Además, la línea que conecta la barra 2 con la barra 3 también presenta sobrecarga.

De esta manera, se confirma que la contingencia por la pérdida de una sola línea puede desencadenar la apertura de otra línea y sobrecargar elementos como transformadores y líneas de transmisión. A partir de este análisis, se verifican los niveles de potencia reactiva en cada una de las barras afectadas y se procede a dimensionar los dispositivos FACTS. Para este caso, se utilizan compensadores estáticos como el SVC, los cuales se parametrizan a partir de las ecuaciones correspondientes, utilizando variables obtenidas directamente del software de simulación.

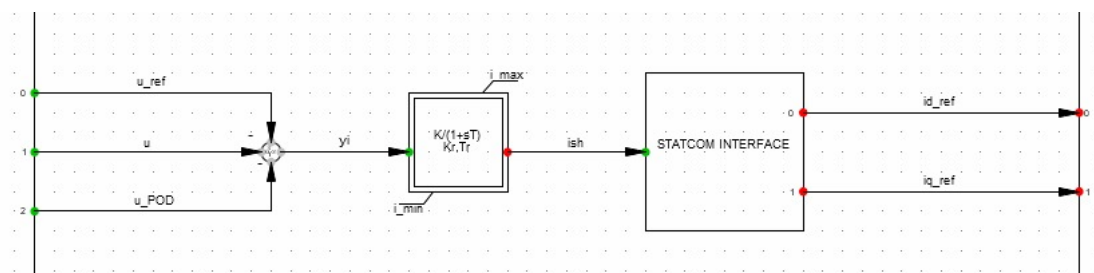


Figura 21 Representación de Bloques del Sistema de Control del SVC

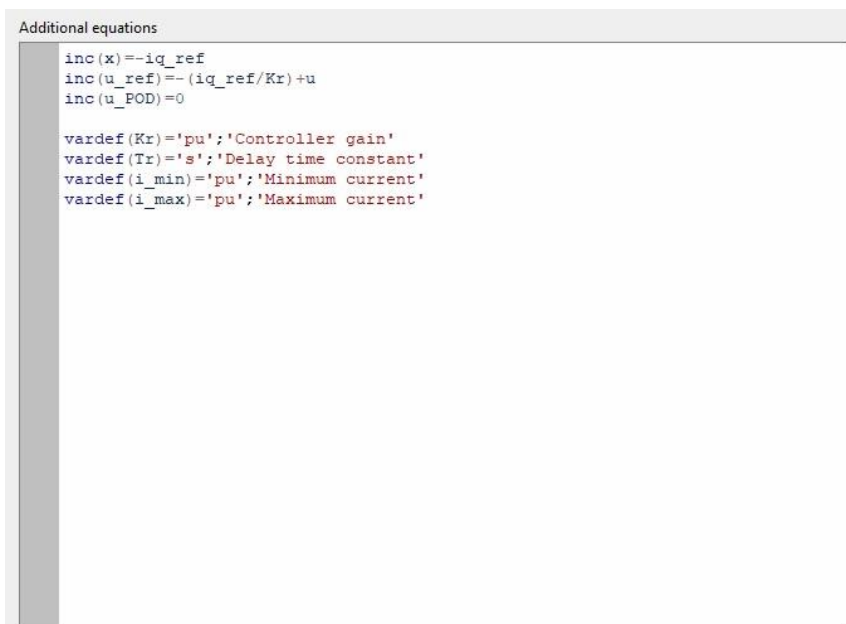


Figura 22 Ecuaciones que modelan al SVC

Sin embargo, para determinar la ubicación óptima de los dispositivos SVC, es necesario analizar diferentes estados de falla en las líneas del sistema. Esto implica simular la apertura de distintas líneas y observar el comportamiento del sistema, verificando si la pérdida de una línea desencadena efectos en cascada sobre otras y genera sobrecargas adicionales.

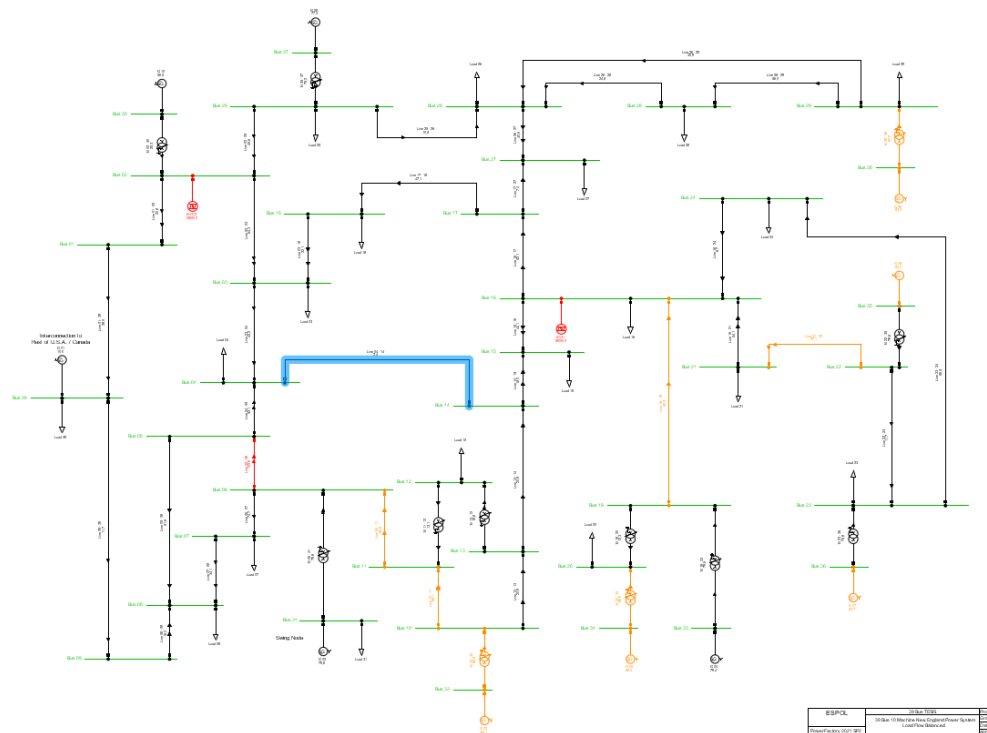


Figura 23 Apertura de la Línea 4-14

Como se verifica en la Figura 22, la apertura de la línea 4-14 únicamente genera sobrecarga en algunos elementos, pero no provoca efectos en cascada en el sistema, dado que las demás líneas se encuentran dentro de sus niveles seguros de carga.

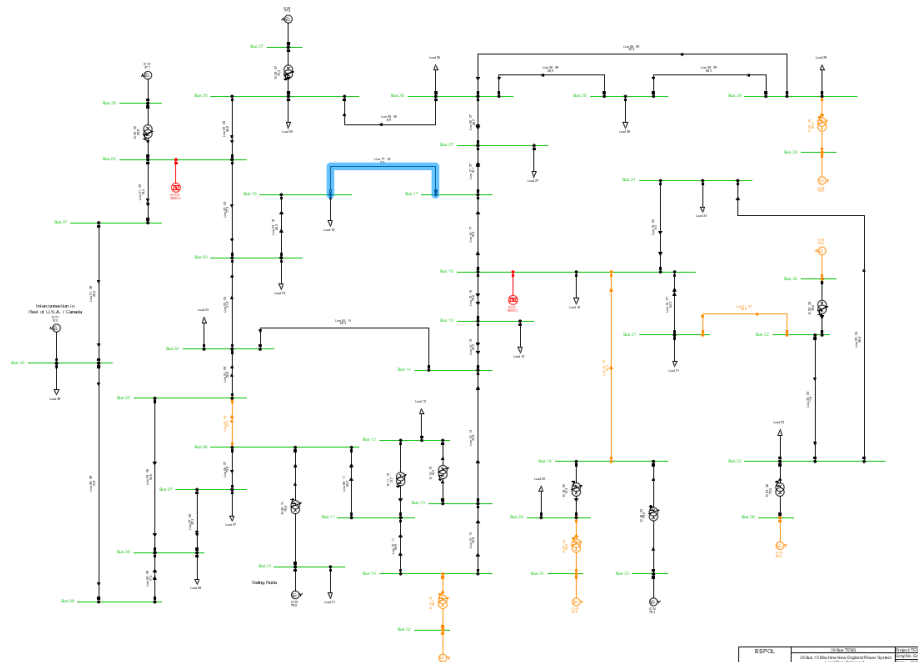


Figura 24 Apertura de la Línea 17-18

La apertura de la línea 17-18, tiene el mismo efecto de la apertura de la Línea 4-14 solo sobrecargan las líneas, pero no provocan el disparo de las otras.

Figura 26 Línea 28-29

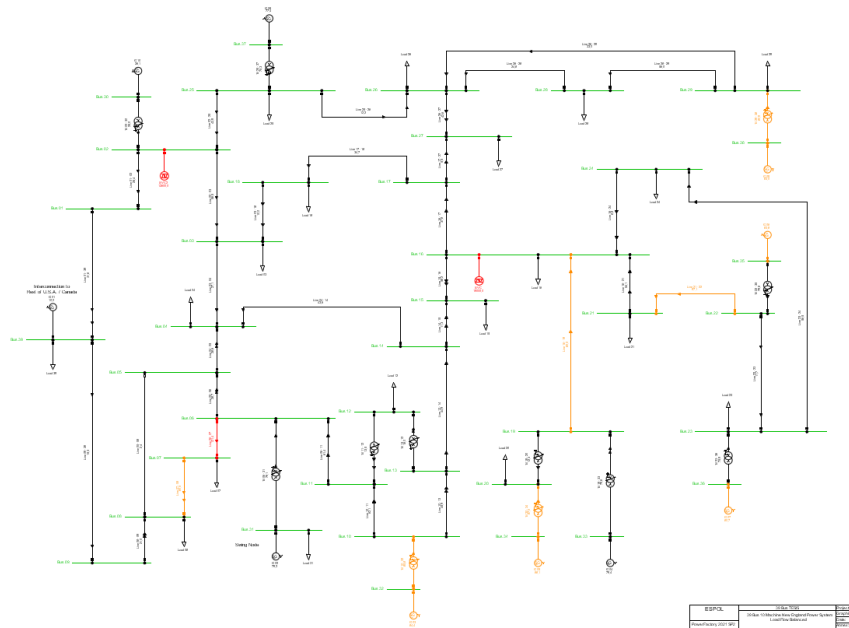


Figura 27 Línea 5-8

A partir de la apertura de varias líneas en el sistema, se verificó que, en estado dinámico, ninguna provoca la apertura de otras líneas, lo cual coincide con la hipótesis de este proyecto. La ubicación del SVC se determina considerando el escenario en el que se abre la línea 21-22 y, posteriormente, por sobrecarga, se activa la apertura de la línea 16-24. Se tomó como referencia la Figura 19 para identificar la ubicación óptima del SVC, y mediante simulación se calculó el dimensionamiento de la potencia reactiva necesaria para su implementación en el sistema.

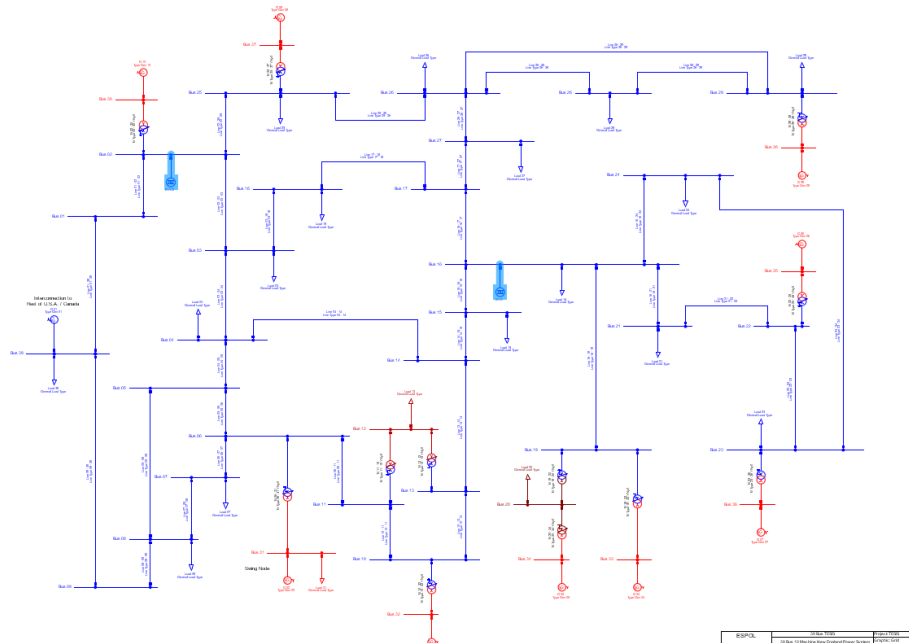


Figura 28 SVC Barra 2 y 16

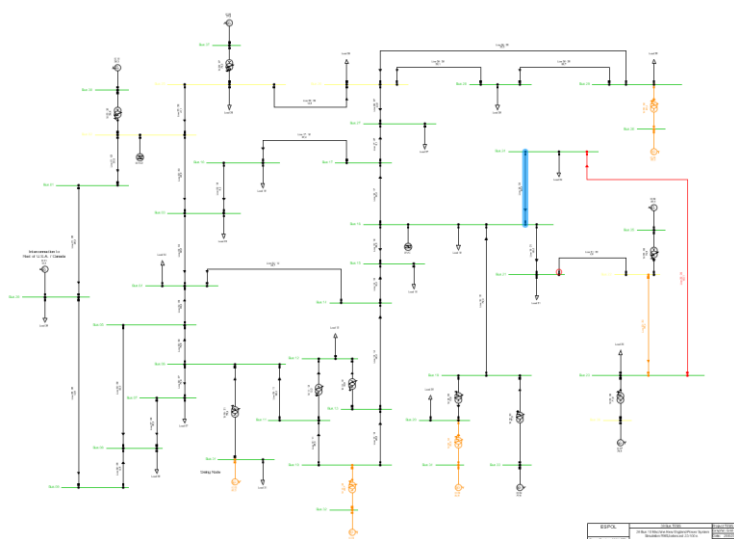


Figura 29 Simulación RMS con SVC en mi sistema

Se simuló el mismo escenario en el que se abre la línea 21-22 y, considerando la ubicación de los SVC y la potencia reactiva necesaria a inyectar al sistema, se observó que la línea 16-24 ya no se abre. Además, los niveles de sobrecarga en las líneas disminuyeron, debido a que la inyección de potencia reactiva por los SVC incrementa la cargabilidad de las líneas. Estos resultados se verificaron y compararon con la información presentada en la Figura 19.

A continuación, se presenta la parametrización de los bloques de los SVC implementados en el sistema, los cuales fueron diseñados siguiendo bibliografía especializada. Se consideró que, en momentos de falla, los SVC no aportan corriente a la misma, y que, bajo condiciones normales de operación, contribuyen a mantener niveles de voltaje estables, además de incrementar la cargabilidad de las líneas.

Static Generator - Grid\SVC.ElmGenstat

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Quasi-Dynamic Simulation

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Generation Adequacy

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

State Estimation

General

Operational Limits

Advanced

Automatic Dispatch

☐ Reference Machine

Local Controller

Const. Q

☐ Out of service when active power is zero

External Secondary Controller

External Station Controller

Dispatch

Input Mode

Default

...

Active Power

0

MW

Reactive Power

500

Mvar

Voltage

1

p.u.

Angle

0

deg

Prim. Frequency Bias

0

MW/Hz

Scaling Factor

1

Actual Dispatch

Active Power (act.)

0, MW

Reactive Power (act.)

500, Mvar

Apparent Power (act.)

500, MVA

Power Factor (act.)

0, ind.

Scaling Factor (act.)

1,

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

Figura 30 Parametrización de SVC Barra 16

Static Generator - Grid\SVC.ElmGenstat

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Quasi-Dynamic Simulation

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Generation Adequacy

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

State Estimation

2016

1990/2001

☒ No Short-Circuit Contribution

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

Figura 31 SVC configuración en caso de fallas

Static Generator - Grid\SVC.ElmGenstat

Model: According to connected input signals

☐ A-stable integration algorithm

Min. operation voltage

Switch-off threshold: 0,1 p.u.

Switch-on threshold: 0,15 p.u.

Switch-on delay: 0, s

Series reactor

Short circuit impedance: 10, %

Copper losses: 0, kW

Current source model

☐ dq-reference angle delay (if dq-reference signals not connected)

Negative sequence

☐ Current source model: Use negative sequence angle for negative sequence current source

☒ Use series reactor impedance, if negative sequence voltage signals are connected

Resistance r2: 99999, p.u.

Reactance x2: 99999, p.u.

Hint: r2 and x2 are used if negative sequence signals are not connected

OK, Cancel, Figure, Jump to ...

Figura 32 Configuración SVC en simulación dinámica

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología detallada en el capítulo 2. Se comenzó realizando un flujo de potencia basado en el método de Newton-Raphson, modelado a partir de las ecuaciones de potencia descritas en el capítulo 1. Como se puede observar en las ilustraciones 11 y 12, se parametrizó el método de flujo de carga. A partir de este flujo, se obtiene una visión en estado estacionario del sistema, permitiendo conocer las tensiones y los ángulos en cada una de las barras, la potencia que fluye por las líneas, los elementos que se encuentran saturados, así como la salida de potencia y los niveles de voltaje de los generadores.

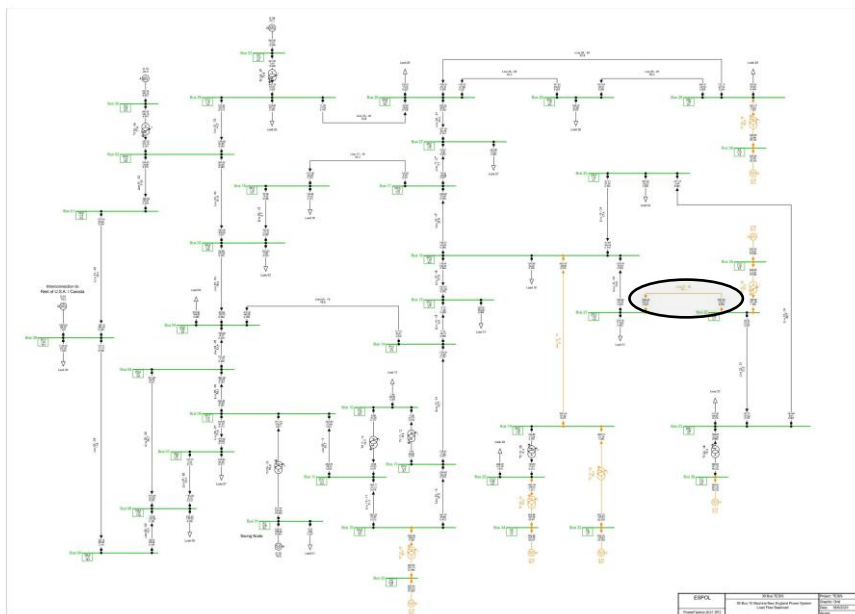


Figura 33 Resultado del Flujo de Carga

Al realizar el flujo de carga, se puede apreciar que el lado derecho del sistema eléctrico de potencia se encuentra representado en color amarillo, lo que indica que los elementos están cerca de sus niveles de saturación. Si se analiza con detalle, la línea resaltada cumple la hipótesis planteada en el proyecto integrador: contar con una línea sobrecargada que, por motivos de operación, debe ser retirada temporalmente del sistema para verificar la redistribución del flujo de potencia, contemplando así una contingencia del tipo N-1.

Sin embargo, el estudio de contingencia N-1 se llevará a cabo posteriormente, ya que primero es necesario proteger el sistema. Posteriormente, se podrá calcular el tiempo de colapso del sistema y contrastar si la apertura de las líneas se prolonga tras la colocación , configuración estratégica y óptima de los SVC en el sistema.

En el capítulo 2 se realizó el estudio de cortocircuito en cada una de las barras del sistema eléctrico de potencia, el cual se puede visualizar en la Tabla 1 del mismo capítulo. En dicho estudio se analizaron los tres tipos de cortocircuitos más comunes en sistemas de potencia, identificando que la barra 16 es la más crítica de todas. Gracias a este análisis, se pudo iniciar la parametrización de las protecciones, las cuales comienzan desde las cargas hasta la barra *slack* del sistema, ubicada en la barra 31, donde se encuentra el generador de referencia.

Las protecciones se diseñaron siguiendo el estándar IEC muy inversa. Para la protección ANSI 51, correspondiente a sobrecorriente temporizada, se consideró que la corriente de actuación fuera el 20 % de la corriente nominal que circula por la línea. Por su parte, la protección ANSI 50, de sobrecorriente instantánea, se parametrizó considerando la corriente monofásica de falla en cada barra, dependiendo del lugar donde ocurriera la falla.

Una vez parametrizados los relés de protección y sus protecciones de respaldo, se pudieron visualizar las curvas de protección, que se extienden desde la carga hasta el generador *slack* o de referencia. Estas gráficas se encuentran en las Figuras 13 a 17 del capítulo 2.

Conociendo el estado del sistema gracias al flujo de carga y habiendo parametrizado las protecciones, se procedió a simular distintos eventos en el sistema para identificar los escenarios más críticos. El peor de los casos corresponde al lugar donde el flujo de carga ya indicaba la existencia de sobrecargas; en caso de presentarse otra falla más grave que genere un efecto en cascada mayor, se reubican los SVC y se calcula el déficit de potencia reactiva necesario para su instalación.

Finalmente, al simular los diferentes escenarios de fallas y aperturas de líneas, se verificó que el peor de los casos, capaz de generar efectos en cascada, coincide con el área identificada previamente a partir del flujo de carga como el lugar óptimo para la ubicación del SVC.

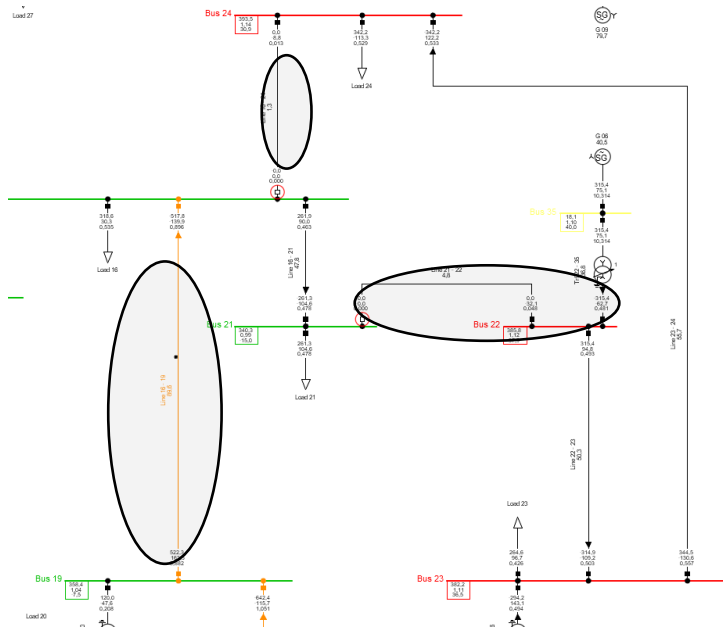


Figura 34 Contingencia N-2 y sobrecarga en la Línea 16-19

Únicamente este escenario de falla no solo genera sobrecargas en la zona directamente afectada, sino que también provoca sobrecargas en áreas alejadas de la falla. Esto se debe a que la carga se redistribuye a lo largo de todo el sistema, y la baja cargabilidad de algunas líneas, al aceptar un porcentaje adicional de carga, las llevó a sobrecargarse, tal como se muestra a continuación.

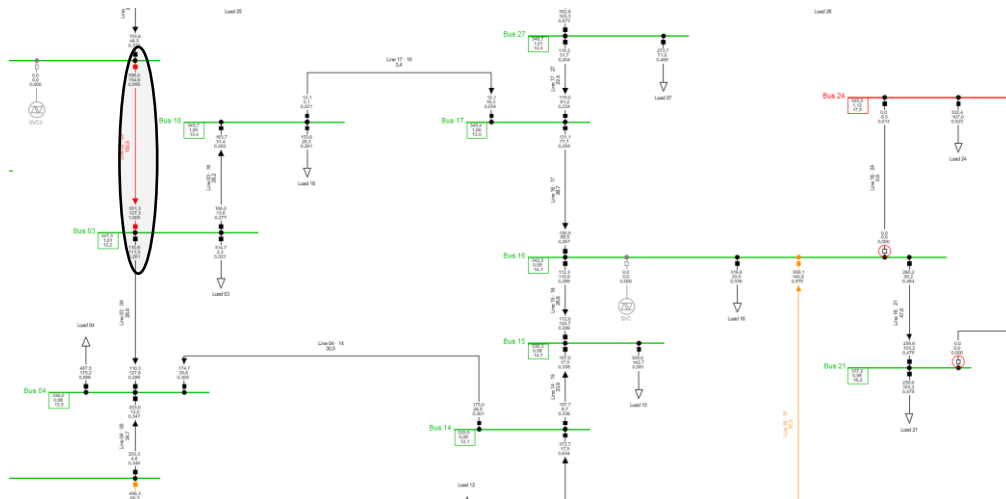


Figura 35 Contingencia N-2 y sobrecarga en la Línea 2-3

A partir del escenario de contingencia N-2 y viendo donde se presentan sobrecargas se procede a colocar los SVC donde la potencia reactiva necesario es aquella que fluye por la línea donde se presenta la sobrecarga.

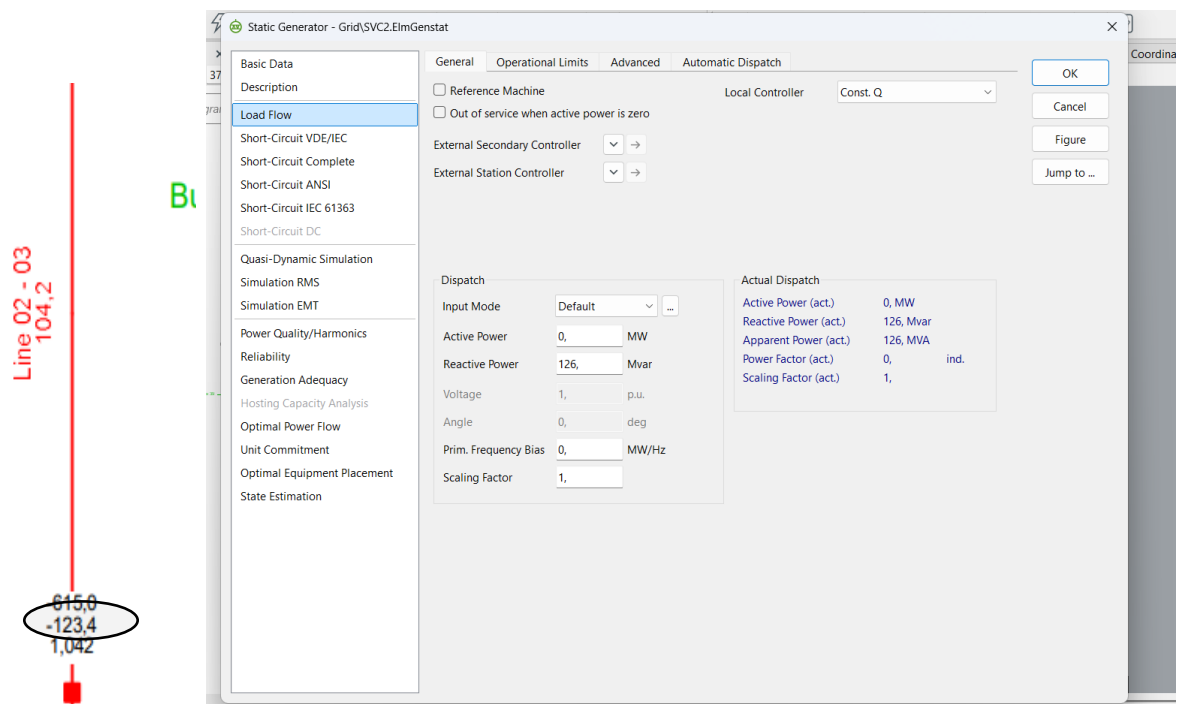


Figura 36 Potencia Reactiva necesario en la Barra 2

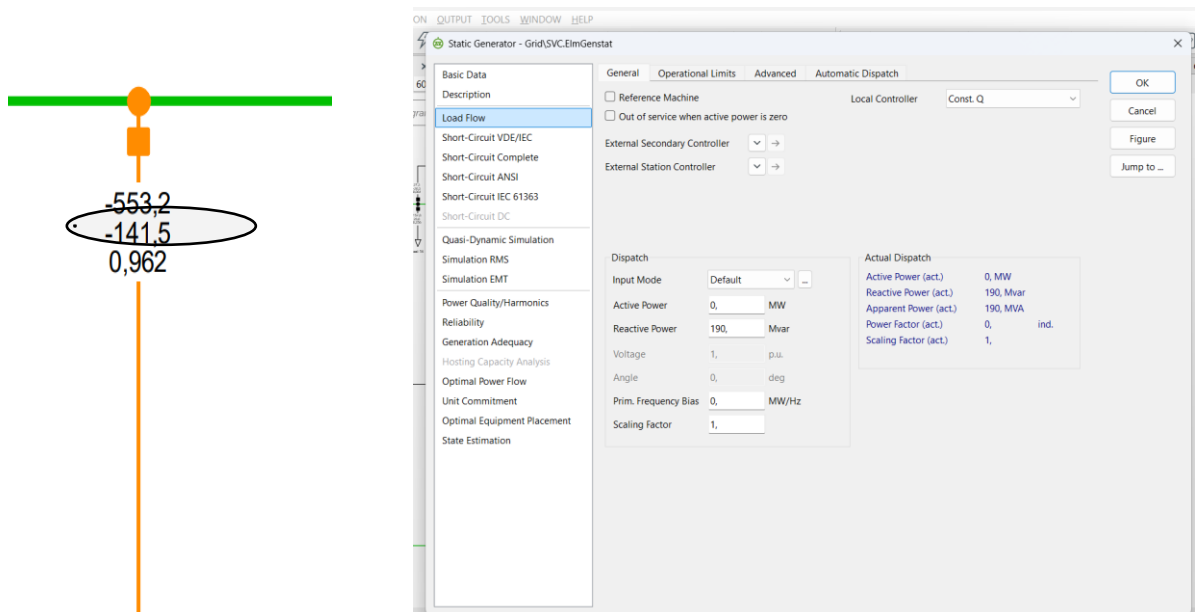


Figura 37 Potencia Reactiva necesario en la Barra 16

Una vez colocamos los SVC en las barras, con su respectivo valor de potencia reactiva, visualizamos sus curvas de modelado que nos indican como se va a comportar el SVC en estado dinámico a partir de una carga dada.

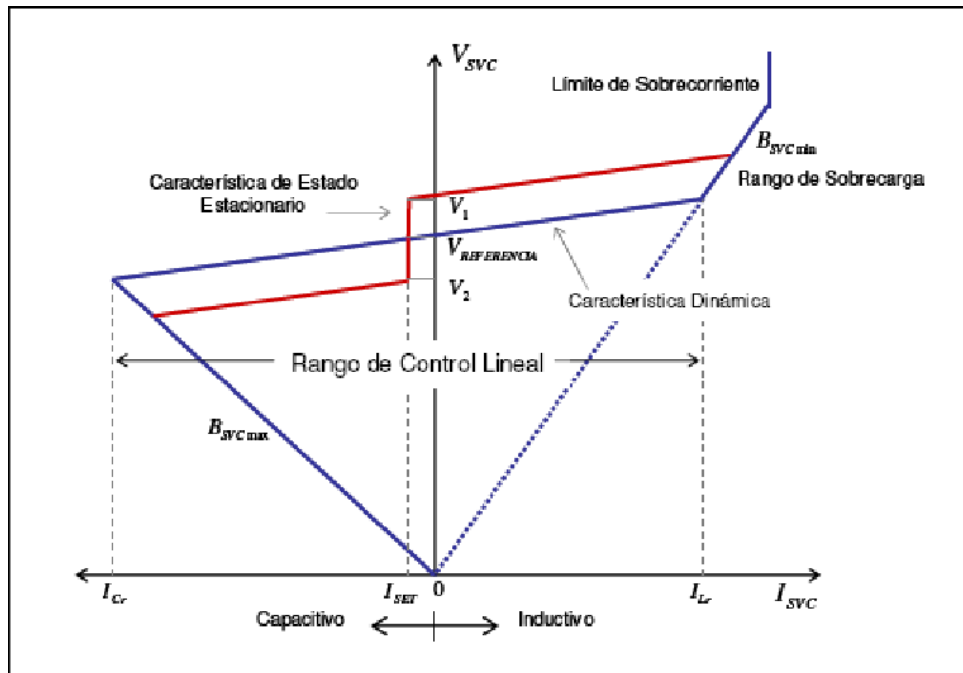


Figura 38 Curva de un SVC en estado estático

Una vez que instalamos los SVC en nuestro Sistema Eléctrico de Potencia verificamos que los niveles de tensión post Falla se vean mejorados a diferencia que cuando no teníamos SVC en nuestro sistema.

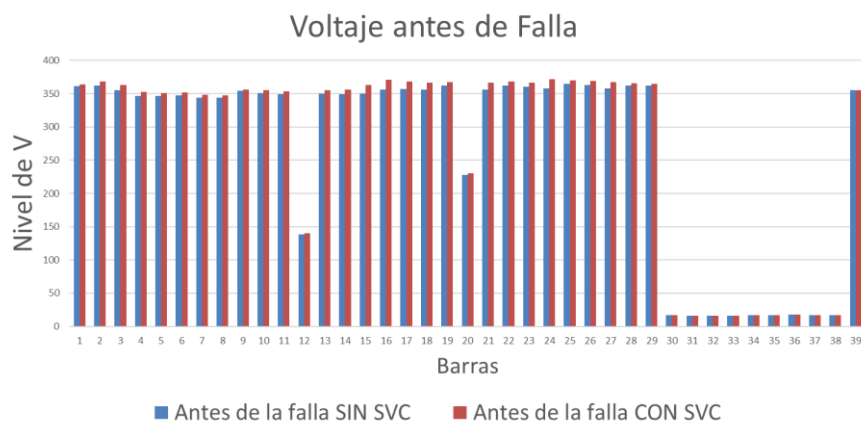


Figura 39 Caída de tensión antes de la falla

En la Figura 39 se verifica que, antes de la falla, el sistema no presenta variaciones significativas en los niveles de tensión. Sin embargo, durante cortos lapsos de tiempo, se observa que, gracias a la inyección de potencia reactiva proporcionada por los SVC, es posible compensar los niveles de tensión en el sistema. La carga fue parametrizada para que su incremento sea progresivo a lo largo de la simulación dinámica, cumpliendo así una de las hipótesis del proyecto integrador: los SVC contribuyen a mantener niveles de tensión estables.

Después de ocurrida la falla, el sistema experimenta variaciones en su topología y, debido a la pérdida de líneas y a la sobrecarga de ciertos elementos, se produce una redistribución de potencia que se hace evidente al despejar la falla. Se analizaron dos escenarios: uno sin compensación reactiva y otro con compensación. Se observa que la compensación reactiva es especialmente notable durante la falla, lo que indica que la presencia de SVC en el sistema proporciona un mayor lapso de tiempo para un manejo adecuado de las protecciones. Este conjunto de protecciones, conocido como protección sistemática, consiste en señales lógicas previamente parametrizadas por un operador, cuyo objetivo es aislar fallas y minimizar daños, manteniendo la operación segura del sistema.

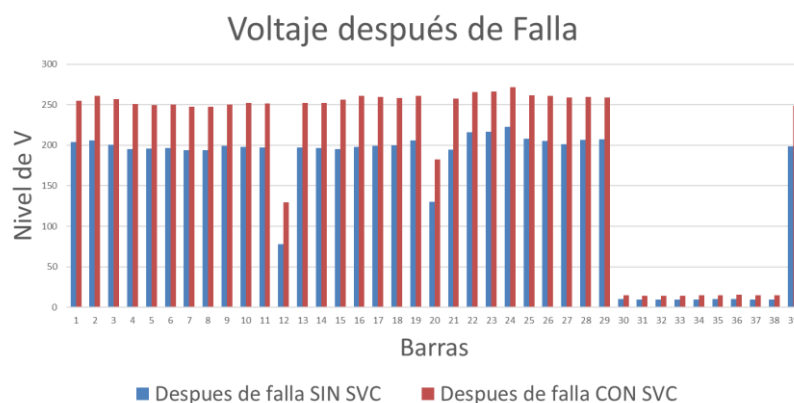


Figura 40 Voltajes después de Falla

A continuación, verificamos el comportamiento de nuestros SVC en el sistema cuando ocurre una falla, para esto presentamos las curvas de cómo se inyecta potencia reactiva, admitancia de entrada del SVC, y como actúa esa inyección de potencia reactiva en los niveles de tensión de la barra donde se conectó el SVC ya en tiempo dinámico.

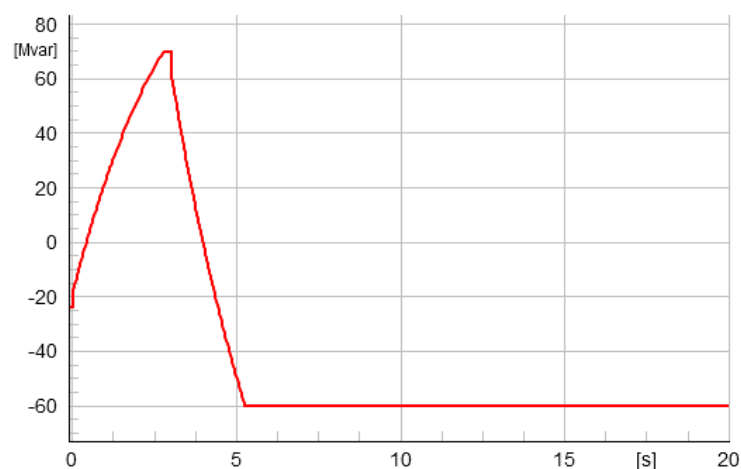


Figura 41 Admitancia del SVC

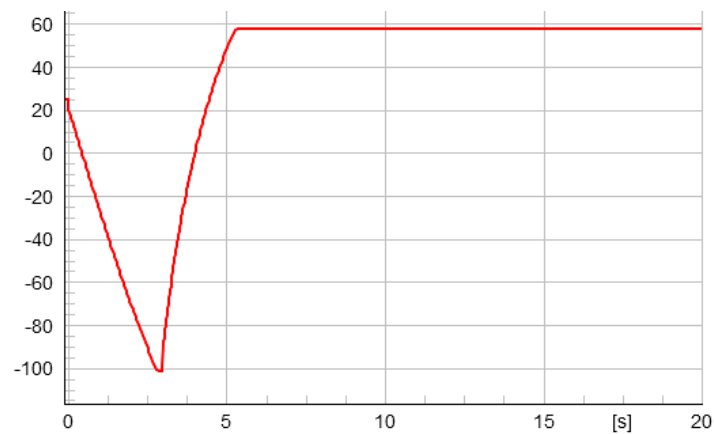


Figura 42 Voltaje de Barra 16

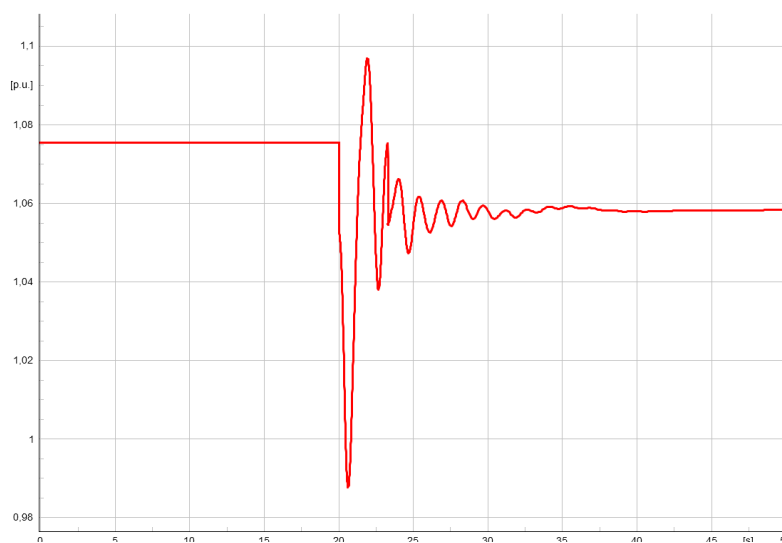


Figura 43 Inyección de potencia reactiva

Una vez evaluado el comportamiento del SVC en simulación dinámica, se observó que la admitancia es alta cuando los niveles de tensión son bajos, lo cual indica que el sistema se encuentra en condiciones de falla. Al iniciar la inyección de potencia reactiva por parte del SVC, la admitancia disminuye y los niveles de tensión en la barra donde se ubica el dispositivo tienden a estabilizarse. Además, se verificó que la inyección de potencia reactiva presenta oscilaciones que, con el tiempo, tienden a amortiguarse debido a la capacidad del sistema de reducir o eliminar oscilaciones tras una perturbación, conocida como *damping* o amortiguamiento.

Para determinar la presencia de oscilaciones en el sistema, se realizó un estudio de valores propios (*eigenvalores* λ), los cuales representan la dinámica del sistema eléctrico de potencia y se relacionan con su estabilidad, las oscilaciones, las frecuencias y la respuesta

ante perturbaciones. Este análisis se llevó a cabo comparando los valores propios obtenidos antes de la incorporación del SVC y después de su inclusión en el sistema.

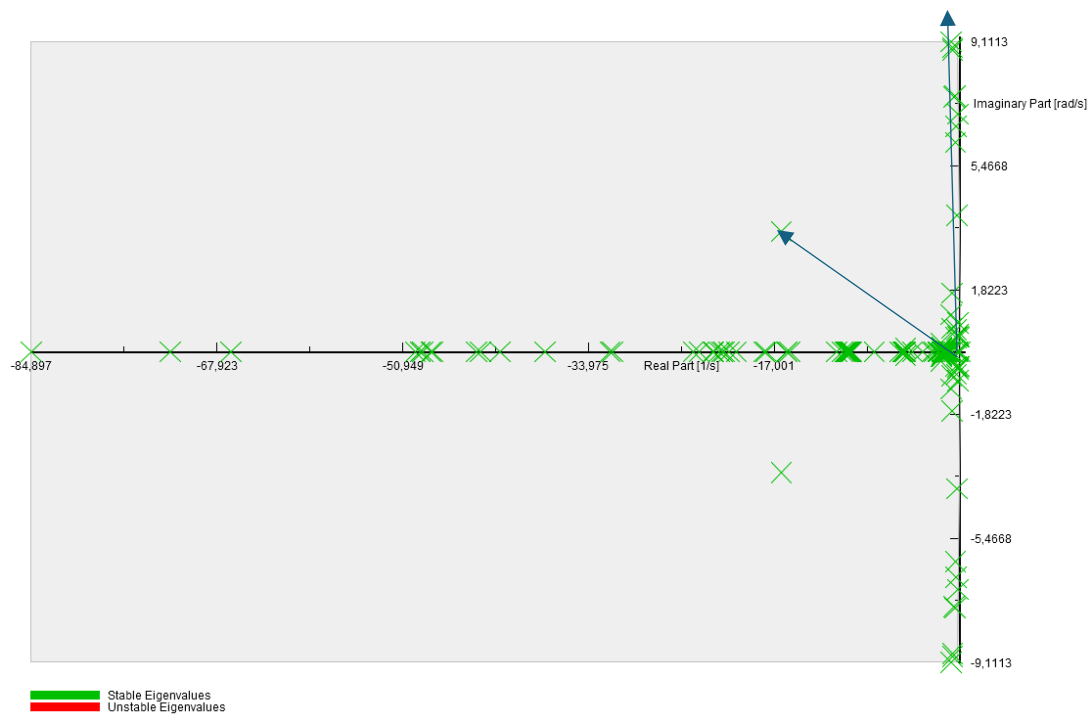


Figura 44 Valores Propios con los SVC

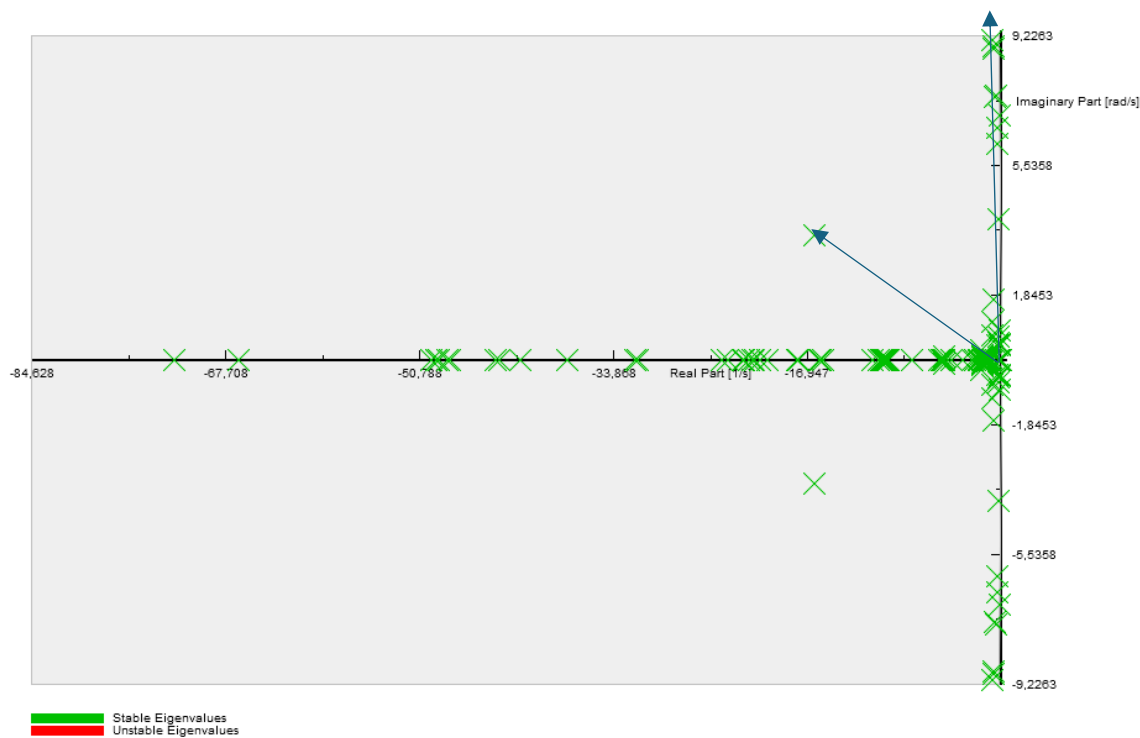


Figura 45 Valores Propios sin los SVC

Tabla 2 Interpretación de eigenvalores

Observaciones	Interpretación
Parte Real λ positiva	El sistema es estable
λ cercanos al eje y parte real positiva ≈ 0	Sistema débilmente amortiguado
Pares conjugados λ	Modos oscilatorios a diferencia frecuencia

Se verificó que los valores propios se desplazaron ligeramente hacia la izquierda, lo que indica un mayor amortiguamiento, es decir, una tendencia a estabilizarse con el tiempo. Por lo tanto, se espera que la respuesta dinámica del sistema, gracias a la incorporación de los SVC, presente un transitorio de corta duración, alcanzando un valor estable, como se observa en la Figura 43.

Asimismo, se analizaron los tiempos de actuación de las protecciones de respaldo ante la apertura de la línea 21-22 en el sistema. Se verificaron también los niveles de sobrecarga de los elementos cercanos, así como de aquellos situados en otras zonas que se vieron afectados debido al cambio de topología y a la redistribución de carga provocada por la apertura de la línea.

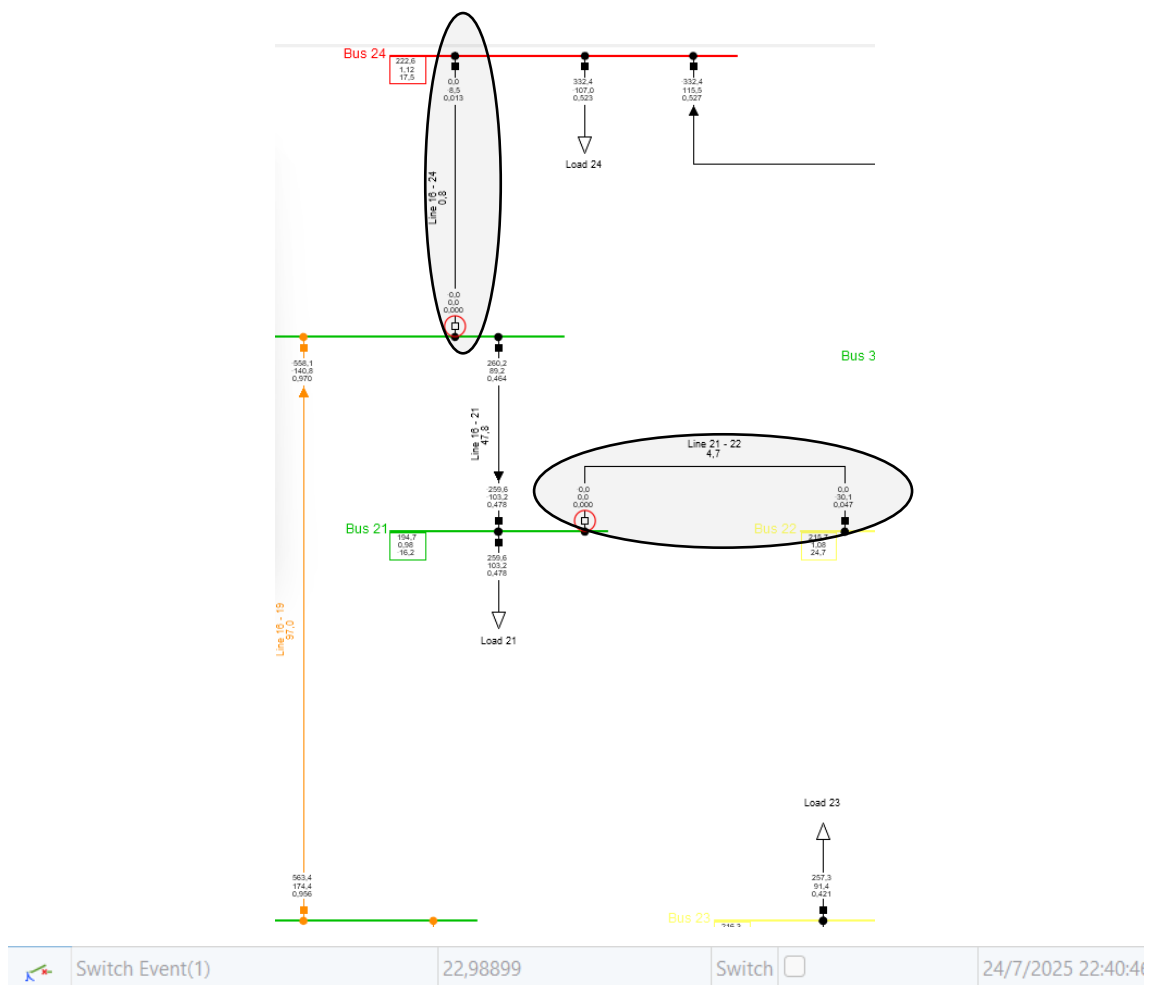


Figura 46 Tiempo de actuación sin SVC'

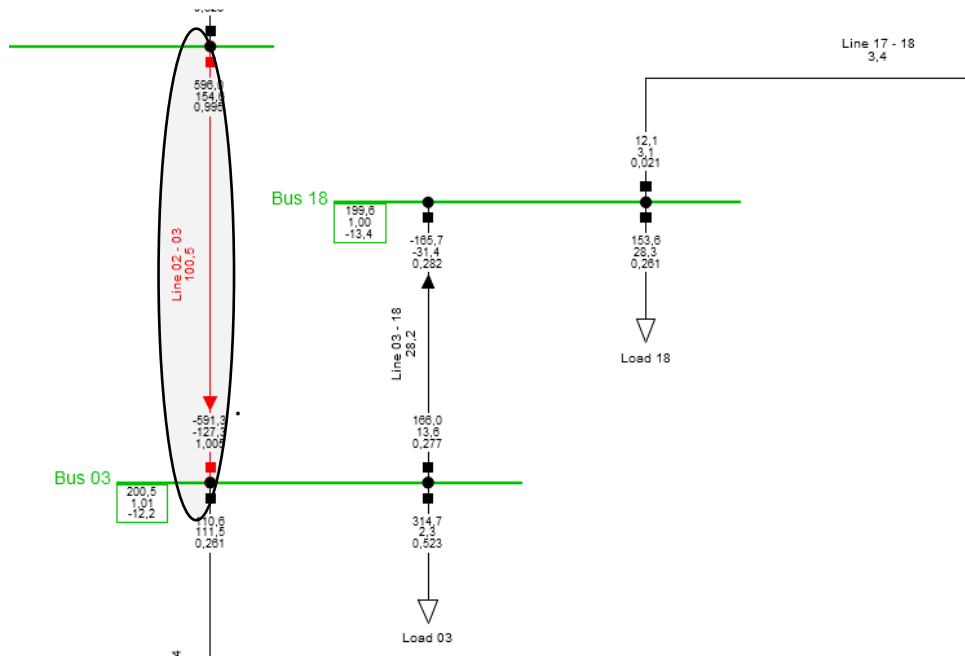


Figura 47 Sobrecarga crítica en otras zonas del sistema

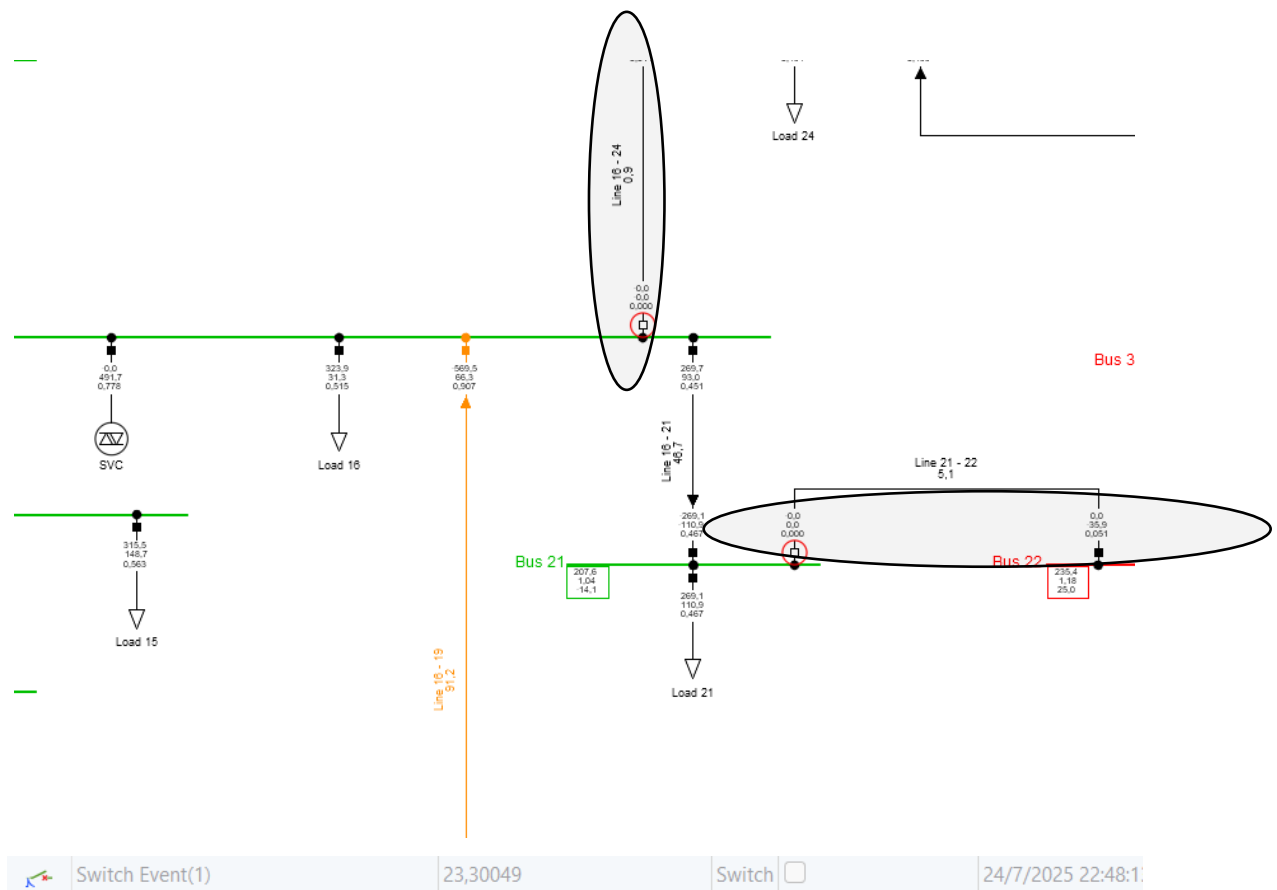


Figura 48 Tiempo de actuación con SVC

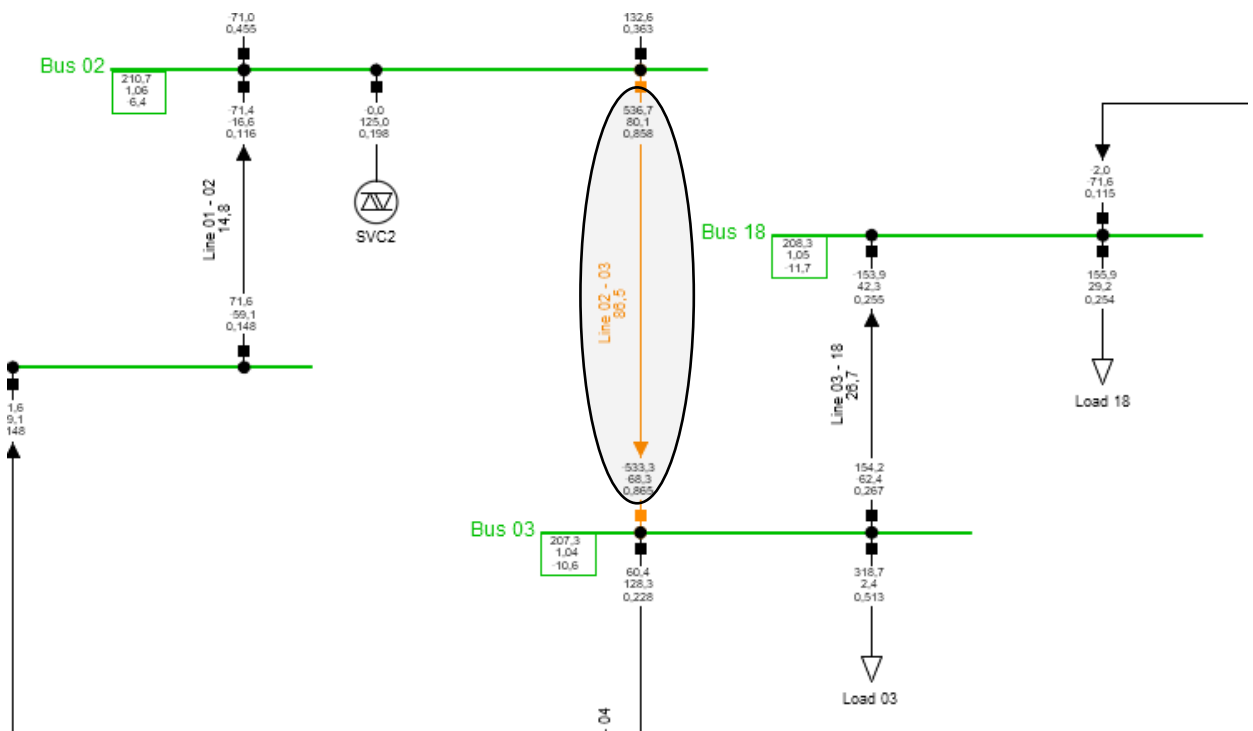


Figura 49 Eliminación de Sobrecargas en el Sistema

Tabla 3 Mejoras en elementos del sistema

Tabulación de Datos		
Elemento	SIN SVC	CON SVC
Relé de Respaldo Línea 16-24	22,988 seg	23,300 seg
Línea 18-24	Sobrecarga del 97%	Sobrecarga del 81,2%
Línea 2-3 Área alejada	Sobrecarga del 100,5%	Sobrecarga del 86,5%
Valores propios	Sistema estable, débil en amortiguamiento	Sistema estable, amortiguado, debido a la presencia de amortiguamiento la inyección de reactivos tiende a oscilar. N-1 y mejoramos los niveles de sobrecarga en zonas cercana a las fallas y alejadas de la misma.
Contingencias	N-2 y sobrecargas en zonas alejadas a la falla.	

A partir de las Figuras 46 y 47, que representan la zona donde se presenta una falla y desencadena un efecto en cascada en la línea de transmisión ubicada entre las barras 16 y 24, así como la sobrecarga en un área alejada de esta falla —la línea de transmisión que une las barras 2 y 3, con un nivel de sobrecarga elevado—, se planteó un escenario en el que es posible disparar líneas y liberar carga, conocido también como deslastre de carga. Esta estrategia busca evitar la saturación de las líneas y del sistema en general, y constituye el principio de la protección sistemática, que consiste en anticipar cómo reaccionará el sistema ante decisiones tomadas durante un evento.

Dado que la pérdida de una línea puede provocar la apertura de otras y sobrecargas en el sistema, el operador debe liberar carga en función de la cantidad de potencia activa y reactiva requerida en la barra donde se encuentra la línea saturada. Asimismo, se debe liberar carga en las proximidades de las líneas que se abrieron, con el fin de evitar que se sobrecarguen y permitir que el sistema continúe operando, aunque con menor densidad de carga.

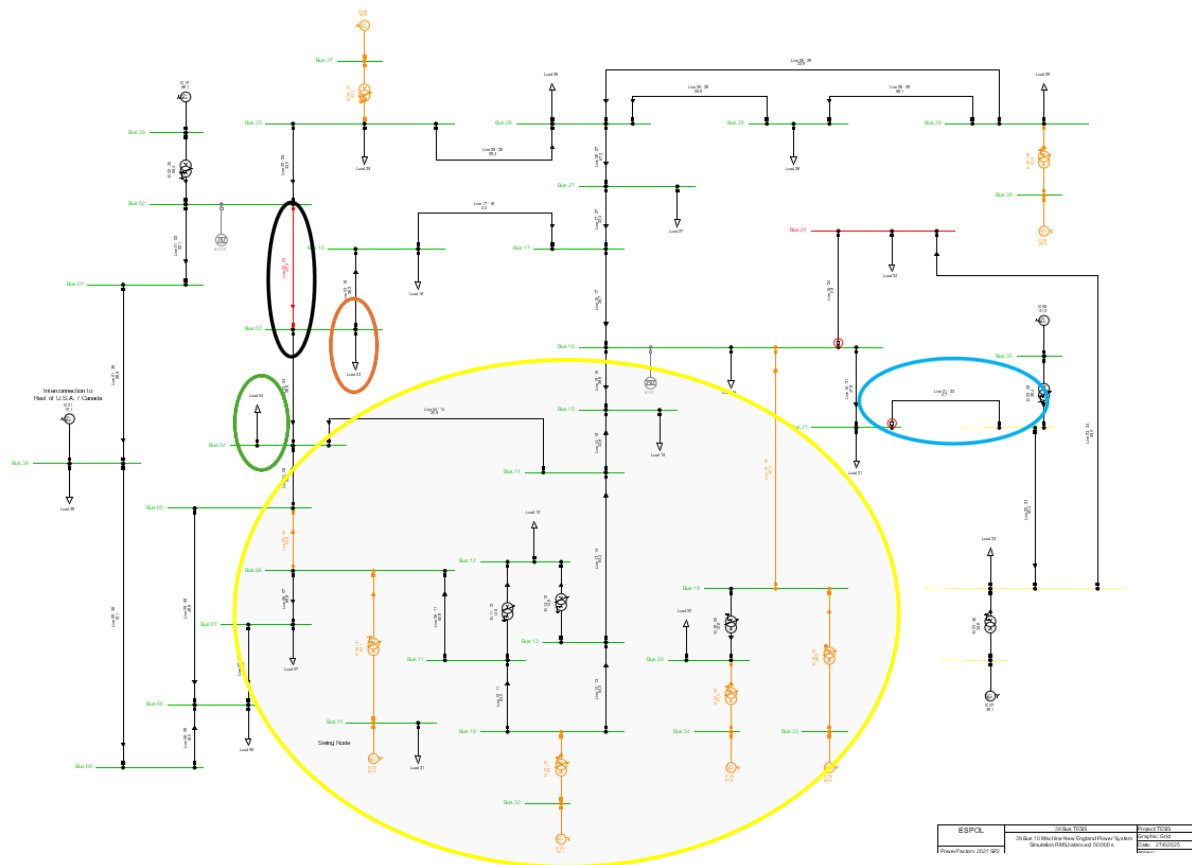


Figura 50 Vista general del sistema con falla y sin SVC

Se observan sobrecargas y aperturas en las líneas de transmisión. Para aliviar el estrés en el sistema, es posible liberar carga en las proximidades de la línea afectada, por ejemplo, en las áreas identificadas con los círculos de color naranja o verde. Para analizar esto, se planteó un escenario en el software de simulación y se verificó el efecto de liberar cada carga de manera individual, así como el escenario en que se liberan ambas simultáneamente.

A continuación, se presenta una vista general del sistema al liberar la carga del círculo naranja, correspondiente a la barra 3. Se aprecia que la zona de sobrecargas disminuye, aunque no de manera significativa, evidenciando una mejora representada con color amarillo. Incluso la línea que se encontraba sobrecargada alcanza niveles dentro de sus límites de operación, lo cual se confirma en el círculo negro, donde se registra un nivel de sobrecarga del 69,9 %.

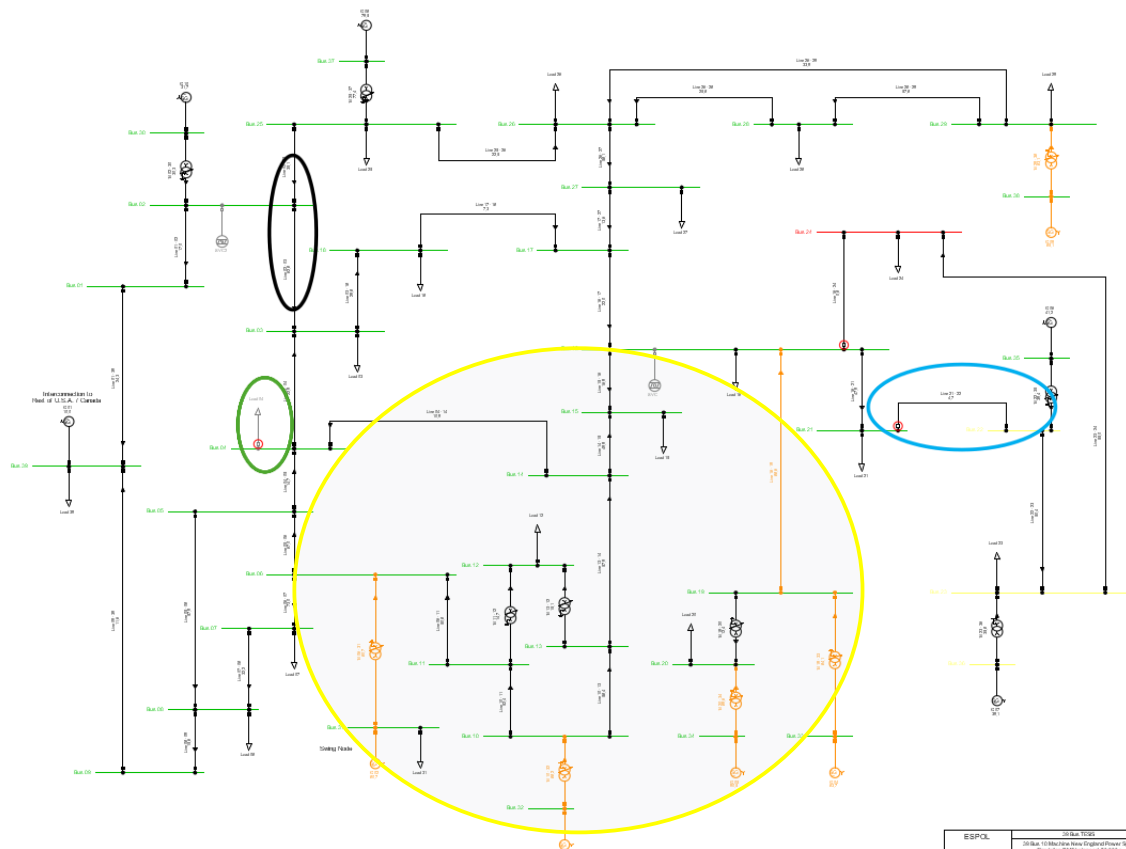


Figura 52 Vista general del sistema deslastre carga 4 y sin SVC

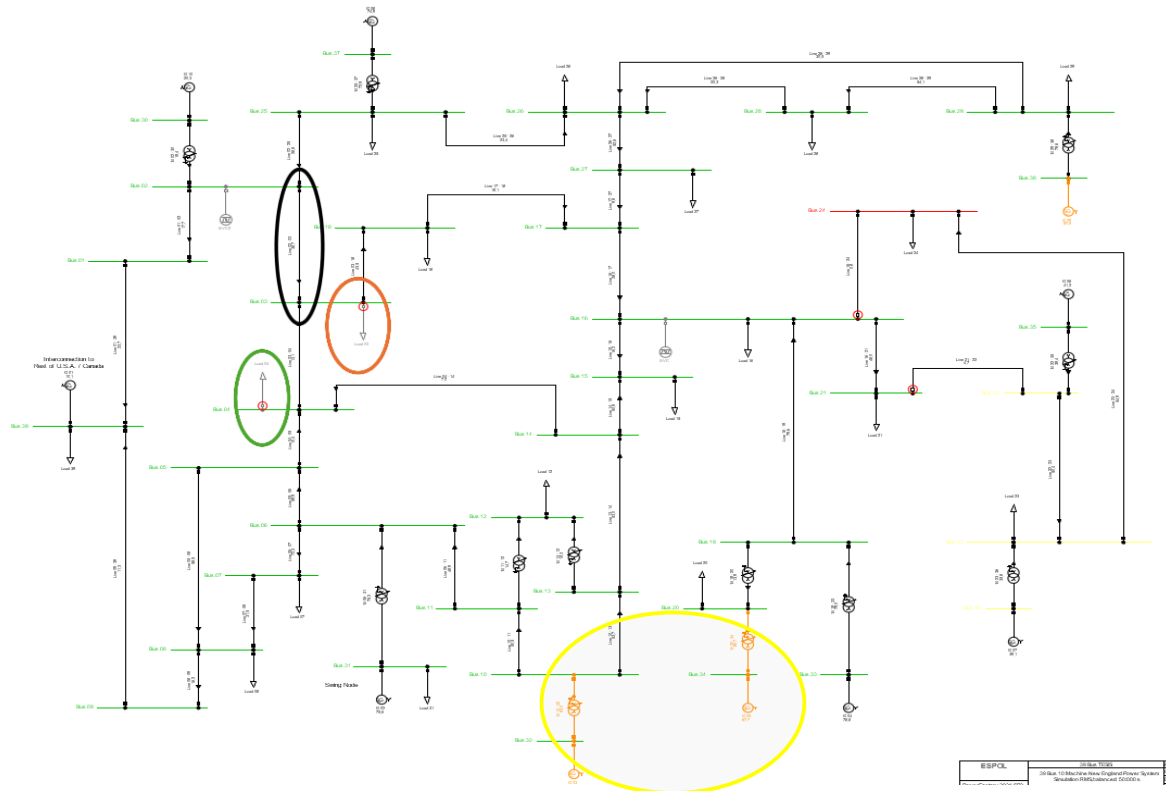


Figura 53 Vista general del sistema deslastre carga 3 y 4 y sin SVC

Se muestra una tabla tabulada de como se ven los resultados a partir de los siguientes escenarios planteados para eliminar la sobrecarga de mi línea que está alejada de la zona donde ocurre la falla que se encuentra de color azul.

Tabla 4 tabulación de datos escenarios para eliminar la saturación sin SVC

Deslastre	Nivel de Sobrecarga	Zona de saturación	Tiempo de actuación de la línea de respaldo.	Tiempo que ocurre la falla
Carga 3	69,90%	Existe y compromete mayor parte del sistema	23,87 segundos	A los 20 segundos
Carga 4	62,80%	Existe y compromete mayor parte del sistema	24,28 segundos	A los 20 segundos
Carga 3 y 4	38,70%	Existe, pero se reduce considerablemente	25,89 segundos	A los 20 segundos

Al analizar la tabla, se observa que a medida que disminuye la sobrecarga, el relé de respaldo que protege la línea afectada después de la falla actúa en un tiempo mayor. Esto otorga al operador un margen adicional para tomar decisiones, como realizar un deslastre de carga en el sistema. Este resultado resalta la importancia de conocer el comportamiento del sistema y de contar con herramientas de simulación que permitan evaluar escenarios de falla y sus posibles soluciones, con el objetivo de evitar el colapso del sistema.

A partir de las Figuras 48 y 49, que representan la zona donde se presenta una falla y desencadena un efecto en cascada en la línea de transmisión entre las barras 16 y 24, así como la sobrecarga en un área alejada la línea que une las barras 2 y 3, se observa que el nivel de sobrecarga es menor debido a la presencia de SVC en el sistema. Se plantearon los mismos escenarios que se habían considerado sin SVC, con el fin de evaluar el efecto de estos dispositivos inyectores de potencia reactiva sobre el sistema.

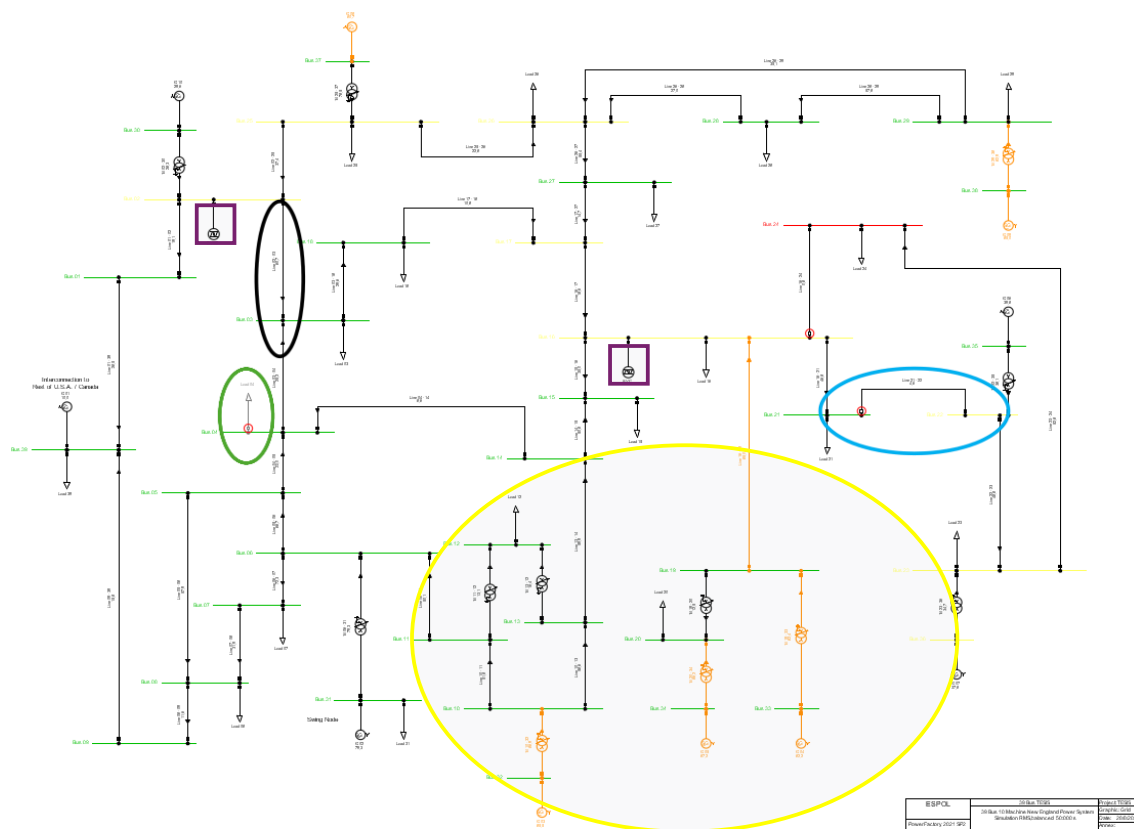


Figura 56 Vista general del sistema deslastre carga 4 y con SVC

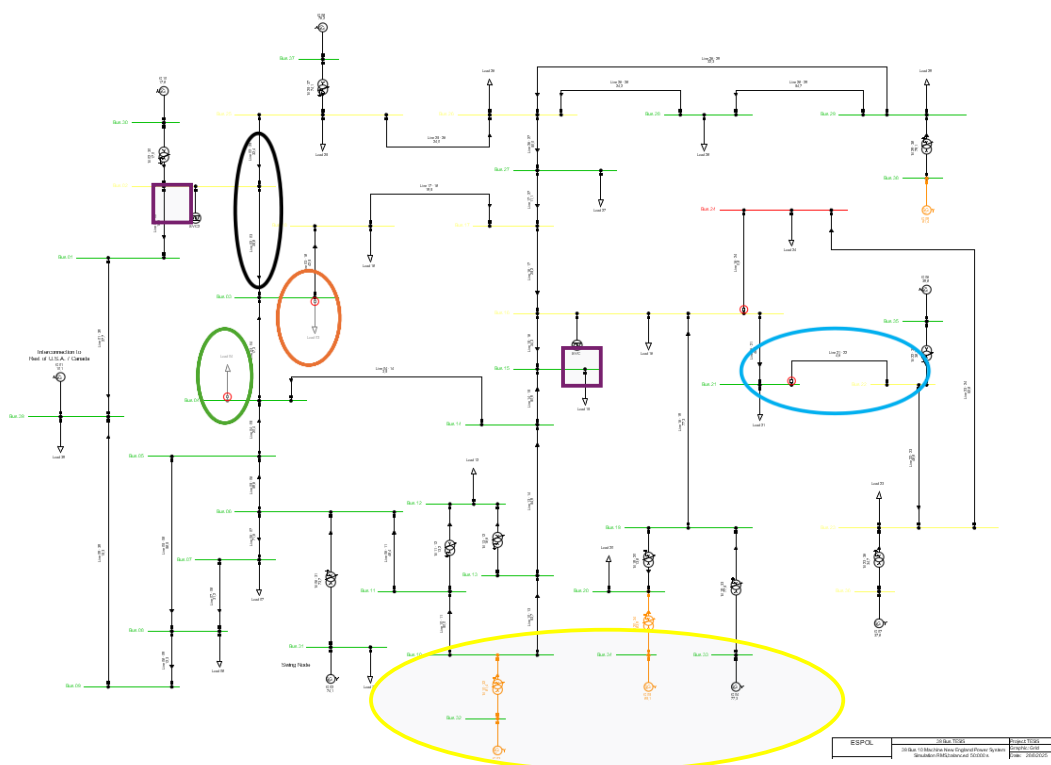


Figura 57 Vista general del sistema deslastre carga 3 y 4 y con SVC

Se muestra una tabla tabulada de cómo se ven los resultados a partir de los siguientes escenarios planteados para eliminar la sobrecarga de mi línea que está alejada de la zona donde ocurre la falla que se encuentra de color azul.

Tabla 5 tabulación de datos escenarios para eliminar la saturación con SVC

	Nivel de Sobrecarga	Zona de saturación	Tiempo de actuación de la línea de respaldo.	Tiempo que ocurre la falla
Carga 3	66,50%	Existe y compromete mayor parte del sistema	24,06 segundos	A los 20 segundos
Carga 4	60,70%	Existe y compromete menor parte del sistema	24,65 segundos	A los 20 segundos
Carga 3 y 4	35,80%	Existe, pero se reduce considerablemente	26,95 segundos	A los 20 segundos
Sin deslastre de carga	86.50%	Existe, pero todos los elementos están dentro de parámetros permitidos	23,30 segundos	A los 20 segundos

Al analizar la tabla, se observa que, a medida que disminuye la sobrecarga, el relé de respaldo que protege la línea afectada después de la falla actúa en un tiempo mucho mayor en comparación con la situación sin SVC. Esto se debe a que, de manera indirecta, la inyección de potencia reactiva proporcionada por los SVC incrementa la cargabilidad de las líneas, otorgando un margen de tiempo adicional para que el operador pueda tomar decisiones. Sin embargo, con la presencia de SVC en el sistema, también es posible operar sin realizar deslastre de carga, ya que el objetivo es mantener todo el sistema energizado y con la mejor calidad posible.

Asimismo, se puede deducir que la incorporación de SVC proporciona un mayor amortiguamiento al sistema de transmisión. Esto se evidencia en los tiempos de actuación del relé de respaldo, que son considerablemente mayores que sin SVC, lo que indica que el sistema se encuentra mejor amortiguado. Este comportamiento se puede justificar mediante la Figura 44, que representa los valores propios del sistema; al existir pares conjugados, se concluye que el sistema está amortiguado, pero presenta oscilaciones a diferentes frecuencias de amortiguamiento.

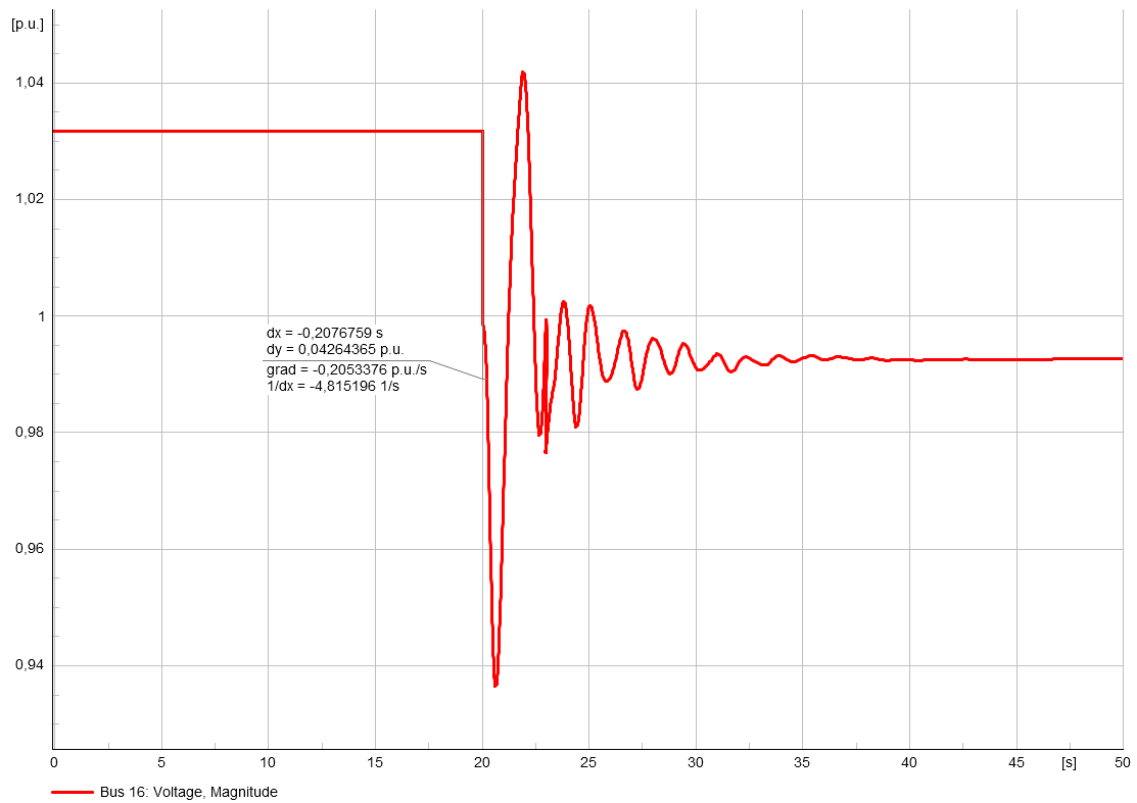


Figura 58 Gradiente de Voltaje dV/dt sin SVC

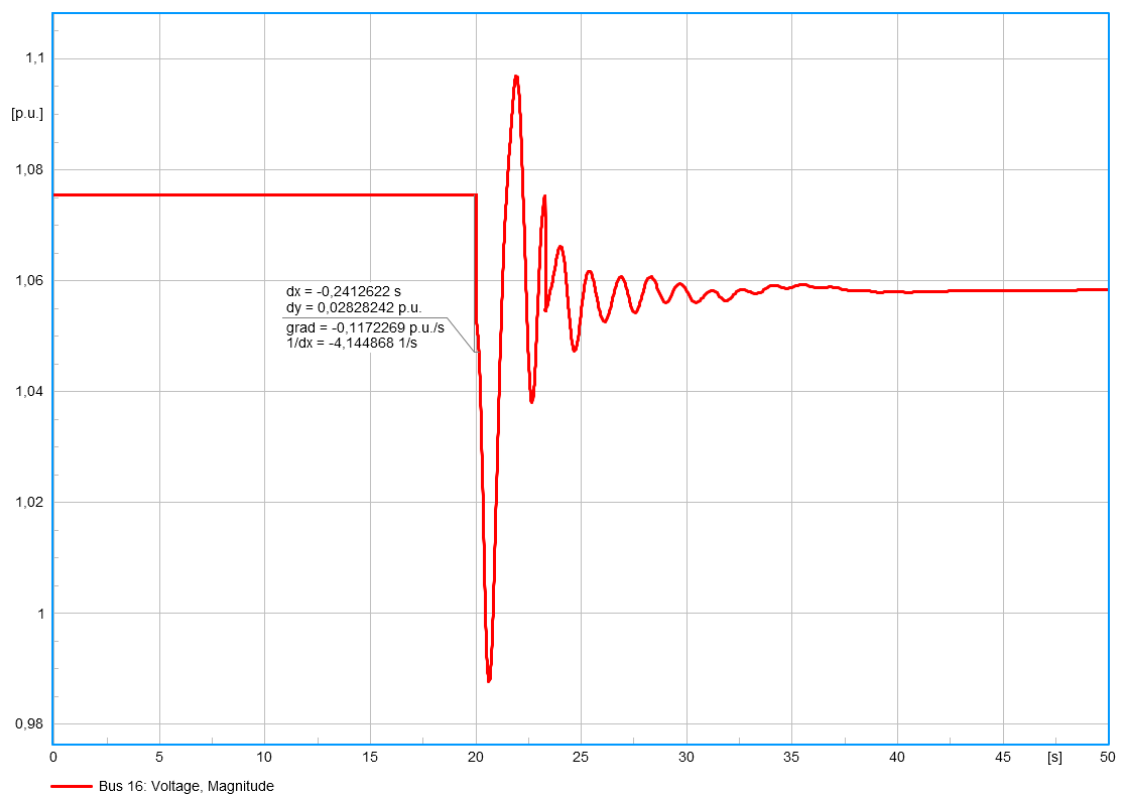


Figura 59 Gradiente de Voltaje dV/dt con SVC

Otra manera de analizar que mi sistema de transmisión es amortiguado es verificando la tensión en donde se colocan los SVC y se esperaría que cuando no tenemos SVC los

niveles de tensión decaigan rápido ya que no existe ningún elemento que inyecte esta potencia reactiva faltante al momento de ocurrir una falla y esto se puede verificar con la Figura 59 que verificamos que el gradiente de tensión es menor con un valor de 0.117 pu/s cuando existe la presencia de SVC, es decir es más difícil para mi sistema llegar a una inestabilidad de tensión.

Tabla 6 Variación de Tensión

Gradiente de Voltaje dV/dt [pu/s]	
Sin SVC	-0,2053
Con SVC	-0,1172

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

La realización de flujos de potencia en el sistema permitió conocer el estado inicial del mismo, identificando los puntos más vulnerables y constituyendo el paso inicial para una correcta coordinación de protecciones. Este análisis permitió verificar la saturación de los elementos, como líneas y transformadores, así como caídas de tensión y otros parámetros críticos.

- Conocer la vulnerabilidad del sistema mediante el flujo de potencia ayudó a identificar posibles caminos para la ubicación óptima de un SVC. Dado que el flujo de potencia representa un estudio en estado estático del sistema, cualquier problema identificado en esta etapa indica un posible mal dimensionamiento de los elementos, incluyendo líneas, generadores y transformadores, que no son capaces de suplir la carga requerida.
- El estudio de cortocircuitos permitió evaluar el grado de afectación de las barras ante fallas en el sistema, constituyendo un indicador adicional para la ubicación de los SVC, complementando la información obtenida sobre las sobrecargas identificadas a partir del flujo de potencia.
- Los SVC, como dispositivos de inyección de potencia reactiva, actúan como amortiguamiento en el sistema de transmisión, evitando variaciones bruscas en los niveles de tensión que podrían conducir a inestabilidades. La inyección de potencia reactiva de los SVC permite restringir el decaimiento de tensión y proporciona un mayor margen de tiempo para maniobras correctivas, como el deslastre de carga, con el fin de evitar la saturación del sistema y mantenerlo estable.
- Aunque los SVC permiten mantener la estabilidad del sistema sin necesidad de deslastre de carga, este estudio demostró que la aplicación de deslastre de carga incrementa los niveles de estabilidad. Sin embargo, reduce la confiabilidad de un suministro eléctrico seguro, ya que implica interrumpir el servicio a parte de la población. Por este motivo, en el marco de este proyecto integrador se decidió prescindir del deslastre de carga, confiando en la actuación conjunta de los SVC para garantizar la estabilidad del sistema.

4.1.2 Recomendaciones

- Para futuros proyectos integradores se puede realizar ya un estudio de protección sistemática al sistema de IEEE 39 barras, sin embargo, para esto se debe entender el trasfondo de como el SVC me permite este estudio, o simplemente realizar un estudio para protección sistemática en el formato base del IEEE 39 barras.
- Hay que considerar que el software presenta limitaciones para realizar un montaje de protecciones sistemáticas, ya que no cuenta con todas las protecciones comerciales además de detalles en el firmware que es el software integrado en los relés o dispositivos de hardware para controlar sus funciones.
- Hay que considerar que la parametrización de SVC en su bloque de parámetros necesita un tiempo relativo el cual representa un atraso en sus graficas, pero actúa en el momento que el sistema se pone en dinámico y empezamos la simulación para futuros proyectos integradores realizados con ayuda del software Power Factory.

Bibliografía

- Anderson, P. M. (1998). *Power System Protection*. Retrieved from <https://www.lehmanns.de/shop/technik/2559355-9780780334274-power-system-protection>
- CONTROL.COM. (2019). *Protección a distancia*. Retrieved from <https://control.com/textbook/electric-power-measurement-and-control/distance-21-protection/>
- CONTROL.COM. (n.d.). *Protección contra sobrecorriente instantánea y temporizada (50/51)*. Retrieved from <https://control.com/textbook/electric-power-measurement-and-control/instantaneous-and-time-overcurrent-5051-protection/>
- Peralta, W. H. (2022). *Estabilidad y Regulación de Sistemas de Potencia*. Retrieved from <https://play.google.com/books/reader?id=HMI0EAAAQBAJ&pg=GBS.PA46>
- RAMÍREZ ARREDONDO, J., CAICEDO DELGADO, G., & CORREA GUTIÉRREZ, R. E. (2017). *Sistemas de transmisión flexibles FACTS*. Retrieved from <file:///C:/Users/billy/Downloads/Sistemas-de-transmision-Facts.pdf>
- UNAM. (2019). *ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO*. Retrieved from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/801/A7.pdf>
- Universidad Nacional de Tucumán. (2015). *Analisis de Flujo de Carga*. Retrieved from <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2015/03/Por-Unidad-y-Flujo-de-Carga.pdf>