

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MANUAL BÁSICO DE DISEÑO DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

DIRECTRICES Y CRITERIOS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS A FRECUENCIA FUNDAMENTAL DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTO Y EXTRA ALTO VOLTAJE.

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

EDUARDO GABRIEL MINDA CHAFLA

eduardo.minda@epn.edu.ec

DIRECTOR: MBA. Ing. HUGO MARCELO VILLACÍS SALAZAR

hugo.villacis@epn.edu.ec

DMQ, septiembre 2023

CERTIFICACIONES

Yo, Eduardo Gabriel Minda Chafra declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

EDUARDO G. MINDA C.

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Eduardo Gabriel Minda Chafra, bajo mi supervisión.

Hugo Villacís
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

EDUARDO G. MINDA C.

HUGO VILLACÍS

DEDICATORIA

Para ti que moras y me miras desde el cielo...

AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a Dios por darme la fortaleza, sabiduría y la inspiración necesaria para completar esta etapa, a mi familia por su apoyo incondicional, a mis padres por su sacrificio y a la Escuela Politécnica Nacional por proporcionarme las herramientas para mi desarrollo académico.

Mi gratitud también se extiende a mi director, Ing. Hugo Villacís por la dedicación y ayuda tan importante para complementar mi formación tanto profesional y personal

A todo el personal de TRANSELECTRIC por las facilidades e información prestadas en especial al Ing. Luis Dután por toda su paciencia y valiosas aportaciones que permitieron que este trabajo sea posible.

A todos los que de alguna manera contribuyeron con su granito de arena y que son parte de mi historia.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.1	OBJETIVO GENERAL	2
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3	ALCANCE	2
1.4	MARCO TEÓRICO.....	4
1.4.1	NECESIDAD DE UN MANUAL DE DISEÑO.....	4
1.4.2	DISEÑO DE SUBESTACIONES.....	5
1.4.3	CONCEPTOS BÁSICOS DE SUBESTACIONES	9
2.1	ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES ..	14
2.1.1	ASPECTOS GENERALES	15
2.1.2	DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS	15
2.1.3	DEFINICIÓN DE ASPECTOS BASADOS EN LAS NORMATIVAS DE SEGURIDAD Y PRÁCTICAS DE TRABAJO SEGURO	15
2.1.4	INCORPORACIÓN DE NUEVAS FUNCIONALIDADES O EQUIPAMIENTOS EN LA SUBESTACIÓN	16
2.2	SUBESTACIONES EN AIRE	16
2.2.1	DISEÑO BÁSICO	16
2.2.2	ESPECIFICACIONES Y SELECCIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO DE LA SUBESTACIÓN.....	17
2.3	SUBESTACIONES GIS.....	19
2.3.1	DISEÑO BÁSICO	19
2.3.2	ESPECIFICACIÓN Y SELECCIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO DE LA SUBESTACIÓN EN AIRE.....	20
2.4	LINEAMIENTOS Y CRITERIOS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS	21
2.4.1	CONFIGURACIÓN DE RED Y BASE DE DATOS	21
2.4.2	TIPOS DE ESTUDIOS.....	22
2.4.3	SELECCIÓN DE DESCARGADORES CON RESPECTO A LOS SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS.....	27

2.5	MODELADO DE LA RED PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS A FRECUENCIA NOMINAL	28
2.5.1	MODELADO DE GENERADORES SINCRÓNICOS.....	29
2.5.2	MODELADO DE TRANSFORMADORES.....	31
2.5.3	MODELADO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	32
2.5.4	MODELADO DE OTROS COMPONENTES.....	33
2.5.5	PORCIÓN DE RED A SIMULAR	34
2.6	LINEAMIENTOS PARA LA SIMULACIÓN DE LOS MODELOS DE RED	35
2.6.1	FLUJOS DE POTENCIA.....	35
2.6.2	ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS	38
2.6.3	ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS.....	39
3.1	MODELADO DEL SISTEMA	44
3.2	ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA	48
3.2.1	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	48
3.2.2	VOLTAJES Y SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS	50
3.2.3	CORRIENTES Y UTILIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	55
3.2.4	RESULTADOS EN TRANSFORMADORES Y GENERADORES	57
3.2.5	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	59
3.3	ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS	59
3.4	ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS.....	60
3.4.1	VALIDACIÓN DEL MODELO.....	60
3.4.2	SELECCIÓN DE DESCARGADORES.....	62
3.4.3	SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.....	63
4.1	CONCLUSIONES.....	66
4.2	RECOMENDACIONES	67

RESUMEN

Alcanzar la estandarización en los procesos mejora la eficiencia de una empresa por lo que este trabajo busca establecer los primeros lineamientos y directrices para elaborar el primer manual de diseño de subestaciones eléctricas de alto y extra alto voltaje y líneas de transmisión. Este primer prototipo se enfocó en la elaboración de estudios eléctricos a frecuencia fundamental.

En el primer capítulo se establecen los objetivos, el alcance y los fundamentos teóricos que sirvieron como base para el desarrollo de la primera propuesta del manual.

En el segundo capítulo se desarrollan los lineamientos y directrices del primer manual para diseño de subestaciones, consta de los aspectos básicos, los parámetros a considerar, el modelamiento de cada elemento y los resultados esperados.

En el tercer capítulo se encuentra la aplicación de la metodología elaborada en el capítulo dos aplicados al sistema Topo-Culebra en dos escenarios de operación.

En la parte final se tienen las conclusiones y recomendaciones resultado de la elaboración de este Trabajo de Integración Curricular.

PALABRAS CLAVE: Manual de subestaciones, estudios eléctricos a frecuencia fundamental, sobrevoltajes temporarios, flujos de potencia.

ABSTRACT

Reaching standardization in processes improves the efficiency of a company, so this work seeks to establish the first guidelines and directives to develop the first design manual for high and extra high voltage electrical substations and transmission lines. This first prototype focused on the elaboration of electrical studies at fundamental frequency.

The first chapter establishes the objectives, scope and theoretical foundations that served as the basis for the development of the first proposal of the manual.

In the second chapter the guidelines and guidelines of the first manual for substation design are developed, it consists of the basic aspects, the parameters to consider, the modeling of each element and the expected results.

In the third chapter is the application of the methodology developed in chapter two applied to the Topo-Culebra system in two operating scenarios.

In the final part there are the conclusions and recommendations resulting from the preparation of this Curricular Integration Work.

KEYWORDS: Substations manual, electrical studies at fundamental frequency, temporary overvoltages, power flows.

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un pilar fundamental en el desarrollo de un país por lo que optimizar los procesos que permitan el crecimiento de un sistema eléctrico ordenado, eficiente y estandarizado resulta importante, de esto surge la importancia de elaborar un manual para el diseño de subestaciones de alta y extra alto voltaje y líneas de transmisión. La elaboración de un manual buscará unificar todos los conocimientos adquiridos a través de la revisión bibliográfica y la experiencia de los actores hacen posible el funcionamiento del sistema.

En [1] ya se establecieron los primeros procedimientos para la elaboración de procedimientos necesarios para efectuar el diseño de una subestación dentro de sus cinco pilares básicos de ingeniería: civil, estructural, primaria, secundaria y de telecomunicaciones. La parte primaria se enfoca en el diseño eléctrico de los equipos primarios que conforman la subestación, tales como: Interruptores, compensación, barras, transformadores, entre otros. Establecer las características de cada elemento primario dependerá de los resultados obtenidos en estudios eléctricos realizados en el sistema eléctrico de potencia en el que se quiere construir o ampliar una subestación.

Para el diseño de subestaciones existen dos tipos de estudios que sirven de partida para el diseño y son: Estudios a frecuencia fundamental y estudios transitorios. Los estudios a frecuencia fundamental analizan los fenómenos que aparecen en el sistema eléctrico a frecuencia cercanas a la frecuencia de operación del sistema y consisten en fenómenos de larga duración. Los estudios transitorios se enfocan en fenómenos que ocurren a altas frecuencias y se caracterizan por ser fenómenos de corta duración. Dentro de los estudios a frecuencia fundamental se tienen flujos de potencia, cortocircuitos, estudios de sobrevoltajes temporarios, entre otros, con estos estudios se puede conocer los valores de las magnitudes eléctricas de operación normal, operación en contingencia, sobrevoltajes temporarios, necesidad de compensación de reactivos y permiten validar las filosofías de diseño dentro del sistema eléctrico.

Para la elaboración de un manual de diseño de subestaciones que permita optimizar y estandarizar los procedimientos es necesario partir de la normativa nacional e internacional vigente, una vez adaptada esa normativa a las condiciones específicas del sistema eléctrico es posible aplicarlo para el diseño de subestaciones. En este trabajo se aplicó el manual para realizar los estudios eléctricos en la subestación Culebra durante dos escenarios de operación, uno conectado al sistema y otro con una operación en isla.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer los criterios y directrices para ejecutar estudios eléctricos a frecuencia nominal de una subestación en alto y extra alto voltaje que permitan evaluar los sobrevoltajes temporarios a los que van a estar sometidos el equipamiento primario de una subestación.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar los estudios eléctricos a frecuencia fundamental y parámetros necesarios para el diseño de subestaciones de alto y extra alto voltaje con base en las normas disponibles y adaptadas a nuestro sistema de transmisión.
2. Establecer los procedimientos y requerimientos, con base en las normas e información de Transelectric disponibles, para realizar los estudios de flujo de carga, estudios de cortocircuitos y estudios de sobrevoltajes temporarios a frecuencia nominal y de estudios dinámicos de rechazo de carga y cortocircuito monofásico.
3. Realizar el análisis del caso de estudio hipotético que es el sistema de transmisión Topo – Culebra, a 230 kV, para el cual, basado en una futura e hipotética configuración que incluye generación, transmisión y carga, donde se determinen los sobrevoltajes temporarios ante eventos sugeridos en IEC 60071-2.
4. Aplicar al caso de estudio los procedimientos propuestos en los objetivos 1 y 2 bajo dos escenarios: el primero con el sistema conectado a la red y el segundo, que es un escenario hipotético, operando en isla eléctrica desde Topo hacia Culebra.
5. Proponer directrices y criterios, con base en los estudios eléctricos, para especificar equipo primario de las subestaciones Topo y Culebra bajo sobrevoltajes temporarios.

1.3 ALCANCE

En la actualidad, no existe un manual de diseño de subestación aprobado que sirva como directriz para los estudios de diseño. Este trabajo se enmarca en dos procesos: el primero es la realización de estructura de estudios que deben ser realizados para el diseño de una subestación. Debido a que no existe un manual, los temas que se presentan en este trabajo han sido desarrollados basados en la experiencia del personal

de diseño de subestaciones y en los procedimientos previos desarrollados pero que no lograron ser concretados como un manual de diseño. El segundo es una aplicación de uno de los estudios propuestos en la estructura y que tiene que ver con sobrevoltaje temporarios (TOV por sus siglas en inglés) como una forma de señalar la manera en que deben conducirse cada uno de los estudios mostrados en la estructura de estudios del manual.

Durante la etapa inicial se realizará una recopilación bibliográfica acerca de los estudios eléctricos necesarios para el diseño de subestaciones de alto y extra alto voltaje y de las experiencias del personal de diseño de subestaciones. Luego, estudios a frecuencia fundamental para el caso del sistema de transmisión Topo – Culebra, a 230 kV, actualmente en etapa de anteproyecto, son realizados para determinar los sobrevoltajes temporarios más severos y su implicación a la selección de descargadores según el Máximo Voltaje de Operación Continua (U_c o MCOV).

Con base en la información bibliográfica se establecerán directrices para la elaboración de los estudios eléctricos mencionados, esto abarca:

- La modelación de los elementos del sistema eléctrico que permita reflejar el comportamiento de dichos elementos.
- Selección de maniobras o casos de estudio que sean relevantes para simular las condiciones que pueden llegar a comprometer el funcionamiento de los equipos de las subestaciones o el desempeño del Sistema Nacional Interconectado.

El caso de estudio permitirá analizar el sistema en dos escenarios de operación que permitan obtener el máximo TOV: con el sistema conectado a la red y un escenario hipotético en el cual el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) se encuentre operando en isla eléctrica desde la Subestación Topo. Para la aplicación de la metodología propuesta se realizará simulaciones en PowerFactory, para lo cual se modelará los elementos de acuerdo con los requerimientos establecidos para las maniobras a realizarse.

Mediante estas directrices se busca tener procedimientos que se adapten al sistema de transmisión ecuatoriano y que reduzcan los tiempos de diseño de subestaciones de alto y extra alto voltaje.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 NECESIDAD DE UN MANUAL DE DISEÑO

La energía eléctrica es uno de los principales elementos que permiten el desarrollo del país. Actualmente, en el Ecuador se han dado grandes desarrollos en materia de generación y transmisión eléctrica. La construcción de grandes centrales hidroeléctricas como Coca Codo Sinclair, Sopladora y Minas Jubones ha provocado que se deje de generar electricidad con centrales térmicas, acarreado mejoras en el aspecto económico (disminución del costo de generación) así como la reducción del impacto ambiental. Además, a la fecha presente de escribir este trabajo, se ha empezado con el desarrollo de grandes proyectos como la interconexión con el Perú, a 500 kV, y el proyecto hidroeléctrico Santiago con una etapa inicial de 2400 MW. Desde el punto de vista de la transmisión, desde el año 2016 se cuenta con un sistema en Extra Alto Voltaje, a 500 kV, que permite llevar la energía desde Coca Codo Sinclair hacia los dos principales centros de consumo: Quito y Guayaquil. Tanto para la interconexión con el Perú como para el proyecto Santiago, se está observando la necesidad de ampliar el sistema de 500 kV. [2]

Con base a lo expuesto, y tomando en cuenta la necesidad de expandir la red a un mínimo costo cumpliendo altos estándares de calidad, surge la necesidad de contar con un manual de diseño eléctrico de subestaciones que permita señalar las directrices de estudios y análisis necesarios para el diseño de subestaciones, así como de obtener las especificaciones técnicas de equipos primarios y secundarios que cumplan con los criterios de desempeño fijados como objetivo.

Existen dos alternativas de enfocar el diseño de una subestación: el primero tiene que ver con realizar un diseño y especificación de equipos de cada una de las subestaciones a su mínimo costo. Esto implica que cada subestación contará con lo “justo y necesario” llegando a un diseño de mínimo costo. El problema con este tipo de diseño es que esto encarece la operación y el mantenimiento de la subestación debido a que, por ejemplo, repuestos de una subestación no servirán a otra subestación. El segundo, tiene que ver con la estandarización de los equipos de una subestación, que seguramente elevará un cierto porcentaje el costo de la subestación respecto al mínimo costo, pero permitirá contar con repuestos que van a servir para cualquier subestación. Esta última alternativa se ajusta muy bien a redes eléctricas no tan extensas como lo es el Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador y es el seleccionado por parte de CELEC EP Transelectric.

Por lo tanto, el contar con un manual de diseño eléctrico de subestaciones permitirá establecer las guías en los estudios eléctricos y especificación de equipos de

subestaciones estandarizadas y dentro de este marco es que se desarrolla este trabajo de titulación.

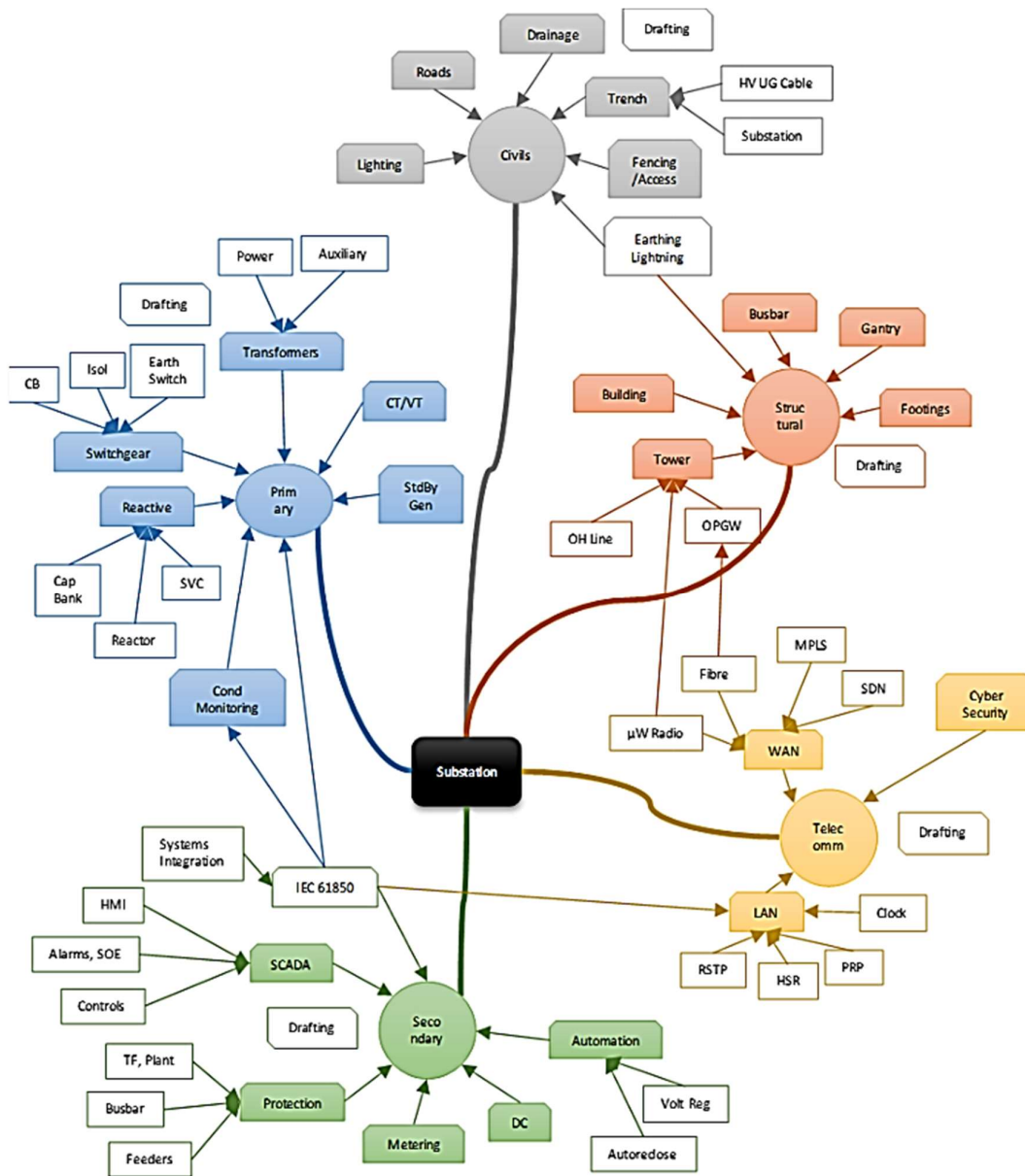


Figura 1.1 Vista simplificada de las cinco disciplinas de ingeniería involucradas en el diseño de una subestación [3]

1.4.2 DISEÑO DE SUBESTACIONES

Se debe tener en cuenta que el diseño de una subestación no es una tarea simple. Implica una gran cantidad de disciplinas interrelacionadas para crear un sistema funcional que satisfaga las necesidades del criterio de desempeño eléctrico de la red, la protección y el control de la red y las instalaciones operativas y de mantenimiento utilizadas por el

personal. Todo esto en el contexto de un activo que puede existir durante más de 50 años. En la Figura 1.1 se muestra una vista “simplificada” de las cinco disciplinas de ingeniería nominalmente clave: civil, estructural, primaria, secundaria y de telecomunicaciones que están involucradas en la ingeniería de subestaciones.

Cada uno de los temas mostrados merece tener un manual de diseño. Esto lleva a delimitar el alcance de este trabajo dentro de la disciplina “Primaria” que tiene que ver con diseño eléctrico de equipo primario de subestaciones. Más aún, el diseño eléctrico abarca aspectos como: transformador de potencia, transformadores de medición, interruptores, compensación, barras, entre otros, que hacen que sea muy extenso su análisis. La especificación de equipo primario de la subestación tiene que ver con estudios generales (para todos los equipos primarios) y estudios específicos (para cada uno de los equipos). Bajo esta perspectiva, el desarrollo de un manual seguirá siendo algo muy extenso. Por tal motivo, este trabajo por una lado muestra una estructura básica de los estudios y análisis eléctricos de equipo primario que deberán estar contenidos dentro del manual de diseño, sin un análisis detallado y, por otro lado, como caso de estudio, muestra un análisis detallado del estudio de sobrevoltajes temporarios que permitirán definir la soportabilidad del aislamiento de equipo primario y la selección de descargadores que soporten, sin sufrir daños, los sobrevoltajes temporarios más severos que pueden aparecer en la red. [3]

De manera general, los estudios a ser desarrollados para el diseño de subestaciones son los que se señalan en los puntos a continuación.

1.4.2.1 Estudios de ingeniería

Implican cualquier estudio del sistema requerido para determinar las especificaciones técnicas requeridas de los equipos de la subestación que permitan cumplir con los criterios de desempeño señalados desde el planeamiento de la red. Entre estos estudios se tiene, por ejemplo [4] :

1) Ingeniería Eléctrica

- Coordinación de aislamiento
- Respuesta transitoria
- Niveles Mínimo y Máximo de Falla
- Tiempos de eliminación de fallas críticas
- Estudios y análisis de puesta a tierra
- Calidad de energía y armónicos
- Flujo de carga y

- Arco eléctrico
- 2) *Ingeniería Civil*
- Preparar el diseño de los terrenos para la preparación del sitio, bermas de paisajismo, zanjas/rampas de seguridad
 - Diseñar los sistemas de drenaje, contención de petróleo y alcantarillado, corte de drenajes y sistemas de aguas pluviales (en colaboración con el especialista en diseño paisajístico)
 - Diseñar carreteras y otras rutas de acceso para vehículos y peatones
 - Diseñar excavaciones para instalación de cimientos y sistemas de conductos de cables y
 - Diseño de sistemas de vallado
- 3) *Ingeniería estructural*
- Diseñar todos los componentes estructurales del edificio, por ejemplo, muros de carga, cimientos y otras estructuras
 - Diseñar o verificar la adecuación de las fundaciones y estructuras de soporte de los equipos de alta tensión
- 4) *Diseño arquitectónico*
- Realizar el diseño visual externo de los edificios
 - Diseñar diseños internos del edificio para cumplir con los requisitos funcionales del diseñador eléctrico y
 - Gestionar el impacto visual global de la instalación
- 5) *Diseño de servicios de construcción*
- Realizar el diseño de detalle de servicios de suministro de energía BT
 - Sistemas de calefacción de edificios
 - Sistemas de iluminación permanente y de emergencia
 - Sistemas de ventilación y aire acondicionado y
 - Sistemas de seguridad del edificio
- 6) *Diseño de sistemas eléctricos secundarios: protección y control*
- Desarrollar el diagrama unifilar del sistema secundario para las conexiones del transformador de instrumentos y para las salidas de disparo de los relés de protección
 - Asegurar que las salidas del equipo primario no estén sobrecargadas
 - Diseñar y especificar los sistemas de control, protección, monitoreo, medición y telecomunicaciones de los equipos de la subestación
 - Determinar la capacidad de reserva de la batería de CC requerida

- Diseñar los sistemas de alimentación de baja tensión A.C. y D.C. para la operación de los equipos de control y protección y de los equipos primarios y
- Determinar los requisitos de espacio y diseño (incluidos los requisitos de redundancia) para gabinetes de control y protección, baterías y sistemas de carga de baterías, tableros de distribución de A.C. y D.C.

7) *Diseño de protección contra incendios*

- Diseñar la protección contra incendios y cualquier sistema de extinción de incendios
- Garantizar la provisión adecuada de rutas de escape en caso de incendio y salidas de emergencia y
- Asegúrese de que la instalación general cumpla con todas las normas de seguridad contra incendios pertinentes

8) *Diseño de paisaje y servicios ambientales*

- Verificar las condiciones del terreno del sitio propuesto para determinar su idoneidad ambiental, por ejemplo, para determinar el impacto en las aguas subterráneas o la presencia de desechos enterrados
- Realizar estudios de impacto ambiental, arqueológicos, culturales e históricos para evaluar el impacto en un sitio propuesto
- Evaluar el impacto EMF del proyecto
- Asistir a audiencias o reuniones públicas durante el proceso de planificación y aprobación del proyecto para abordar problemas que el público o las autoridades puedan tener
- Garantizar que los árboles, arbustos y flores necesarios para el paisajismo sean adecuados para el entorno local
- Garantizar que la plantación cumpla con los requisitos de operación eléctrica, por ejemplo, que los árboles no infrinjan las autorizaciones eléctricas ni creen posibles riesgos de seguridad para los equipos eléctricos debido a caídas o crecimiento invasivo de raíces
- Asegurar la preparación adecuada del terreno antes de plantar y especificar los requisitos de riego necesarios y
- Proporcionar información sobre el diseño de características paisajísticas sólidas, como diques o recintos de retención de aceite, y disposiciones para el manejo de efluentes de aguas pluviales, especialmente durante escenarios de lluvias torrenciales o inundaciones repentinas

9) *Control de calidad*

- Asegurar que se implementen y sigan las medidas de control de calidad adecuadas durante todo el proceso de diseño

10) *Salud y Seguridad en el Diseño*

- Asegurar que la instalación de la subestación esté diseñada de manera que pueda construirse, operarse, mantenerse y demolerse de manera segura

11) *Obtención*

- Garantizar la compra más rentable de equipos y servicios. Un aspecto importante del proceso de adquisición es determinar la estrategia de adquisición adecuada, particularmente en relación con si los materiales deben comprarse por proyecto o, alternativamente, mediante contratos marco a largo plazo, tal vez cinco años, que faciliten la estandarización.

1.4.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE SUBESTACIONES

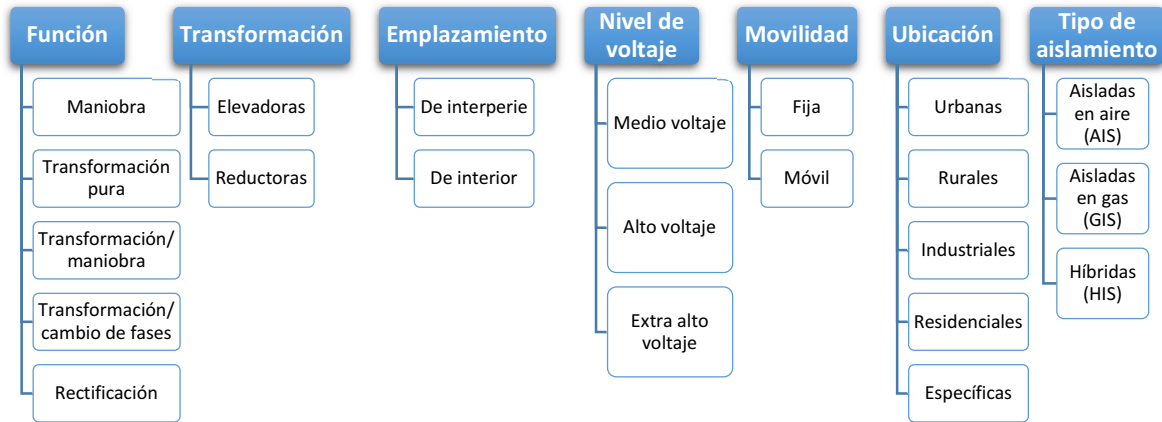
Este trabajo de integración curricular se enfoca en los estudios eléctricos de sobrevoltajes temporarios (TOV por sus siglas en inglés) que forma parte de la coordinación del aislamiento. Para ello, es necesario primeramente sentar las bases de una subestación eléctrica y, posteriormente, detallar la manera en la que se desarrollan los TOVs y los modelos y estudios necesarios para determinarlos.

1.4.3.1 TIPOS DE SUBESTACIONES

De manera general se pueden clasificar las subestaciones por su función, pueden ser: subestaciones de transformación y subestaciones de maniobra. Otra forma de clasificación se tiene debido a los niveles de voltaje más altos que maneja la subestación, pueden ser de medio voltaje, alto voltaje y extra alto voltaje; pero, los rangos y nombres de los niveles de voltaje dependerán de las legislaciones vigentes de cada país [5], en Ecuador los niveles de voltaje establecidos son: [6]

- Bajo voltaje: menores o iguales a 0,6 kV
- Medio voltaje: mayor a 0,6 kV y menor o igual a 40 kV;
- Alto voltaje Grupo 1: mayor a 40 kV y menor o igual a 138 kV;
- Alto voltaje Grupo 2: mayor a 138 kV.

La clasificación de subestaciones puede variar según la característica analizada como se



muestra en la Figura 1.2.

Figura 1.2 Clasificación de subestaciones [7]

1.4.3.2 CONFIGURACIONES DE CONEXIÓN EN SUBESTACIONES

La configuración de conexión en una subestación se refiere a la disposición de los equipos electromecánicos que pertenecen a un patio de conexiones o al mismo nivel de voltaje. Respecto a subestaciones de alto y extra alto voltaje existen dos tendencias generales dentro de la configuración: una es la conexión de barras o tendencia europea y otra es la conexión de interruptores o tendencia americana, también se pueden encontrar configuraciones menos convencionales que consisten en modificaciones de las dos tendencias anteriores [3]. La selección de la configuración está influenciada por varios factores como son: la estandarización, facilidad en la obtención del terreno, tipo de subestación, entre otros, la selección debe tomar en cuenta los criterios de continuidad de servicio, facilidad en el mantenimiento de los equipos, adaptabilidad en la operación, cantidad y costo del equipamiento eléctrico [5]. En la Figura 1.3 se muestran los diferentes tipos de configuraciones que se pueden obtener.

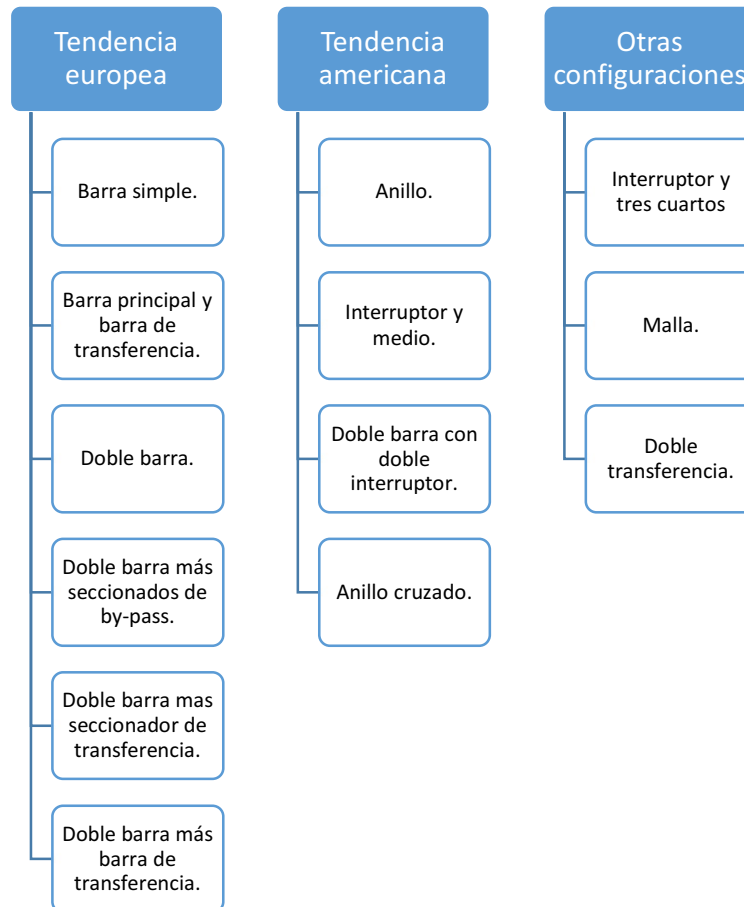


Figura 1.3 Clasificación de configuraciones de conexión. [3]

1.4.3.3 EQUIPAMIENTO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN

El equipamiento primario son todos los elementos de la subestación que forman parte del sistema eléctrico de potencia, estos son: disyuntores, seccionadores, transformadores, equipos de compensación inductiva y capacitiva. El momento de seleccionar cada uno de estos componentes es necesario tener en cuenta sus características más relevantes que están definidas por su función, relación con otros equipos de la subestación, condiciones preestablecidas por la ubicación de la subestación, condiciones dadas por el sistema de potencia y los requerimientos en su comportamiento [8]. Los valores de las características necesarias en la selección del equipo se basan en los resultados de los estudios, la normativa técnica aplicable, experiencia internacional o nacional y la posibilidad de uso de equipos estandarizados por parte de la empresa propietaria. Con los resultados de los estudios y la experiencia en el uso de cada equipo se obtiene las características preliminares y con ayuda de las normas técnicas se validan las características pertinentes. Si existe la posibilidad del uso de equipamiento comercial estandarizado se debe optar por esa opción debido a que esto tiene impacto en los costos y las facilidades de mantenimiento [3].

1.4.3.4 BARRAS

Esta denominación se aplica al conjunto de conductores que permiten tener un lugar de conexión común para los diferentes circuitos del sistema de potencia que llegan a la subestación, los circuitos pueden provenir de generadores, transformadores, líneas de transmisión, bancos de capacitores, entre otros. El número de los barrajes, la manera en que se agrupen los circuitos y los niveles de voltaje dependerá del diseño de la subestación. Para el dimensionamiento de las barras se debe tener en cuenta los niveles de calentamiento, caída de voltaje admisible, capacidad de cortocircuito y los costos [5].

1.4.3.5 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Tabla 1.1. Principales estudios eléctricos para el diseño de subestaciones [3]

ESTUDIOS	INFORMACIÓN OBTENIDA	UTILIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN
Estudios fundamentales		
Flujo de carga	<ul style="list-style-type: none"> - Flujos de potencia - Corrientes de operación - Voltajes máximos y mínimos de operación 	<ul style="list-style-type: none"> - Ajustes de protecciones de compensación - Relaciones TC's y TP's
Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> - Corrientes de cortocircuito - Distribución de corrientes y aportes - Relación X/R - Sobrevoltajes fallas asimétricas - % de corriente cd periódica 	<ul style="list-style-type: none"> - Equivalentes Thevenin - Coordinación de protecciones - Selección de descargadores.
Estabilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempos máximos para despeje de fallas - Sobretensiones fases sanas 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección tiempos de Recierre - Selección de descargadores
Sobrevoltajes temporales <ul style="list-style-type: none"> - Efecto Ferranti - Rechazo de carga - Por falla monofásica 	<ul style="list-style-type: none"> - Corriente capacitiva de líneas - Máximo voltaje extremo abierto - Sobrevoltajes fases sanas 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección descargadores - Selección interruptores - Selección compensaciones - Ajustes de relés de sobretensión
Estudio Z (ω)-armónicos	<ul style="list-style-type: none"> - Frecuencias de resonancia (polos y ceros) 	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensionamiento de filtros para mitigación de armónicos
Estudios transitorios		
Sobrevoltajes de maniobra <ul style="list-style-type: none"> - Energizaciones - Aperturas - Recierres - Recierre monopolar - Descarga capacitores - Despeje de fallas 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrevoltajes máximos - TVR en interruptores de alto voltaje - Corrientes de energización - Corrientes máximas - Bobinas limitadoras - Energía descargadores 	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensionamiento de reactancias limitadoras - Selección descargadores - Sintonización reactores de neutro - Selección interruptores - Selección dispositivos de protección, bobinas de bloqueo
Sobrevoltajes atmosféricos <ul style="list-style-type: none"> - Descargas directas e indirectas - Efecto distancia 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrevoltajes máximos - Energía descargadores - Distancias entre descargadores y equipos 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de descargadores - Coordinación de aislamiento

Dentro la etapa de planeación, una vez establecida el área de influencia subestación es necesario realizar estudios que permitan respaldar las características principales y especificaciones de los equipos, además, brindan parámetros útiles dentro del diseño, conexión al sistema y operación de la subestación [3]. Los estudios eléctricos, tanto a frecuencia fundamental como transitoria, que son utilizados en el diseño de subestaciones se resumen en la Tabla 1.1.

2 METODOLOGÍA

En el presente capítulo se definen los primeros lineamientos para obtener el Primer Manual de Diseño Eléctrico para subestaciones y líneas de transmisión, orientado a los estudios eléctricos a frecuencia fundamental de una subestación en alto y extra alto voltaje.

Durante el desarrollo de este capítulo se establecen los criterios, requerimientos y procedimientos necesarios para evaluar sobrevoltajes temporarios (TOV) a los estarán sometidos el equipamiento primario, además de establecer las directrices que permitan determinar las características del equipamiento primario y de las barras con base en los estudios eléctricos a frecuencia fundamental. Para este propósito es necesario establecer primeramente un modelo base de Manual de Diseño Eléctrico de Subestaciones en el cual se señale, de manera general, los estudios y análisis necesarios para el diseño o ampliación de una subestación. Debido a la gran cantidad de estudios necesarios, este trabajo se limita a mencionar dichos estudios y no a profundizarlos. Basados en normativas como IEC e IEEE de propiedad de CELEC EP Transelectric, así como de documentos técnicos de CIGRE, se establecen los estudios requeridos para subestaciones aisladas en aire y en gas. Cabe señalar que, al ser el primer prototipo de Manual de Diseño, se espera que este, a medida que se van desarrollando cada uno de sus componentes, puede ir variando, pero se estima que sea de tal manera que se incorporen más tópicos de análisis.

2.1 ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES

De manera general, los estudios que deben ser realizados tanto a nivel de alto voltaje (AV) como de extra alto voltaje (EAV) son los mismos. Sin embargo, de acuerdo con IEC 60071-1 y 2, las diferencias entre AV y EAV se dan en los sobrevoltajes de maniobra donde los criterios de AV no son válidos para los de EAV. Para el caso de este trabajo integración curricular, al estar enmarcado en los TOVs, la metodología presentada para el caso de estudio se aplica también en sistemas de EAV.

Si bien existen varios estudios previos a los de diseño de subestaciones, una vez determina la necesidad de contar con una nueva subestación en la red de transmisión los siguientes análisis deben ser realizados:

2.1.1 ASPECTOS GENERALES

Primero es necesario establecer la ubicación física de la subestación y el tipo subestación que va a ser diseñada, en Ecuador generalmente se tienen las siguientes:

- Subestaciones aisladas en aire
- Subestaciones aisladas en gas (SF6)
- Subestaciones mixtas

2.1.2 DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS

Dentro de este campo, CELEC EP Transelectric tiene ya estandarizados la ubicación de los equipos dentro del área de la subestación, sin embargo, es necesario sentar bases analíticas que permitan realizar cambios en caso de que la situación lo amerite. Para ello, se deberá analizar [9]:

- Requerimientos principales, actuales y futuros de los equipos primarios y su disposición dentro de la subestación.
- El nivel de confiabilidad de la subestación que debe estar de acuerdo con los criterios de desempeño objetivo.
- La selección del arreglo de las bahías y sus equipos primarios asociados tomando en cuenta aspectos como la seguridad del servicio, la disponibilidad durante mantenimientos y la flexibilidad en la operación.
- La configuración de la subestación de acuerdo con si es una subestación de generación, de elevación o de bajada.
- Con base a lo anterior, establecer el tipo de arreglo de barras de la subestación.

2.1.3 DEFINICIÓN DE ASPECTOS BASADOS EN LAS NORMATIVAS DE SEGURIDAD Y PRÁCTICAS DE TRABAJO SEGURO

La electricidad presenta un gran riesgo para las personas. Por lo tanto, durante la etapa de diseño se deberá poner especial énfasis en medidas relevantes para las personas que trabajen en la construcción, comisionamiento, operación y mantenimiento de la subestación. Los principales análisis para desarrollar son:

- Ubicación de conductores y equipos energizados que no tengan implementados medios aislantes (conductor y equipos desnudos).
- Espaciamientos en aire que cumplan con normativas nacionales o internacionales.

- Puesta a tierra de elementos sujetos a cargas eléctricas por acoplamiento conductivo, inductivo o electrostático.
- Operación de interruptores montados en tableros internos (switchgear)
- Protección contra fuego (sistema contra incendios)

2.1.4 INCORPORACIÓN DE NUEVAS FUNCIONALIDADES O EQUIPAMIENTOS EN LA SUBESTACIÓN

Este tipo de análisis tiene que ver más para nuevas subestaciones para las cuales se puede estimar que en el futuro se instalarán nuevos equipos o se llevará al límite de su capacidad. Para subestaciones antiguas, se deberá analizar primeramente la posibilidad de que físicamente se pueda ampliar el área de la subestación y, en caso de serlo, analizar el impacto del nuevo equipamiento sobre el equipamiento existente. Los estudios por realizarse son:

- Impacto sobre el diseño estandarizado de la subestación, especialmente en lo que tiene que ver con el área y la capacidad de las bahías.
- Impacto de la tecnología sobre el diseño de la subestación, especialmente si a la subestación se conectarán nuevas fuentes de generación convencional o basada en inversores, fuentes de control de potencia reactiva como capacitores o reactores, o elementos del tipo FACTS.

2.2 SUBESTACIONES EN AIRE

El mayor porcentaje de subestaciones implementadas en el Sistema Nacional de Transmisión, son las subestaciones aisladas en aire (AIS por sus siglas en inglés). Este tipo de subestaciones son más económicas, pero utilizan un área muy grande en comparación a las subestaciones aisladas en gas [3]. Los estudios para realizar son:

2.2.1 DISEÑO BÁSICO

Se deben cubrir aspectos como:

- La disposición de barras y de equipo primario en la subestación y el tipo de conexión entre las barras y las bahías.
- Espaciamientos en aire
- Coordinación de aislamiento que toma en cuenta los sobrevoltajes predominantes a los que va a estar sujeta la subestación y el nivel de voltaje de la subestación. Así, de acuerdo con IEC 60071-1 existen dos tipos de subestaciones: Gama I que son subestaciones hasta 245 kV y Gama II subestaciones por sobre los 245 kV.

La razón de esto tiene que ver en que en Gama I los mayores sobrevoltajes son los debidos a descargas atmosféricas, mientras que en Gama II los mayores sobrevoltajes son los producidos por maniobras. Dentro de la coordinación de aislamiento también está involucrado los medios de control de sobrevoltajes que permitan especificar soportabilidades dieléctricas optimas desde un punto de vista técnico-económico.

- Selección del conductor de barras, para determinar el calibre del conductor, los espaciamentos eléctricos y las fuerzas mecánicas a las que va a estar sujeto.
- Estructuras soporte ya sea de concreto, acero, aluminio o madera.
- Puesta a tierra (malla de tierra) y protección contra rayos. En este punto se deberán definir las funciones de la malla de tierra de la subestación, el valor objetivo de resistencia de la puesta a tierra, la resistividad del terreno, los valores límites de voltaje de toque y voltaje de paso, voltajes transferidos y puntos calientes, control de interferencia electromagnética, diseño de la malla de tierra, determinación de la corriente de falla, selección del conductor de la malla de tierra y protección contra descargas directas de rayo.
- Contaminación, especialmente en subestaciones expuestas a ambientes salinos o expuestas a polvo o arena. El análisis se enfocará en determinar la distancia de fuga de los aisladores.
- Ruido audible, especialmente el ruido producido por el transformador de potencia. Análisis detallados deberán ser realizados para la propagación del ruido, límites del ruido, medición y cálculo del ruido, métodos de control del ruido de la subestación y métodos de control del ruido del transformador.
- Sistemas contraincendios para transformador de potencia, cables de fuerza y de control, tableros de control y medición y otros equipos de la subestación.
- Desempeño sísmico de los equipos de la subestación.

2.2.2 ESPECIFICACIONES Y SELECCIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO DE LA SUBESTACIÓN

Se deben analizar lo siguiente [10]:

- Aspectos generales como los voltajes nominales de la subestación, corriente nominal, soportabilidad de corriente de cortocircuito de corto término, duración nominal del cortocircuito, frecuencia nominal, nivel de aislamiento nominal, distancias eléctricas en aire, factores de seguridad a ser aplicados, consideraciones ambientales, métodos para afrontar la contaminación ambiental,

recubrimientos metálicos y sistemas de pintura, aceleración durante sismos y altitud sobre el nivel del mar.

- Interruptores donde se determine el propósito del interruptor, el tipo de circuito a ser interrumpido (líneas de transmisión, transformadores, banco de reactores, bancos de capacitores o dispositivos FACTS), los servicios requeridos (los sobrevoltajes a los que va a estar sometido), tipo de interruptores (tanque vivo o tanque muerto, así como el gas aislante que en la actualidad es el SF₆, pero nuevos tipos de gases están siendo probados) y el tipo de mecanismo.
- Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, donde se señale el propósito del seccionador, disposición del montaje, mecanismo, capacidad de corriente de cortocircuito y el tipo de seccionador.
- Descargadores, su función, los sobrevoltajes a los que va a estar sometido (temporarios, de frente lento y de frente rápido), la capacidad de manejo de la energía de descarga, influencia del medioambiente (polución, altitud, temperatura, viento y factores sísmicos), parámetros de diseño, voltaje y corriente, control de corona y gradientes de voltaje mediante anillos y selección del descargador basado en el U_c , voltaje residual para coordinación de aislamiento y distancia con respecto al equipo protegido.
- Transformadores de instrumentos. Se debe analizar los transformadores de corriente y de voltaje y su desempeño durante ondas a frecuencia fundamental, así como durante transitorios. Aspectos especiales como corrientes transitorias capacitivas y su efecto en el secundario del transformador de corriente deben ser analizados.
- Conductores y conectores de alto y extra alto voltaje, el propósito, el tipo de material, la necesidad de haz de conductores por fase, los efectos de la temperatura, el movimiento causado por fuerzas debido a cortocircuitos o viento, vibración, tipos de conectores y efecto corona.
- Tipo de aisladores, su propósito, el tipo de material, su respuesta ante fuerzas estáticas y dinámicas y ante sismos.
- Bushings, su tipo y material.
- Cables de alto voltaje, el tipo de núcleo, el tipo de cable, el conductor, los materiales aislantes, la chaqueta, la armadura, diseño de transposiciones, la corriente nominal, accesorios del cable, disposición de los cables, consideraciones mecánicas, juntas, descargadores y mantenimiento.
- Malla de tierra, aspectos generales de la malla, tipo de materiales, tipos de varillas de puesta a tierra y medios de mejoramiento del suelo.

- Transformador de potencia, su propósito (asociado a un generador, subida/bajada, desfasadores, asociados a bancos de reactores, asociados a FACTS, colectores de granjas eólicas, fotovoltaicas o baterías y transformadores asociados a subestaciones móviles), impedancia y regulación, disposición del enfriamiento, arreglo de devanados y grupo vectorial, nivel de voltaje, potencia y arreglo del devanado terciario, medio de aislamiento, control de voltaje, pérdidas, ruido y dispositivos terminales.
- Dispositivos FACTS, su propósito, tipo de conexión y operación.
- Bancos de reactores, su propósito (limitación de corriente o compensación de potencia reactiva capacitiva, tipo de conexión (en serie o conectado en paralelo ya sea a la barra o a la línea de transmisión). Además, se deberá analizar detalladamente el tipo de interruptor que va a maniobrar el banco de reactores de tal manera que los TRV generados no provoquen daño al interruptor.
- Bancos de capacitores, su propósito (compensación serie de una línea de transmisión o compensación de potencia reactiva para incrementar el nivel de voltaje), tipo de conexión, tipo de control de corrientes transitorias capacitivas. Además, se deberá analizar detalladamente el tipo de interruptor que va a maniobrar el banco de capacitores de tal manera que sea muy baja la probabilidad de reencendido del arco.
- Compensador estático de potencia reactiva (SVC por sus siglas en inglés), su propósito, su composición, su operación y mantenimiento.
- Dispositivos FACTS.
- Equipos varios.

2.3 SUBESTACIONES GIS

Una subestación aislada en gas (GIS por sus siglas en inglés), presenta la ventaja, frente a una subestación AIS, que es compacta, lo que tiene incidencia directa en un menor área y costo del terreno, menor impacto ambiental y visual. Sin embargo, la decisión de implementar una subestación GIS debe basarse en estudios técnico-económicos desarrollados por el planeamiento de la expansión de la red [8]. Los estudios por ser realizados son:

2.3.1 DISEÑO BÁSICO

Muchos de los estudios que se deben desarrollar para subestaciones AIS también lo son para subestaciones GIS, a continuación, se señalan estudios adicionales [4]:

- Configuración preliminar de la subestación GIS, donde se detalle el tipo de subestación GIS, tipo de construcción (Híbrida), condiciones de servicio, aplicaciones especiales, Diagrama unifilar y diseño preliminar.
- Coordinación de aislamiento específico para GIS, donde se analicen los aspectos generales, características del SF6, procedimiento de coordinación de aislamiento de la subestación GIS basado en IEC 60071 (PARTES 1, 2 y 4) para obtener los voltajes de soportabilidad, las acciones que deberán ser tomadas para lograr el nivel de aislamiento deseado y la información que debe ser entregada a fabricante.

2.3.2 ESPECIFICACIÓN Y SELECCIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO DE LA SUBESTACIÓN EN AIRE

Se deben analizar lo siguiente:

- Conductores, conectores y soportes, tipo de material.
- Tipo de material de encapsulado y disposición monofásica o trifásica.
- Espaciadores y/o piezas aislantes (bushings)
- Dispositivos de alivio de presión
- Interruptores
- Seccionadores
- Seccionadores de puesta a tierra
- Transformadores de instrumentos
- Descargadores
- Cables de conexión
- Conectores para equipos en aire (conexión con las líneas de transmisión)
- Conectores con transformadores y reactores
- Conexión directa en SF6 o conexión mediante cables.
- Sistemas de monitoreo y diagnóstico en tiempo real.
- Dispositivos de Integración de sistemas de control y protección con la GIS
- Malla de tierra de la GIS, aspectos generales, tamaño de la malla de tierra, discontinuidades, apantallamiento y efectos sobre las personas, diseño de la malla y conectores.
- Discontinuidades debido a conexión de equipos y efectos sobre circuitos de control.
- Instalación de nueva subestación GIS o extensión de una GIS actual.
- Procedimientos en el manejo del SF6 de acuerdo con las regulaciones.

- Entrenamiento para la operación y mantenimiento de la subestación GIS.

Además, es necesario determinar el equipo secundario a ser utilizado en la GIS, tales como:

- Sistemas de monitoreo de gases
- Sistemas de monitoreo de la condición de la GIS como detección de descargas parciales y localización de fallas
- Requisitos especiales de la GIS para protecciones como tiempos de despeje de falla, recierres, protección de barra, coordinación de disparos con subestación remota y protección de falla a tierra.
- Compatibilidad electromagnética.
- Datos ofrecidos a fabricante.

2.4 LINEAMIENTOS Y CRITERIOS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Tienen como objetivo demostrar, desde el desempeño a frecuencia fundamental, la validez del diseño básico de la instalación que cumple con los requisitos técnicos establecidos en los criterios de desempeño al que está asociado el proyecto objeto de análisis.

2.4.1 CONFIGURACIÓN DE RED Y BASE DE DATOS

Se deberá estudiar el desempeño del sistema eléctrico y de la instalación considerando el año previsto para la puesta en marcha del proyecto. Esta condición deberá reflejar la topología real existente en el momento de la puesta en servicio de las nuevas instalaciones y podrá diferir de la considerada en los estudios de planificación. De todas maneras, el departamento de Planificación deberá ofrecer la base de datos para los estudios de diseño de la subestación.

También se deberá realizar evaluaciones para el año horizonte de planeamiento (10 años), en función del desarrollo planeado del sistema de transmisión. Durante la elaboración de las bases de datos para los estudios de frecuencia fundamental, es necesario observar los siguientes aspectos asociados a los componentes del proyecto:

- Para las líneas de transmisión, los parámetros deberán corresponder a los presentados en los estudios básicos de diseño de las líneas de transmisión. Se debe tener en cuenta que los conductores estandarizados en CELEC EP Transelectric son: 1200 ACAR, 750 ACAR y 500 ACAR. Estos conductores son

establecidos en la etapa de planeamiento, sin embargo, análisis de efectos electromagnéticos como ruido audible pueden llevar a un cambio el calibre del conductor.

- Para equipos (transformadores, banco de reactores, banco de capacitores), los parámetros y ajustes de los componentes deberán cumplir con los requisitos establecidos en los estudios de planeamiento. En la fase de diseño básico, se permite el uso de valores típicos para los equipos ya que los datos de fábrica aún no están disponibles. Sin embargo, se deben tomar como referencia los datos de equipos del mismo tamaño, existentes en instalaciones similares ya en operación en el SNT.

2.4.2 TIPOS DE ESTUDIOS

Los estudios eléctricos en frecuencia fundamental deberán demostrar el cumplimiento del diseño básico de la instalación (líneas y equipos de transmisión) con los requisitos establecidos por parte del departamento de planificación. En este contexto, independientemente de la configuración propuesta, se deberá presentar un número mínimo de estudios, abarcando los siguientes tipos [11]:

- Flujo de carga
- Rechazo de carga
- Energización de la línea de transmisión
- Estudios dinámicos
- Flujo de energía en barras de subestaciones

Dependiendo de las características del proyecto, puede ocurrir que determinado tipo de estudio no sea aplicable, y por tanto no deba ser presentado. Sin embargo, es potestad de CELEC EP Transelectric el señalar qué tipo de estudios serán presentados.

2.4.2.1 Estudios de flujo de carga

El estudio de flujo de carga deberá analizar las condiciones de la red en operación normal de operación y en condición de emergencia de uno de los componentes de transmisión (n-1). Para ambas condiciones, es necesario observar el límite de voltaje en las barras y los límites de capacidad (larga duración y corta duración) de las líneas de transmisión y equipos asociados al proyecto (elementos de subestaciones), con el objetivo de comprobar la instalación propuesta a los requisitos de capacidad establecidos por el operador de la red. Los análisis de flujo de carga deben considerar las condiciones de carga, escenarios de intercambio y despachos de generación lo más críticos posibles, bajo los aspectos de control de voltaje y capacidad de los componentes de la red.

Si el proyecto se trata de transformadores, el estudio deberá mostrar que el diseño del transformador permite realizar el control de voltaje dentro de las necesidades de la red.

Para la compensación capacitiva e inductiva, se deberán identificar los voltajes máximos o mínimos en operación normal y emergencia a los que estarán sujetas las barras terminales. También se deberán verificar y reportar las violaciones de voltajes y cargas que puedan ocurrir en la red eléctrica operativa cercanas al proyecto, con motivo de su entrada en operación. Los límites de voltaje y carga a observar deberán corresponder a los límites establecidos en la regulación vigente dictada por la ARCERNR.

Las evaluaciones de flujo de carga deben considerar la configuración de la red correspondiente al año previsto para la puesta en marcha del proyecto. También es necesario realizar evaluaciones para configuraciones futuras de acuerdo con los requerimientos del departamento de planeamiento de la expansión.

2.4.2.2 Estudios de energización de líneas

A diferencia de los estudios de transitorios electromagnéticos debido a la energización de líneas, a frecuencia fundamental estos estudios tienen como objetivo identificar si la compensación reactiva definida para la línea es la adecuada (especialmente a nivel de 500 kV), así como identificar si los recursos de control de voltaje, aguas arriba de la maniobra, son suficientes para garantizar las condiciones previas a la energización o posteriores cuando la línea se encuentre operando en vacío [12].

Los estudios deberán demostrar que es posible energizar la línea, sin necesidad de adoptar restricciones de funcionamiento de ningún tipo. Si para alcanzar estos objetivos se necesitan equipos/instalaciones adicionales, el estudio deberá recomendar su adquisición.

El estudio de energización de la línea de transmisión deberá investigar los voltajes máximos estacionarios y dinámicos en el extremo de la línea de transmisión y en las barras de la subestación, con el objetivo de verificar su adecuación a los límites establecidos en la regulación vigente. Este estudio debe apoyar el dimensionamiento de los equipos terminales, por ejemplo, de reactores de línea (especialmente a nivel de 500 kV), ubicados en los extremos de las líneas de transmisión.

Su realización debe darse, en principio, la energización de la línea de transmisión desde uno u otro extremo, tomando como punto de partida configuraciones que resulten los valores más severos de voltaje, lo que generalmente se obtiene en casos de flujo de

carga ajustado con un menor número de unidades de generación sincronizadas (red débil).

Si existe compensación reactiva inductiva en derivación conectada a la barra, es necesario considerarla en el estudio de la energización de la línea de transmisión “fuera de servicio”, y, luego, verificar el efecto de la inserción de esta compensación en el control de los sobrevoltajes, en caso de ser necesario.

Si existe un compensador en derivación estático (SVC) o un compensador síncrono asociado al proyecto, se debe considerar “disponible”, y se debe verificar el impacto de su indisponibilidad en la energización de la línea de transmisión.

2.4.2.3 Estudios de rechazo de carga

El estudio de rechazo de carga deberá investigar los voltajes máximos estacionarios y dinámicos en el extremo de la línea de transmisión y en las barras de la subestación, con el objetivo de verificar su adecuación a los límites establecidos en la regulación vigente.

Este estudio puede incluso identificar condiciones de apertura desfavorables para el interruptor ubicado aguas arriba del rechazo de carga, en el momento en que se produce la transferencia de disparo para la desconexión total de la línea defectuosa, durante la ocurrencia del sobrevoltaje en el instante inmediatamente posterior al rechazo (t_0+).

Este estudio, junto con el estudio de energización de la línea de transmisión, presentado en el punto 3.1.4, identifica la necesidad de una compensación reactiva fija en la línea de transmisión (especialmente a nivel de 500 kV), considerando que los equipos terminales ubicados en el extremo abierto de las líneas de transmisión pueden estar sin carga y sujeto al valor de voltaje sostenido establecido en la regulación vigente hasta por una hora.

En el caso de líneas de transmisión que evacúan la energía desde fuentes de generación, el rechazo de carga puede identificar problemas relacionados con la autoexcitación, por ejemplo, si la cantidad de reactivos a absorber por las unidades generadoras es mayor que su capacidad de absorción. Este hecho puede indicar la necesidad de una compensación reactiva fija, incluso en el extremo emisor.

Es necesario que los análisis se realicen para ambos extremos de la línea y se adopten casos de flujo de carga ajustados con la mayor condición de carga posible en la línea de transmisión, con miras a maximizar el impacto del rechazo de carga.

2.4.2.4 Estudios dinámicos

Los estudios dinámicos deberán presentarse cuando así lo solicite CELEC EP Transelectric o se desarrollen de forma complementaria con el objetivo de llegar a una adecuada especificación de equipos o en apoyo de estudios de transitorios electromagnéticos asociados a maniobras condicionadas al comportamiento dinámico del sistema, especialmente al control de voltaje.

A continuación, se enumeran las principales situaciones para las que es necesario el desarrollo y presentación de estudios dinámicos.

- **Compensación mediante generador sincrónico:** cuando se requiera este tipo de proyectos, se deberá presentar el estudio de estabilidad electromecánica, considerándolos integrados al sistema. Se deben incluir análisis de maniobras de energización, rechazo de carga y operación anormal (apertura de línea de transmisión luego de aplicar un cortocircuito). El estudio deberá desarrollarse, en caso de que aún no esté disponible el modelo definitivo de los sistemas de control de la unidad generadora o del compensador síncrono, utilizando modelos típicos, implementados en la base de datos desarrollada por parte de planificación de la red.
- **Compensación estática en derivación (reactores, capacitores y SVC):** cuando el proyecto implique este tipo de compensación, se deberá realizar un estudio de la respuesta del compensador ante maniobras de energización, rechazo de carga y bajo operación anormal (apertura de línea de transmisión después de la aplicación de corto circuito). Si aún no se dispone del modelo definitivo del sistema de control del medio de compensación, es necesario adoptar un modelo típico, implementado tomado de la base de datos de desarrollada por parte de planificación de la red. Además, se deberá obtener del fabricante el modelo final del dispositivo de compensación para simulación dinámica.
- **Viabilidad del recierre monofásico:** Actualmente a nivel de 500 kV se tienen implementados recierres monofásicos. Si existe la necesidad y el estudio de extinción del arco secundario así lo requiere, se debe demostrar, mediante la realización de un estudio dinámico, que la adopción de tiempos muertos para el reenganche unipolar superiores a 500 ms no comprometer la dinámica de rendimiento del sistema.
- **Apertura en oposición de fase:** en apoyo de los estudios de voltajes transitorios de recuperación (TRV por sus siglas en inglés) de los interruptores, se puede optar por identificar la peor condición de retraso angular que se impondrá al interruptor,

realizando un estudio dinámico, simulando, a partir de una condición de red débil o no, la separación de áreas de generación, con la pérdida de sincronismo entre ellas.

- Otro tipo de estudios dinámicos pueden ser requeridos por parte del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

2.4.2.5 Estudios específicos de flujo de potencia en barras

Los resultados obtenidos con la ejecución de estudios de flujo de potencia en barras de subestaciones tienen como objetivo dimensionarlos, permitiendo seleccionar el conductor constituyente adecuado. Dichos conductores también juegan un papel importante en el dimensionamiento de los equipos (interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y barras) que conforman las bahías de conexión. Por tanto, la ejecución de estos estudios deberá garantizar que el dimensionamiento de dichas barras y tramos de conexión no se conviertan en un elemento limitante para el uso futuro de la subestación.

El desarrollo de estos estudios depende del cumplimiento de las siguientes cuatro premisas [13]:

- 1) *Conocimiento del trazado físico*: Los estudios sólo deben realizarse con conocimiento de la posición exacta que debe ocupar cada conexión (línea, transformador, acoplamiento/interruptor de transferencia, reactor de barra, etc.) a lo largo de la barra colectora. Esta información se obtiene del plano de la versión definitiva de la etapa de Diseño Básico, ya que es a través de este modelo preciso que se determinan los flujos que circularán en cada tramo de la barra.
- 2) *Cargas servidas*: Se requiere conocimiento previo de las cargas máximas que se conectarán en cada posición dentro de la subestación, incluyendo posibles sobrecargas para bahías de transformador y líneas.
- 3) *Condiciones de carga/configuraciones de patio*: Una vez cumplidos los dos requisitos anteriores, a continuación, se detallan las condiciones de carga/configuraciones de patio a adoptar en los estudios. Se deben estudiar dos y a veces tres condiciones:
 - El primero corresponde a la configuración de la etapa inicial o ampliación de la subestación y utiliza la base de datos del caso de flujo de potencia del año de ingreso del proyecto y sus cargas respectivas.
 - El segundo utiliza la base de datos de casos de flujo con cargas esperadas y configuración respectiva de la subestación al año horizonte (Planeamiento a 10 años), obtenida del Plan de Expansión de la Transmisión.

- 4) *Contingencias*: El estudio del flujo de potencia en una barra en condición de emergencia debe realizarse con base en la condición de configuración completa de la subestación, simulando la pérdida de elementos tanto internos como externos (condición N – 1).

La elección de las contingencias debe realizarse buscando el mayor impacto en términos de la circulación de corrientes en los elementos internos de la subestación. A continuación, se presentan algunas particularidades que deben observarse como pautas en la selección de emergencias, según el tipo de disposición de barras adoptada:

Además de los resultados encontrados con los estudios anteriores y que tienen que ver con niveles de voltaje y capacidad de elementos, el valor de sobrevoltajes temporarios sirve para la selección de los descargadores. La premisa es que los descargadores no deben actuar ante TOV debido a que la energía asociada a este tipo de sobrevoltajes es grande y puede llevar a la destrucción del descargador.

2.4.3 SELECCIÓN DE DESCARGADORES CON RESPECTO A LOS SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS

2.4.3.1 Definiciones

Según la norma IEC 60099-4:2014. *Descargadores: Descargadores de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente continua.*

- *Voltaje asignado de un pararrayos (U_r)*: Representa el valor eficaz máximo del voltaje a frecuencia fundamental admisible que soportarán los bornes en condiciones de sobrevoltajes temporarios y constituye la característica de especificación del dispositivo.
- *Voltaje de operación continua (U_c)*: Es el valor eficaz del voltaje que soportarán los bornes del pararrayos operando a frecuencia fundamental sin condiciones de sobrevoltaje.

2.4.3.2 Selección

Con los resultados obtenidos en el estudio de sobrevoltajes temporarios es posible establecer las características de los descargadores y debe ser tomado en cuenta los siguientes aspectos:

- El modelamiento de la porción de red que contribuye al sobrevoltaje debe ser adecuado.
- La selección dependerá del valor pico de voltaje y la duración del sobrevoltaje temporario. La característica del descargador U_r la dará el

valor máximo entre el voltaje de operación continua y el sobrevoltaje temporario debido a la falla a tierra.

- El evento causante se sobrevoltajes temporarios afecta a las barras cercanas a nuestra subestación por esta razón se debe verificar si los descargadores existentes en las otras barras brindan la protección requerida.
- Los sobrevoltajes temporarios son de larga duración en comparación de los sobrevoltajes de maniobra y tipo rayo entonces durante el sobrevoltaje temporario el descargador no debe actuar.

Según la norma IEC 60099-5:2013. *Descargadores: Recomendaciones para la selección y utilización*, el procedimiento general para la selección es:

- Encontrar el voltaje de operación continua en función del voltaje más elevado de la red en el punto de protección.
- Determinar el valor del voltaje asignado conforme a los sobrevoltajes temporarios
- Estimar la probabilidad y la magnitud de las corrientes tipo rayo que pronosticadas que fluirán por el descargador.
- Seleccionar la clase del del limitador de presión según la corriente prevista.
- Seleccionar descargador según las características anteriores.
- Establecer las características de protección para los impulsos tipo rayo y maniobra.
- Determinar el voltaje soportado de coordinación a impulso tipo maniobra según los sobrevoltajes de frente lento y la configuración de la red.
- Determinar el voltaje de coordinación a impulso tipo rayo.
- Determinar los niveles de aislamiento asignados.

2.5 MODELADO DE LA RED PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS A FRECUENCIA NOMINAL

Para realizar los estudios eléctricos se debe partir de un modelo que represente de forma coherente el comportamiento de la red ante cualquier escenario de funcionamiento. En el caso de los estudios a frecuencia fundamental se debe mantener la exactitud respecto a los resultados de flujos de potencia, corrientes de cortocircuitos y valores de sobrevoltajes temporarios, porque con esos resultados se determinarán las capacidades estandarizadas del equipo primario, calibre del conductor de barra, necesidad de compensación y selección de descargadores.

El interés del modelamiento en estos estudios es caracterizar el comportamiento de la red para fenómenos de baja frecuencia, por lo tanto, la información de modelos que consideren el comportamiento del equipamiento en alta frecuencia puede ser omitida para disminuir el esfuerzo computacional en las simulaciones.

A continuación, se enlistan los parámetros para realizar los diferentes estudios a frecuencia fundamental, aunque el modelo usado para los estudios de sobrevoltajes temporarios puede ser usado en los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos.

2.5.1 MODELADO DE GENERADORES SINCRÓNICOS

2.5.1.1 Aspectos generales [14], [15]

- a) Para los estudios a frecuencia fundamental se considera que las pérdidas eléctricas y los efectos debido a capacitancias son despreciables.
- b) La distribución del flujo es sinusoidal.
- c) El voltaje y corriente en el estator tiene forma sinusoidal con frecuencia fundamental.
- d) Para centrales de generación nuevas de la que no se tiene información es válido usar valores típicos y modelos de máquinas similares

2.5.1.2 Modelo para flujos de potencia [14], [16]

- a) El modelo mínimo válido para el generador consiste en una fuente de voltaje en serie con una reactancia. Los parámetros requeridos son:
 - Potencia aparente, S
 - Voltaje nominal, V
 - Factor de potencia
 - Reactancia sincrónica, X_d para máquinas de polos lisos y X_d, X_q para máquinas de polos salientes
- b) Si se requiere analizar los puntos de operación de generadores se debe incluir su respectiva curva de capacidad de carga.
- c) El efecto de la saturación magnética es despreciable.

2.5.1.3 Modelo para cortocircuitos [14], [15], [16], [17], [18]

- a) En estos estudios se consideran las redes de secuencia positiva, negativa y cero. El modelo para las redes de secuencia positiva consiste en una fuente de voltaje en serie con una reactancia, esta reactancia debe ser el valor subtransitorio, para las redes de secuencia negativa o cero el modelo consiste únicamente en impedancias, X_2 para la red de secuencia negativa y X_0 para la red de secuencia

- cero, en el caso que el neutro del generador esté aterrizado a tierra se debe considerar en serie a X_0 una impedancia $3 \cdot Z_e$.
- b) Aparte de los parámetros del modelo para flujos de potencia, mencionados en la sección 2.5.1.2, es necesario incluir las reactancias en régimen subtransitorio, X''_d y X''_q .
 - c) Las reactancias de secuencia cero X_0 y negativa X_2 deben ser los valores saturados subtransitorios.
 - En caso de no tener la información de X''_q o X_2 , para el régimen subtransitorio se puede usar la igualdad $X''_d = X''_q = X_2$
 - Cuando no se conozca el valor de X_0 , la norma IEC 60909-2:2008 recomienda usar la igualdad $X_0 = 0,5 \cdot X''_d$
 - d) En centrales eólicas se debe tomar en cuenta la tecnología usada en el aereogenerador.
 - e) Tener en cuenta las contribuciones de corriente de cortocircuito de los convertidores estáticos.
 - f) El efecto de la saturación magnética es despreciable.

2.5.1.4 Modelo para sobrevoltajes temporarios [16], [19], [11], [12]

- a) Los parámetros del modelo para cortocircuitos, mencionados en 2.5.1.3, también deben ser usados en el modelo para sobrevoltajes temporarios.
- b) El modelo que permite simular adecuadamente consiste en una fuente de voltaje en serie con la reactancia subtransitoria, pero, en caso de requerir simulaciones con tiempos superiores a los dos ciclos de la frecuencia fundamental es necesario incluir el valor de las reactancias transitorias X'_d y X'_q , la reactancia X'_q no es necesaria para el generador de polos salientes.
- c) El modelo debe tomar en cuenta las constantes de tiempo transitorias y subtransitorias t'_d , t'_q , t''_d y t''_q , el tiempo t'_q no es necesario para los generadores de polos salientes.
- d) Se debe considerar la saturación, la excitación y el torque mecánico.
- e) Es importante representar los reguladores de voltaje de los generadores.
- f) Máquinas que tengan un pequeño aporte de potencia pueden ser representadas con modelos clásicos sin considerar los reguladores de voltaje y velocidad, o a su vez pueden omitirse y no ser representadas.

2.5.1.5 Modelo del regulador de voltaje

- a) Antes de incluirlo en la red se debe verificar que el modelo esté adecuadamente sintonizado.
 - Verificar la respuesta adecuada del regulador en un sistema generador-barra-carga ante un cambio en el valor de la señal de la referencia. Se recomienda que la forma del cambio sea una onda tipo pulso rectangular al 5% por más de un segundo. [20]
 - Verificar un adecuado comportamiento de la respuesta del regulador ante una falla trifásica

2.5.2 MODELADO DE TRANSFORMADORES

2.5.2.1 Aspectos generales [14], [19]

- a) Las pérdidas por histéresis y por corrientes de Eddy se consideran despreciables.
- b) Como los análisis se realizan para bajas frecuencias los efectos capacitivos se desprecian.
- c) En el caso de subestaciones nuevas y que no se disponga de información, excepto para la subestación en proceso de diseño, es válido usar valores típicos y modelos de transformadores similares

2.5.2.2 Modelo para flujos de potencia [14], [21], [22]

- a) Para el modelo del transformador se puede considerar una reactancia por devanado del transformador. Los parámetros mínimos son:
 - Número de fases
 - Numero de devanados
 - Potencia aparente por devanado
 - Niveles de voltaje de cada devanado
 - Tipo de conexión y desfase de cada devanado
 - Reactancia de cada devanado
- b) Si algún devanado del transformador tiene tap, este debe ser incluido en el modelo del transformador.
- c) El efecto de la saturación magnética y las pérdidas en el cobre son despreciables.

2.5.2.3 Modelo para cortocircuitos [14], [18], [23], [24]

- a) Para este estudio se consideran las redes de secuencia positiva, negativa y cero. El modelo para cada red de secuencia consiste en una reactancia concentrada.
- b) A más de los parámetros del modelo para flujos de potencia, mencionados en 2.5.2.2, se debe incluir los valores de las reactancias de secuencia (X_1 , X_2 y X_0), si

los valores de las reactancias de secuencia negativa y cero son desconocidas, es posible considerar, de acuerdo con lo indicado en IEC 60909-0:2016, que $X_T = X_2 = X_1$, donde X_T es la impedancia en régimen permanente del transformador, y la norma IEC 60909-2:2008 propone los siguientes valores para la relación $\frac{X_0}{X_1}$:

- Para transformadores YN d: 0,8 - 1,0
 - Para transformadores Y zn: 0,1
 - Para transformadores YN yn0 d: 1,5 - 3,2
- c) Cuando se requiera analizar cortocircuitos que involucren energización de transformadores, se debe considerar el efecto de la saturación.

2.5.2.4 Modelo para sobrevoltajes temporarios

- a) Los parámetros mencionados en el modelo para cortocircuitos, mencionados en la sección 2.5.2.3, deben ser considerados en este estudio.

2.5.3 MODELADO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.5.3.1 Aspectos generales [19]

- a) Los modelos de línea recomendados en la norma IEC 60071-4:2004 son:
- Modelo 1: Pi exacto.
 - Modelo 2: Pi nominal.
 - Modelo 3: De onda viajera con matriz de transformación constante.
 - Modelo 4: Dependiente de la frecuencia con matriz de transformación constante.
 - Modelo 5: Dependiente de la frecuencia con matriz de transformación dependiente de la frecuencia.
 - Modelo 6: En el dominio de fase.
- b) En los estudios a frecuencia fundamental la torre es representada como un nodo con pequeña impedancia y admitancia por lo que puede no ser considerada.
- c) El efecto corona en las líneas puede no ser representado excepto en líneas muy largas con pésimas condiciones ambientales
- d) Para líneas nuevas de las que no se cuente con información es aceptado usar modelos de líneas similares y valores típicos.

2.5.3.2 Modelo para flujos de potencia

- a) De los modelos de línea mencionados en 2.5.3.1, se recomienda usar el modelo 1 o el modelo 2 a menos que las condiciones de la línea requieran el uso de otro modelo.
- b) Los parámetros mínimos pueden variar según el modelo de línea escogido, pero al menos se debe contar con:
 - Reactancia de la línea
 - Temperatura de operación
 - Número de conductores por fase
 - Numero de circuitos
 - Longitud de la línea

2.5.3.3 Modelo para cortocircuitos [18], [24]

- a) De los modelos indicados en 2.5.3.1, se recomienda el uso de los modelos uno o dos a menos que las condiciones de línea requieran un modelo más detallado.
- b) En este caso los modelos de cortocircuitos consideran las redes de secuencia por lo que es necesario aparte de lo requerido para el modelo de flujos de potencia, mencionados en 2.5.3.2, se debe incluir los valores de las redes de secuencia negativa y cero.
- c) En caso de tener disponible los valores de las impedancias de secuencia negativa la norma IEC 60909-0:2016 indica que es válido considerar $Z_2 = Z_1$ y en la norma IEC 60909-2:2008 se disponen gráficas de las relaciones $\frac{R_0}{R_1}$ y $\frac{X_0}{X_1}$

2.5.3.4 Modelo para sobrevoltajes temporarios

- a) Entre los modelos mencionados en 2.5.3.1 se recomienda el uso de los modelos con parámetros distribuidos incluso pueden ser dependientes de la frecuencia. En la norma IEC 60071-4:2004 se recomienda el uso de los modelos 3, 4, 5 y en el caso del uso de modelos Pi la longitud de la línea debe ser corregida.

2.5.4 MODELADO DE OTROS COMPONENTES

2.5.4.1 Modelado de barras [19]

- a) En los estudios de frecuencia fundamental las barras pertenecientes a las subestaciones del sistema, que no sean las subestaciones objeto del diseño, pueden ser representadas como nodos del sistema debido a su longitud reducida, en caso de los estudios de sobrevoltajes temporarios es opcional modelarlas como un ramal con capacitancias.

- b) Cuando se analicen las barras de la subestación, objeto del diseño, se debe indicar con más detalle, es decir, las conexiones de cada bahía se representarán como nodos de conexión, y a su vez cada nodo de la barra estará interconectado mediante líneas cortas y de esta forma se obtendrán valores referenciales para las corrientes en cada barra.
- c) Las bahías pueden ser representadas como equivalentes de red.
- d) Las posiciones de cada bahía merecen un estudio por separado de manera que se busque la menor capacidad posible manteniendo los niveles de seguridad, flexibilidad y confiabilidad.

2.5.4.2 Modelado de cargas

- a) Las cargas pueden ser representadas usando modelos estáticos o dinámicos, lineales o no lineales, esto depende de los datos disponibles, de las regulaciones actuales del país, estudios de proyección de la demanda realizados por el operador del sistema eléctrico, planes de expansión de la transmisión, etc.

2.5.4.3 Modelado de descargadores [19]

- a) En estudios de flujos de potencia y cortocircuitos no es necesario representarlos.
- b) Para estudios de sobrevoltajes temporarios se debe modelar como un resistor no lineal y en caso de existir amortiguamiento este parámetro también debe ser incluido.

2.5.5 PORCIÓN DE RED A SIMULAR

2.5.5.1 Aspectos generales [19]

- a) Para estudios flujos de potencia, cortocircuitos y sobrevoltajes temporarios de forma general se debe modelar toda la porción de la red que comparte el mismo nivel de voltaje con las barras de la subestación que se encuentra en proceso de diseño o con el elemento donde ocurre algún evento como rechazo de carga, falla, etc., mientras que los demás elementos de la red con diferentes niveles de voltaje pueden ser representados por sus respectivos circuitos equivalentes.
- b) Los sistemas eléctricos de potencia robustos típicamente presentan altas corrientes de cortocircuito y son mallados así que su representación puede presentar cierta dificultad, tomado en cuenta que este tipo de sistemas presentan menor riesgo ante los sobrevoltajes temporarios es posible representar solo las partes cercanas al evento y a la subestación en proceso de diseño y el resto de la red reemplazarlo por su equivalente.

2.5.5.2 Equivalentes de red [25], [26]

- a) Para estudios de flujos de potencia, cortocircuitos y estudios de sobrevoltajes temporarios, los elementos de la red pueden ser eliminados mediante reducciones de tipo estática, esta forma de reducción brinda buenas aproximaciones para voltaje y ángulo en barras y las corrientes de cortocircuito, sobre todo si se trata de un sistema eléctrico robusto.
- b) Cuando el punto de conexión del equivalente sea solo una barra del sistema se deben usar equivalentes de tipo radial. En el caso de necesitar el equivalente entre dos barras o más se usarán modelos de cuadripolo, sobre todo si son sistemas mallados.
- c) Los equivalentes usados para reducir el sistema deben reproducir de manera fiable los valores de flujos de potencia y las corrientes de cortocircuito, en caso de ser necesario realizar reducciones mediante equivalentes dinámicos se recomienda usar modelos para baja frecuencia.
- d) Los valores de las inyecciones de potencia dadas por las fuentes equivalentes provienen de los valores de los flujos de potencia y las corrientes de cortocircuito permite calcular los valores de las impedancias concentradas. Los valores de impedancias se deben especificar para todas las redes de secuencia.

2.6 LINEAMIENTOS PARA LA SIMULACIÓN DE LOS MODELOS DE RED

Una vez establecidos los lineamientos y criterios de la sección 2.4 y con la red modelada se procederá a realizar las simulaciones para cada caso.

2.6.1 FLUJOS DE POTENCIA

2.6.1.1 Aspectos generales

- a) En la etapa de diseño los objetivos de los estudios de flujos de potencia son:
 - Determinar si el sistema requiere compensación inductiva o capacitiva.
 - Conocer las corrientes de operación del equipamiento primario de la subestación tanto en condiciones normales y en condiciones de contingencia.
 - Verificar la capacidad de los conductores de las barras de la subestación y determinar si es necesario o no un estudio más detallado de la configuración de las barras de la subestación y de las posiciones de cada bahía.

- b) Por cada evento analizado se presentará de forma ordenada y clara los valores de voltajes de las barras y cargabilidad de los elementos del sistema. En caso de que exista otra información adicional debe ser incluida con un comentario que indique el motivo.

2.6.1.2 Criterios principales

- a) Las cargas se representarán como modelos de potencia constante, tanto la parte activa como la reactiva. Cuando se traten cargas especiales dependerá del tipo de carga y la información disponible, en el caso del sector petrolero se tienen perfiles de demanda planos por lo que sí se puede considerarlo como cargas de potencia constante a menos que los planes de proyección de la demanda indiquen lo contrario.
- b) Los despachos de potencia de las unidades de generación estarán sujetos a los escenarios de operación establecidos por los análisis energéticos realizados por el operador del sistema, plan de expansión de transmisión y regulaciones del país. En el caso de centrales de pasada o con embalses pequeños pueden ser considerado únicamente un escenario.
- c) Los niveles de voltaje y cargabilidad de los elementos no deben estar fuera de los límites dados por las regulaciones vigentes.
- d) El análisis del sistema, sobre todo de la subestación en proceso de diseño, debe ser realizado para condiciones de carga y generación acorde a los planes de operación, crecimiento de carga y expansión del sistema, para condiciones de operación normal y en contingencias. En operación normal se consideran cambios en el despacho de generación y crecimiento de carga, dentro de las contingencias se considerarán situaciones en las que hubo cambio en la topología y parámetros del sistema luego de:
- La separación del sistema, operaciones en isla
 - La conexión y desconexión de reactores y capacitores
 - La pérdida de carga
 - La pérdida de una línea conectada a la subestación
 - La pérdida de un transformador cuando se tenga transformadores en paralelo
 - La pérdida de una unidad de generación

2.6.1.3 Criterios para contingencias en análisis de flujos de potencia

- a) En forma general se deben considerar únicamente contingencias con criterio N-1 y en todos los casos se debe verificar que no se incumplan los niveles de voltajes en barras ni cargabilidad de los elementos del sistema.
- b) A menos que por condiciones especiales del sistema, plenamente justificadas, se incluirá en el análisis las contingencias N-2 o múltiples.

2.6.1.4 Niveles de voltaje

- a) Los niveles de voltaje deben ser validados conforme a la normativa vigente en el país, actualmente la Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 indica los niveles de voltaje mostrados en Tabla 2.1

Tabla 2.1. Límites de niveles de voltaje permitidos según Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 [27]

Nivel de Voltaje	Rango Admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5,0$ %
Medio Voltaje	$\pm 6,0$ %
Bajo Voltaje	$\pm 8,0$ %

2.6.1.5 Límites de potencia reactiva y factor de potencia

- a) Los niveles de potencia reactiva deben ser validados conforme a la normativa vigente en el país, actualmente la Regulación Nro. ARCERNNR 004/20 establece que en generación se puede llegar máximo al 95 % del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva) de la unidad generadora para cualquier punto de potencia activa que se mantenga dentro de las características técnicas de las máquinas. Se podrá alcanzar al 100% de la generación de reactivo en el caso que el Operador del sistema lo solicite [28].
- b) Los límites del factor de potencia estarán determinados por la normativa vigente del país, en la actualidad se requiere un factor de potencia igual a 0,96 inductivo o superior inductivo [2], aunque estos límites pueden variar según el criterio del Operador del sistema quien es el encargado de establecer los límites [28].

2.6.1.6 Cargabilidad de equipos [2]

- a) El sistema estará diseñado para soportar contingencias simples N-1 para líneas de transmisión sin que se sufra consecuencias graves en el sistema.

- b) En transformadores no se permitirá que la sobrecarga supere el 100 %, mientras que en líneas de 230 kV y 138 kV se permitirá una cargabilidad de 110 %, siempre y cuando no se sobrepase los límites térmicos para evitar pérdidas de vida útil del equipamiento.
- c) Cuando la cargabilidad en el transformador supere el 80 % de su capacidad máxima, se debe considerar una ampliación de la subestación.

2.6.2 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS

2.6.2.1 Aspectos generales

- a) En la etapa de diseño los objetivos de los estudios de cortocircuitos a frecuencia fundamental son:
 - Determinar las potencias de cortocircuito simétrica inicial (S_k'').
 - Conocer las corrientes máximas y mínimas de operación permanente (I_k) del equipamiento primario de la subestación durante un evento de cortocircuito trifásico
 - Determinar las corrientes de cortocircuito simétrica inicial (I_k'').
 - Determinar las corrientes térmicas (I_{th}).
 - Determinar la componente decreciente (aperiódica) de la corriente de cortocircuito ($i_{d.c.}$).
 - Determinar la relación $\frac{X}{R}$ y el tiempo de decaimiento de la corriente asimétrica hasta llegar a la corriente simétrica (T_{dc}).
 - Determinar el valor de la corriente simétrica de corte (I_b).
 - Determinar el valor cresta de la corriente de cortocircuito (i_p).
- b) Para cada barra de la subestación se presentará de forma ordenada y clara los valores de las magnitudes mencionadas en a) del literal 2.6.2.1. En caso de que sea necesario incluir información adicional se la incluirá junto al comentario que indique su importancia.

2.6.2.2 Criterios principales

- a) Se debe cumplir lo mismo del numeral 2.6.1.2 en los literales a) y b)
- b) Para los estudios de cortocircuitos a frecuencia fundamental se analizarán cortocircuitos trifásicos siguientes elementos:
 - En todas las barras de la subestación objeto de diseño.
 - En las barras de otras subestaciones cuando debido al diseño se requiera una ampliación de subestaciones existentes.

2.6.3 ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS

2.6.3.1 Aspectos generales

- a) En la etapa de diseño los objetivos de los estudios de sobrevoltajes temporarios son:
- Conocer los valores de sobrevoltajes temporarios a los que estará sometido nuestro sistema luego de rechazos de carga, fallas con despejes tanto exitosos como no exitosos y conexión o reconexión de los elementos del sistema.
 - Especificar las características de los descargadores desde un punto de vista de sobrevoltajes temporarios.
- b) Como paso preliminar para la realización de estos estudios se verificará el adecuado funcionamiento del modelo del sistema primero mediante simulaciones en el dominio de la frecuencia y luego con simulaciones en el dominio del tiempo.
- Para comprobar este funcionamiento en el dominio de la frecuencia se debe realizar una simulación sin tener eventos que altere el comportamiento del sistema considerando que la red está balanceada y un tiempo de simulación superior a 10 s, el voltaje resultante en cada barra debe ser una línea recta y horizontal, si los voltajes no tienen esta forma primero se debe revisar los modelos y parámetros de cada elemento del sistema, si esto no lo soluciona se realizará un análisis modal para determinar los modos de oscilación críticos de la red.
 - Para la verificación en el dominio del tiempo las condiciones iniciales serán, sin eventos y un tiempo de simulación superior a 10 s, pero en este caso el voltaje en cada barra debe ser una onda sinusoidal con amplitud constante para cada fase.
- c) Para cada evento simulado se presentarán de manera clara y ordenada los valores máximos de voltajes en cada barra de la subestación sin tomar en cuenta el estado transitorio, es decir las dos primeras oscilaciones luego del evento, además si es necesario se incluirá las formas de onda de:
- Voltaje de campo, corriente de campo y voltaje terminal de cada generador.
 - Voltaje en cada fase de las barras de la subestación diseñada.
 - Voltaje por fase en los descargadores.
- d) El estudio de sobrevoltajes temporarios longitudinales se realizará cuando ya se definan todos los elementos que conformarán la subestación y su esquema

preliminar y en caso de modificaciones en el esquema se deberá actualizar ese estudio, debido a esto los sobrevoltajes temporarios longitudinales están fuera del alcance de este procedimiento.

2.6.3.2 Criterios principales

- a) Se debe cumplir lo mismo del numeral 2.6.1.2 en los literales a) y b), a menos que sean necesarios modelos más detallados tanto en cargas como en despachos de generación.
- b) Los estudios consistirán en simulaciones en el dominio del tiempo y se presentarán las formas de onda de cada fase en el caso de sistemas trifásicos. La duración de la simulación dependerá de la ocurrencia del último evento y será de al menos 10 segundos más luego de la ocurrencia de ese evento.
- c) Los eventos que se analizarán solo involucrarán centrales de generación, subestaciones, líneas de transmisión y cargas cercanas a la subestación en proceso de diseño.
- d) Los eventos que podrían causar sobrevoltajes temporarios y que serán analizados son:
 - Rechazos de carga y cambios en la generación.
 - Pérdida y reconexión de un elemento del sistema.
 - Fallas en un elemento del sistema.

2.6.3.3 Rechazo de carga y cambio en la generación

- a) Los eventos que se analizarán respecto al rechazo de carga serán:
 - Pérdida de una pequeña carga.
 - Pérdida de una gran carga o de la carga total.
 - Pérdida y reconexión de un elemento del sistema
- a) Cuando se analice la pérdida de elementos se realizará la desconexión de cada una de las bahías conectadas a una de las barras de la subestación, en este caso no se considerará reconexión. Si la subestación tiene varias barras a diferentes niveles de voltaje se seleccionará la barra que tenga mayor número de bahías.
- b) Para los casos de pérdida con reconexión se repetirá las mismas desconexiones de las bahías y el tiempo que transcurrirá para la reconexión será de 300 ms

2.6.3.4 Fallas en un elemento del sistema

Según los resultados obtenidos en los flujos de potencia para los eventos en contingencias es posible realizar alguno de estos eventos en caso de ser necesario

- a) Fallas monofásicas y trifásicas con un tiempo de desaparición de falla entre 200 ms y 300 ms. Los lugares de ocurrencia de estas fallas serán:
- En cada barra de la subestación en proceso de diseño.
 - En la mitad de las líneas que se conectan a la subestación. Si la línea tiene más de un circuito se seleccionará cualquiera de los circuitos.
- b) Fallas monofásicas y trifásicas en cada una de las líneas que se conectan a la subestación con una desconexión exitosa del elemento en falla. El tiempo de desconexión estará entre 200 ms y 300 ms y los lugares de ocurrencia serán:
- En la mitad de las líneas con una desconexión simultánea de los extremos de la línea en falla. Si la línea tiene más de un circuito se seleccionará cualquiera de los circuitos.
 - En la mitad de las líneas con una desconexión desfasada en 100 ms de los extremos de la línea en falla. Si la línea tiene más de un circuito se seleccionará cualquiera de los circuitos.
- c) Fallas monofásicas y trifásicas en las líneas que se conectan a la subestación con desconexión no exitosa del elemento en falla. El tiempo de desconexión estará entre 200 ms y 500 ms, considerando:
- Si las líneas tienen un solo circuito al realizar la falla en una línea la desconexión simultánea de los extremos de un circuito de cualquier otra línea.
 - En las líneas con más de un circuito se aplicará la falla en uno de los circuitos con una desconexión simultánea de los extremos de otro circuito de la misma línea.
- d) Cortocircuitos monofásicos en cualquiera de los circuitos de cada una de las líneas conectadas a la subestación con una desconexión simultánea de los extremos de alguna de las fases sanas en lugar de la fase con falla.
- e) Cortocircuitos trifásicos en cualquiera de los circuitos de cada una de las líneas que se conectan a la subestación con una desconexión asimétrica de los polos del de los disyuntores de la siguiente forma:
- Luego del cortocircuito se desconectarán cada polo de los disyuntores con un desfase de 100 ms. Los extremos de cada fase se desconectarán simultáneamente.
 - Luego del cortocircuito se desconectarán simultáneamente solo dos fases del circuito. Los extremos de cada fase desconectarán simultáneamente.
 - Luego del cortocircuito se desconectará solo una fase del circuito. Los extremos de la fase se desconectarán simultáneamente

2.6.3.5 Combinación de eventos

- a) Las combinaciones típicas pueden ser:
 - Fallas con rechazo de carga
 - Dos fallas simultáneas
 - Fallas, pérdidas de generación o rechazo de carga con una descarga atmosférica.
 - Fallas en un elemento y desconexión de dos o más elementos del sistema.
- b) La combinación de eventos representa el escenario más pesimista de operación del sistema por lo que se deben seleccionar adecuadamente estas combinaciones para evitar sobredimensionar los equipos debido a eventos con muy baja probabilidad de ocurrencia. Las variables que intervienen para la selección de combinación de eventos son el tamaño, forma, niveles de las corrientes de cortocircuito y robustez del sistema.
- c) Para seleccionar la combinación de eventos se puede recurrir a:
 - Detectar puntos del sistema con altos voltajes mediante flujos de potencia y análisis en el dominio de la frecuencia luego de realizar combinaciones de eventos.
 - Otra guía para la selección puede ser un registro histórico de ocurrencia de eventos solo sí es posible tener acceso a esa información.

3 MODELACIÓN, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentarán los resultados más relevantes de los estudios a frecuencia fundamental necesarios para el diseño una subestación mediante el uso de la metodología descrita en el capítulo 1 donde se describen las directrices que forman parte del primer manual de diseño de subestaciones en alto y extra alto voltaje. Este procedimiento se aplicará en el diseño de la subestación Culebra.

Los sobrevoltajes temporarios más severos ocurren en puntos débiles de la red (baja potencia de cortocircuito) o en porciones de la red operando en isla. En el caso específico del SNT, los puntos débiles son aquellos donde se tienen sistemas radiales que abastecen carga. Uno de esos puntos corresponde a las subestaciones Shushufindi (con niveles de 230 kV y 138 kV) y la subestación Francisco de Orellana, a 138 kV, desde donde se puede conectar el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP). La mejor opción es la subestación Shushufindi, pero debido al riesgo de no contar con la central Coca Codo Sinclair y por la importancia de la carga petrolera, se ha visto la necesidad de que el SEIP cuente con otro punto de conexión con el SNT. Se ha determinado que desde la subestación Topo se puede llegar a la parte inferior de la red de subtransmisión del SEIP, específicamente a la subestación Culebra, a 69 kV. Incluso, en caso de que exista un colapso del SNI, se podría (con estudios muy detallados de sistemas de potencia operando en isla) llegar a formar una isla eléctrica entre la generación de San Francisco, Agoyán y Topo y el SEIP, de tal manera que la carga petrolera no se vea interrumpida ante una falla grande del SNI. Hasta la fecha, aún no existen estudios sobre este sistema, por lo que, en este trabajo, esta isla eléctrica es un “sistema hipotético” que permite analizar los sobrevoltajes temporarios más críticos a nivel de 230 kV y permitirá establecer especificaciones técnicas de descargadores que pueden llegar a ser estandarizadas para descargadores ubicados en otros puntos del SNT.

La subestación Culebra se conectará con las subestaciones Shushufindi y Topo a un nivel de voltaje de 230 kV mediante una línea de transmisión aérea doble circuito. También, se implementarán conexiones a 138 kV con la subestación Francisco de Orellana mediante una línea doble circuito y, desde esta subestación, con la configuración actual se podrá, incluso, abastecer la carga petrolera del Oso que se conectará en un futuro cercano a la subestación Loreto. Esta configuración futura permitirá un abastecimiento al SEIP en caso de que el SNI falle.

3.1 MODELADO DEL SISTEMA

En la primera parte correspondiente al modelamiento, se debe asegurar que el sistema bajo estudio sea el adecuado desde un punto de vista de estado estable, esto implica que, para los escenarios a ser analizados, se obtengan que los valores de voltajes y capacidades de los elementos estén dentro de los límites permitidos. En la segunda parte, de acuerdo con IEC 60071-4 se deberán realizar las respuestas dinámicas de los voltajes en barras para determinar los TOV más severos, esto implica que se simulen los medios de control de voltaje como los reguladores automáticos de voltaje de las unidades de generación que permita, dentro de su capacidad, realizar este tipo de control. Cabe recalcar que los dos casos antes señalados están enmarcados dentro del análisis a 60 Hz, conocido como “análisis RMS”.

Con base a lo anterior, para realizar los estudios a frecuencia fundamental se modelaron dos escenarios de operación según se muestran en Figura 3.1 y Figura 3.2 y los datos ingresados en PowerFactory se muestran en el ANEXO I. La frecuencia a la que opera la red eléctrica ecuatoriana es a 60 Hz. La red de transmisión bajo estudio se modeló en PowerFactory mediante un modelo trifásico con cuatro niveles de voltaje para las barras según su función: las barras de 13.8 kV están destinada para la conexión de los generadores y terciarios de los transformadores, las barras de 69 kV abarcan el área de subtransmisión del sector petrolero y empresas distribuidoras y finalmente las barras de 138 kV y 230 kV pertenecen al SNT. En la Tabla 3.1 se muestra el número de barras consideradas en el estudio para cada nivel de voltaje de operación, mientras que en la Tabla 3.2 se muestra las distancias de las líneas de transmisión consideradas y en la Tabla 3.3 las potencias nominales de las centrales San Francisco y Agoyán y las cargas petroleras y la correspondiente a nivel de distribución de la zona bajo estudio

Tabla 3.1 Cantidad de barras según el voltaje de operación

Barras	Cantidad
Barras 13,8 kV	15
Barras 69,0 kV	7
Barras 138 kV	9
Barras 230 kV	7

Para los casos de estudio se determina que el sistema tiene dos tipos de cargas que serán abastecidas según la operación del sistema:

1. la carga no petrolera solo será abastecida cuando la operación no sea en isla,
2. la carga petrolera siempre estará conectada (abastecida) cuando el sistema opere en isla.

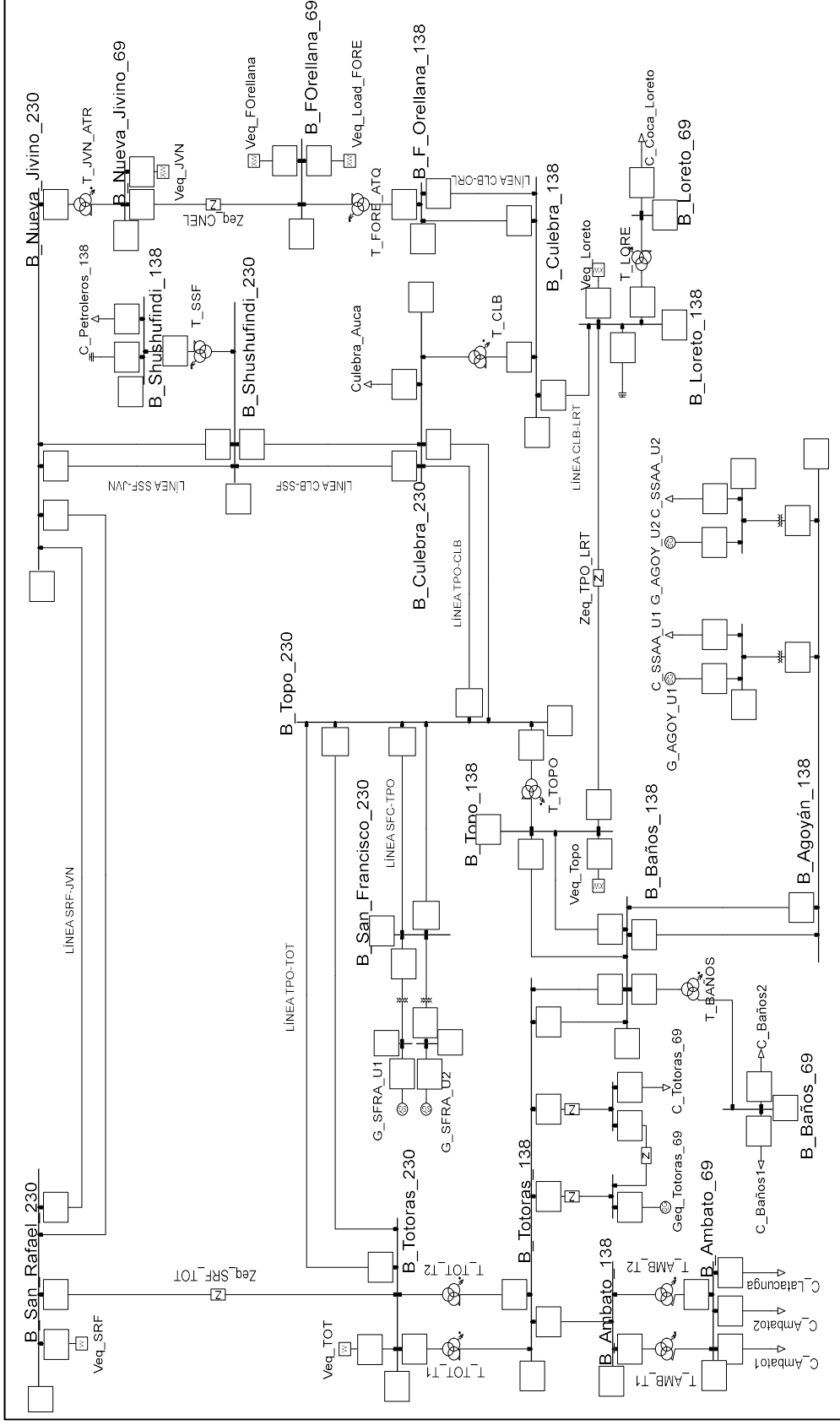


Figura 3.1 Diagrama de Topo-Culebra implementado en PowerFactory, conectado al sistema

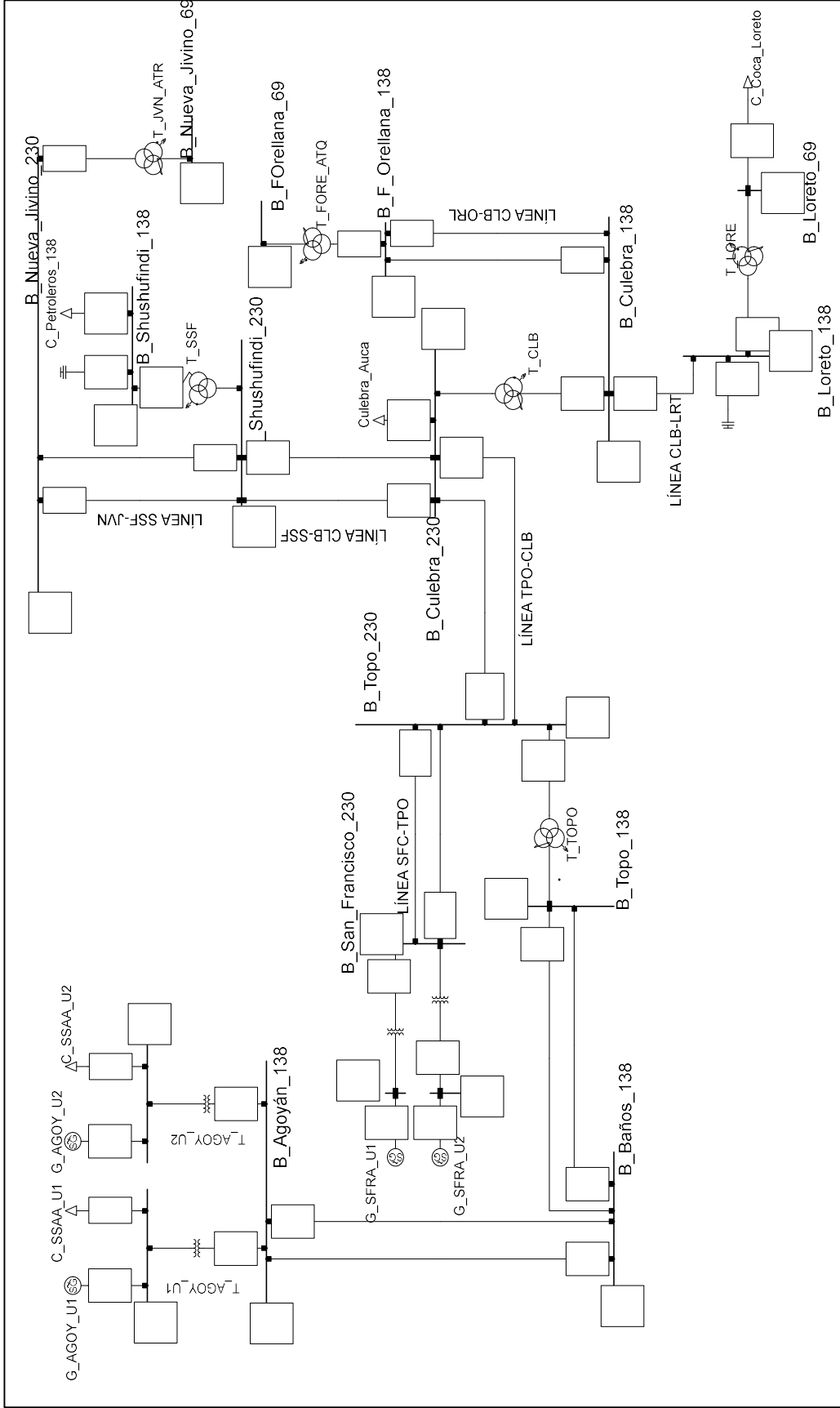


Figura 3.2 Diagrama de Topo-Culebra implementado en PowerFactory, operación en isla

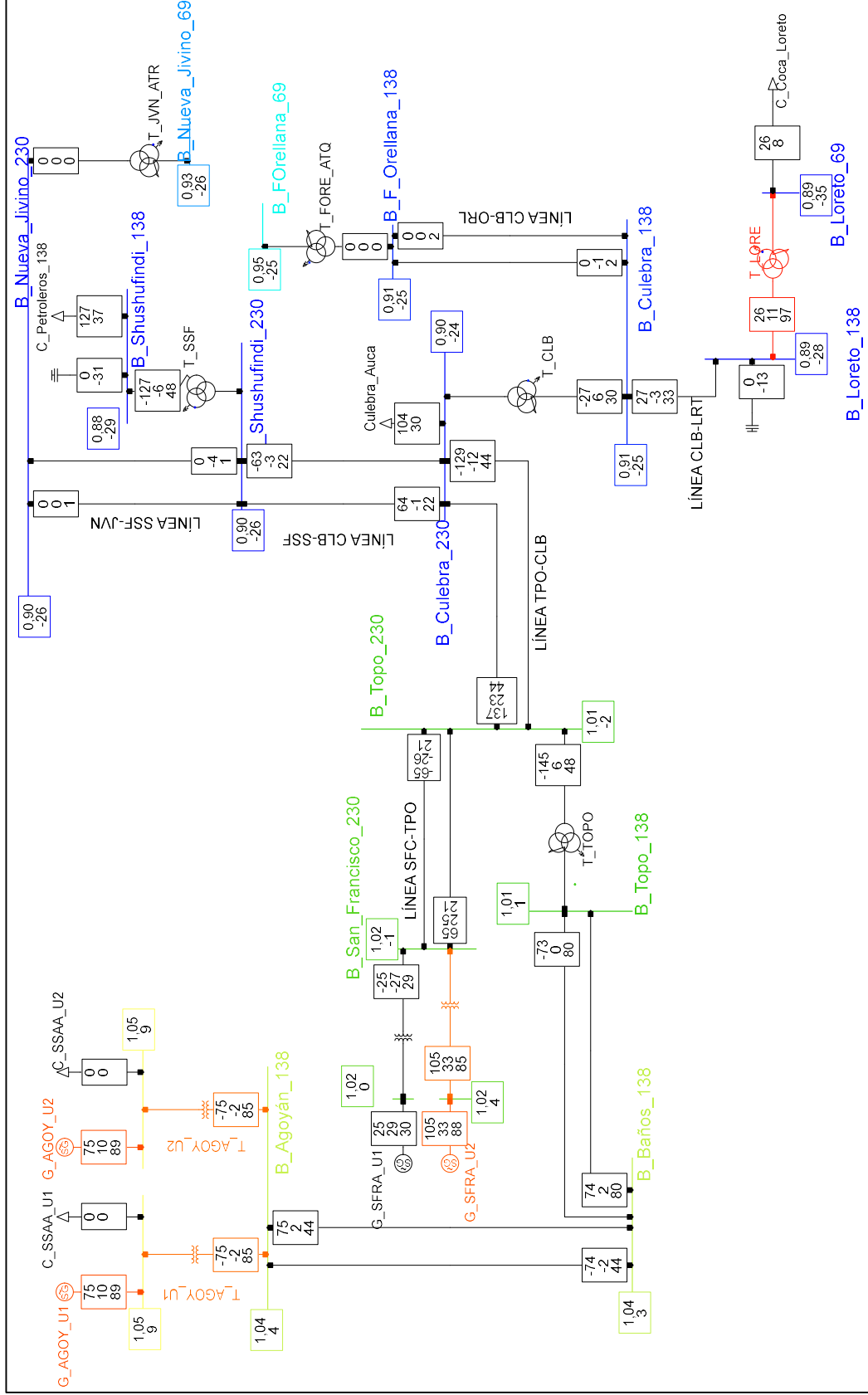


Figura 3.3 Flujo de potencia para la operación de isla con un crecimiento en la demanda de 15%

Tabla 3.2 Distancia total de las líneas según el voltaje de operación

Líneas	Longitud [km]
Líneas conectadas a 138 simple circuito	62,0
Líneas conectadas a 138 doble circuito	91,0
Líneas conectadas a 230 doble circuito	489

Tabla 3.3 Potencia aparente disponible y demanda para dos años de operación

	Potencia Aparente [MVA]	
	2023	2027
Generación Agoyán y San Francisco	421,4	421,4
Demanda no Petrolera	136,2	141
Demanda Petrolera	222,6	333,9

3.2 ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA

Para los estudios de flujos de potencia se consideraron los eventos descritos en Tabla 3.4 para dos escenarios de operación, durante dos escenarios de demanda. Un escenario de operación se tiene al estar todo el sistema conectado y el otro cuando Topo-Culebra opera en forma de isla para abastecer únicamente al sector petrolero con las centrales de San Francisco y Agoyán. Para la demanda se consideró la carga actual en el año 2023 y otro para el año 2027 con un crecimiento del 50% para el sector petrolero y 3,5% para el no petrolero. Durante la operación en isla únicamente se abastecerá la carga del sector petrolero por lo tanto no se considerarán las cargas correspondientes a la demanda de distribución de la zona.

3.2.1 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la operación con conexión al sistema existió convergencia de los flujos de potencia para todos los eventos de contingencia y durante la operación en isla no existió convergencia para la pérdida total o parcial de la línea entre Topo y Culebra, la pérdida completa de la subestación San Francisco y el crecimiento al 50 % de la demanda, el límite de crecimiento fue en el 15 % y los resultados se muestran en la Figura 3.3.

Los resultados tabulados de los flujos de potencia que llegaron a la convergencia para todo el sistema conectado se encuentran en el ANEXO II y ANEXO III, y para la operación en isla en el ANEXO IV y ANEXO V.

Tabla 3.4 Eventos considerados para el estudio de flujos de potencia

N°	Evento	N°	Evento
E1	Sin contingencias	E17	Desconexión de los extremos conectados a la subestación Culebra de la línea CLB-ORL
E2	Desconexión del extremo de un circuito conectado a la subestación Culebra de la línea TPO-CLB	E18	Desconexión de los otros extremos de la línea CLB-ORL
E3	Desconexión del otro extremo del circuito de la línea TPO-CLB	E19	Desconexión total de la línea CLB-ORL
E4	Desconexión de los dos extremos de un circuito de la línea TPO-CLB	E20	Desconexión del extremo de un circuito conectado a la subestación Culebra de la línea LRT-CLB
E5	Desconexión de los extremos conectados a la subestación Culebra de la línea TPO-CLB	E21	Desconexión del otro extremo del circuito de la línea LRT-CLB
E6	Desconexión de los otros extremos de la línea TPO-CLB	E22	Desconexión de los dos extremos de un circuito de la línea LRT-CLB
E7	Desconexión total de la línea TPO-CLB	E23	Desconexión del lado de 230 kV del transformador de la subestación Culebra
E8	Desconexión del extremo de un circuito conectado a la subestación Culebra de la línea CLB-SSF	E24	Desconexión del lado de 138 kV del transformador de la subestación Culebra
E9	Desconexión del otro extremo del circuito de la línea CLB-SSF	E25	Desconexión total del transformador de la subestación Culebra
E10	Desconexión de los dos extremos de un circuito de la línea CLB-SSF	E26	Desconexión de la carga Culebra Auca
E11	Desconexión de los extremos conectados a la subestación Culebra de la línea CLB-SSF	E27	Desconexión de la carga Petroleros 138
E12	Desconexión de los otros extremos de la línea CLB-SSF	E28	Desconexión de la carga Coca Loreto
E13	Desconexión total de la línea CLB-SSF	E29	Desconexión de una unidad generadora de la central San Francisco
E14	Desconexión del extremo de un circuito conectado a la subestación Culebra de la línea CLB-ORL	E30	Desconexión de todas las unidades generadoras de la central San Francisco
E15	Desconexión del otro extremo del circuito de la línea CLB-ORL	E31	Desconexión de una unidad generadora de la central Agoyán
E16	Desconexión de los dos extremos de un circuito de la línea CLB-ORL	E32	Desconexión de todas las unidades generadoras de la central Agoyán

Desde un punto de vista de análisis de contingencias, en CELEC EP Transelectric se usa el criterio N-1, que implica sacar de servicio un solo elemento de transmisión o generación de la red. Sin embargo, la zona oriental del país tiene un alto valor de nivel isoceraúnico con altos valores de corriente de rayo que pueden provocar la salida de los

dos circuitos de una línea de transmisión en eventos de flameo inverso de la cadena de aisladores. Esto lleva a que las contingencias N-2 sean de alta probabilidad y que deban ser analizadas debido a la importancia de la carga petrolera.

3.2.2 VOLTAJES Y SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS

El primer valor para observar es el nivel de voltaje en el sistema que, de acuerdo a la regulación vigente, deben estar dentro del intervalo [0,95-1,05] pu. En el caso específico del estudio, se obtiene que para el escenario de demanda 2023, y cuando el sistema Topo-Culebra opera conectado a la red, las contingencias relacionadas a la pérdida de una unidad de generación ya sea de San Francisco y Agoyán (criterio N-1) o la pérdida del transformador en la subestación Culebra no provocó que los niveles de voltaje salgan del intervalo permitido, en el sistema de transmisión (no se analiza lo que ocurre al SEIP). Lo mismo ocurrió para las contingencias con pérdida de carga petrolera (se considera la carga petrolera concentrada en las subestaciones Shushufindi y Culebra), pero en las barras donde se produjo la desconexión de la carga tienen un incremento en el voltaje, sobre todo la barra de 138 kV de la subestación Loreto. Cuando se realizaron desconexiones de las líneas conectadas a la barra de 138 kV de la subestación Culebra los niveles de voltaje en esta subestación se mantuvieron dentro de los límites establecidos, las subestaciones afectadas fueron las ubicadas al otro extremo de la línea en contingencia, es decir, en la subestación Francisco de Orellana (a la que está conectada la subestación Loreto).

La mayor afectación a los niveles de voltaje en la subestación Culebra se produjo durante contingencias en las líneas de 230 kV, los valores más altos se alcanzó con la desconexión total de la línea (contingencia N-2) que une las subestaciones Culebra y Shushufindi, convirtiendo a este evento en un candidato para la ocurrencia de sobrevoltajes temporarios, mientras que en la desconexión de un solo lado de la línea entre las subestaciones Topo y Culebra (contingencia N-2 con desconexión únicamente en el lado de Culebra) provoca los mayores voltajes en las barras de Topo 138 kV, Topo 230 kV y San Francisco 230 kV, llegando a superar el límite máximo 1,05.

En el escenario del año 2027, debido a que sólo se espera un crecimiento de carga y no de generación los voltajes en estado de operación normal disminuyeron por debajo de 1 pu. pero se mantienen dentro de los límites permitidos y durante las contingencias el comportamiento fue semejante al comportamiento en el año 2023 pero con menores valores de voltaje.

Durante la operación en isla se llegaron a niveles de voltaje mayores a lo anterior por tanto la operación en isla se convierte en otro candidato para la aparición de sobrevoltajes temporarios. En las contingencias con demanda del año 2023 los voltajes en las barras de la subestación Culebra se ubicaron entre 1,03 pu. y 1,29 pu., para el año 2027 debido al crecimiento de carga los voltajes disminuyeron alcanzando valores entre 0,99 pu. y 1,2 pu. pero en la mayoría de los casos el voltaje en las barras superó el 1,05 pu. El evento que provocó los mayores niveles de voltaje fue la desconexión de la carga Petroleros conectada en la barra Shushufindi 138.

Los mayores voltajes se observaron en eventos con rechazo de carga, luego estuvieron los voltajes con pérdidas de generación y finalmente los eventos relacionados a la desconexión de líneas y transformadores. Lo anterior indica que es necesario incluir compensación inductiva en la barra de la subestación y luego del aumento de un reactor de 20 MVA el flujo de potencia durante la operación sin contingencias se muestra en la Figura 3.4 con pérdida de la carga Petroleros se tiene el flujo en la Figura 3.5 con una compensación de 110 MVA.

En la Tabla 3.5 se muestra el resumen de los niveles de voltaje para la subestación Culebra y se observó que el escenario crítico para la aparición de sobrevoltajes temporarios es durante la operación en isla con demanda al año 2023 y en la Figura 3.6 se muestran esos niveles de voltaje.

En las regulaciones del país el factor de potencia debe ser igual o superior a 0,96 inductivo. De las dos barras de la subestación Culebra, la barra de 138 kV fue la que presentó más variabilidad en el factor de potencia y en la mitad de los eventos de contingencia su valor fue menor a 0,96, también se observó que las demás barras de 138 kV fueron las más afectadas respecto al valor del factor de potencia sobre todo en las subestaciones de Loreto y Francisco de Orellana.

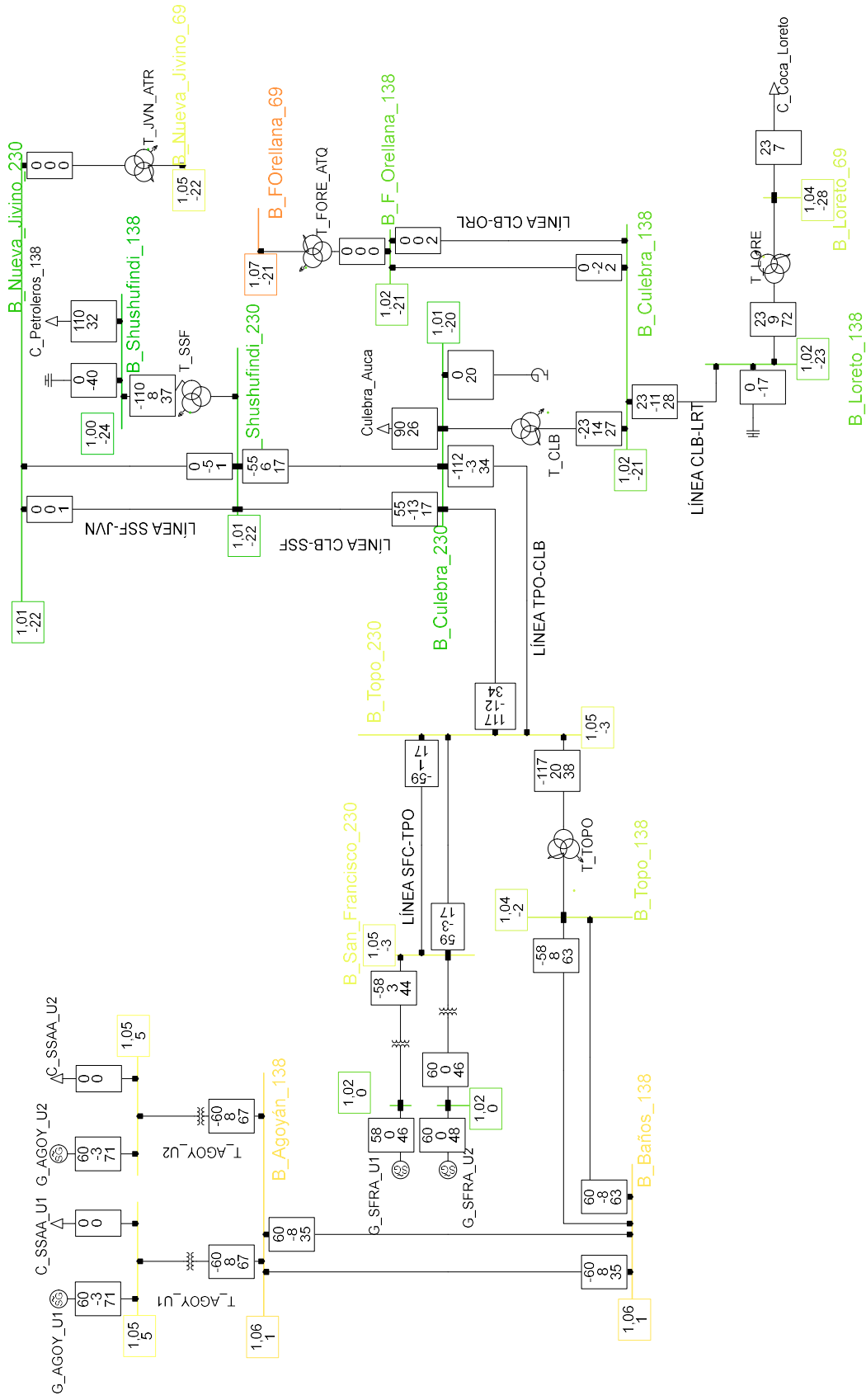


Figura 3.4 Flujo de potencia para la operación de isla con compensación inductiva para demanda de 2023

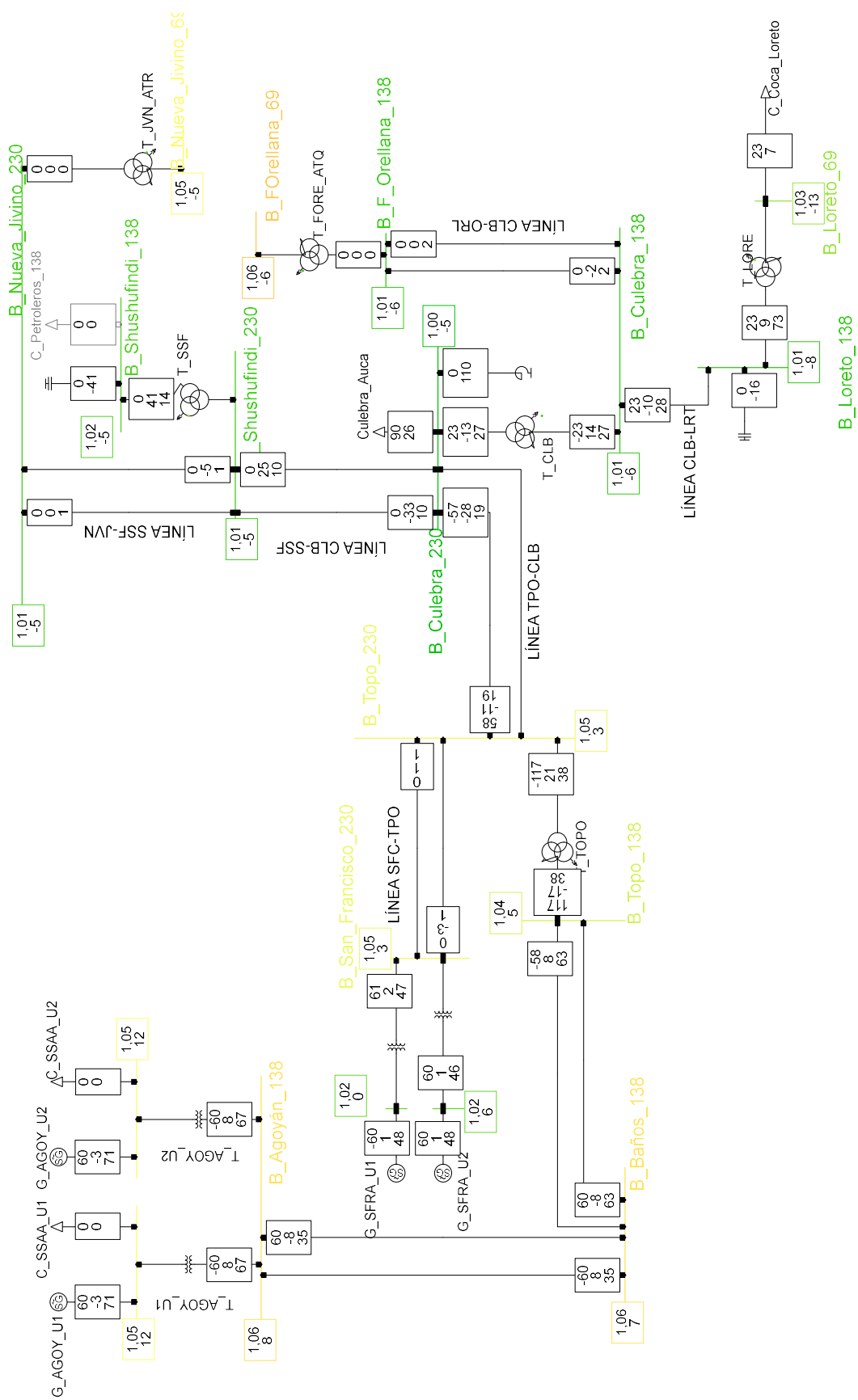


Figura 3.5 Flujo de potencia para la operación de isla con compensación inductiva para demanda de 2023 durante la pérdida de carga

Tabla 3.5 Resumen de los niveles de voltaje en las barras de la subestación Culebra

Escenario	Demanda	Tipo evento	Comentarios	Voltaje [pu]
Conexión al sistema	2023	Sin contingencias	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de generación	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de carga	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de transformador	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de líneas 138 kV	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de líneas 230 kV	Voltaje en barra de 230 kV fuera del límite durante desconexión total de línea entre Shushufindi y Culebra	1,053
	2027	Sin contingencias	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de generación	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de carga	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de transformador	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de líneas 138 kV	Niveles de voltaje adecuados	
		Pérdida de líneas 230 kV	Niveles de voltaje adecuados	
En isla	2023	Sin contingencias	Voltajes fuera de los límites	[1,07; 1,08]
		Pérdida de generación	No converge para pérdida de la central San Francisco	[1,09; 1,13]
		Pérdida de carga	Voltajes fuera de los límites	[1,13; 1,28]
		Pérdida de transformador	Incremento de voltaje en barra de 230 kV	1,055
		Pérdida de líneas 138 kV	Voltajes fuera de los límites	[1,05; 1,08]
		Pérdida de líneas 230 kV	No converge para pérdida de línea Topo Culebra	[1,04; 1,08]
	2027	Sin contingencias	No converge	
		Pérdida de generación	No converge	
		Pérdida de carga	Voltajes fuera de los límites. Para pérdida de la carga Coca Loreto no converge	[1,09; 1,20]
		Pérdida de transformador	No converge	
		Pérdida de líneas 138 kV	No converge	
		Pérdida de líneas 230 kV	Solo converge para pérdidas de toda la línea Culebra Shushufindi, niveles de voltaje adecuados	

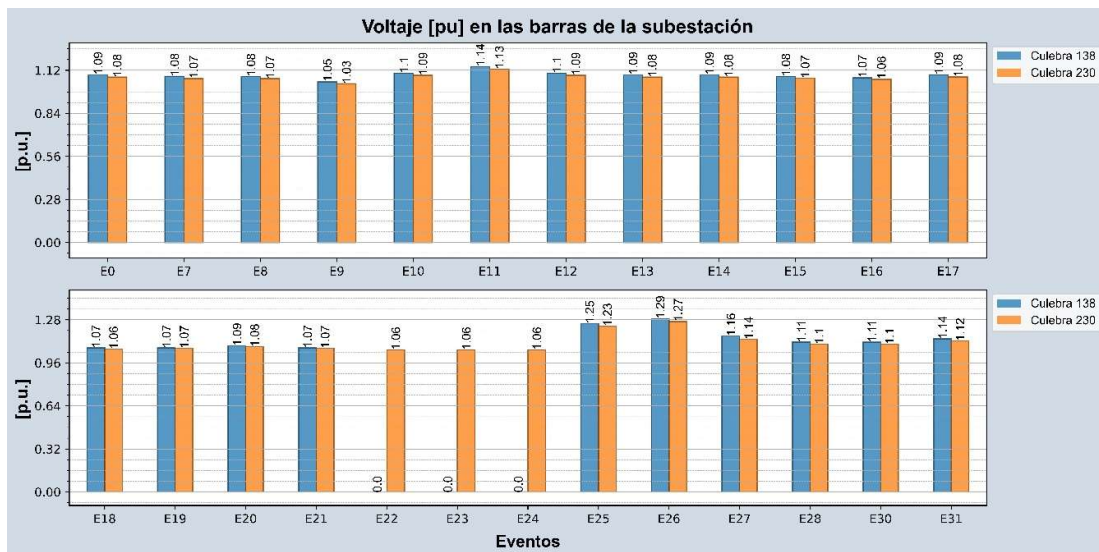


Figura 3.6. Niveles de voltaje en las barras de la subestación Culebra al operar en isla con demanda del 2023

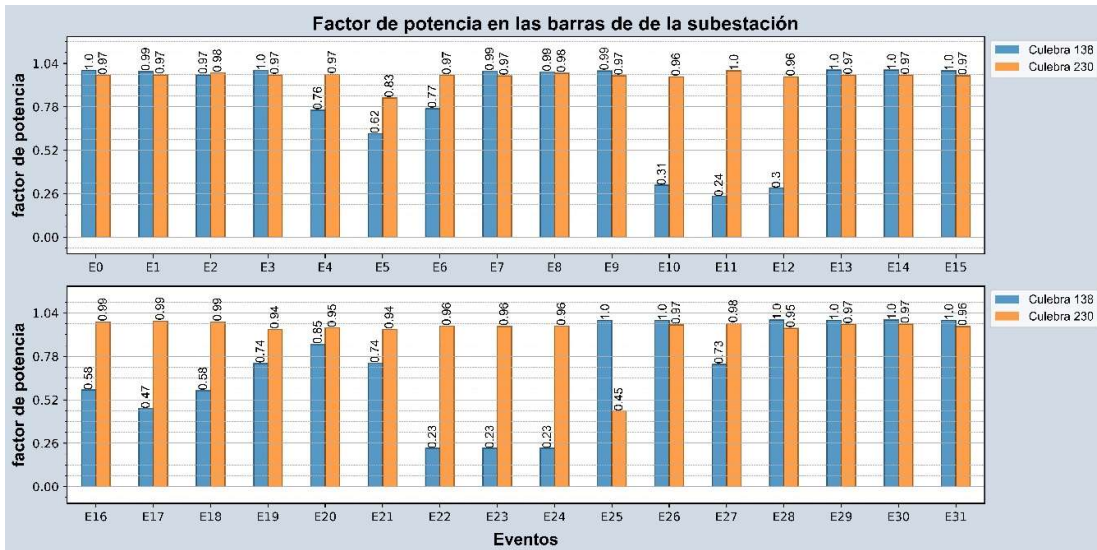


Figura 3.7. Factor en las barras de la subestación Culebra al operar conectado todo el sistema con demanda del 2023

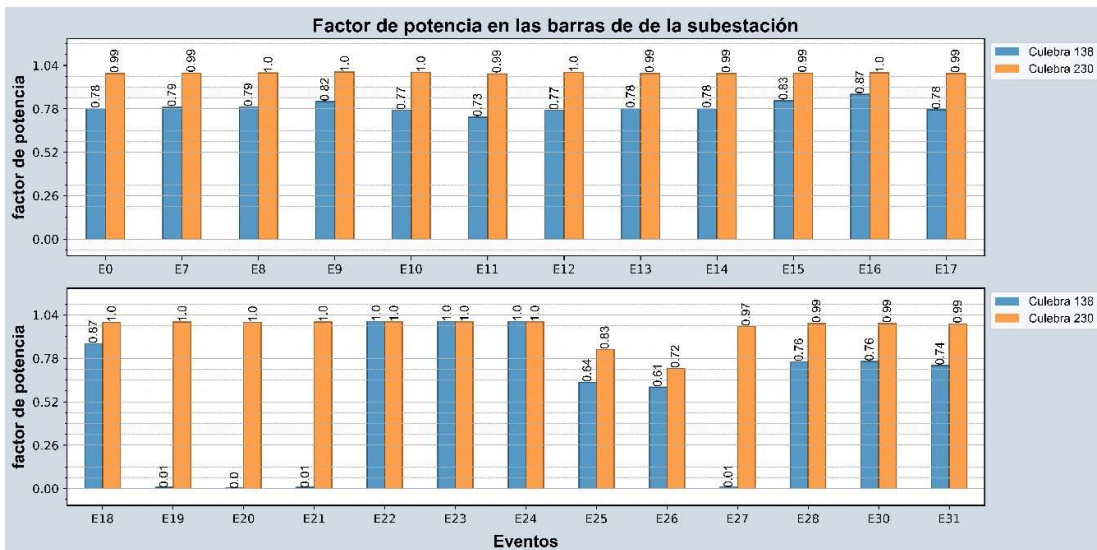


Figura 3.8. Factor de potencia en las barras de la subestación Culebra al operar en isla con demanda del 2023

3.2.3 CORRIENTES Y UTILIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para las líneas de transmisión el promedio de utilización en todos los casos se mantuvo inferior al 26%, por lo tanto, las líneas no se encuentran sobrecargadas. Para eventos de pérdida de generación y carga las líneas cercanas a los generadores en la operación en isla llegó al valor de 83 % cuando se produjo la pérdida de la carga Petroleros y en la pérdida de una unidad de la central San Francisco se alcanzó el 80%, pero en las líneas conectadas en la subestación no se sobrepasó el 39 % con una media que no superó el 17%. Los valores máximos se obtuvieron la operación en isla.

Los valores de corriente se comportaron de forma similar a los valores del porcentaje de utilización. La corriente alcanzó como valor máximo 0,314 kA en todo el sistema y en las líneas conectadas a la subestación Culebra se llegó a hasta 0,289 kA en el lado de 230 kV y 0,146 kA en el lado de 138 kV.

En las figuras a continuación se muestran los valores de corriente obtenidos en las líneas conectadas a la subestación Culebra para cada condición de contingencia durante la operación con conexión al sistema para demandas del 2023 y 2027 y la operación en isla con demandas del 2023.

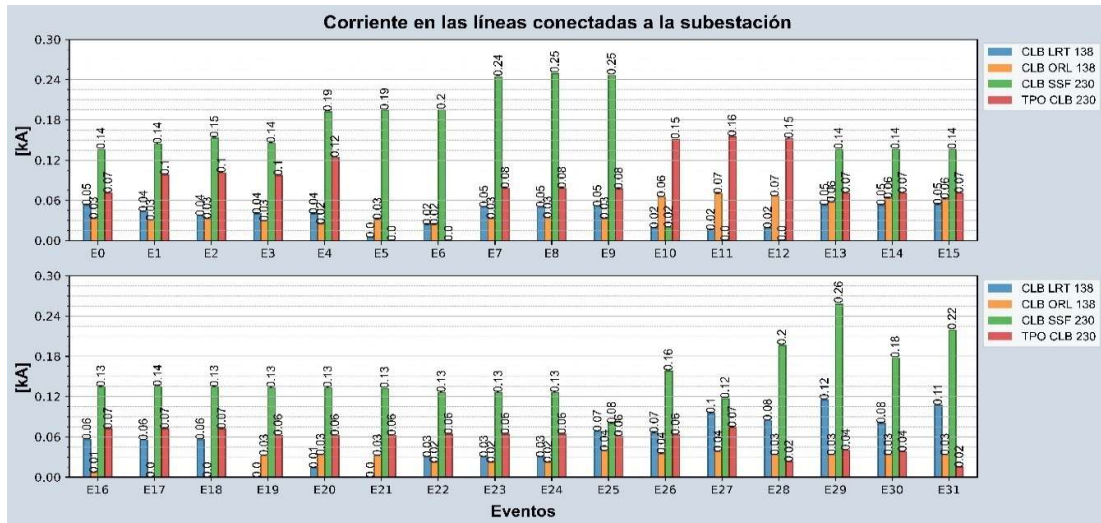


Figura 3.9. Corriente en las líneas conectadas a la subestación Culebra al operar conectado todo el sistema con demanda del 2027

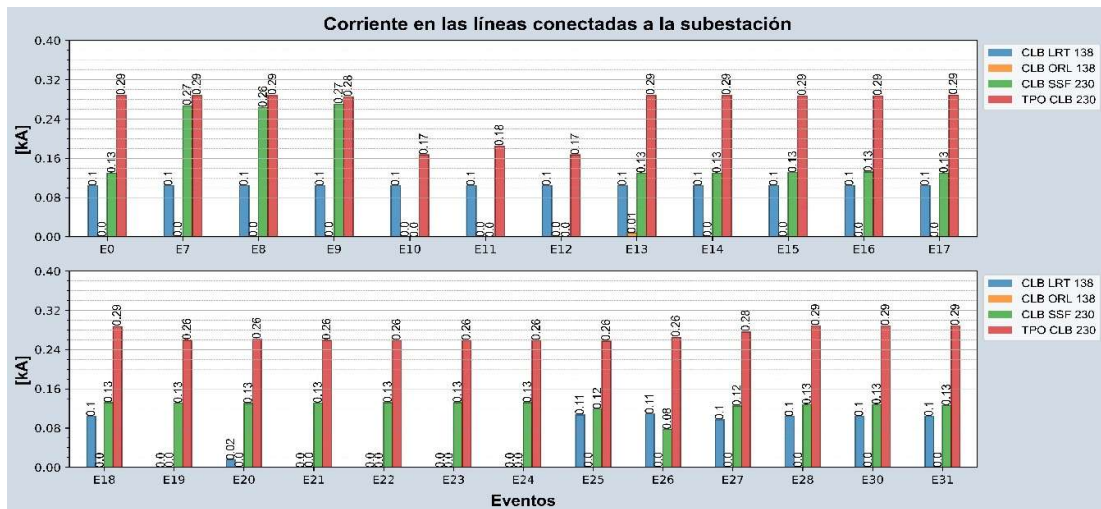


Figura 3.10. Corriente en las líneas conectadas a la subestación Culebra al operar isla con demanda del 2023

3.2.4 RESULTADOS EN TRANSFORMADORES Y GENERADORES

No existió sobrecarga en el transformador de la subestación Culebra y el único instante que se detectó sobrecarga en el sistema fue en la desconexión total de la línea entre Topo y Culebra.

En los generadores se debe tener en cuenta que durante la operación con el despacho máximo y si existe la pérdida de un algún elemento la máquina de referencia tendría que absorber demasiada potencia activa y en los eventos con pérdida de carga se sobrepasan los límites de potencia reactiva de los generadores.

En las figuras a continuación se muestran los valores de potencia reactiva obtenidos en los generadores de San Francisco y Agoyán para cada condición de contingencia durante la operación con conexión al sistema para demandas del 2023 y 2027 y la operación en isla con demandas del 2023.

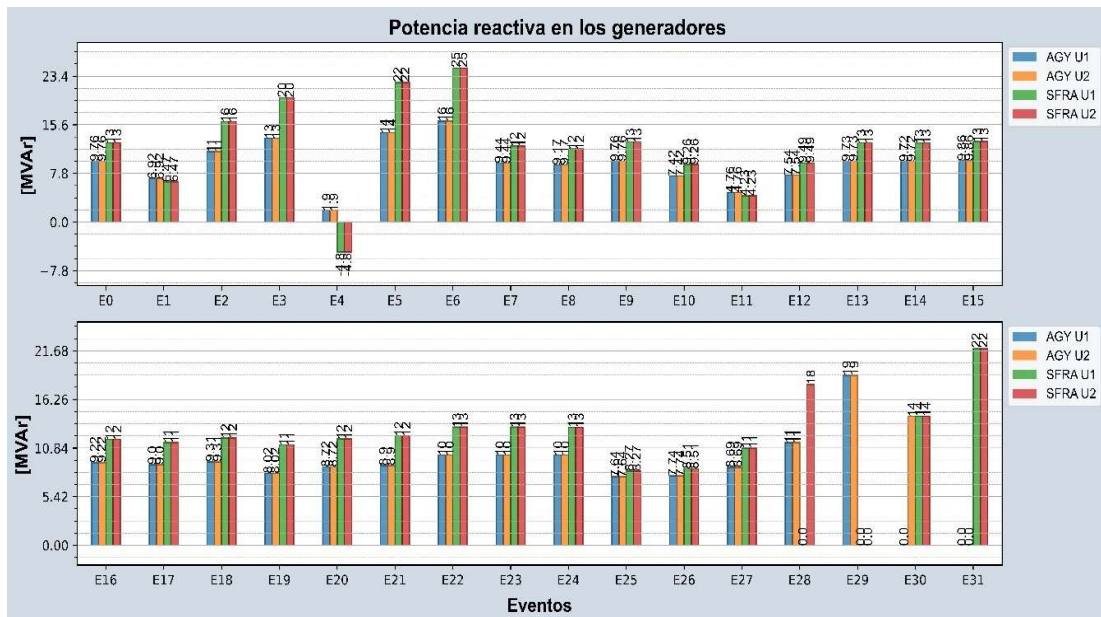


Figura 3.11. Potencia reactiva en los generadores al operar conectados con todo el sistema y demanda del 2023

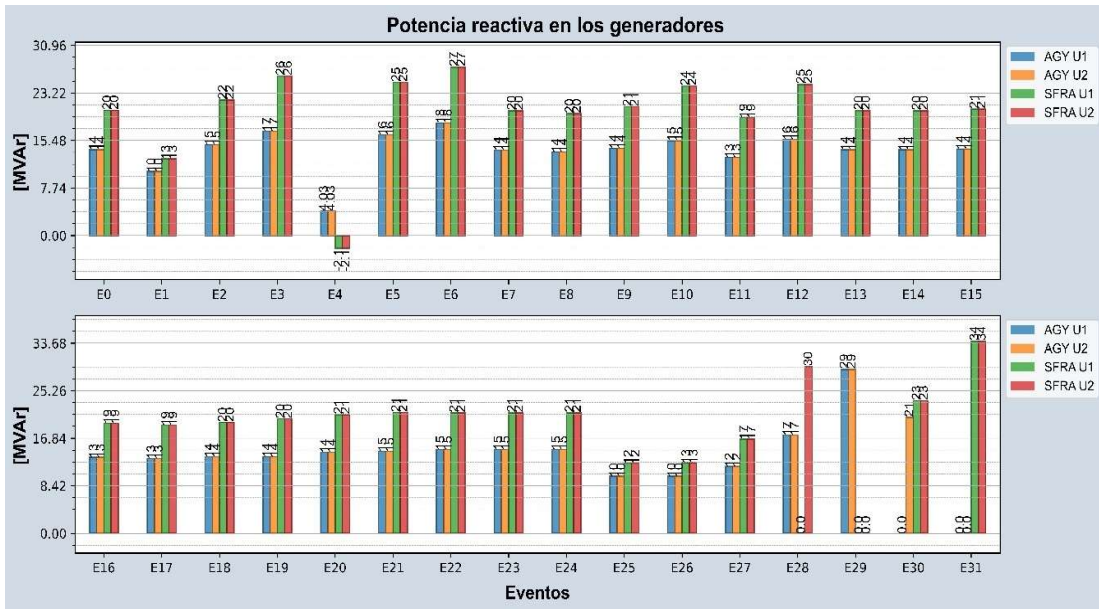


Figura 3.12. Potencia reactiva en los generadores al operar conectados con todo el sistema y demanda del 2027

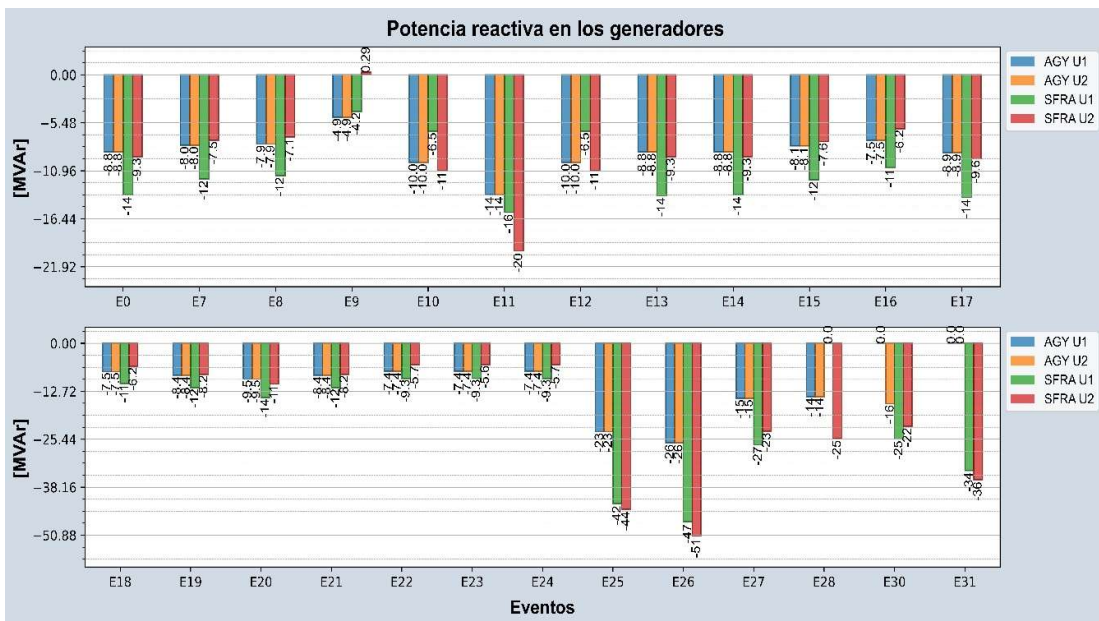


Figura 3.13. Potencia reactiva en los generadores al operar en isla y demanda del 2023

3.2.5 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Con base en el estudio de flujos de potencia se determinó que:

- En caso de una desconexión de la línea que une las subestaciones Topo y Culebra esta debe ser desconectada por los dos extremos simultáneamente debido a que existe riesgo de voltajes superiores a 1,5 pu en barras cercanas si únicamente se desconecta en el lado de Culebra.
- Es necesario considerar compensación inductiva en derivación para la subestación Culebra con la finalidad de evitar que el voltaje esté fuera de los valores permitidos por las regulaciones nacionales.
- La línea que une la subestación Culebra con la subestación Topo constituye el único camino de transmisión de potencia desde las centrales de generación hacia el sector petrolero por lo que se debe evitar la pérdida total o parcial de la línea. El crecimiento de un 50 % de carga no podrá ser abastecido por las centrales de generación, el crecimiento máximo que pueden abastecer las centrales es de un 15 %
- Los interruptores operarán con una corriente en estado estable máxima de 0.28 kA en el lado de 230 kV y una corriente de 0,15 kA el lado 138 kV.
- En la operación en isla se debe tener cuidado en los niveles de absorción de potencia activa y reactiva por parte de las unidades generadoras.

3.3 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS

Existen diversas aplicaciones del cálculo de cortocircuitos. Permite seleccionar las capacidades de los interruptores, la respuesta dinámica de los generadores, el tipo de protección y TOV ante fallas monofásicas. Sin embargo, para este trabajo, el análisis de cortocircuitos sirve para conocer la robustez del sistema. Puntos robustos del sistema implican altas potencias de cortocircuito, mientras que puntos débiles implican bajas potencias de cortocircuito. A su vez, puntos débiles implican poca generación en la zona, o sistemas de transmisión débiles. Estos puntos son propensos a problemas de voltaje, por lo que es necesario un adecuado modelamiento.

Para el caso de estudio, en las Tablas 3.6 y 3.7 se muestran los cálculos de potencia de cortocircuito. De la Tabla 3.6 se observa que cuando el sistema nororiental está conectado a la red, las potencias de cortocircuito son relativamente altas, son respecto al sistema operando en isla cuyos resultados se muestran en la Tabla 3.7. A su vez, bajas potencias de cortocircuito producirán mayores TOVs.

Las corrientes de cortocircuito las barras de la subestación y en las barras conectadas a nuestra subestación se muestran a continuación

Tabla 3.6 Corrientes de cortocircuito en la operación con conexión al sistema

	CLB 138		CLB 230		FOR 138		LOR 138		SSF 230		TPO 230	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
S''_k [MVA]	973	880	1798	1627	774	698	602	543	1959	1773	4093	3676
I''_k [kA]	4,07	3,68	4,51	4,08	3,24	2,92	2,52	2,27	4,92	4,45	10,28	9,23
i_p [kA]	9,78	8,72	10,5	9,19	7,19	6,31	5,1	4,44	11,6	10,2	24,57	21,67
i_b [kA]	4,07	3,68	4,51	4,08	3,24	2,92	2,52	2,27	4,92	4,45	10,04	9,08
S_b [MVA]	973	880	1798	1627	774	698	602	543	1959	1773	3999	3616
i_k [kA]	4,07	3,68	4,51	4,08	3,24	2,92	2,52	2,27	4,92	4,45	10,04	9,23
i_{th} [kA]	4,12	3,72	4,56	4,12	3,26	2,94	2,53	2,28	4,97	4,49	10,39	9,32
$\frac{X}{R}$	8,19	7,46	6,58	5,58	5,22	4,55	3,44	3,03	7,15	6,07	7,92	7,05
T_{dc} [s]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,021	0,019

Tabla 3.7 Corrientes de cortocircuito en la operación en isla

	CLB 138		CLB 230		FOR 138		LOR 138		SSF 230		TPO 230	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
S''_k [MVA]	362	325	501	448	318	285	240	215	450	403	1268	1115
I''_k [kA]	1,51	1,36	1,26	1,13	1,33	1,19	1,01	0,9	1,13	1,01	3,18	2,8
i_p [kA]	3,79	3,32	3,02	2,63	3,19	2,77	2,24	1,92	2,7	2,35	8,27	7,22
i_b [kA]	1,51	1,36	1,26	1,13	1,33	1,19	1,01	0,9	1,13	1,01	2,92	2,64
S_b [MVA]	362	325	501	448	318	285	240	215	450	403	1163	1050
i_k [kA]	1,51	1,36	1,26	1,13	1,33	1,19	1,01	0,9	1,13	1,01	2,92	2,8
i_{th} [kA]	1,54	1,38	1,27	1,14	1,35	1,21	1,01	0,91	1,14	1,02	3,26	2,86
$\frac{X}{R}$	11,1 7	9,3	8,18	6,81	8	6,6	5,3	4,34	7,92	6,57	16,52	15,12
T_{dc} [s]	0,03	0,02 5	0,02 2	0,01 8	0,02 1	0,01 8	0,01 4	0,01 2	0,02 1	0,01 7	0,044	0,04

3.4 ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS

Para el estudio de sobrevoltajes temporarios se utilizó el sistema mostrado en la Figura 3.4 donde se incluye la compensación inductiva.

3.4.1 VALIDACIÓN DEL MODELO

Antes de la realización de los eventos se validó el comportamiento de los reguladores de voltaje. De acuerdo con IEC 60071-4, es necesario que, para TOVs se tome en cuenta los medios de control de sobrevoltajes. Para el caso de estudio, se ha considerado que las centrales San Francisco y Agoyán realizarán el control de voltaje, mientras que centrales como Topo o Pusuno no realizan el control de voltaje. En la Figura 3.15 se

muestra la respuesta del regulador de voltaje de un generador de Agoyán ante un cambio en la consigna del voltaje terminal, donde se ha incrementado un 5% y, además, la respuesta del voltaje terminal, tomando en cuenta la actuación del AVR, durante y luego de un cortocircuito. En la Figura 3.16 está la verificación del sistema libre de eventos que puedan alterar su funcionamiento

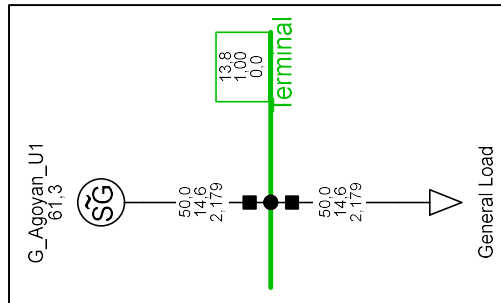


Figura 3.14 Sistema de prueba

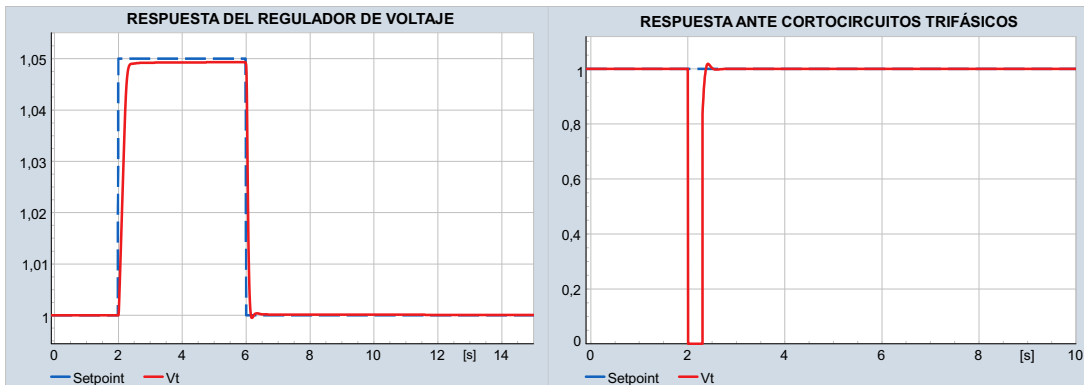


Figura 3.15 Respuesta del regulador de voltaje ante cambio de referencia (*izquierda*); Respuesta ante cortocircuitos (*derecha*)

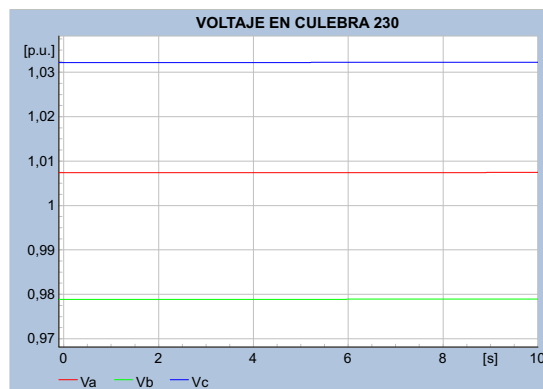


Figura 3.16 Respuesta de la red mientras no exista ningún evento (*Dominio de la frecuencia*)

De igual manera se procedió con las demás unidades de generación de Agoyán y San Francisco, por lo que se tiene certeza que el modelo de máquinas responderá de una manera adecuada al control de voltaje. Cabe señalar que los modelos usados están

basados en la base de datos del SNI, sin embargo, no es posible decir que dichos modelos correspondan con las respuestas reales ya que eso está fuera del alcance de este trabajo, Sin embargo, las respuestas son, al menos, coherentes.

3.4.2 SELECCIÓN DE DESCARGADORES

Con base en los flujos de potencia se determinó que la contingencia crítica se produce durante la pérdida de la carga Petroleros conectada a la barra Shushufindi 138 y según las formas de onda mostradas en el ANEXO VI no es necesario realizar fallas de en líneas con recierre exitoso y no exitoso ni combinaciones de eventos porque el valor del voltaje máximo generado por la pérdida de carga en este sistema en isla supera a los demás sobrevoltajes temporarios debido a energización de elementos y fallas. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra el voltaje máximo escogido y en la Figura 3.18 se encuentra el perfil superior de las formas de onda del voltaje por fase en la barra Culebra 230 donde el valor escogido para la protección es de $TOV = 1,3 pu.$ con una duración de 0,16 s. Aplicando la norma IEC 60099-5:2014 para la selección del descargador se tiene:

$$U_{c,min} = \frac{1,05 \cdot U_{L-L}}{\sqrt{3}} = \frac{1,05 \cdot 245}{\sqrt{3}} = \mathbf{149 kV}$$

$$U_{r1,min} = 1.25 \cdot U_{c,min} = 1,25 \cdot 149 = \mathbf{187 kV}$$

$$U_{r2,min} = 1.4 \cdot \frac{\left(\frac{U_s}{\sqrt{3}}\right)}{k_{tov,10s}} = 1,4 \cdot \left(\frac{245}{\sqrt{3}}\right) / 1.075 = \mathbf{185 kV}$$

Entonces, $U_r = U_{r1,min}$, redondeado al valor superior divisible para 3, por lo que $U_r = 189 kV$. En el SNT, a nivel de 230 kV se usan descargadores con un U_r menor a 198 kV, específicamente el descargador de 192 kV.

Para un $U_r = 198 kV$, se tiene:

$$U_c = \frac{U_r}{1.25} = \frac{198}{1.25} = \mathbf{158 kV}$$

Con el valor seleccionado, se puede buscar en datos de fabricantes para obtener los valores restantes de las características del descargador. Así, por ejemplo, de cierto fabricante se tienen las siguientes características:

Max. System Voltage	Rated Voltage	Max. continuous operating voltage 1)		TOV capability 2)		Max. residual voltage with current wave							
		as per IEC	as per ANSI/IEEE			30/60 μ s			8/20 μ s				
				U_C	MCOV	1 s	10 s	0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}	U_C kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	
245	180	144	144	208	198	346	357	371	402	423	466	521	
	192	154	154	222	211	369	381	396	429	452	497	555	
	198	156	160	229	217	381	393	408	443	466	512	573	
	210	156	170	243	231	404	417	433	469	494	543	608	
	216	156	175	250	237	415	428	445	483	508	559	625	
	219	156	177	254	240	421	434	451	489	515	567	634	
	222												
	228	156	180	264	250	438	452	470	510	536	590	660	

Figura 3.17 Características de los descargadores dados por un fabricante

De acuerdo con las características del fabricante, el descargador con U_r de 198 kV puede soportar hasta 217 kV_{rms}, que equivale hasta 1.5 pu durante 10 segundos sin que se produzca el daño del descargador que, en caso de ocurrir, lleva a la explosión del descargador por la incapacidad de liberar su energía interna.

3.4.3 SOBREVOLTAJES TEMPORARIOS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.

El modelo bajo estudio corresponde al de la Figura 3.4. El evento tiene que ver con el rechazo de carga debido a la desconexión de un solo lado de la línea Culebra-Shushufindi, mientras que el lado de la SE Culebra permanece conectado. Si bien este evento es de una probabilidad muy baja, sería el que mayor TOVs desarrolle. Como ya se señaló anteriormente, este tipo de evento ocurría cuando un rayo golpee a una torre y se produzca el flameo inverso de la cadena de aisladores (backflash) con la apertura de un solo lado, mientras que el otro lado se queda enganchado debido a una falla en el ajuste de protecciones o, incluso, a una falla en los mecanismos de apertura de los interruptores (conocido en inglés como stuck breaker).

Al quedar los dos circuitos conectados en vacío, la línea se comporta como dos bancos de capacitores que inyectarán potencia reactiva hacia la red que permanece. El caso más crítico es para la operación en isla ya que por un lado se pierde carga y, por el otro, la potencia reactiva de la red va a ser absorbida por las unidades de generación. En caso de que estas unidades de generación tengan restringida la absorción de potencia reactiva por límite de estabilidad de subexcitación (que puede ser un límite fijo o debido al control de límite de subexcitación UEL por sus siglas en inglés), altos valores de TOV se

producirán, llegando a estresar a los descargadores y, en general, al equipamiento de la subestación.

En la Figura 3.18 se observa los TOVs para cada fase, de acuerdo con lo señalado en el párrafo anterior. El máximo TOV en la SE Culebra llega a ser hasta de 1.3 pu. Aquí cabe señalar que se esperarían valores mayores de TOV si es que las unidades de generación no son modeladas con su regulador automático de voltaje, lo que conllevaría a sobredimensionar el máximo voltaje de operación continua (U_c) del descargador, provocando que se incremente el valor U_r y, consecuentemente un incremento del U_{resd} y disminución del margen de seguridad que ofrece el descargador ante sobrevoltajes de maniobra y tipo rayo. Este tipo de análisis está fuera del alcance de este trabajo.

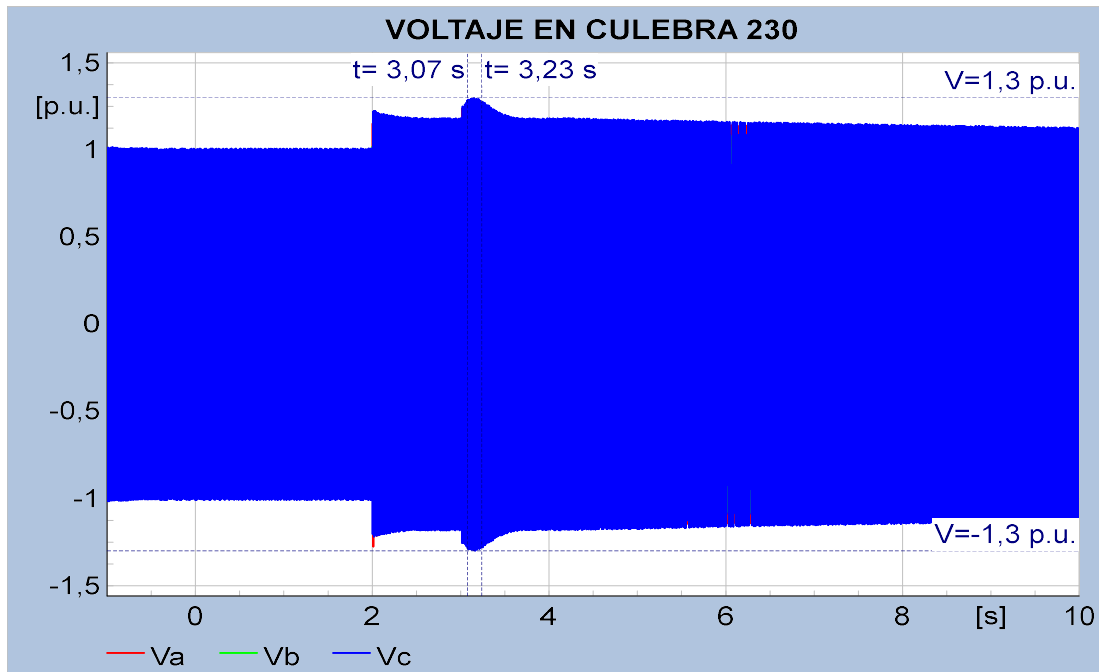


Figura 3.18. Límite para los sobre voltajes temporarios escogidos

Un descargador adecuadamente seleccionado no debe operar ante la presencia de sobrevoltajes temporarios ya que, en caso de descargar, la energía de descarga producida por corrientes a 60 Hz sería tan grandes que el descargador no podría disiparlas y explotaría. Para verificar que ante los TOV de la Figura 3.18 el descargador no opera, se grafica la corriente de descarga de uno de los descargadores conectados a un nivel de 230 kV de la SE Culebra, los resultados son presentados en la Figura 3.19 donde se ha usado un descargador seleccionado.

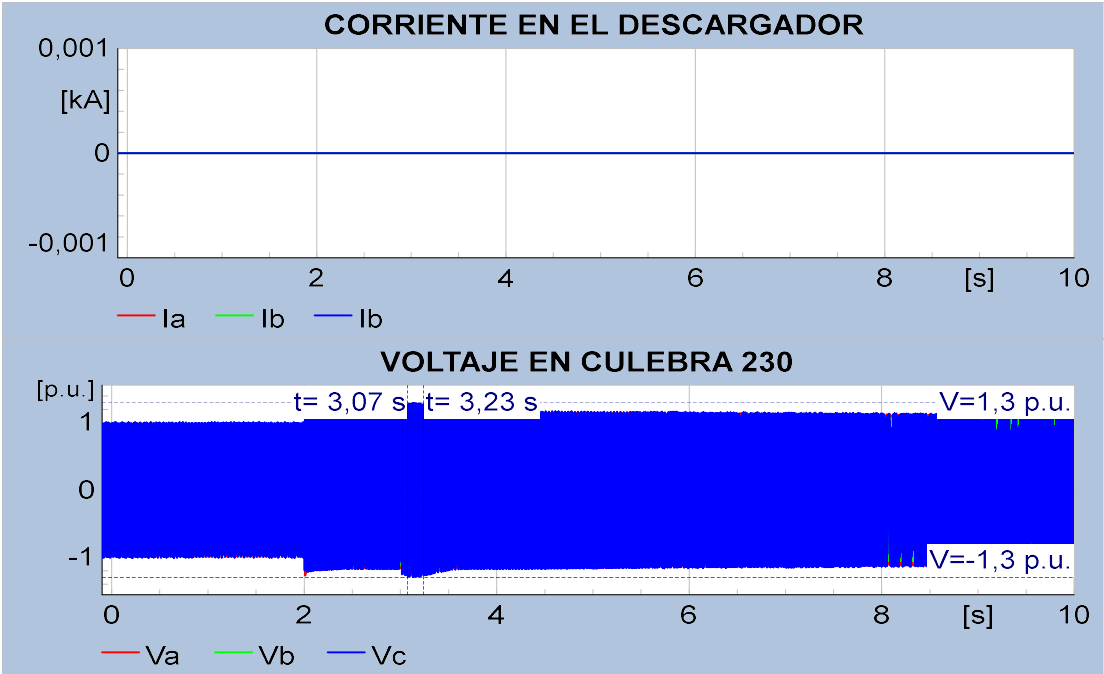


Figura 3.19. Corriente en el descargador seleccionado

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Basados en la revisión bibliográfica y en la experiencia en el diseño de subestaciones, se ha desarrollado una estructura básica de los estudios que deben ser señalados en el Manual de Diseño de Subestaciones. La estructura aquí señalada permite abarcar lo necesario para continuar con la ingeniería conceptual, básica y de detalle, siendo cada uno de los temas áreas de la ingeniería que implican análisis profundos y detallados.

Para el caso de aplicación del análisis de sobrevoltajes temporarios, resulta necesario que el modelo de la red primeramente esté bien acondicionado y, en la forma más estricta posible, validado con mediciones reales. El modelo debe contener los medios de control de voltaje de un sistema eléctrico de potencia con el objetivo de llegar a obtener valores reales de TOV de tal manera que no se llegue a sobredimensionar la capacidad de los equipos. Tanto a nivel de AV como de EAV, la metodología de análisis de TOVs es la misma, siendo el rechazo de carga el evento que provoca mayores TOVs.

Del análisis de cortocircuitos se puede estimar la robustez de un punto de la red eléctrica. Esto permitirá definir los casos de estudio para los cuales se obtendrán los sobrevoltajes más severos. Tanto para TOVs debido a falla monofásica como para rechazo de carga, el análisis debe ser realizado en el dominio del tiempo con resultados para cada fase. Debido a que el SNT a nivel de AV y EAV tiene conexión Y-tierra, los sobrevoltajes debido a fallas monofásicas serán menores que para el caso de rechazo de carga en partes radiales de baja potencia de cortocircuito.

En el caso específico del futuro sistema de transmisión Topo – Culebra, a 230 kV, en se realizó la búsqueda del mayor TOV, aun teniendo presente su muy baja probabilidad de ocurrencia: falla de los dos circuitos de las líneas Topo – Culebra, despeje de un solo lado permaneciendo conectadas a la subestación Culebra. El máximo TOV encontrado es de 1.3 pu. Por otro lado, de la selección del descargador a nivel de 230 kV basado en el U_c se determina que descargadores con U_r de 180 kV, 192 kV y 198 kV, cuya capacidad de TOV para 10 segundos es de hasta 1.53 pu, pueden ser seleccionados sin el riesgo de que el TOV destruya al descargador. Esto se llega a determinar debido a que se simulan los sistemas de control de voltaje en las unidades de generación. El no usar los medios de control provocará que los TOV obtenidos sean muy altos y lleven a un sobredimensionamiento de los equipos.

La carga petrolera exige que el sistema eléctrico sea robusto y confiable. Ante la indisponibilidad del Sistema Nacional Interconectado o debido a una incapacidad de abastecer el SEIP desde el sistema San Rafael – Jivino – Shushufindi, se requiere la necesidad de un nuevo punto de conexión. El sistema Topo – Culebra permite abastecer al sistema petrolero, incluso a través de la formación de una isla eléctrica con la generación de San Francisco y Agoyán. Ya sea para una conexión al SNT o para una operación en isla, desde un punto de vista de TOVs no se espera el desarrollo de altos valores de este tipo de sobrevoltajes en la SE Culebra que pongan en riesgo a los descargadores.

4.2 RECOMENDACIONES

Si bien la revisión bibliográfica, así como los criterios basados en la experiencia en el diseño de subestaciones han permitido establecer una buena estructura del manual de diseño, es necesario tener en cuenta que debido a que un sistema eléctrico de potencia es algo muy grande, lo señalado en este trabajo abarca aspectos generales. Por lo tanto, se recomienda que, con base a lo aquí expuesto, se desarrolle y mejore la estructura aquí presentada. Por ejemplo, se debe realizar un análisis profundo de normativa actual que permita establecer criterios y parámetros ajustados a la realidad de la red ecuatoriana.

Para la obtención de los TOV, en este trabajo se utilizó el regulador automático de voltaje de las unidades de generación. Sin embargo, otros medios que pueden estar formando parte de equipos como cambiadores de tomas bajo carga (OLTC), o disponibles en el mercado como FACTS no han sido tomados en cuenta por lo que, acompañados de una evaluación económica, pueden ser analizados para determinar su viabilidad.

En este trabajo de integración curricular para el análisis en el dominio del tiempo se utilizó el software PowerFactory debido a que sus últimas actualizaciones permiten desarrollar estudios en el dominio del tiempo del tipo EMT. Sin embargo, se observó que por un lado la simulación consume bastante tiempo y recursos computacionales, además, que al parecer ciertos modelos aún pueden llegar a producir errores. Por lo tanto, se recomienda que para simulaciones en el dominio del tiempo se usen programas del tipo EMTP.

En el caso específico del futuro sistema Topo – Culebra, a 230 kV, en el escenario más crítico para TOVs, se llegan a obtener sobrevoltajes de hasta 1.3 pu. Por lo tanto, los descargadores estándar que ha venido usando CELEC EP Transelectric a nivel de 230 kV, esto es con $U_r = 192$ kV, son válidos para este sistema, por lo que se ratifica que este descargador puede permanecer como estándar para 230 kV. Obviamente, esto es desde

el punto de vista de TOVs, tomando en cuenta que un descargador además del U_c se selecciona por el U_{res} .

Un nuevo punto de abastecimiento de la red petrolera puede darse desde un futuro sistema Topo – Culebra, a 230 kV, tal como se ha mostrado en este trabajo. Sin embargo, el modelo, si bien fue adecuadamente establecido para análisis de estado estable y posterior análisis dinámico, no se puede asegurar que en un caso real pueda llegar a formar una isla eléctrica. Para determinar su viabilidad, es necesario realizar nuevos estudios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Bastidas, «Políticas y procedimientos, Proceso: Diseño de Subestaciones,» 18 03 2016. [En línea]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/LOTAIP_NEW/2016/04-2016/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/Resources/Disenio%20de%20Subestaciones.pdf. [Último acceso: 08 05 2023].
- [2] CELEC EP. Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, Plan de Expansión de la Transmisión 2018-2027, 2018.
- [3] CIGRE, Substations and electrical installations, 2018.
- [4] C. F. Ramirez, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, 2da ed., Bogotá: Mejía Villegas S.A., 2003.
- [5] J. R. Martín, Diseño de Subestaciones Eléctricas, 2da ed., México: UNAM, 2000.
- [6] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Glosario de Definiciones y Acrónimos Contenidos en la Normativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» 07 octubre 2021. [En línea]. Available: http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/10/A_D_ARC_R7-1.pdf. [Último acceso: 17 abril 2023].
- [7] J. Trashorras, Subestaciones Eléctricas, 1ra ed., Madrid: Paraninfo S.A., 2015.
- [8] G. Enríquez, Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, 2da ed., México: Limusa S.A., 2005.
- [9] J. C. Romero, Diseño de Subestaciones Eléctricas, 1ra ed., Bogotá: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Gavito, 2014.
- [10] S. O. Frontin, Equipamentos de alta tensão. Prospecção e Hierarquização de inovações tecnológicas, Brasília: Goya Editora LTDA., 2013.
- [11] F. L. Alvarado, Electromagnetic Transients Program (EMTP) Volume 2: Workbook II, vol. II, Madison: Electric Power Research, 1989.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), «Submódulo 2.3. Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. Critérios,» Brasília, 2022.
- [13] N. Muñoz, F. Villada y D. R. Cadavid, «Análisis de los Flujos de Potencia de los Sistemas

- Eléctricos,» *Información Tecnológica*, vol. XXIII, nº 5, pp. 57-68, Mayo 2012.
- [14] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, 1ra ed., México: McGraw-Hill, 1996.
- [15] J. G. Sloopweg, H. Polinder y W. L. Kling, «Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. XVIII, nº 4, pp. 516-524, 2003.
- [16] DigSILENT GmbH, «PowerFactory 2022. Technical Reference. Synchronous Machine,» Gomaringen, 2022.
- [17] S. H. Wright, «Determination of Synchronous Machine Constants by Test,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. L, nº 4, pp. 1331-1350, Diciembre 1931.
- [18] Short-circuit Currents in Three-phase A.C. Systems - Part 2: Data of Electrical Equipment for Short-circuit Current Calculations, IEC 60909-2, 2008.
- [19] Insulation Co-ordination - Part 4: Computational Guide to Insulation Co-ordination and Modelling of Electrical Networks, IEC 60071-4, 2004.
- [20] J. C. Cepeda y P. X. Verdugo, «Automatic Voltage Regulator Model Validation Based on Mean-Variance Mapping Optimization and Field Tests,» *Energía*, nº 14, pp. 165-173, 2017.
- [21] DigSILENT GmbH, «PowerFactory 2022. Technical Reference. Two-Winding Transformer (3-Phase),» Gomaringen, 2022.
- [22] DigSILENT GmbH, «PowerFactory 2022. Technical Reference. Three-Winding Transformer,» Gomaringen, 2022.
- [23] L. M. Dután, «Modelización Transformadores para Estudios de Energización Usando ATP-EMTP,» *Memorias de la XIII Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, nº 46, pp. 1-9, 2010.
- [24] Short-circuit Currents in Three Phase A.C. Systems - Part 0: Calculation of Currents, IEC 60909-0, 2016.
- [25] A. Fonseca, «Reducción de Sistemas de Potencia Mallados para Estudios de Estado Estable,» *Memorias de las XXIII Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, pp. 1-10, 2010.
- [26] J. B. Ward, «Equivalent Circuits for Power-Flow Studies,» *AIEE Trans, Power App. Syst*, vol. LXVIII, pp. 373-382, febrero 1949.

[27] «Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, ARCERNNR 002/20,» 2023.

[28] Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia, ARCERNNR 004/20, 2023.

5 ANEXOS

En el presente Trabajo de Integración Curricular se presentan los siguientes anexos:

ANEXO I. Datos de los elementos modelados en PowerFactory.

ANEXO II. Resultados de los flujos de potencia cuando se está conectado al sistema para una demanda en el año 2023.

ANEXO III. Resultados de los flujos de potencia cuando se está conectado al sistema para una demanda en el año 2027.

ANEXO IV. Resultados de los flujos de potencia cuando opera en isla para una demanda en el año 2023.

ANEXO V. Resultados de los flujos de potencia cuando opera en isla para una demanda en el año 2027.

ANEXO VI. Formas de onda de los voltajes temporarios

ANEXO I

Tabla 5.1 Datos de las barras ingresadas en PowerFactory

Elemento	V [kV]	Elemento	V [kV]	Elemento	V [kV]
AGY U1 13.8	13,8	TOT 2 13.8	13,8	F Orellana 138	138
AGY U2 13.8	13,8	TPO 13.8	13,8	Loreto 138	138
AMB 13.8 1	13,8	Ambato 69	69	Shushufindi 138	138
AMB 13.8 2	13,8	Baños 69	69	Topo 138	138
Baños 13.8	13,8	F Orellana 69	69	Totoras 138	138
Culebra 13.8	13,8	Loreto 69	69	Culebra 230	230
FORE 13.8	13,8	Nueva Jivino 69	69	Nueva Jivino 230	230
JVN 13.8	13,8	Beq TOG	69	San Francisco 230	230
LORE 13.8	13,8	Beq TOL	69	San Rafael 230	230
SHF 13.8	13,8	Agoyán 138	138	Shushufindi 230	230
San Francisco U1 13.8	13,8	Ambato 138	138	Topo 230	230
San Francisco U2 13.8	13,8	Baños 138	138	Totoras 230	230
TOT 1 13.8	13,8	Culebra 138	138		

Tabla 5.2 Datos de las líneas ingresadas en PowerFactory

Elemento	Barra i	Barra j	Circ	I nominal [kA]	Longitud [km]	R1 [Ω]	X1 [Ω]
AGY BÑS 138	Agoyán 138	Baños 138	2	0,69	1,9	0,196	0,914
AMB TOT 138	Ambato 138	Totoras 138	1	0,62	7,0	0,572	3,321
BÑS TOT 138	Baños 138	Totoras 138	2	0,69	31,7	3,222	15,02
BÑS TPO 138	Baños 138	Topo 138	2	0,38	27,4	6,559	13,81
CLB LRT 138	Culebra 138	Loreto 138	1	0,38	55,0	11,03	28,06
CLB ORL 138	Culebra 138	F Orellana 138	2	0,38	30,0	6,014	15,30
CLB SSF 230	Culebra 230	Shushufindi 230	2	0,83	50,0	4,204	25,75
SFC TPO 230	San Francisco 230	Topo 230	2	0,83	11,6	0,975	5,973
SRF JVN 230	San Rafael 230	Nueva Jivino 230	2	0,83	82,2	6,914	42,34
SSF JVN 230	Shushufindi 230	Nueva Jivino 230	2	0,83	28,0	2,354	14,42
TPO CLB 230	Topo 230	Culebra 230	2	0,83	270	22,70	139,1
TPO TOT 230	Topo 230	Totoras 230	2	0,83	47,0	3,952	24,20

Tabla 5.3 Datos de los transformadores tridevanados ingresados en PowerFactory

Elemento	S (HS) [MVA]	S (MS) [MVA]	S (LS) [MVA]	V (HS) [kV]	V (MS) [kV]	V (LS) [kV]	X1 (H-M) [%]
AMT1	100	100	33	138	69	13,8	6,85
AMT2	75	75	25	138	69	13,8	11,64
BÑS	33,3	33	10	138	69	13,8	6,8
CLB	100	100	33	230	138	13,8	8,55
FORE	66,7	67	20	138	69	13,8	6,6
JVN	167	167	55	230	69	13,8	13,71
LORE	33	33	20	138	69	13,8	12,09
SSF	300	300	100	230	138	13,8	11,89
TPO	300	300	100	230	138	13,8	8,55
TOT1	100	100	33	230	138	13,8	8,55
TOT2	100	100	33	230	138	13,8	8,55
Elemento	X1 (M-L) [%]	X (L-H) [%]	Pérd. Cu (H- M) [kW]	Pérd. Cu (M-L) [kW]	Pérd. Cu (L-H) [kW]	Conexión	
AMT1	5,18	7,72	171,16	70,15	62,86	YN0yn0d1	
AMT2	15,35	10,98	175,09	75,72	88,06	YN0yn0d1	
BÑS	8,2	10,5	95,32	30,57	26,51	YN0yn0d1	
CLB	9,43	13,48	43,56	22,1	22,57	YN0yn0d1	
FORE	6,67	9,17	117,15	38,88	38,35	YN0yn0d1	
JVN	2,84	8,11	456,84	44,9	62,58	YN0yn0d1	
LORE	22,87	31,43	122,6	130,3	158,3	YN0yn0d1	
SSF	6,71	11,28	136,25	53,44	53,5	YN0yn0d1	
TPO	9,43	13,48	43,56	22,1	22,57	YN0yn0d1	
TOT1	9,43	13,48	43,56	22,1	22,57	YN0yn0d1	
TOT2	9,43	13,48	43,56	22,1	22,57	YN0yn0d1	

Tabla 5.4 Datos de los transformadores con dos devanados ingresados en PowerFactory

Elemento	Potencia aparente [MVA]	Voltaje en alta [kV]	Voltaje en baja [kV]	Reactancia [%]	Pérdidas en el cobre [kW]	Conexión
AGY U1	85	138	13,8	12,22	263,75	YNd0
AGY U2	85	138	13,8	12,22	263,75	YNd0
SFRA U1	127,5	230	13,8	12,49	80	YNd0
SFRA U2	127,5	230	13,8	12,49	80	YNd0

Tabla 5.5 Datos de los generadores sincrónico ingresados en PowerFactory

Elemento	S [MVA]	fp	V [kV]	X1 [pu]	X2 [pu]	X0 [pu]	Q mín. [MVar]	Q máx. [MVar]	R est. [pu]
AGY U1	85	0,94	13,8	0,2	0,2	0,16	-10	30	0,0022
AGY U2	85	0,94	13,8	0,2	0,2	0,16	-10	30	0,0022
SFRA U1	125,7	0,9	13,8	0,23	0,23	0,09	-20,1	40	0,0025
SFRA U2	125,7	0,9	13,8	0,23	0,23	0,09	-20,1	40	0,0025
Geq Totoras 69	3,9	0,9	69	0,2	0,2	0,25	-3,9	3,9	0
Elemento	Xd [pu]	Xq [pu]	Xd' [pu]	Xq' [pu]	Xd'' [pu]	Xq'' [pu]	Td' [s]	Td'' [pu]	Tq'' [pu]
AGY U1	0,937	0,57	0,241	0,3	0,19	0,24	1,82	0,038	0,044
AGY U2	0,937	0,57	0,241	0,3	0,19	0,24	1,82	0,038	0,032
SFRA U1	1,1	0,71	0,278	0,3	0,17	0,21	1,985	0,099	0,024
SFRA U2	1,1	0,71	0,278	0,3	0,17	0,21	1,985	0,099	0,024
Geq Totoras 69	2	2	0,382	0,3	0,143	0,2	1	0,05	0,05

Tabla 5.6 Datos de las cargas ingresadas en PowerFactory

Elemento	Barra de conexión	Potencia Aparente [MVA]	Factor de potencia
C Ambato1	Ambato 69	33,67	0,96
C Ambato2	Ambato 69	12,4	0,96
C Baños1	Baños 69	7,98	0,96
C Baños2	Baños 69	7,98	0,96
C Coca Loreto	Loreto 69	22,6	0,96
C Latacunga	Ambato 69	21,04	0,96
C Petroleros 138	Shushufindi 138	110	0,96
C SSAA U1	AGY U1 13.8	0,22	0,96
C SSAA U2	AGY U2 13.8	0,22	0,96
C Totoras 69	Beq TOT L	52,64	0,96
Culebra Auca	Culebra 230	90	0,96

ANEXO II

Resultados obtenidos de los flujos de potencia cuando se tiene conectado todo el sistema para una demanda en el año 2023. Se encierran en rectángulos de color rojo los valores máximos alcanzados en cada elemento del sistema, los rectángulos de color verde indican los valores mínimos

a) Resultados en barras

Tabla 5.7 Voltaje en [pu] en las barras, con conexión al sistema, año 2023

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoy an 138	Baños 138	Shushufindi 138	Topo 138
E1	1,013	1,014	1,006	1,023	1,007	1,036	1,004	1,038	1	1,018	1,039	1,039	0,996	1,036
E2	0,998	0,997	0,991	1,012	0,995	1,042	0,995	1,044	1	1,024	1,043	1,043	0,984	1,041
E3	1,018	1,021	1,011	1,026	1,012	1,032	1,008	1,034	1	1,015	1,037	1,036	1,001	1,033
E4	0,993	0,992	0,986	1,004	0,992	1,028	0,993	1,031	1	1,012	1,034	1,033	0,981	1,029
E5	0,969	0,964	0,963	0,989	0,972	1,055	0,978	1,055	1	1,033	1,05	1,05	0,961	1,051
E6	1,026	1,034	1,019	1,03	1,021	1,025	1,014	1,028	1	1,009	1,033	1,032	1,01	1,028
E7	0,963	0,962	0,958	0,978	0,97	1,023	0,976	1,026	1	1,007	1,031	1,029	0,959	1,024
E8	1,014	1,016	1,007	1,024	1,006	1,036	1,003	1,038	1	1,019	1,04	1,039	0,995	1,037
E9	1,016	1,018	1,009	1,026	1,005	1,037	1,003	1,039	1	1,019	1,04	1,039	0,995	1,037
E10	1,012	1,013	1,005	1,022	1,002	1,035	1,001	1,038	1	1,018	1,039	1,039	0,992	1,036
E11	1,018	1,029	1,01	1,027	1,001	1,039	1	1,041	1	1,023	1,043	1,042	0,99	1,039
E12	1,038	1,053	1,029	1,044	0,993	1,045	0,995	1,046	1	1,027	1,046	1,046	0,982	1,044
E13	1,017	1,028	1,009	1,026	0,992	1,039	0,994	1,041	1	1,022	1,042	1,042	0,981	1,039
E14	1,014	1,014	1,001	1,023	1,007	1,036	1,004	1,038	1	1,018	1,039	1,039	0,996	1,036
E15	1,014	1,014	1	1,024	1,007	1,036	1,004	1,038	1	1,018	1,039	1,039	0,997	1,036

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoy án 138	Baños 138	Shushufindi 138	Topo 138
E16	1,012	1,013	0,998	1,022	1,007	1,035	1,004	1,038	1	1,018	1,039	1,038	0,996	1,036
E17	1,025	1,017	0,905	1,033	1,008	1,037	1,003	1,039	1	1,019	1,04	1,039	0,997	1,037
E18	1,03	1,018	0,882	1,037	1,008	1,037	1,003	1,039	1	1,02	1,04	1,04	0,998	1,038
E19	1,025	1,016	0,881	1,033	1,007	1,036	1,002	1,038	1	1,019	1,04	1,039	0,996	1,037
E20	1,002	1,01	0,995	1,073	1,005	1,037	1,002	1,039	1	1,02	1,042	1,041	0,994	1,04
E21	1,006	1,011	0,999	1,049	1,006	1,037	1,003	1,039	1	1,019	1,041	1,04	0,995	1,038
E22	1,001	1,01	0,995	1,049	1,004	1,036	1,002	1,038	1	1,019	1,041	1,04	0,993	1,038
E23	0,984	1,015	0,979	0,998	1,008	1,035	1,004	1,037	1	1,018	1,039	1,038	0,997	1,035
E24	0,984	1,015	0,979	0,998	1,008	1,035	1,004	1,037	1	1,018	1,039	1,038	0,997	1,035
E25	0,984	1,015	0,979	0,998	1,008	1,035	1,004	1,037	1	1,018	1,039	1,038	0,997	1,035
E26	1,036	1,038	1,028	1,043	1,025	1,04	1,018	1,042	1	1,022	1,042	1,042	1,015	1,041
E27	1,035	1,036	1,028	1,042	1,033	1,04	1,024	1,042	1	1,022	1,042	1,041	1,036	1,04
E28	1,025	1,02	1,018	1,054	1,012	1,038	1,008	1,04	1	1,02	1,041	1,04	1,001	1,039
E29	1,01	1,01	1,003	1,02	1,003	1,031	1,001	1,033	1	1,016	1,037	1,036	0,992	1,032
E30	0,999	0,998	0,992	1,008	0,993	1,014	0,993	1,015	1	1,002	1,027	1,026	0,982	1,017
E31	1,012	1,012	1,006	1,023	1,005	1,034	1,002	1,036	1	1,016	1,033	1,033	0,994	1,035
E32	1,007	1,006	1	1,017	1	1,026	0,998	1,029	1	1,007	1,016	1,016	0,989	1,026

Tabla 5.8 Factor de potencia en las barras, con conexión al sistema, año 2023

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoyán 138	Baños 138	Shushufin di 138	Topo 138
E1	0,999	0,969	0,563	0,943	0,965	1	0,983	1	0,983	0,983	1	1	0,998	0,997
E2	0,991	0,972	0,586	0,948	0,989	1	0,997	0,999	0,992	0,982	1	1	0,998	1
E3	0,971	0,983	0,546	0,942	0,952	0,998	0,974	0,999	0,977	0,984	0,999	0,999	0,997	0,989
E4	0,998	0,97	0,593	0,952	0,993	0,996	0,999	0,996	0,997	0,985	0,997	0,997	0,998	1
E5	0,76	0,975	0,631	0,994	0,999	0,991	0,996	0,989	1	0,978	0,997	0,997	0,999	0,992
E6	0,619	0,833	0,513	0,946	0,929	0,993	0,958	0,994	0,965	0,986	0,996	0,996	0,997	0,974
E7	0,77	0,969	0,637	1	0,998	0,991	0,995	0,992	0,998	0,986	0,994	0,994	0,999	0,999
E8	0,993	0,965	0,489	0,943	0,968	1	0,985	1	0,985	0,983	1	1	0,998	0,996
E9	0,988	0,982	0,482	0,942	0,971	1	0,986	1	0,985	0,983	1	1	0,998	0,995
E10	0,995	0,966	0,49	0,944	0,977	1	0,99	1	0,989	0,983	1	1	0,998	0,997
E11	0,311	0,96	0,27	0,941	0,986	1	0,995	1	0,995	0,984	1	1	0,998	0,991
E12	0,245	0,996	0,217	0,932	1	0,999	1	0,998	0,998	0,983	0,999	0,999	0,998	0,976
E13	0,295	0,96	0,257	0,942	1	1	1	1	0,999	0,984	1	1	0,998	0,992
E14	1	0,97	0,619	0,943	0,964	1	0,983	1	0,983	0,983	1	1	0,998	0,997
E15	1	0,97	0,57	0,943	0,964	1	0,983	1	0,983	0,983	1	1	0,998	0,997
E16	0,996	0,967	0,575	0,944	0,966	1	0,984	1	0,984	0,983	1	1	0,998	0,998
E17	0,579	0,986	0	0,938	0,946	1	0,985	1	0,984	0,983	1	1	0,998	0,989
E18	0,468	0,992	-0,67	0,936	0,94	1	0,985	1	0,983	0,983	1	1	0,998	0,985
E19	0,576	0,986	-0,66	0,938	0,945	1	0,987	1	0,985	0,983	1	1	0,998	0,99
E20	0,738	0,941	0,618	0,852	0,971	1	0,988	1	0,986	0,984	1	1	0,998	0,91
E21	0,851	0,95	0,608	0,93	0,969	1	0,986	1	0,985	0,984	1	1	0,998	0,958
E22	0,739	0,941	0,619	0,93	0,972	1	0,988	1	0,987	0,984	1	1	0,998	0,958

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoyán 138	Baños 138	Shushufin di 138	Topo 138
E19	,0192	,063	,0236	2	,0646	,0666	,0659	2	,0657	,0657	,0666	2	,0665	2
E17	,0192	,063	,0236	2	,0646	,0666	,0659	2	,0657	,0657	,0666	2	,0665	2
E14	,0192	,063	,0236	2	,0646	,0666	,0659	2	,0659	,0657	,0666	2	,0665	2
E13	,0663	,0749	,07	,0699	,0666	2	,0627	2	,063	,0651	2	2	,0668	,0652
E18	,0663	,0635	,0485	,0697	,0893	2	,071	2	,045	,0651	2	2	,	,0659
E15	,0899	,0888	,0315	,0643	,0642	2	,0687	2	,082	,0659	2	2	,0668	,0669
E16	,0666	,0675	,0719	,0677	,0881	,0698	,0658	,0665	,0663	,0654	,0666	,0666	,0665	,0668
E9,	,0668	,0681	,0138	,064	,0659	,0666	,0669	,0475	2	,0656	,0656	,066	,0665	,0678
E92	,0666	,0687	,0732	,0679	,0636	,0666	,0654	,0666	,0667	,0658	,0663	,0666	,0665	,0669
E91	,0668	,0645	,042	,0673	,0688	,0689	,0656	,0664	,0666	,0653	,0163	2	,0665	2

b) Resultados en líneas

Tabla 5.9 Cargabilidad [%] de las líneas, con conexión al sistema, año 2023

Eventos	CLBLRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E1	13,26	10,11	12,02	10,41	30,73	30,95	27,87	25,63	43,5	33,19	10,56
E2	13,49	9,625	11,89	13,91	30,55	31,61	28,57	26,73	43,32	33,18	10,76
E3	9,878	10,22	14,12	11,18	30,88	32,76	29,66	26,69	43,63	33,53	9,996
E4	12,21	9,401	11,79	12,88	31,09	31,64	28,61	26,66	43,83	33,56	10,44
E5	16	8,672	15,23	15,07	30,53	35,16	32,02	29,61	43,16	33,4	11,61
E6	4,645	10,37	18,77	14,77	31,24	37,04	33,92	29,55	43,92	34,35	9,169
E7	12,01	8,377	15,52	0	31,4	35,46	32,26	29,5	44,13	34,2	10,31
E8	12,79	10,08	20,83	10,51	30,71	30,3	26,99	25,17	43,48	32,99	10,92
E9	12,63	10,26	21,89	10,35	30,69	30,24	26,93	25,16	43,46	32,98	10,95
E10	12,97	10,06	21,12	10,71	30,73	30,07	26,77	25,15	43,5	33	10,9
E11	8,761	13,85	2,544	14,42	30,61	23,27	17,24	20,18	43,35	30,84	14,94
E12	7,002	15,63	2,677	15,71	30,52	22,84	16,91	20,29	43,23	30,75	15,48
E13	8,872	14,13	0	14,4	30,62	22,83	16,93	20,15	43,36	30,83	14,95
E14	13,25	17,69	12,01	10,4	30,73	30,96	27,84	25,63	43,5	33,19	10,55
E15	13,23	19,25	12,03	10,4	30,73	30,96	27,85	25,63	43,5	33,19	10,55
E16	13,41	19,02	11,93	10,46	30,74	30,91	27,8	25,63	43,51	33,19	10,54
E17	13,38	1,937	11,85	10,21	30,69	31,22	27,06	25,76	43,46	33,31	10,38
E18	13,07	2,205	12,16	10,15	30,68	31,25	27,22	25,76	43,45	33,32	10,4
E19	13,42	0	11,9	10,27	30,7	31,16	27,1	25,76	43,47	33,31	10,37
E20	4,217	9,543	11,47	10,71	30,67	30,48	27,5	25,37	43,39	32,85	11,64
E21	3,951	9,773	11,6	10,5	30,7	30,54	27,56	25,42	43,43	32,84	11,42

Event os	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E55		4954	2291	2, 98	1, 92	1, 90	5696	5795	8198	1597	2294
E51	2295	698	2, 97	49, 1	1, 97	1, 91	5091	5797	8191	1596	2290
E58	2294	6977	2, 97	49, 7	1, 97	1, 91	5091	5797	8191	1596	2290
E57	2294	6977	2, 97	49, 1	1, 97	1, 91	5091	5797	8191	1596	2290
E50	2891	2294	4927	3927	1, 94	5590	2494	53	8190	189 3	4927
E56	2828	2, 94	2196	3903	1, 94	5, 95	2694	569	8196	1196	4928
E53	5593	229 0	2, 91	2, 9 8	1, 90	5396	5092	5095	8191	1192	4936
E54	5, 9 7	4946	2398	4986	279	139	179 1	2498	8198	1290	2190
E1,	569	490	5798	2297	, 905	8091	8591	2597	889	5498	2390
E12	2494	4941	2095	4916	1, 9	1098	1593	5893	5293	5195	2293
E15	5791	4913	5297	49, 7	1292	8293	1692	589	, 9 44	2193	1895

Tabla 5.10 Corriente [kA] en las líneas, con conexión al sistema, año 2023

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E1	0,05	0,038	0,099	0,067	0,254	0,248	0,23	0,212	0,3	0,229	0,04
E2	0,051	0,036	0,098	0,075	0,252	0,258	0,236	0,221	0,299	0,229	0,041
E3	0,037	0,039	0,117	0,092	0,255	0,262	0,245	0,22	0,301	0,231	0,038
E4	0,046	0,035	0,097	0,079	0,256	0,259	0,236	0,22	0,302	0,231	0,038
E5	0,06	0,033	0,123	0,124	0,252	0,29	0,264	0,245	0,298	0,23	0,044
E6	0,018	0,039	0,155	0	0,257	0,296	0,28	0,244	0,303	0,236	0,033
E7	0,045	0,032	0,125	0	0,259	0,293	0,266	0,244	0,305	0,235	0,036
E8	0,048	0,038	0,172	0,071	0,254	0,243	0,223	0,208	0,3	0,227	0,041
E9	0,048	0,039	0,181	0,073	0,253	0,243	0,222	0,208	0,3	0,227	0,041
E10	0,049	0,038	0,174	0,07	0,254	0,243	0,221	0,208	0,3	0,227	0,041
E11	0,033	0,052	0,021	0,119	0,253	0,187	0,142	0,167	0,299	0,213	0,056
E12	0,026	0,059	0	0,13	0,252	0,186	0,14	0,168	0,298	0,212	0,058
E13	0,033	0,053	0	0,119	0,253	0,187	0,14	0,166	0,299	0,213	0,056
E14	0,05	0,067	0,099	0,067	0,254	0,248	0,23	0,212	0,3	0,229	0,04
E15	0,05	0,073	0,099	0,067	0,254	0,249	0,23	0,212	0,3	0,229	0,04
E16	0,051	0,072	0,099	0,067	0,254	0,248	0,23	0,212	0,3	0,229	0,04
E17	0,05	0,007	0,098	0,069	0,253	0,251	0,223	0,213	0,3	0,23	0,039
E18	0,049	0	0,1	0,069	0,253	0,251	0,225	0,213	0,3	0,23	0,039
E19	0,051	0	0,098	0,068	0,254	0,251	0,224	0,213	0,3	0,23	0,039
E20	0	0,036	0,095	0,06	0,253	0,245	0,227	0,21	0,299	0,226	0,044
E21	0,015	0,037	0,096	0,061	0,253	0,246	0,228	0,21	0,3	0,226	0,043
E22	0	0,036	0,094	0,06	0,254	0,245	0,227	0,21	0,3	0,226	0,043
E23	0,044	0,03	0,09	0,062	0,254	0,247	0,219	0,211	0,3	0,225	0,043

Event os	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E24	0,044	0,03	0,09	0,062	0,254	0,247	0,219	0,211	0,3	0,225	0,043
E25	0,044	0,03	0,09	0,062	0,254	0,247	0,219	0,211	0,3	0,225	0,043
E26	0,054	0,043	0,075	0,068	0,253	0,168	0,162	0,231	0,299	0,235	0,035
E27	0,053	0,04	0,11	0,068	0,253	0,149	0,147	0,229	0,299	0,234	0,035
E28	0,084	0,042	0,089	0,07	0,253	0,229	0,216	0,217	0,3	0,233	0,036
E29	0,076	0,037	0,155	0,038	0,128	0,312	0,289	0,158	0,301	0,216	0,053
E30	0,103	0,036	0,213	0,064	0	0,379	0,35	0,106	0,307	0,205	0,069
E31	0,073	0,038	0,137	0,043	0,254	0,292	0,271	0,206	0,151	0,162	0,044
E32	0,097	0,037	0,176	0,041	0,257	0,338	0,312	0,202	0	0,096	0,129

c) Resultados en transformadores y generadores

Tabla 5.11 Cargabilidad [%] de los transformadores y generadores, con conexión al sistema en año 2023

TRANSFORMADORES						GENERADORES				
Eventos	CLB	TPO	BÑS	LORE	SSF	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E1	15,82	1,527	48,72	72,02	36,44	E1	88,98	88,98	84,15	84,15
E2	12,65	3,014	48,53	72,87	36,87	E2	88,61	88,61	83,69	83,69
E3	13,66	3,03	48,82	71,79	36,26	E3	89,24	89,24	84,51	84,51
E4	12,82	3,081	48,97	73,44	36,99	E4	89,65	89,65	85,02	85,02
E5	6,553	7,421	48,19	74,66	37,74	E5	88,26	88,26	83,62	83,62
E6	11,31	6,661	49,03	71,49	35,97	E6	89,83	89,83	85,41	85,41
E7	5,709	5,978	49,16	75,57	37,82	E7	90,27	90,27	85,82	85,82
E8	14,12	1,456	48,7	71,94	36,47	E8	88,93	88,93	84,1	84,1
E9	14,24	1,439	48,68	71,81	36,5	E9	88,89	88,89	84,05	84,05
E10	14,05	1,478	48,72	72,11	36,61	E10	88,98	88,98	84,15	84,15
E11	13,8	0,805	48,56	71,71	36,66	E11	88,67	88,67	83,86	83,86
E12	18,11	0,888	48,38	70,43	36,95	E12	88,41	88,41	83,6	83,6
E13	14,18	0,816	48,57	71,8	36,99	E13	88,68	88,68	83,87	83,87
E14	15,44	1,516	48,72	71,98	36,43	E14	88,97	88,97	84,14	84,14
E15	15,47	1,516	48,72	71,96	36,43	E15	88,97	88,97	84,14	84,14
E16	15,45	1,521	48,72	72,1	36,46	E16	88,99	88,99	84,16	84,16
E17	12,02	1,281	48,68	71,24	36,41	E17	88,9	88,9	84,06	84,06
E18	15,1	1,295	48,67	70,98	36,39	E18	88,87	88,87	84,03	84,03
E19	12,06	1,289	48,69	71,29	36,44	E19	88,91	88,91	84,07	84,07
E20	14,41	4,327	48,6	68,42	36,53	E20	88,74	88,74	84,01	84,01
E21	12,58	3,636	48,65	70,08	36,49	E21	88,83	88,83	84,06	84,06
E22	14,39	3,671	48,66	70,11	36,54	E22	88,85	88,85	84,1	84,1
E23	0	3,652	48,74	73,96	36,42	E23	89,03	89,03	84,19	84,19
E24	0,05	3,65	48,74	73,95	36,42	E24	89,03	89,03	84,19	84,19
E25	0	3,65	48,74	73,95	36,42	E25	89,03	89,03	84,19	84,19
E26	21,46	1,529	48,58	70,54	35,81	E26	88,69	88,69	83,79	83,79
E27	19,19	1,471	48,58	70,62	13,58	E27	88,7	88,7	83,81	83,81
E28	6,413	1,023	48,65	0,228	36,27	E28	88,83	88,83	83,98	83,98
E29	19,91	2,973	48,83	72,21	36,58	E29	89,26	89,26	0	84,74
E30	24,42	7,935	49,35	73,17	36,94	E30	91,01	91,01	0	0
E31	19,76	12,74	49,01	72,02	36,51	E31	0	89,84	84,31	84,31
E32	24,12	24,22	49,84	72,49	36,69	E32	0	0	85,33	85,33

Tabla 5.12 Potencia activa [MW] en los generadores, con conexión al sistema, año 2023

POTENCIA ACTIVA					POTENCIA REACTIVA				
Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E1	75	75	105	105	E1	10	10	13	13
E2	75	75	105	105	E2	7	7	6	6
E3	75	75	105	105	E3	11	11	16	16
E4	75	75	105	105	E4	13	13	20	20
E5	75	75	105	105	E5	2	2	-5	-5
E6	75	75	105	105	E6	14	14	22	22
E7	75	75	105	105	E7	16	16	25	25
E8	75	75	105	105	E8	9	9	12	12
E9	75	75	105	105	E9	9	9	12	12
E10	75	75	105	105	E10	10	10	13	13
E11	75	75	105	105	E11	7	7	9	9
E12	75	75	105	105	E12	5	5	4	4
E13	75	75	105	105	E13	8	8	9	9
E14	75	75	105	105	E14	10	10	13	13
E15	75	75	105	105	E15	10	10	13	13
E16	75	75	105	105	E16	10	10	13	13
E17	75	75	105	105	E17	9	9	12	12
E18	75	75	105	105	E18	9	9	11	11
E19	75	75	105	105	E19	9	9	12	12
E20	75	75	105	105	E20	8	8	11	11
E21	75	75	105	105	E21	9	9	12	12
E22	75	75	105	105	E22	9	9	12	12
E23	75	75	105	105	E23	10	10	13	13
E24	75	75	105	105	E24	10	10	13	13
E25	75	75	105	105	E25	10	10	13	13
E26	75	75	105	105	E26	8	8	8	8
E27	75	75	105	105	E27	8	8	9	9
E28	75	75	105	105	E28	9	9	11	11
E29	75	75	0	105	E29	11	11	0	18
E30	75	75	0	0	E30	19	19	0	0
E31	0	75	105	105	E31	0	14	14	14
E32	0	0	105	105	E32	0	0	22	22

ANEXO III

Resultados obtenidos de los flujos de potencia cuando se tiene conectado todo el sistema para una demanda en el año 2027. Se encierran en rectángulos de color rojo los valores máximos alcanzados en cada elemento del sistema, los rectángulos de color verde indican los valores mínimos

a) Resultados en barras

Tabla 5.13 Voltaje en [pu] en las barras, con conexión al sistema, año 2027

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufindi 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoyán 138	Baños 138	Shushufindi 138	Topo 138
E1	0,976	0,98	0,97	0,976	0,976	1,027	0,98	1,03	1	1,012	1,034	1,033	0,956	1,028
E2	0,955	0,956	0,949	0,96	0,959	1,036	0,967	1,038	1	1,018	1,038	1,038	0,939	1,034
E3	0,975	0,98	0,969	0,975	0,976	1,025	0,979	1,029	1	1,01	1,032	1,031	0,956	1,026
E4	0,949	0,951	0,944	0,952	0,955	1,021	0,964	1,025	1	1,006	1,029	1,028	0,935	1,022
E5	0,911	0,91	0,907	0,924	0,924	1,052	0,941	1,052	1	1,031	1,047	1,047	0,903	1,046
E6	0,971	0,98	0,965	0,968	0,974	1,022	0,977	1,026	1	1,006	1,03	1,029	0,954	1,024
E7	0,905	0,906	0,901	0,912	0,922	1,02	0,939	1,023	1	1,004	1,028	1,026	0,901	1,02
E8	0,975	0,98	0,969	0,976	0,975	1,027	0,979	1,03	1	1,012	1,034	1,033	0,955	1,028
E9	0,977	0,982	0,971	0,977	0,974	1,028	0,978	1,031	1	1,012	1,034	1,033	0,954	1,028
E10	0,972	0,977	0,966	0,973	0,971	1,027	0,976	1,03	1	1,011	1,033	1,032	0,951	1,027
E11	0,952	0,967	0,946	0,954	0,976	1,023	0,981	1,026	1	1,009	1,032	1,03	0,957	1,023
E12	0,973	0,991	0,965	0,972	0,968	1,029	0,975	1,031	1	1,013	1,035	1,034	0,949	1,028
E13	0,95	0,966	0,944	0,952	0,967	1,023	0,974	1,026	1	1,008	1,031	1,03	0,947	1,023
E14	0,977	0,98	0,966	0,977	0,976	1,027	0,98	1,03	1	1,012	1,034	1,033	0,956	1,028
E15	0,977	0,98	0,965	0,977	0,976	1,027	0,98	1,03	1	1,012	1,034	1,033	0,956	1,028
E16	0,975	0,979	0,963	0,975	0,975	1,027	0,979	1,03	1	1,011	1,033	1,032	0,956	1,027
E17	0,988	0,983	0,882	0,986	0,976	1,028	0,979	1,031	1	1,012	1,034	1,033	0,957	1,029

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoyán 138	Baños 138	Shushufin di 138	Topo 138
E18	0,992	0,984	0,86	0,99	0,977	1,029	0,979	1,031	1	1,013	1,035	1,034	0,958	1,029
E19	0,987	0,982	0,859	0,986	0,975	1,028	0,978	1,031	1	1,012	1,034	1,033	0,956	1,029
E20	0,97	0,978	0,965	0,976	0,975	1,027	0,979	1,03	1	1,012	1,034	1,033	0,955	1,028
E21	0,974	0,98	0,968	0,95	0,976	1,027	0,98	1,03	1	1,011	1,033	1,032	0,956	1,027
E22	0,97	0,978	0,964	0,949	0,974	1,026	0,979	1,029	1	1,011	1,033	1,032	0,955	1,026
E23	0,925	0,982	0,921	0,931	0,977	1,026	0,98	1,029	1	1,011	1,032	1,031	0,957	1,025
E24	0,925	0,982	0,922	0,931	0,977	1,026	0,98	1,029	1	1,011	1,032	1,031	0,957	1,025
E25	0,925	0,982	0,922	0,931	0,977	1,026	0,98	1,029	1	1,011	1,032	1,031	0,957	1,025
E26	1,015	1,021	1,008	1,012	1,007	1,036	1,004	1,038	1	1,018	1,039	1,038	0,989	1,036
E27	1,015	1,02	1,008	1,011	1,021	1,036	1,015	1,038	1	1,018	1,039	1,038	1,024	1,036
E28	0,998	0,992	0,991	1,031	0,985	1,031	0,987	1,034	1	1,015	1,037	1,036	0,966	1,032
E29	0,97	0,973	0,964	0,971	0,969	1,019	0,974	1,021	1	1,005	1,029	1,028	0,949	1,02
E30	0,953	0,955	0,947	0,951	0,954	0,994	0,961	0,994	1	0,984	1,013	1,011	0,934	0,998
E31	0,974	0,976	0,968	0,975	0,972	1,024	0,976	1,027	1	1,007	1,025	1,024	0,953	1,025
E32	0,966	0,968	0,96	0,965	0,964	1,012	0,97	1,017	1	0,994	1,001	1,001	0,945	1,011

Tabla 5.14 Factor de potencia en las barras, con conexión al sistema, año 2027

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoyán 138	Baños 138	Shushufin di 138	Topo 138
E1	0,976	0,961	0,452	1	0,998	0,995	1	0,996	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,992
E2	0,995	0,964	0,479	1	0,999	1	0,996	1	0,995	0,983	0,999	0,999	0,997	0,98
E3	0,925	1	0,439	1	0,998	0,994	1	0,994	1	0,985	0,996	0,996	0,998	0,997
E4	0,987	0,963	0,484	0,999	0,998	0,989	0,995	0,99	0,992	0,986	0,993	0,993	0,997	0,984
E5	0,698	0,965	0,536	0,981	0,982	0,994	0,976	0,993	0,977	0,979	0,999	0,999	0,996	0,96
E6	0,521	0,961	0,408	0,996	0,996	0,99	1	0,991	0,999	0,986	0,994	0,994	0,998	1
E7	0,708	0,96	0,537	0,991	0,98	0,987	0,973	0,988	0,965	0,986	0,99	0,991	0,996	0,972
E8	0,949	0,958	0,315	1	0,999	0,995	1	0,996	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,993
E9	0,94	0,971	0,311	1	0,999	0,996	1	0,996	0,999	0,985	0,997	0,997	0,997	0,994
E10	0,952	0,959	0,316	1	1	0,995	1	0,995	0,998	0,985	0,996	0,996	0,997	0,992
E11	0,68	0,96	0,628	0,999	0,999	0,991	0,997	0,992	0,995	0,988	0,995	0,995	0,998	0,992
E12	0,605	0,986	0,559	1	0,99	0,996	0,991	0,997	0,992	0,987	0,998	0,998	0,997	0,998
E13	0,665	0,96	0,615	0,999	0,989	0,991	0,99	0,992	0,99	0,988	0,995	0,995	0,997	0,992
E14	0,981	0,962	0,508	1	0,998	0,995	1	0,996	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,993
E15	0,983	0,963	0,46	1	0,998	0,995	1	0,996	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,993
E16	0,965	0,96	0,464	1	0,998	0,995	1	0,996	0,999	0,985	0,996	0,997	0,998	0,991
E17	0,907	0,974	0	1	0,996	0,996	1	0,997	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,997
E18	0,801	0,979	-0,68	1	0,995	0,996	1	0,997	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,998
E19	0,905	0,974	-0,68	1	0,996	0,996	1	0,996	0,999	0,985	0,997	0,997	0,998	0,996
E20	0,665	0,947	0,536	0,995	0,999	0,995	1	0,996	0,999	0,986	0,997	0,997	0,998	1
E21	0,801	0,953	0,526	0,999	0,998	0,995	1	0,995	0,999	0,986	0,996	0,996	0,998	0,992
E22	0,666	0,947	0,536	0,999	0,999	0,994	1	0,995	0,999	0,986	0,996	0,996	0,998	0,991

Eventos	Culebra 138	Culebra 230	F Orellana 138	Loreto 138	Shushufin di 230	Topo 230	Nueva Jivino 230	San Francisco 230	San Rafael 230	Totoras 230	Agoyán 138	Baños 138	Shushufin di 138	Topo 138
E23	0,29	0,96	0,198	0,998	0,997	0,994	1	0,995	0,999	0,985	0,996	0,996	0,998	0,973
E24	0,289	0,96	0,197	0,998	0,997	0,994	1	0,995	0,999	0,985	0,996	0,996	0,998	0,973
E25	0,289	0,96	0,197	0,998	0,997	0,994	1	0,995	0,999	0,985	0,996	0,996	0,998	0,973
E26	0,976	0,472	0,606	0,999	0,993	1	0,984	1	0,98	0,983	0,999	1	0,999	1
E27	0,971	0,961	0,487	0,999	0,895	1	0,945	1	0,951	0,983	0,999	0,999	-1	1
E28	0,558	0,96	0,581	0,997	0,995	0,998	0,999	0,998	1	0,984	0,998	0,999	0,998	0,99
E29	0,993	0,965	0,277	1	0,998	0,976	1	0,985	0,996	0,987	0,992	0,992	0,997	0,953
E30	0,997	0,986	0,081	0,999	1	0,9	1	0,548	0,984	0,992	0,964	0,965	0,997	0,849
E31	0,994	0,965	0,325	1	0,998	0,992	1	0,993	0,998	0,987	0,986	0,997	0,997	0,997
E32	0,997	0,978	0,187	1	0,999	0,964	1	0,978	0,992	0,985	0,296	1	0,997	0,998

b) Resultados en líneas

Tabla 5.15 Cargabilidad [%] de las líneas, con conexión al sistema, año 2027

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E1	14,14	8,742	16,51	13,65	31,12	44,67	41,24	23,06	43,88	32,38	12,38
E2	11,41	8,029	17,48	18,45	30,72	47,19	43,54	24,54	43,56	32,35	11,73
E3	9,764	8,682	18,52	15,38	31,22	46,64	43,19	24,51	43,97	32,75	11,96
E4	10,71	7,784	17,58	17,48	31,49	47,55	43,87	24,44	44,23	32,76	12,8
E5	10,69	6,577	23,75	15,03	30,5	54,55	50,74	28,43	43,21	32,62	11,77
E6	4,488	8,444	23,46	14	31,42	51,69	48,14	28,38	44,16	33,63	10,9
E7	6,466	6,257	24,14	0	31,61	55,03	51,16	28,28	44,41	33,44	12,35
E8	13,36	8,715	29,54	14,03	31,11	43,81	40,01	22,35	43,87	32,1	12,87
E9	13,28	8,903	30,17	13,88	31,08	43,83	40,01	22,35	43,85	32,08	12,82
E10	13,41	8,69	29,76	14,23	31,15	43,94	40,07	22,33	43,91	32,1	12,96
E11	5,146	17,3	2,482	20,71	31,38	33,74	25,72	14,94	44,05	28,94	18,93
E12	4,235	18,49	2,521	19,63	31,05	34,05	26,18	15,19	43,76	28,85	18,49
E13	5,155	17,45	0	20,8	31,4	34,19	26,22	14,9	44,07	28,93	18,99
E14	14,15	15	16,51	13,64	31,11	44,68	41,21	23,06	43,88	32,39	12,37
E15	14,14	16,64	16,52	13,63	31,11	44,68	41,21	23,06	43,88	32,39	12,36
E16	14,21	16,4	16,46	13,69	31,13	44,7	41,22	23,06	43,89	32,39	12,41
E17	14,77	1,888	16,18	13,46	31,06	44,93	40,4	23,15	43,83	32,47	12,06
E18	14,68	2,123	16,37	13,4	31,04	44,95	40,44	23,15	43,81	32,48	11,99
E19	14,78	0	16,21	13,52	31,07	45	40,44	23,14	43,84	32,47	12,09

Event os	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E20	3,834	8,477	16,04	13,32	31,11	44,14	40,85	22,75	43,84	31,65	13,55
E21	3,828	8,709	16,14	13,11	31,16	44,12	40,87	22,79	43,92	31,62	13,85
E22	0	8,46	16,04	13,24	31,18	44,17	40,88	22,78	43,94	31,63	13,89
E23	8,028	5,91	15,22	12,85	31,18	44,47	39,6	22,99	43,98	31,75	13,82
E24	8,011	5,924	15,22	12,86	31,18	44,47	39,6	22,99	43,98	31,76	13,81
E25	8,011	5,924	15,22	12,85	31,18	44,47	39,6	22,99	43,98	31,76	13,81
E26	17,91	10,44	9,66	9,16	30,72	28,81	25,9	26,74	43,53	33,74	9,312
E27	17,64	9,349	19,13	9,423	30,72	25,05	21,74	26,29	43,53	33,58	9,61
E28	25,23	10,21	14,15	12,94	30,91	40,84	37,95	24,14	43,67	33,34	10,1
E29	22,16	8,725	23,71	11,99	15,93	52,7	48,78	16,51	44,28	30,62	16,57
E30	30,52	8,633	31,29	12,72	0,551	61,64	57,08	9,948	46,27	29,42	23,51
E31	21,19	8,782	21,45	12,32	31,32	50,11	46,35	22,38	22,28	22,6	11,1
E32	28,42	8,768	26,55	11,94	32,17	56,03	51,84	22,18	0,098	13,16	33,12

Tabla 5.16 Corriente [kA] en las líneas, con conexión al sistema, año 2027

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E1	0,053	0,033	0,136	0,071	0,257	0,369	0,341	0,19	0,303	0,223	0,046
E2	0,043	0,03	0,144	0,098	0,254	0,39	0,359	0,203	0,301	0,223	0,044
E3	0,037	0,033	0,153	0,101	0,257	0,385	0,357	0,202	0,303	0,225	0,044
E4	0,04	0,029	0,145	0,097	0,259	0,393	0,362	0,202	0,305	0,225	0,046
E5	0,04	0,025	0,192	0,124	0,252	0,451	0,417	0,235	0,298	0,225	0,044
E6	0,005	0,032	0,194	0	0,259	0,427	0,398	0,234	0,305	0,231	0,039
E7	0,024	0,024	0,195	0	0,26	0,455	0,42	0,234	0,306	0,23	0,043
E8	0,05	0,033	0,244	0,078	0,257	0,362	0,33	0,185	0,303	0,221	0,047
E9	0,05	0,034	0,249	0,078	0,256	0,362	0,33	0,185	0,303	0,221	0,047
E10	0,051	0,033	0,246	0,077	0,257	0,363	0,331	0,184	0,303	0,221	0,048
E11	0,019	0,065	0,02	0,151	0,259	0,279	0,212	0,123	0,304	0,199	0,07
E12	0,016	0,07	0	0,155	0,256	0,281	0,215	0,125	0,302	0,199	0,07
E13	0,019	0,066	0	0,152	0,259	0,282	0,215	0,123	0,304	0,199	0,071
E14	0,053	0,057	0,136	0,071	0,257	0,369	0,34	0,191	0,303	0,223	0,046
E15	0,053	0,063	0,136	0,071	0,257	0,369	0,34	0,19	0,303	0,223	0,046
E16	0,054	0,062	0,136	0,071	0,257	0,369	0,34	0,19	0,303	0,223	0,046
E17	0,056	0,007	0,134	0,072	0,256	0,371	0,334	0,191	0,302	0,224	0,045
E18	0,055	0	0,135	0,072	0,256	0,371	0,334	0,191	0,302	0,224	0,044
E19	0,056	0	0,134	0,072	0,256	0,372	0,334	0,191	0,302	0,224	0,045
E20	0	0,032	0,133	0,062	0,257	0,365	0,337	0,188	0,303	0,218	0,05
E21	0,014	0,033	0,133	0,062	0,257	0,364	0,338	0,188	0,303	0,218	0,051
E22	0	0,032	0,132	0,062	0,257	0,365	0,338	0,188	0,303	0,218	0,051
E23	0,03	0,022	0,126	0,064	0,257	0,367	0,327	0,19	0,303	0,219	0,051

Event os	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SRF JVN 230	SSF JVN 230	TPO TOT 230	AGY BNS 138	BNS TOT 138	BNS TPO 138
E16	4047	40411	40215	40456	40183	4053	4013	402,	4047	4012,	40482
E18	4047	40411	40215	40456	40183	4053	4013	402,	4047	4012,	40482
E15	40459	4047,	4049	40452	40186	40172	40126	40112	407	40177	40478
E13	40455	40478	40289	40457	40186	402, 6	4029	40123	407	40172	40475
E19	404, 8	40479	40223	40436	40188	4075	4027	402, ,	4042	4017	40479
E1,	40496	40477	402, 5	40417	40272	40678	4047	40275	4045	40122	40452
E74	40228	40477	40189	4046	4	404,	4031	40491	402,	40141	40498
E72	4049	40477	40233	40479	40189	4026	4097	40298	40286	40285	4047,
E71	40443	40477	4012,	40428	40158	4057	4019	40297	4	404, 2	40218

c) Resultados en transformadores y generadores

Tabla 5.17 Cargabilidad [%] de los transformadores y generadores, con conexión al sistema, año 2027

TRANSFORMADORES						GENERADORES				
Eventos	CLB	TPO	BÑS	LOR	SSF	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E1	18,67	2,713	50,74	116	56,96	E1	89,76	89,76	85,09	85,09
E2	13,81	4,828	50,49	118	58,06	E2	89,09	89,09	84,12	84,12
E3	15,7	4,338	50,8	116	56,96	E3	89,94	89,94	85,36	85,36
E4	14,25	4,448	50,95	119	58,29	E4	90,47	90,47	86,05	86,05
E5	3,273	10,87	50,04	124	60,41	E5	88,36	88,36	83,55	83,55
E6	11,89	8,44	50,91	117	57,07	E6	90,31	90,31	85,85	85,85
E7	3,681	8,512	51,05	126	60,59	E7	90,84	90,84	86,33	86,33
E8	16,23	2,628	50,73	116	57,02	E8	89,74	89,74	85,08	85,08
E9	16,42	2,615	50,71	116	57,07	E9	89,68	89,68	85,01	85,01
E10	16,12	2,646	50,75	116	57,26	E10	89,81	89,81	85,18	85,18
E11	23,83	1,763	50,84	119	56,93	E11	90,09	90,09	85,75	85,75
E12	26,61	1,687	50,65	117	57,44	E12	89,5	89,5	84,91	84,91
E13	24,07	1,776	50,85	119	57,51	E13	90,13	90,13	85,8	85,8
E14	18,35	2,703	50,74	116	56,96	E14	89,75	89,75	85,09	85,09
E15	18,34	2,703	50,73	116	56,96	E15	89,75	89,75	85,08	85,08
E16	18,6	2,713	50,74	116	57	E16	89,78	89,78	85,12	85,12
E17	13,3	2,487	50,7	115	56,91	E17	89,64	89,64	84,96	84,96
E18	15,14	2,475	50,68	114	56,88	E18	89,6	89,6	84,91	84,91
E19	13,31	2,493	50,71	115	56,97	E19	89,66	89,66	84,98	84,98
E20	12,33	5,867	50,71	116	57,02	E20	89,67	89,67	85,08	85,08
E21	10,33	5,758	50,76	120	56,96	E21	89,83	89,83	85,19	85,19
E22	12,3	5,758	50,77	120	57,05	E22	89,87	89,87	85,25	85,25
E23	0	5,325	50,8	123	56,89	E23	89,95	89,95	85,24	85,24
E24	0,048	5,323	50,8	123	56,89	E24	89,95	89,95	85,24	85,24
E25	0	5,323	50,8	122	56,89	E25	89,94	89,94	85,24	85,24
E26	27,31	2,754	50,46	111	55,04	E26	89,03	89,03	84,11	84,11
E27	23,93	2,658	50,46	111	13,42	E27	89,04	89,04	84,12	84,12
E28	7,912	1,415	50,59	0,223	56,38	E28	89,33	89,33	84,58	84,58
E29	22,48	2,028	50,98	117	57,39	E29	90,58	90,58	0	86,77
E30	27,07	7,967	51,82	120	58,38	E30	94,61	94,61	0	0
E31	22,29	14,07	51,17	116	57,19	E31	0	91,48	85,6	85,6
E32	26,66	25,95	52,36	118	57,68	E32	0	0	87,8	87,8

Tabla 5.18 Potencia activa [MW] y potencia reactiva [MVar] en los generadores, con conexión al sistema, año 2027

POTENCIA ACTIVA					POTENCIA REACTIVA				
Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E1	75	75	105	105	E1	14	14	20	20
E2	75	75	105	105	E2	10	10	13	13
E3	75	75	105	105	E3	15	15	22	22
E4	75	75	105	105	E4	17	17	26	26
E5	75	75	105	105	E5	4	4	-2	-2
E6	75	75	105	105	E6	16	16	25	25
E7	75	75	105	105	E7	18	18	27	27
E8	75	75	105	105	E8	14	14	20	20
E9	75	75	105	105	E9	14	14	20	20
E10	75	75	105	105	E10	14	14	21	21
E11	75	75	105	105	E11	15	15	24	24
E12	75	75	105	105	E12	13	13	19	19
E13	75	75	105	105	E13	16	16	25	25
E14	75	75	105	105	E14	14	14	20	20
E15	75	75	105	105	E15	14	14	20	20
E16	75	75	105	105	E16	14	14	21	21
E17	75	75	105	105	E17	13	13	19	19
E18	75	75	105	105	E18	13	13	19	19
E19	75	75	105	105	E19	14	14	20	20
E20	75	75	105	105	E20	14	14	20	20
E21	75	75	105	105	E21	14	14	21	21
E22	75	75	105	105	E22	15	15	21	21
E23	75	75	105	105	E23	15	15	21	21
E24	75	75	105	105	E24	15	15	21	21
E25	75	75	105	105	E25	15	15	21	21
E26	75	75	105	105	E26	10	10	12	12
E27	75	75	105	105	E27	10	10	13	13
E28	75	75	105	105	E28	12	12	17	17
E29	75	75	0	105	E29	17	17	0	30
E30	75	75	0	0	E30	29	29	0	0
E31	0	75	105	105	E31	0	21	23	23
E32	0	0	105	105	E32	0	0	34	34

ANEXO IV

Resultados obtenidos de los flujos de potencia cuando se tiene la operación en isla durante el año 2023. Se encierran en rectángulos de color rojo los valores máximos alcanzados en cada elemento del sistema, los rectángulos de color verde indican los valores mínimos

a) Resultados en barras

Tabla 5.19 Voltaje en [pu] en las barras, operación en isla, año 2023

Eventos	CLB 138	CLB 230	ORL 138	LOR 138	SSF 230	TPO 230	JVN 230	SFC 230	AGY 138	BNS 138	SSF1 38	TPO 138
E1	1,08	1,073	1,088	1,092	1,076	1,059	1,076	1,058	1,063	1,062	1,066	1,049
E8	1,07	1,065	1,079	1,083	1,071	1,057	1,071	1,056	1,061	1,061	1,061	1,048
E9	1,07	1,063	1,078	1,081	1,064	1,056	1,065	1,056	1,061	1,061	1,055	1,047
E10	1,04	1,031	1,044	1,045	1,03	1,048	1,03	1,049	1,057	1,057	1,019	1,041
E11	1,1	1,086	1,101	1,106	0	1,062	0	1,06	1,064	1,064	0	1,052
E12	1,14	1,127	1,144	1,15	0	1,072	0	1,069	1,069	1,07	0	1,06
E13	1,1	1,086	1,101	1,106	0	1,062	0	1,06	1,064	1,064	0	1,052
E14	1,08	1,073	1,09	1,092	1,076	1,059	1,076	1,058	1,063	1,062	1,066	1,049
E15	1,08	1,073	1,088	1,092	1,076	1,059	1,076	1,058	1,063	1,062	1,066	1,049
E16	1,07	1,066	1,078	1,082	1,068	1,057	1,068	1,056	1,062	1,061	1,058	1,048
E17	1,06	1,059	0	1,073	1,061	1,055	1,062	1,055	1,061	1,061	1,051	1,046
E18	1,08	1,074	0	1,093	1,077	1,059	1,077	1,058	1,063	1,063	1,067	1,049
E19	1,06	1,059	0	1,073	1,061	1,055	1,062	1,055	1,061	1,061	1,051	1,046
E20	1,07	1,066	1,07	0	1,068	1,058	1,069	1,057	1,062	1,062	1,059	1,049
E21	1,08	1,078	1,085	0	1,08	1,061	1,081	1,06	1,063	1,063	1,071	1,051
E22	1,07	1,066	1,07	0	1,068	1,058	1,069	1,057	1,062	1,062	1,059	1,049
E23	0	1,055	0	0	1,057	1,055	1,057	1,055	1,061	1,061	1,047	1,046
E24	0	1,055	0	0	1,057	1,055	1,057	1,055	1,061	1,061	1,047	1,046
E25	0	1,055	0	0	1,057	1,055	1,057	1,055	1,061	1,061	1,047	1,046
E26	1,249	1,23	1,25	1,262	1,237	1,098	1,237	1,092	1,082	1,083	1,229	1,08
E27	1,285	1,265	1,286	1,3	1,283	1,106	1,284	1,099	1,087	1,087	1,287	1,087
E28	1,157	1,133	1,157	1,187	1,137	1,074	1,138	1,072	1,07	1,071	1,129	1,062
E29	1,11	1,095	1,111	1,116	1,098	1,072	1,099	1,071	1,069	1,069	1,089	1,06
E31	1,109	1,095	1,11	1,115	1,097	1,072	1,098	1,07	1,071	1,071	1,088	1,066
E32	1,132	1,116	1,133	1,139	1,12	1,085	1,121	1,082	1,087	1,087	1,111	1,086

* **CLB** = Culebra **ORL** = Francisco de Orellana **LOR** = Loreto **SSF** = Shushufindi **TPO** = Topo **JVN** = Nueva Jivino **SFC** = San Francisco **AGY** = Agoyán **BNS** = Baños

Tabla 5.20 Factor de potencia en las barras, operación en isla, año 2023

Eventos	CLB 138	CLB 230	ORL 138	LOR 138	SSF 230	TPO 230	JVN 230	SFC 230	AGY 138	BNS 138	SSF 138	TPO 138
E1	0,785	0,993	0,107	0,906	0,984	0,961	0,64	0,985	0,981	0,981	0,993	0,975
E8	0,793	0,995	0,107	0,911	0,968	0,967	0,64	0,988	0,983	0,983	0,993	0,977
E9	0,794	0,995	0,107	0,912	0,986	0,968	0,64	0,988	0,983	0,983	0,994	0,977
E10	0,826	1	0,107	0,932	0,991	0,986	0,64	0,996	0,99	0,99	0,996	0,985
E11	0,772	0,998	0,107	0,898	1	0,961	1	0,986	0,978	0,977	1	0,971
E12	0,733	0,991	0,107	0,87	1	0,946	1	0,973	0,966	0,966	1	0,958
E13	0,772	0,998	0,107	0,898	1	0,961	1	0,986	0,978	0,977	1	0,971
E14	0,784	0,993	0,017	0,906	0,984	0,961	0,64	0,985	0,981	0,981	0,993	0,975
E15	0,785	0,993	0,107	0,906	0,984	0,961	0,64	0,985	0,981	0,981	0,993	0,975
E16	0,831	0,995	0,107	0,912	0,986	0,967	0,64	0,987	0,983	0,982	0,993	0,977
E17	0,869	0,996	1	0,917	0,987	0,971	0,64	0,989	0,984	0,984	0,994	0,979
E18	0,778	0,992	1	0,905	0,984	0,961	0,64	0,984	0,981	0,98	0,993	0,974
E19	0,869	0,996	1	0,917	0,987	0,971	0,64	0,989	0,984	0,984	0,994	0,979
E20	0,008	0,998	0,106	1	0,986	0,955	0,641	0,986	0,982	0,982	0,993	0,976
E21	0,004	0,996	0,106	1	0,984	0,945	0,641	0,982	0,979	0,979	0,992	0,973
E22	0,008	0,998	0,106	1	0,986	0,955	0,641	0,986	0,982	0,982	0,993	0,976
E23	1	0,999	1	1	0,988	0,964	0,641	0,99	0,984	0,984	0,994	0,979
E24	1	0,999	1	1	0,988	0,965	0,641	0,99	0,984	0,984	0,994	0,979
E25	1	0,999	1	1	0,988	0,964	0,641	0,99	0,984	0,984	0,994	0,979
E26	0,639	0,833	0,107	0,793	0,943	0,9	0,64	0,896	0,928	0,927	0,968	0,915
E27	0,609	0,722	0,107	0,765	0,003	0,883	0,64	0,897	0,914	0,913	-0,22	0,899
E28	0,01	0,97	0,107	0,001	0,972	0,888	0,641	0,954	0,963	0,963	0,986	0,955
E29	0,763	0,99	0,107	0,892	0,98	0,95	0,64	0,944	0,966	0,966	0,99	0,958
E31	0,764	0,99	0,107	0,892	0,98	0,951	0,64	0,94	0,962	0,961	0,99	0,967
E32	0,743	0,987	0,107	0,877	0,976	0,934	0,64	0,932	0,296	0,881	0,988	0,029

* **CLB** = Culebra **ORL** = Francisco de Orellana **LOR** = Loreto **SSF** = Shushufindi **TPO** = Topo **JVN** = Nueva Jivino **SFC** = San Francisco **AGY** = Agoyán **BNS** = Baños

b) Resultados en líneas

Tabla 5.21 Cargabilidad [%] de las líneas, operación en isla, año 2023

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SSF JVN 230	AGY BNS 138	BNS TPO 138
E1	27,46	2,173	16,48	34,93	13,51	1,509	43,36	79,33
E8	27,46	2,155	33,04	34,86	13,43	1,502	43,32	79,26
E9	27,46	2,152	32,38	34,83	13,4	1,493	43,31	79,25
E10	27,52	2,084	33,18	34,5	13,06	1,444	43,2	79,04
E11	27,47	2,199	0	20,19	7,489	0	43,44	79,48
E12	27,59	2,284	2,866	22,41	9,713	0	43,74	80,02
E13	27,47	2,199	0	20,19	7,489	0	43,44	79,48
E14	27,46	4,351	16,48	34,93	13,51	1,509	43,36	79,34
E15	27,46	2,017	16,48	34,93	13,51	1,509	43,36	79,33
E16	27,46	1,999	16,55	34,8	13,38	1,498	43,32	79,27
E17	27,46	0	16,6	34,7	13,27	1,489	43,3	79,21
E18	27,46	2,331	16,47	34,94	13,53	1,51	43,37	79,35
E19	27,46	0	16,6	34,7	13,27	1,489	43,3	79,21
E20	0	2,137	16,54	31,41	10,11	1,499	43,34	79,3
E21	4,261	2,167	16,44	31,66	10,43	1,516	43,41	79,41
E22	0	2,137	16,54	31,41	10,11	1,499	43,34	79,3
E23	0	0	16,64	31,19	9,831	1,483	43,29	79,21
E24	0	0	16,64	31,19	9,829	1,482	43,29	79,21
E25	0	0	16,64	31,19	9,831	1,483	43,29	79,21
E26	28,37	2,496	15,66	31,08	15,27	1,735	44,98	82,27
E27	28,77	2,568	12,73	32,04	17,91	1,801	45,5	83,22
E28	25,59	2,311	16,05	33,36	12,56	1,596	43,82	80,16
E29	27,48	2,218	16,3	34,87	13,3	1,541	43,73	80,01
E31	27,48	2,217	16,31	34,87	24,27	1,54	21,88	40,01
E32	27,55	2,261	16,16	34,85	35,28	1,571	0,106	2,021

Tabla 5.22 Corriente [kA] en las líneas, operación en isla, año 2023

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	AGY BNS 138	BNS TPO 138
E1	0,104	0,001	0,131	0,288	0,112	0,299	0,299
E8	0,104	0,001	0,267	0,288	0,111	0,299	0,299
E9	0,104	0,001	0,263	0,288	0,111	0,299	0,299
E10	0,104	0,001	0,271	0,285	0,108	0,298	0,298
E11	0,104	0,001	0	0,167	0,062	0,3	0,3
E12	0,104	0,001	0	0,185	0,08	0,302	0,302
E13	0,104	0,001	0	0,167	0,062	0,3	0,3
E14	0,104	0,008	0,131	0,288	0,112	0,299	0,299
E15	0,104	0,001	0,131	0,288	0,112	0,299	0,299
E16	0,104	0,001	0,131	0,287	0,11	0,299	0,299
E17	0,104	0	0,132	0,287	0,11	0,299	0,299
E18	0,104	0	0,131	0,289	0,112	0,299	0,299
E19	0,104	0	0,132	0,287	0,11	0,299	0,299
E20	0	0,001	0,131	0,259	0,083	0,299	0,299
E21	0,016	0,001	0,13	0,261	0,086	0,299	0,299
E22	0	0,001	0,131	0,259	0,083	0,299	0,299
E23	0	0	0,133	0,258	0,081	0,299	0,299
E24	0	0	0,133	0,258	0,081	0,299	0,299
E25	0	0	0,133	0,258	0,081	0,299	0,299
E26	0,107	0,001	0,119	0,257	0,126	0,31	0,31
E27	0,108	0,001	0,078	0,265	0,148	0,314	0,314
E28	0,096	0,001	0,125	0,276	0,104	0,302	0,302
E29	0,104	0,001	0,128	0,288	0,11	0,302	0,302
E31	0,104	0,001	0,129	0,288	0,2	0,151	0,151
E32	0,104	0,001	0,127	0,288	0,291	0	0

c) Resultados en transformadores y generadores

Tabla 5.23 Cargabilidad [%] de los transformadores y generadores, operación en isla, año 2023

TRANSFORMADORES					GENERADORES				
Eventos	CLB	TPO	LOR	SSF	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E1	26,98	47,42	67,2	34,22	E1	88,64	88,64	16,24	83,78
E8	26,92	47,39	67,8	34,37	E8	88,55	88,55	15,02	83,68
E9	26,91	47,38	67,91	34,55	E9	88,54	88,54	14,89	83,66
E10	26,73	47,3	70,38	35,66	E10	88,32	88,32	12,51	83,54
E11	27,08	47,49	66,31	0	E11	88,79	88,79	107	83,9
E12	27,48	47,76	63,6	0	E12	89,39	89,39	107	84,9
E13	27,08	47,49	66,31	0	E13	88,79	88,79	107	83,9
E14	26,99	47,42	67,19	34,22	E14	88,64	88,64	16,24	83,78
E15	26,98	47,42	67,2	34,22	E15	88,64	88,64	16,24	83,78
E16	25,71	47,39	67,87	34,46	E16	88,56	88,56	15,44	83,68
E17	24,73	47,37	68,45	34,66	E17	88,5	88,5	14,84	83,62
E18	27,14	47,42	67,1	34,19	E18	88,65	88,65	16,38	83,79
E19	24,73	47,37	68,45	34,66	E19	88,5	88,5	14,84	83,62
E20	3,801	47,4	0	34,43	E20	88,6	88,6	33,88	83,72
E21	7,693	47,46	0	34,08	E21	88,72	88,72	34,44	83,88
E22	3,801	47,4	0	34,43	E22	88,6	88,6	33,88	83,72
E23	0	47,36	0	34,79	E23	88,5	88,5	33,46	83,61
E24	0,052	47,36	0	34,8	E24	88,5	88,5	33,45	83,61
E25	0	47,36	0	34,79	E25	88,5	88,5	33,46	83,61
E26	28,85	48,97	57,77	30,41	E26	91,88	91,88	93,5	90,23
E27	29,43	49,49	56,02	16,87	E27	92,92	92,92	110	92,51
E28	27,17	47,83	0,256	32,55	E28	89,55	89,55	38,15	85,36
E29	27,16	47,75	65,67	33,57	E29	89,37	89,37	0	72,87
E31	27,16	23,72	65,72	33,6	E31	0	89,66	48,29	85,06
E32	27,36	1,161	64,29	32,99	E32	0	0	106	87,44

Tabla 5.24 7v∞[i i cV v∞[i oi cV - 8 o[rvt o[oi av ot
v o i [o[tñ i v 232g

POTENCIA ACTIVA					POTENCIA REACTIVA				
Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E1]]	p p	p3]	E1			p2	d
E8]]	p]	p3]	E8			pp	
E9]]	p]	p3]	E9			p3	
E10]]	p]]	p3]	E10	g	g	g	2
E11]]	pg	p3]	E11	d	d]	p3
E12]]	pg	p3]	E12	p2	p2	p]	p
E13]]	pg	p3]	E13	d	d]	p3
E14]]	p p	p3]	E14			p2	d
E15]]	p p	p3]	E15			p2	d
E16]]	p p	p3]	E16			pp	
E17]]	p 2	p3]	E17]
E18]]	p 2	p3]	E18			pg	d
E19]]	p 2	p3]	E19]
E20]]	p 2	p3]	E20			pp	
E21]]	p 2	p3]	E21	d	d	pg	p3
E22]]	p 2	p3]	E22			pp	
E23]]	p g	p3]	E23			d]
E24]]	p g	p3]	E24			d	
E25]]	p g	p3]	E25			d]
E26]]	pp3	p3]	E26	22	22	p	g
E27]]	pg3	p3]	E27	2]	2]] 3
E28]]	3]	p3]	E28	pg	pg	2	22
E29]]	3	dd	E29	p2	p2	3	2g
E31	3]]]]	p3]	E31	3	p	2	23
E32	3	3	pg3	p3]	E32	3	3	g3	g2

ANEXO V

Resultados obtenidos de los flujos de potencia cuando se tiene la operación en isla durante el año 2027. Se encierran en rectángulos de color rojo los valores máximos alcanzados en cada elemento del sistema, los rectángulos de color verde indican los valores mínimos

a) Resultados en barras

Tabla 5.25 Voltaje en [pu] en las barras, operación en isla, año 2027

Eventos	CLB 138	CLB2 30	ORL 138	LOR 138	SSF 230	TPO 230	JVN 230	SFC 230	AGY1 38	BNS 138	SSF1 38	TPO 138
E11	0,997	0,993	0,998	0,978	0	1,041	0	1,041	1,053	1,053	0	1,035
E12	1,045	1,039	1,046	1,031	0	1,052	0	1,051	1,059	1,059	0	1,044
E13	0,997	0,993	0,998	0,978	0	1,041	0	1,041	1,053	1,053	0	1,035
E26	1,093	1,084	1,094	1,082	1,079	1,062	1,08	1,061	1,064	1,064	1,063	1,052
E27	1,199	1,187	1,2	1,197	1,203	1,088	1,204	1,084	1,077	1,078	1,207	1,072

* **CLB** = Culebra **ORL** = Francisco de Orellana **LOR** = Loreto **SSF** = Shushufindi **TPO** = Topo **JVN** = Nueva Jivino **SFC** = San Francisco **AGY** = Agoyán **BNS** = Baños

Tabla 5.26 Factor de potencia en las barras, operación en isla, año 2027

Eventos	CLB 138	CLB2 30	ORL 138	LOR 138	SSF 230	TPO 230	JVN 230	SFC 230	AGY1 38	BNS 138	SSF1 38	TPO 138
E11	0,989	0,979	0,106	1	1	0,993	1	1	0,994	0,994	1	0,991
E12	0,972	0,997	0,107	0,998	1	0,963	1	0,994	0,987	0,987	1	0,982
E13	0,989	0,979	0,106	1	1	0,993	1	1	0,994	0,994	1	0,991
E26	0,949	0,994	0,107	0,991	1	0,94	0,64	0,979	0,977	0,977	1	0,971
E27	0,883	0,922	0,107	0,963	0,003	0,773	0,641	0,917	0,945	0,944	0	0,934

* **CLB** = Culebra **ORL** = Francisco de Orellana **LOR** = Loreto **SSF** = Shushufindi **TPO** = Topo **JVN** = Nueva Jivino **SFC** = San Francisco **AGY** = Agoyán **BNS** = Baños

b) Resultados en líneas

Tabla 5.27 Cargabilidad [%] de las líneas, operación en isla, año 2027

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	SSF JVN 230	AGY BNS 138	BNS TPO 138
E11	38,74	1,993	0	26,53	4,517	0	43,15	78,96
E12	37,14	2,088	2,642	26,35	5,206	0	43,24	79,11
E13	38,74	1,993	0	26,53	4,517	0	43,15	78,96
E26	35,92	2,184	23,34	31,83	10,65	1,514	43,45	79,48
E27	34,23	2,396	11,93	32,02	13,08	1,688	44,41	81,23

Tabla 5.28 Corriente [kA] en las líneas, operación en isla, año 2027

Eventos	CLB LRT 138	CLB ORL 138	CLB SSF 230	TPO CLB 230	SFC TPO 230	AGY BNS 138	BNS TPO 138
E11	0,146	0,001	0	0,214	0,037	0,298	0,298
E12	0,14	0,001	0	0,218	0,043	0,298	0,298
E13	0,146	0,001	0	0,214	0,037	0,298	0,298
E26	0,135	0,001	0,192	0,263	0,088	0,3	0,3
E27	0,129	0,001	0,073	0,264	0,108	0,306	0,306

c) Resultados en transformadores y generadores

Tabla 5.29 Cargabilidad [%] de los transformadores y generadores, operación en isla, año 2027

TRANSFORMADORES					GENERADORES					
Eventos	CLB	TPO	BÑS	LOR	SSF	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E11	35,3	47,3	0	116	0	E11	0	0	7	9
E12	34,18	47,33	0	109	0	E12	-5	-5	-3	-1
E13	35,3	47,3	0	116	0	E13	0	0	7	9
E26	33,4	47,5	0	103	51,1	E26	-8	-8	-15	-11
E27	32,66	48,4	0	92,63	15,81	E27	-18	-18	-36	-34

Tabla 5.30 Potencia activa [MW] y potencia reactiva [MVar] en los generadores, operación en isla, año 2027

POTENCIA ACTIVA				POTENCIA REACTIVA					
Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2	Eventos	AGY U1	AGY U2	SFRA U1	SFRA U2
E11	75	75	-74,2	105	E11	0	0	7	9
E12	75	75	-74,5	105	E12	-5	-5	-3	-1
E13	75	75	-74,2	105	E13	0	0	7	9
E26	75	75	-41	105	E26	-8	-8	-15	-11
E27	75	75	-72,8	105	E27	-18	-18	-36	-34

ANEXO VI

Perdida de la línea Culebra-Shushufindi

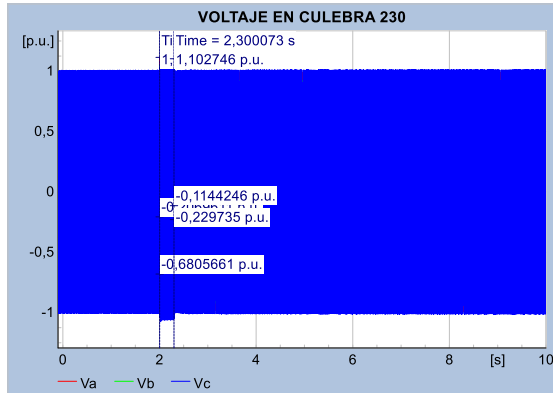


Figura 5.1 Voltaje en Culebra 230 en el dominio del tiempo

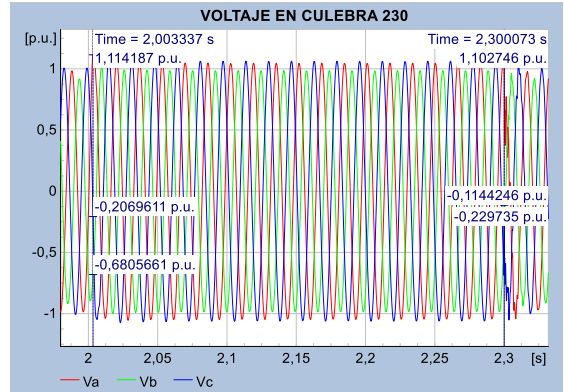


Figura 5.2 Voltaje máximo alcanzado

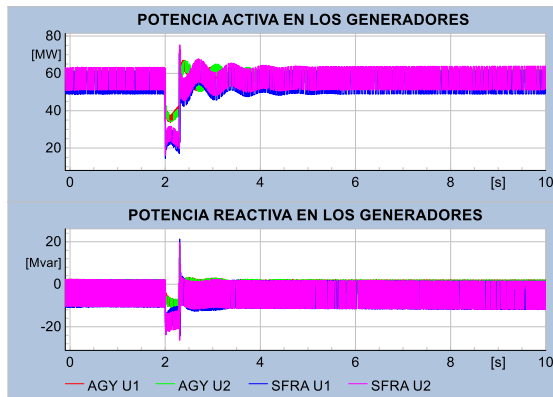


Figura 5.3 Potencia activa y reactiva en generadores

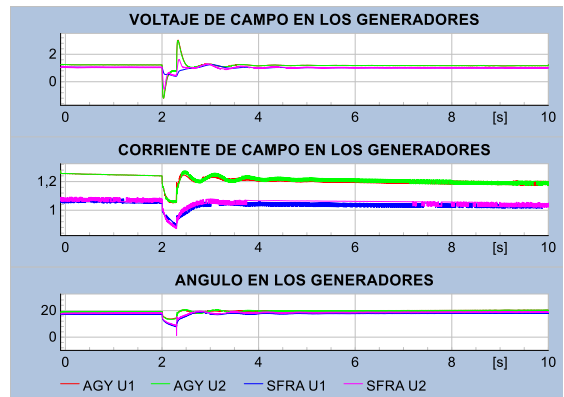


Figura 5.4 Voltajes y corriente de campo en generadores

Cortocircuito monofásico en la línea Topo Culebra

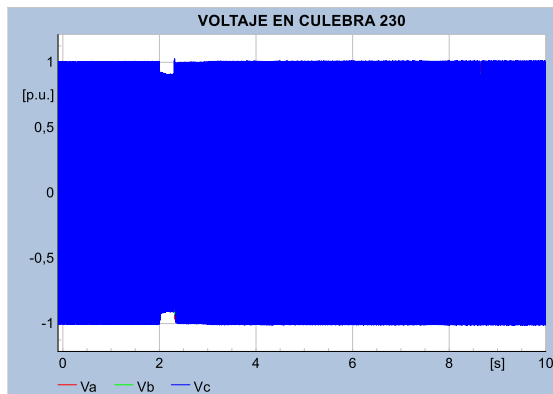


Figura 5.5 Voltaje en Culebra 230 en el dominio del tiempo

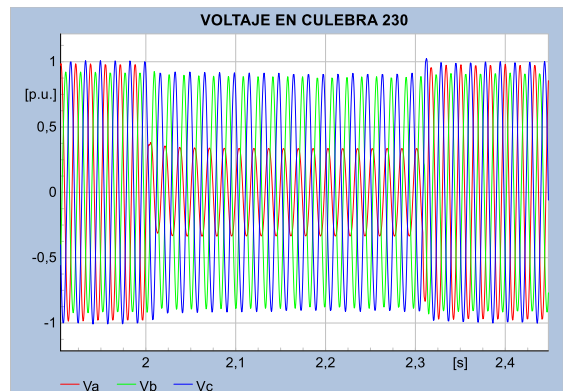


Figura 5.6 Voltajes por fase durante el cortocircuito

Cortocircuito trifásico en la línea Topo Culebra

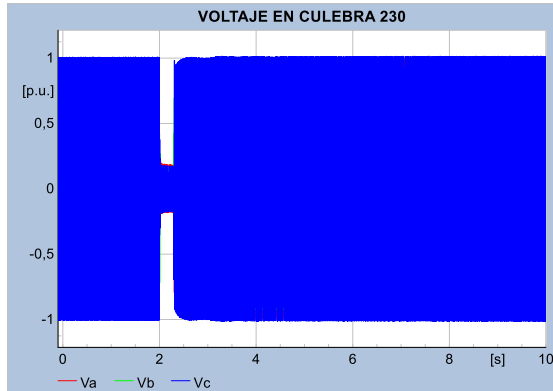


Figura 5.7 Voltaje en Culebra 230 en el dominio del tiempo

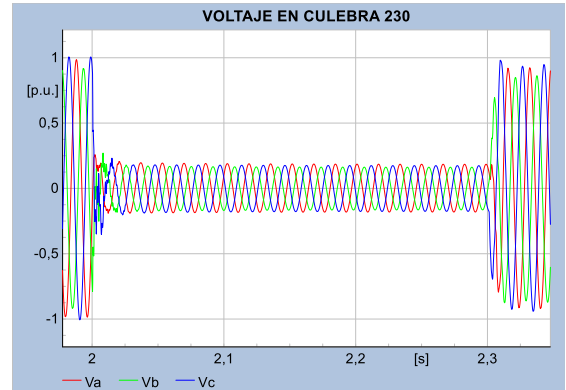


Figura 5.8 Voltajes por fase durante el cortocircuito

Pérdida de la línea Culebra Shushufindi

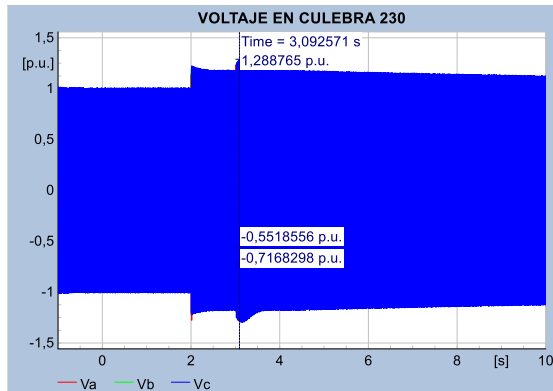


Figura 5.9 Voltaje en Culebra 230 en el dominio del tiempo

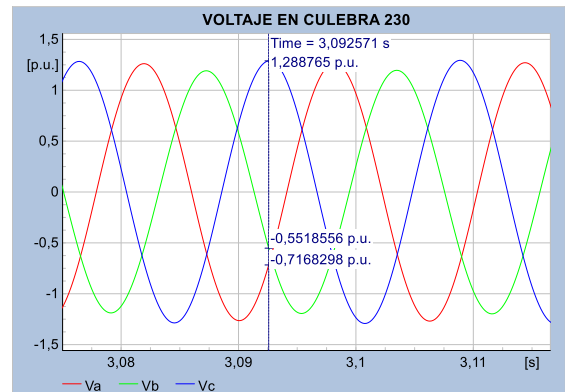


Figura 5.10 Voltaje máximo alcanzado

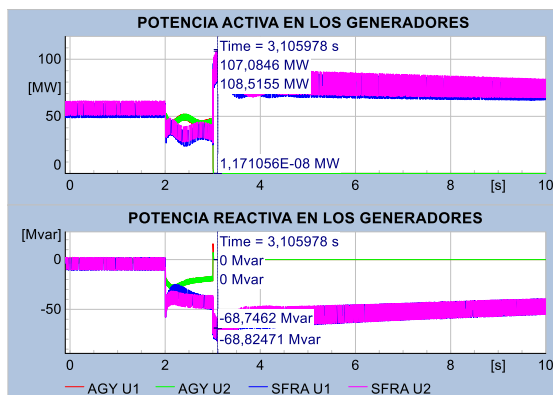


Figura 5.11 Potencia activa y reactiva en generadores

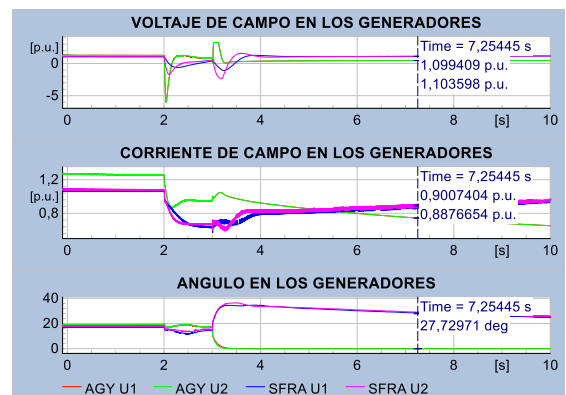


Figura 5.12 Voltajes y corriente de campo en generadores