

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD ESTÁTICA DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO EL ANÁLISIS DEL
RIESGO**

**EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD ESTÁTICA DEL SISTEMA
ELÉCTRICO ECUATORIANO CONSIDERANDO EL CRITERIO
CONVENCIONAL N-1**

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

JOHNNY ORLANDO CASTELLANO SILVA

johnnycsilva24@hotmail.com

DIRECTOR: DR.ING.- JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

jaime.cepeda@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, JOHNNY ORLANDO CASTELLANO SILVA 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.

JOHNNY ORLANDO CASTELLANO SILVA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JOHNNY ORLANDO CASTELLANO SILVA, bajo mi supervisión.

JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA
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.

JOHNNY ORLANDO CASTELLANO SILVA

DR. JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

DEDICATORIA

A Dios por siempre ser un consuelo, un apoyo espiritual, permitiéndome sentir su presencia todos los días.

A mi madre que me inspira cada día con su valentía, esfuerzo, amor, quien a pesar de las adversidades siempre estuvo apoyándome incondicionalmente.

A toda mi familia, especialmente a mi tío, le agradezco por siempre estar pendiente de mí y por su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

A mi tutor Dr. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña por el apoyo y la paciencia que me brindó en la realización de este trabajo de integración curricular.

A mis compañeros de universidad por convertir esta experiencia en algo increíble.

A la Escuela Politécnica Nacional por todas las maravillas que me ha brindado en mi vida académica.

CONTENIDO

Resumen	1
Abstract	2
1 INTRODUCCIÓN: DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	3
1.1 Objetivo general	4
1.2 Objetivos específicos	5
1.3 Alcance	5
1.4 Marco teórico	6
1.4.1 Sistema eléctrico de potencia	6
1.4.2 Sistema Nacional Interconectado (SNI)	6
1.4.3 Evaluación de la Seguridad Estática	7
1.4.4 Análisis de contingencias - criterio N-1	9
1.4.5 Descomposición funcional del SNI	9
1.4.6 Confiabilidad	11
1.4.7 Confiabilidad de los componentes del SNI	13
1.4.8 Índices de confiabilidad	15
2 METODOLOGÍA	20
2.1 Elementos del SNI considerados en la evaluación de la seguridad estática	20
2.1.1 Modelación del Sistema	22
2.2 Procedimiento de la evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el análisis de riesgo	24
2.3 Evaluación de contingencias	28
2.3.1 Creación de contingencias	29
2.3.2 Análisis de contingencias	30
2.4 Evaluación de la confiabilidad	32
2.4.1 Modelos de falla para los elementos de la red	33
2.4.2 Ejecución de la evaluación de la confiabilidad	38
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
3.1 Resultados	40

3.1.1	Análisis de Contingencia	40
3.1.2	Análisis de Confiabilidad	45
3.1.3	Ranking de contingencias más probables según la demanda e hidrología	59
3.2	Conclusiones	65
3.3	Recomendaciones	66
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
5	ANEXOS	I

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realiza la evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando una primera componente del análisis de riesgo relacionada con la probabilidad de ocurrencia de las contingencias. En primer lugar, se investigan fundamentos teóricos sobre la evaluación de la seguridad estática para analizar la respuesta en estado estacionario ante la ocurrencia de una contingencia N-1 evaluando condiciones de sobrevoltaje y sobrecarga. Posteriormente, se realiza un análisis de confiabilidad de los componentes para determinar la probabilidad que el sistema pueda operar sin perder la continuidad del servicio.

El trabajo se apalanca en el conocimiento y aplicación de la metodología que utiliza el lenguaje de programación Python que permite la interacción y automatización con el Software PowerFactory de DlgSILENT para clasificar la información y cargar de manera sistemática los datos de confiabilidad. Se realiza la evaluación de la seguridad estática del SNI considerando el criterio N-1 y se determina la probabilidad de ocurrencia (FOR) de las contingencias determinadas como críticas y su relación con la confiabilidad del sistema, la cual se evalúa con varios índices relacionados con la continuidad del suministro de energía eléctrica. De esta forma, se obtiene como resultado un ranking de contingencias en función de la probabilidad de ocurrencia para cada escenario de demanda mínima y máxima para periodos hidrológicos seco y lluvioso.

PALABRAS CLAVE: Sistema Nacional Interconectado, Análisis de Contingencias, Análisis de Confiabilidad, Tasa de Salida Forzada (FOR), Índices de Confiabilidad.

ABSTRACT

The evaluation of the static security of Ecuadorian electrical system is presented in this research, taking into account a first component of the risk analysis related to the probability of occurrence of contingencies. First, theoretical foundations of static safety evaluation are searched to analyze the steady-state response to the occurrence of an N-1 contingency by evaluating overvoltage and overload conditions. Additionally, a component reliability analysis is performed to determine the probability that the system can operate without losing service continuity.

The study is focused on the knowledge and application of the methodology that uses the Python programming language that allows interaction and automation with DlgSILENT's PowerFactory Software to classify information and systematically load reliability data. The evaluation of the static security of the SNI is carried out considering the N-1 criterion. The probability of occurrence (FOR) of the contingencies identified as critical and its relationship with the reliability of the system is determined, which one is evaluated with several indices related to the continuity of the electrical energy supply. In this way, a ranking of contingencies is obtained based on the probability of occurrence for each scenario of minimum and maximum demand for dry and rainy hydrological periods.

KEYWORDS: National Interconnected System, Contingency Analysis, Reliability Analysis, Forced Output Rate (FOR), Reliability Indices.

1 INTRODUCCIÓN: DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La seguridad estática del SEP se evalúa utilizando cálculos de flujos de potencia que se basan en una hipótesis de que una contingencia típica induce cambios menores en el sistema, lo que resulta en una transición de un estado cuasi estacionario a otro, asumiendo que el estado dinámico fue superado [1]. Para la evaluación de la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado SNI se debe seguir un procedimiento como el estructurado en [2]. La seguridad del sistema se define como la capacidad (o la respuesta) del sistema de recuperarse frente a contingencias específicas, tales como cortocircuitos o la pérdida de elementos críticos del sistema, como líneas de transmisión, unidades generadoras o transformadores [3]. Por ende, la seguridad del sistema estará condicionada por el tipo de respuesta, esto determinará el nivel de robustez del sistema. Debido a la dinámica de la carga, se requiere de una supervisión y análisis constante de los Estados Operativos del sistema para mantener la seguridad del sistema. Cuando el sistema se encuentre en un estado no deseado, se debe tomar acciones de control necesarias para restaurar el nivel de seguridad del sistema. La seguridad del sistema busca mantener al sistema en condiciones de operación normal ante la falla de algún componente.

La desconexión de un elemento del SEP produce una redistribución de las corrientes en las líneas y la variación de los voltajes en las barras, ocasionando sobrecargas en diferentes componentes del sistema [4]. Por otro lado, la salida de un elemento puede ser planificada o puede ser ocasionada por condiciones ambientales adversas o fallas imprevistas. El análisis de contingencias permite determinar posibles sobrecargas en los componentes, así como violaciones de los límites operativos y la evaluación de contingencias N-1 de mayor criticidad en términos de su impacto [5]. Este análisis permite determinar las condiciones post-transitorio que el sistema alcanza después de la salida de cada componente, a través de verificar el funcionamiento del sistema mediante el cálculo de flujo de potencia para ca-

da contingencia simple posible. Sin embargo, es importante destacar que este enfoque no incorpora la consideración de la probabilidad de ocurrencia de dichas contingencias.

El estudio de la confiabilidad en el SNI, por otro lado, permite identificar cómo una condición operativa específica afecta los niveles de confiabilidad en el suministro de energía [6]. Esto facilita la implementación de diversos procesos de planificación para garantizar una operación segura y confiable del sistema. El análisis de confiabilidad trata de determinar los niveles de confiabilidad en que se encuentra operando el sistema, para considerar en los planes de expansión de manera que garantice seguridad, calidad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica. La gravedad de las contingencias es uno de los aspectos importantes dentro del estudio de confiabilidad para la planificación operativa del sistema. Los estudios de la planificación operativa utilizan la evaluación de contingencias en diferentes escenarios de operación, seleccionando los más críticos para tomar decisiones de planificación adecuada [7]. Es importante realizar este análisis para ver la gravedad de las contingencias y formular un ranking de contingencias basadas en su riesgo para el análisis de la planificación.

El presente trabajo realiza un análisis de contingencias (evaluación de la seguridad estática) del Sistema Nacional Interconectado, considerando el criterio convencional N-1. A partir de los resultados, se identifican aquellas contingencias críticas que podrían no cumplir con dicho criterio. Posteriormente, a partir de los resultados obtenidos se realiza un análisis de confiabilidad para determinar la probabilidad de ocurrencia de las contingencias determinadas como críticas y su relación con la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Los resultados están orientados a determinar aquellas contingencias más probables y valorar su cumplimiento del criterio convencional N-1.

1.1 Objetivo general

Realizar una evaluación integral de la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado, considerando el criterio convencional N-1, y, además, tomando como referencia los resultados de un análisis de confiabilidad del suministro de energía eléctrica que determina la probabilidad de ocurrencia de contingencias críticas.

1.2 Objetivos específicos

1. Realizar estudios en estado estacionario, enfocados en la evaluación de la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado para determinar y analizar las condiciones operativas del sistema.
2. Simular contingencias críticas en PowerFactory de DlgSILENT considerando diferentes condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado e identificando componentes claves que podrían llevar al sistema a situaciones adversas.
3. Evaluar los niveles de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ante diferentes escenarios de operación.
4. Determinar la probabilidad de ocurrencia de las contingencias y estructurar un ranking de las contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia.
5. Realizar un programa en Python que permita determinar las contingencias más críticas basándose en sus niveles de confiabilidad para la formulación de la matriz de riesgo.

1.3 Alcance

En base a la información proporcionada por el Operador Nacional de Electricidad CENACE y mediante el software PowerFactory de DlgSILENT, se realizará una evaluación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) con el fin de analizar la seguridad estática del sistema. Se evaluará considerando el análisis de contingencia N-1, que permitirá determinar contingencias críticas, así como el nivel de cumplimiento del sistema a este criterio operativo convencional.

Adicionalmente, a partir de los resultados de un análisis de confiabilidad del SNI que permitirá obtener índices estadísticos para evaluar las condiciones operativas más críticas del sistema, se definirán aquellas contingencias con la mayor probabilidad de ocurrencia. La probabilidad de ocurrencia de las contingencias se determinará en diferentes componentes del sistema con el fin de analizar y cuantificar la frecuencia con la que los diferentes componentes experimentan fallas o interrupciones no programadas. Mediante un análisis detallado de los registros históricos de eventos y datos operativos, disponibles en trabajos previos

realizados por el operador, se calculará la tasa de salidas forzadas de vínculos importantes del SNI. Esta información permitirá, en última instancia, determinar aquellas contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia en el Sistema Nacional Interconectado.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Sistema eléctrico de potencia

El sistema eléctrico de potencia (SEP) es una red eléctrica que se encarga de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica desde las fuentes de energía hasta los consumidores finales [8]. Tiene como responsabilidad proveer energía eléctrica a todos los usuarios, asegurando altos estándares de calidad, seguridad, eficiencia económica y confiabilidad [2] [8]. La calidad se refiere a mantener niveles de voltaje y frecuencia apropiados, así como la ausencia de perturbaciones y variaciones indeseables. La seguridad implica salvaguardar la integridad de los componentes del sistema y minimizar los riesgos asociados a fallas o eventos adversos. Por último, la confiabilidad se refiere a la capacidad del sistema para operar de manera continua y predecible, evitando interrupciones en el suministro de energía.

1.4.2 Sistema Nacional Interconectado (SNI)

En Ecuador, el SEP es conocido como Sistema Nacional Interconectado (SNI) que constituye una infraestructura esencial en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. En la actualidad, la estructura administrativa del SNI se organiza de la siguiente manera: el Ministerio de Energía y Minas, ente rector; la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), encargada de la regulación, supervisión y control de actividades vinculadas al sector eléctrico; el Operador Nacional de Electricidad CENACE, encargado de la operación técnica del SNI y la administración comercial de electricidad; Empresas de Distribución, responsables de la distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica al usuario final; empresas de generación, encargadas de proporcionar la potencia necesaria para satisfacer la demanda nacional; y finalmente, CELEC EP – TRANSELECTRIC, la empresa a cargo de la transmisión [9].

El Operador Nacional de Electricidad CENACE es el encargado de operar el Sistema Na-

cional Interconectado (SNI) del Ecuador. Su función principal es garantizar la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica en el Ecuador. El CENACE en colaboración con CELEC EP – TRANSELECTRIC, tiene la responsabilidad de garantizar que la energía del SNI mantenga niveles óptimos de calidad, manteniendo los voltajes en las barras dentro de la banda de variación de voltajes establecida [10] [11].

1.4.3 Evaluación de la Seguridad Estática

La seguridad del SEP es la capacidad para operar en condiciones normales del sistema soportando perturbaciones imprevistas, sin violar las restricciones de carga y operación [12]. Es importante determinar si el sistema, operando en su estado normal, es seguro o no ante una contingencia, esto determina el nivel de robustez del sistema.

La evaluación de la seguridad estática del sistema analiza la respuesta en estado estacionario ante la ocurrencia de una contingencia, evaluando condiciones de sobrevoltaje y sobrecarga [12]. Cuando ocurre una contingencia, si las magnitudes de los voltajes en las barras están dentro del límite establecido y ninguna línea se encuentra sobrecargada, entonces el sistema es seguro, caso contrario es inseguro.

La seguridad estática del SEP se evalúa utilizando cálculos de flujos de potencia que se basan en una hipótesis de que una contingencia típica induce cambios menores en el sistema, lo que resulta en una transición de un estado cuasi estacionario a otro, asumiendo que el estado dinámico fue superado [1]. Para la evaluación de la seguridad estática del SNI se debe seguir un procedimiento estructurado por [2] en donde, se debe modelar la red y definir los estados operativos del sistema para realizar el análisis de flujos de potencia y contingencias N-1.

1.4.3.1 Estados operativos del SNI

Debido a la dinámica de la carga, se requiere de una supervisión y análisis constante de los Estados Operativos del sistema para mantener la seguridad del SEP [13]. Los estados operativos permiten describir mejor la operación del sistema y se pueden clasificar de acuerdo con la Figura 1.1.

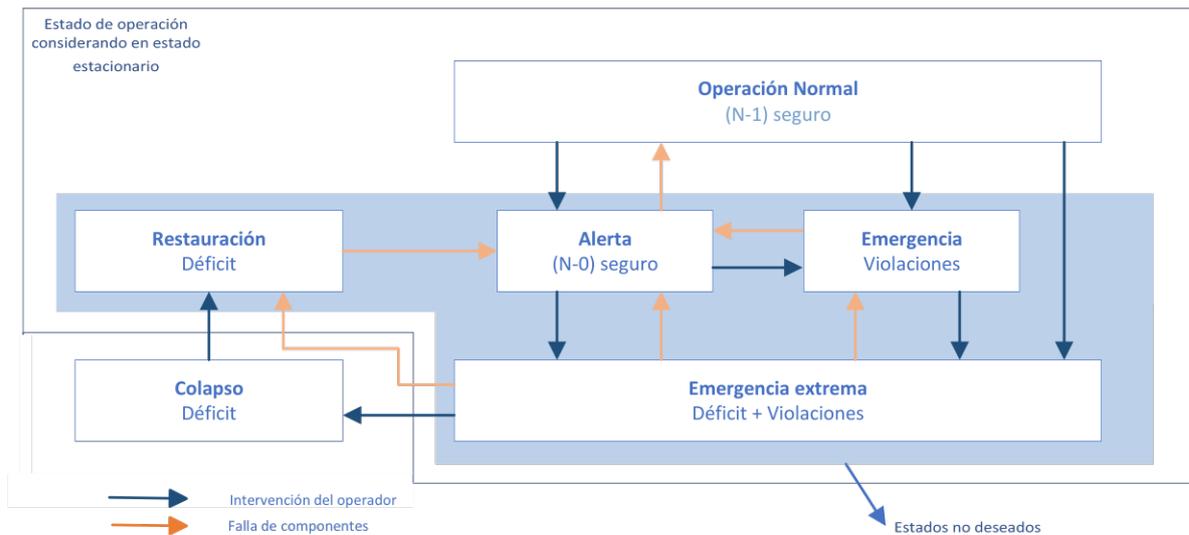


Figura 1.1: Estados operativos del SNI [13].

En el estado normal todas las variables del SEP se mantienen dentro de sus límites, sin ninguna sobrecarga y ante esta condición operativa se cumple el criterio de seguridad N-1. En el estado de alerta las variables del sistema están dentro de sus límites pero ya no se cumple el criterio de seguridad N-1; en este caso, se deben tomar acciones preventivas de control para devolver el sistema a su estado normal. A continuación, le sigue el estado de emergencia, el cual ocurre cuando no se tomaron acciones preventivas, donde, cabe recalcar que se puede pasar del estado normal al estado de emergencia debido a múltiples perturbaciones. En el estado de emergencia las variables del SEP están fuera de sus límites y existe sobrecargas. Cuando el SEP se encuentra en el estado de emergencia se deben implementar acciones correctivas para llevar al sistema al estado de alerta y seguidamente al estado normal. Posteriormente, se tiene el estado de emergencia extrema cuando no se llevaron a cabo las acciones correctivas en el estado de emergencia y cuando desde el estado de alerta sucede perturbaciones continuas y severas (eventos en cascada). En el estado de emergencia extrema las variables del SEP se encuentran fuera del rango, existe sobrecargas, fallas en cascada e islas. Este estado lleva al colapso total o parcial del SEP. El colapso se encuentra fuera de los estados operativos del sistema porque los elementos están desenergizados. Finalmente, se tiene el estado restaurativo donde se toman acciones de control por el operador para restablecer la conexión del sistema y llevarlo, en una primera instancia, al estado de alerta, cumpliendo únicamente que las variables del sistema se encuentren dentro de sus límites.

1.4.4 Análisis de contingencias - criterio N-1

La desconexión de un elemento del SEP produce una redistribución de las corrientes en las líneas y variación de los voltajes en las barras, ocasionando sobrecargas en diferentes componentes del sistema [4]. Por otro lado, la salida de un elemento puede ser planificada o puede ser ocasionada por condiciones ambientales adversas o fallas imprevistas.

El análisis de contingencia N-1 es un método determinístico que permite establecer la capacidad del SEP para operar dentro de un intervalo de rendimiento mínimo, de forma estable, incluso después de la pérdida de un componente del sistema, con todas las variables dentro de los límites normales de operación [14]. En términos generales, el análisis de contingencias se relaciona con la salida de un componente del sistema (criterio N-1). Este análisis se vincula con el estudio de las condiciones anormales del sistema, donde, las interrupciones de los componentes del SEP pueden ser no planificadas. Este estudio permite determinar el grado de seguridad del sistema al medir el impacto de la desconexión de cualquier elemento del sistema, ya sea por salidas planificadas debido a mantenimiento o no planificadas a causa de fallas o cortocircuitos.

Este análisis permite determinar las condiciones post-transitorio que el sistema alcanza después de la salida de cada componente, a través de verificar el funcionamiento del sistema mediante el cálculo de flujo de potencia para cada contingencia simple posible. Es importante, que el estudio de contingencias esté acompañado de un análisis de confiabilidad con el fin de proponer soluciones técnicamente idóneas y económicamente viables. No obstante, este tipo de análisis conjunto de seguridad y confiabilidad no suele realizarse comúnmente.

1.4.5 Descomposición funcional del SNI

Para llevar a cabo el análisis de confiabilidad en el SNI, es necesario dividir el sistema en subsistemas para realizar un análisis separado, dado su nivel de complejidad. La completa evaluación de todo el sistema no es viable debido a los elevados requisitos computacionales y a la complicada interpretación de los resultados. La división más adecuada del sistema de potencia se presenta en la Figura 1.2.

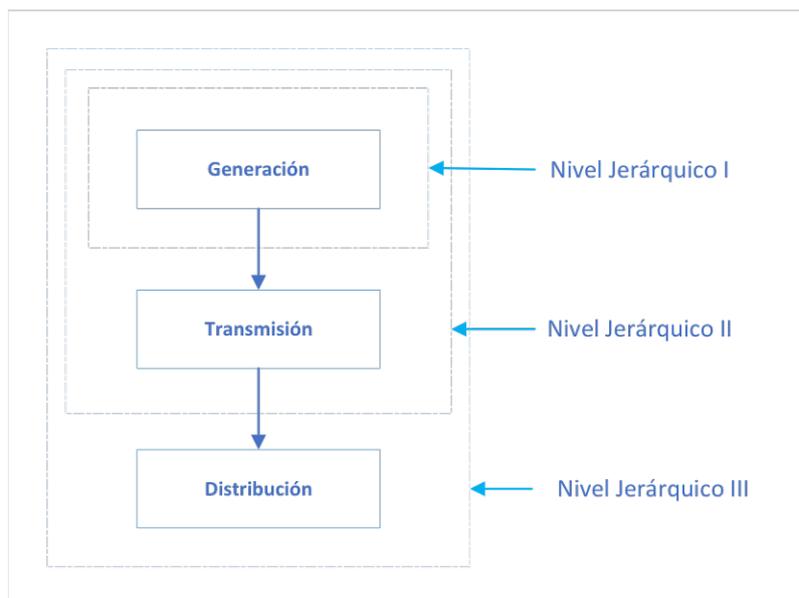


Figura 1.2: Niveles jerárquicos del SNI [6].

- **Nivel Jerárquico I Generación:** se refiere al sistema de generación y a la capacidad de satisfacer la demanda total del sistema [6]. Las unidades de generación se modelan como componentes equivalentes, utilizando índices para la evaluación de la confiabilidad.
- **Nivel Jerárquico II Transmisión:** hace referencia al sistema de generación, sistema de transmisión y la capacidad de entregar a los puntos principales de suministro [6]. Se modelan las interconexiones y la generación presente en cada sistema.
- **Nivel Jerárquico III Distribución:** hace referencia al nivel jerárquico II y el sistema de distribución para determinar la capacidad de satisfacer la demanda [6]. La confiabilidad se evalúa en los puntos de suministro y en los puntos de conexión de las cargas.

Aunque las áreas funcionales de generación y transmisión presentan una baja frecuencia de fallos, los estudios de confiabilidad se focalizan en estas zonas. Esto se debe a que las posibles fallas en estas áreas tienen la capacidad de afectar extensas áreas y a un elevado número de consumidores.

1.4.6 Confiabilidad

La confiabilidad del SEP es la capacidad de suministrar en todo momento y en todo lugar la demanda de los consumidores con adecuados niveles de calidad [15]. La calidad se refiere a mantener adecuados niveles de voltaje y frecuencia, así como la ausencia de componentes indeseables en la forma de onda. Esto permite salvaguardar la integridad de los componentes del sistema y minimizar los riesgos asociados a fallas o eventos adversos.

La confiabilidad es un factor muy importante en la operación del sistema porque permite tener una adecuada integración, seguridad y adecuación del sistema [16]. El análisis de confiabilidad trata de determinar los niveles de confiabilidad en que se encuentra operando el sistema, para considerar en los planes de expansión de manera que garantice seguridad, calidad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica. Para determinar un nivel óptimo de confiabilidad en el sistema se deben considerar varios parámetros, y algunos están en función del costo de las salidas de equipos no planificadas, donde, estos costos vienen dados por organismos reguladores [17]. La evaluación de la confiabilidad se realiza mediante índices que permiten cuantificar y caracterizar la confiabilidad del sistema, brindando información valiosa para la toma de decisiones en el diseño, planificación y operación eficiente del sistema [18].

1.4.6.1 Confiabilidad de los componentes

La confiabilidad de los componentes se refiere a la probabilidad de que un elemento pueda operar sin perder su continuidad [6]. Esto principalmente depende de las características de cada componente, como sus atributos de fabricación, las condiciones ambientales a las que se expone, y los procesos de mantenimiento y operación.

Desde la perspectiva de la confiabilidad, es posible clasificar los componentes del SEP como disponible e indisponible. Además, en la confiabilidad los modelos de los componentes son:

- Reparables:** sucede cuando el elemento experimenta una falla, quedando temporalmente indisponible hasta su reparación, momento en el cual vuelve a estar disponible.
- No Reparables:** sucede cuando el elemento no puede ser reparado.

De acuerdo con esto, se representa en la Figura 1.3 el diagrama de estados para un componente.

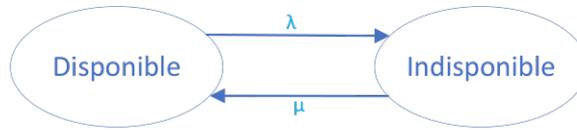


Figura 1.3: Diagrama de estados para un componente [6].

Donde, λ representa la tasa de falla (coeficiente entre el número de fallas y el tiempo total disponible) y μ la tasa de reparación (coeficiente entre en numero de fallas y el tiempo total indisponible).

1.4.6.2 Tasa de Salida Forzada FOR

La tasa de salida forzada (Forced outage rate) o conocido como indisponibilidad es la probabilidad de encontrar la unidad en salida forzada en un tiempo futuro [6] [19]. La indisponibilidad (FOR) se calcula como se muestra en la ecuación 1.1.

$$Indisponibilidad = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{Horas\ de\ Interrupcion\ Forzada}{Horas\ de\ Interrupcion\ Forzada + Horas\ de\ servicio} \quad (1.1)$$

De acuerdo con [19], la tasa de salida forzada se define como la probabilidad de que el componente no esté disponible debido a cortes no planificados, como fallas o mantenimientos no programados. Para obtener, esta probabilidad en porcentaje, se calcula como se muestra en la ecuación 1.2.

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} * 100 \quad (1.2)$$

Donde, FOH representa las horas de interrupción forzada que el componente estuvo fuera de servicio o salió debido a una salida no planificada. Mientras, SH representa el número de horas que el elemento estuvo en estado de servicio.

La disponibilidad en un sistema reparable se refiere a la confiabilidad; después de una falla, el sistema vuelve a su estado operativo tras la reparación, lo que reduce el impacto de la falla. Se calcula como la indisponibilidad menos uno o como se muestra en la ecuación 1.3.

$$Disponibilidad = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{Horas\ de\ servicio}{Horas\ de\ Interrupcion\ Forzada + Horas\ de\ servicio} \quad (1.3)$$

1.4.7 Confiabilidad de los componentes del SNI

Para asegurar niveles adecuados de confiabilidad y operación, es necesario considerar las limitaciones y características específicas de cada elemento del sistema, tales como líneas de transmisión, transformadores y generadores.

1.4.7.1 Confiabilidad en líneas de transmisión

La función principal de las líneas de transmisión es llevar la energía eléctrica desde diversos puntos de producción hacia las barras principales de consumo. Estas líneas de transmisión se encuentran diseñadas con estándares de calidad seguridad y confiabilidad; sin embargo, se encuentran expuestas a diversos fenómenos que pueden cortar el suministro de energía. Para el análisis de confiabilidad en líneas de transmisión se utilizan índices estadísticos como: frecuencia de falla y tiempo de reparación.

A. Frecuencia de falla FF_{LT}

La frecuencia de falla en una línea de transmisión es la relación entre el número de fallas y la longitud de la línea por el periodo analizado. Se calcula como se muestra en la ecuación 1.4.

$$FF_{LT} = \frac{\text{Numero de fallas}_i}{\text{longitud} \cdot \text{año}} \left[\frac{1}{\text{km} \cdot \text{año}} \right] \quad (1.4)$$

B. Tiempo de reparación TR_{LT}

El tiempo de reparación en una línea de transmisión es el valor medio del tiempo de reparación, es decir, es la relación entre la sumatoria del número de horas que la línea encuentra indisponible debido a un evento y la sumatoria del número de fallas. Se calcula como se muestra en la ecuación 1.5.

$$TR_{LT} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Horas indisponibles}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Numero de fallas}_i} \quad [h] \quad (1.5)$$

1.4.7.2 Confiabilidad en transformadores

La función primordial en los transformadores es aumentar o disminuir el voltaje con el propósito de evitar pérdidas en la transferencia de energía eléctrica. Al igual que las líneas de transmisión, para el análisis de confiabilidad se emplean índices estadísticos, tales como la frecuencia de falla y el tiempo de reparación.

A. Frecuencia de falla FF_T

La frecuencia de falla en transformadores es la relación entre el número de fallas y el periodo analizado. Se calcula como se muestra en la ecuación 1.6.

$$FF_T = \frac{\text{Numero de fallas}_i}{\text{año}} \left[\frac{1}{\text{año}} \right] \quad (1.6)$$

B. Tiempo de reparación TR_T

El tiempo de reparación en transformadores es el valor medio del tiempo de reparación, es decir, es la relación entre la sumatoria del número de horas que el transformador se encuentra indisponible debido a un evento y la sumatoria del número de fallas. Se calcula como se muestra en la ecuación 1.7.

$$TR_T = \frac{\sum_{i=1}^n \text{horas indisponibles}_i}{\sum_{i=1}^n \text{numero de fallas}_i} [h] \quad (1.7)$$

1.4.7.3 Confiabilidad en generadores

La confiabilidad en el sistema de generación se divide en dos aspectos: adecuación y seguridad. La adecuación se relaciona con la presencia de generadores suficientes para cubrir la demanda, mientras que la seguridad se vincula con la capacidad del generador para enfrentar las perturbaciones del sistema [20]. El análisis de confiabilidad en DIGSILENT PowerFactory utiliza modelos estocásticos para definir los estados de disponibilidad de generación.

Para desarrollar el modelo estocástico de generación, es necesario determinar una función de densidad de probabilidad que describa la disponibilidad de energía en la central. Este enfoque facilita la cuantificación del riesgo asociado a la posibilidad de no satisfacer la

demanda esperada. La función de densidad de probabilidad resultante representa la contribución probabilística total de la central durante las horas de demanda pico. Para construir esta función de probabilidad específica para cada central de generación, se emplean valores estocásticos obtenidos de los resultados de un proceso de optimización de largo plazo, basada en Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP). Dicha programación tiene como objetivo determinar la política operativa más económica para los embalses, aportando así información valiosa al modelo estocástico general [21].

1.4.8 Índices de confiabilidad

Anteriormente se mencionaron algunos indicadores de confiabilidad, como la disponibilidad y la indisponibilidad. Además de estos indicadores, existen índices que permiten controlar la frecuencia y duración de las interrupciones [22]. Estos índices están diseñados para evaluar el impacto de las interrupciones en términos de cantidad, duración y severidad.

En el proceso de la evaluación de la confiabilidad mediante el Software DlgSILENT Power-Factory se producen dos tipos de indicadores: índices del sistema e índices en los puntos de carga.

1.4.8.1 Índices del Sistema

Siguiendo [23] y con la norma de la IEEE Estándar 1366, donde, se describen los índices de confiabilidad, se tiene:

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

El índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida en un periodo de tiempo definido.

$$SAIFI = \frac{\sum_i ACIF_i \cdot C_i}{\sum_i C_i} \left[\frac{1}{C \cdot \text{año}} \right] \quad (1.8)$$

Donde:

$ACIF_i$: es la frecuencia promedio de interrupción por cliente en $[1/\text{año}]$.

C_i : es el número de clientes suministrados por el punto de carga i .

SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

El índice de duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un periodo de tiempo definido.

$$SAIDI = \frac{\sum_i ACIT_i \cdot C_i}{\sum_i C_i} \left[\frac{h}{C \cdot \text{año}} \right] \quad (1.9)$$

Donde:

$ACIT_i$: es el tiempo Promedio de Interrupción por Cliente en $[h/año]$.

C_i : es el número de clientes suministrados por el punto de carga i .

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

El índice de frecuencia promedio de interrupción por cliente (CAIFI) es la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas.

$$CAIFI = \frac{\sum_i ACIF_i \cdot C_i}{\sum_i A_i} \left[\frac{1}{C \cdot \text{año}} \right] \quad (1.10)$$

Donde:

$ACIF_i$: es la frecuencia promedio de interrupción por cliente en $[1/año]$.

C_i : es el número de clientes suministrados por el punto de carga i .

A_i : es el número de clientes afectados.

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

El índice de duración promedio de interrupción por cliente (CAIDI) es el tiempo promedio para restablecer el servicio.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} [h] \quad (1.11)$$

ENS (Energy Not Supplied)

La energía no suministrada (ENS) es la cantidad total de energía que, en promedio, no se entrega a las cargas del sistema.

$$ENS = \sum_i LPENS_i \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right] \quad (1.12)$$

Donde:

$LPENS_i$: es la energía no suministrada en el punto de carga en $[MWh/año]$.

AENS (Average Energy Not Supplied)

El promedio de energía no suministrada (AENS) es la cantidad promedio de energía no suministrada para todos los clientes.

$$AENS = \frac{ENS}{\sum_i C_i} \left[\frac{MWh}{C \cdot \tilde{año}} \right] \quad (1.13)$$

Donde:

ENS: es la energía no suministrada.

C_i: es el número de clientes suministrados por el punto de carga *i*.

ASAI (Average Service Availability Index)

El índice promedio de disponibilidad de servicio (ASAI) indica la proporción de tiempo en que un cliente permanece conectado durante el periodo de cálculo establecido.

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (1.14)$$

Donde:

ASUI: es el índice promedio de indisponibilidad de servicio.

ASUI (Average Service Unavailability Index)

El índice promedio de indisponibilidad de servicio (ASUI) indica la probabilidad de tener suministro para todas las cargas.

$$ASUI = \frac{\sum_i ACIT_i \cdot C_i}{8760 \cdot \sum_i C_i} \quad (1.15)$$

Donde:

ACIT_i: es el tiempo Promedio de Interrupción por Cliente en [*h/año*].

C_i: es el número de clientes suministrados por el punto de carga *i*.

ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)

El índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema (ASIFI) permite evaluar el desempeño de la distribución de áreas que suministran carga concentrada (industriales o

comerciales). Se fundamenta en la carga en lugar de los clientes afectados.

$$ASIFI = \frac{\sum_i L_m}{L_T} \left[\frac{1}{\tilde{\text{año}}} \right] \quad (1.16)$$

Donde:

L_m : es la potencia aparente total conectada interrumpida para cada interrupción m .

L_T : es la potencia aparente total conectada suministrada.

ASIDI (Average System Interruption Duration Index)

El índice promedio de duración de interrupción del sistema (ASIDI) es equivalente al SAIDI, pero su cálculo se fundamenta en la carga en lugar de los clientes afectados.

$$ASIDI = \frac{\sum_i r_m \cdot L_m}{L_T} \left[\frac{h}{\tilde{\text{año}}} \right] \quad (1.17)$$

Donde:

L_m : es la potencia aparente total conectada interrumpida para cada interrupción m .

L_T : es la potencia aparente total conectada suministrada.

r_m : es la duración de cada evento de interrupción m .

1.4.8.2 Índices en puntos de carga

De acuerdo con la norma de la IEEE 1366 los parámetros ACIF, ACIT, LPIF y LPIT sólo se calculan y consideran si la duración de la interrupción es mayor que el valor de tiempo.

Estos índices, utilizados para evaluar el rendimiento son:

ACIF (Average Customer Interruption Frequency)

El índice promedio de frecuencia de interrupción por cliente (ACIF) se calcula sumando la frecuencia de ocurrencia de contingencias multiplicada por la fracción de carga perdida en el punto de suministro.

$$ACIF_i = \sum_k Fr_k \cdot frac_{i,k} \left[\frac{1}{\tilde{\text{año}}} \right] \quad (1.18)$$

Donde:

Fr_k : es la frecuencia de ocurrencia de la contingencia k .

$frac_{i,k}$: fracción de la carga que se pierde en el punto de carga i , para la contingencia k .

ACIT (Average Customer Interruption Time)

El tiempo promedio de interrupción por cliente (ACIT), se calcula al multiplicar la probabilidad de ocurrencia de contingencias por la fracción de carga perdida en el punto de suministro.

$$ACIT_i = \sum_k 8760 \cdot Pr_k \cdot frac_{i,k} \left[\frac{h}{a\tilde{n}o} \right] \quad (1.19)$$

Donde:

Pr_k : es la probabilidad de ocurrencia de la contingencia k .

$frac_{i,k}$: fracción de la carga que se pierde en el punto de carga i , para la contingencia k .

LPIF (Load Point Interruption Frequency)

La frecuencia de interrupción en el punto de carga (LPIF) es igual al ACIF, siendo el punto de carga su total, es decir, igual a 1.

$$LPIF_i = \sum_k Fr_k \left[\frac{1}{a\tilde{n}o} \right] \quad (1.20)$$

Donde:

Fr_k : es la frecuencia de ocurrencia de la contingencia k .

LPIT (Load Point Interruption Time)

El tiempo de interrupción en el punto de carga (LPIT) es igual al ACIT, siendo el punto de carga su total, es decir, igual a 1.

$$LPIT_i = \sum_k 8760 \cdot Pr_k \left[\frac{h}{a\tilde{n}o} \right] \quad (1.21)$$

Donde:

Pr_k : es la probabilidad de ocurrencia de la contingencia k .

2 METODOLOGÍA

2.1 Elementos del SNI considerados en la evaluación de la seguridad estática

El sistema eléctrico de Ecuador se constituye tanto por generación renovable como hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, biomasa como por generación térmica, junto con un sistema de transmisión y distribución. Adicionalmente, presenta dos interconexiones, una al norte con Colombia, de forma sincrónica y otra al sur con Perú de forma asincrónica. El sistema de generación es responsable de la producción de la energía eléctrica de las cuales las principales centrales de generación se aprecian en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Principales centrales de generación del SNI. Elaborado por el autor

Centrales Hidroeléctricas	Centrales Térmicas	Centrales Eólicas
- Coca Codo Sinclair - Paute - Sopladora - Mazar - San Francisco - Minas San Francisco - Agoyán	- Gonzalo Zevallos - Trinitaria - Jaramijó - Esmeraldas I y II	- Villonaco

De todas las centrales de generación del sistema eléctrico ecuatoriano, únicamente se consideró el modelo estocástico para el análisis de confiabilidad de las principales centrales que se detalla en la Tabla 2.1. La función de distribución de probabilidad para los modelos estocásticos de las unidades generadoras se obtuvo de [20].

El sistema de transmisión es el encargado del transporte de energía desde las unidades

generadoras a los centros de consumo. CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC busca asegurar el transporte eficiente de potencia y energía eléctrica, manteniendo niveles óptimos de confiabilidad, seguridad y calidad en el servicio eléctrico. Actualmente, el sistema de transmisión del SNI cuenta con niveles de voltajes en líneas de transmisión de 500 kV, 230 kV y 138 kV. La línea de 500 kV posee una longitud de 613,3 km, a nivel de 230 kV las líneas tienen una longitud de 3.015,3 km y a nivel de 138 kV existen 2.189,29 km [24].

El sistema de transmisión se encuentra dividido en cuatro zonas operativas:

- ❑ **Zona Noroccidental:** Santo Domingo, Esmeraldas, Quevedo, Portoviejo, Baba, Quindé, Baba, Manta, San Gregorio, Chone, Montecristi.
- ❑ **Zona Suroccidental:** Trinitaria, Milagro, Dos cerritos, Babahoyo, Policentro, Pascuales, Chorrillos, Esclusas, Salitral, Santa Elena, Caraguay, Chongón, Posorja, Machala, Nueva Prosperina, Duran, San Idelfonso.
- ❑ **Zona Nororiental:** Ambato, Loreto, Totoras, Baños, Puyo, Tena, Topo, Francisco de Orellana, Tisaleo, Ibarra, Santa Rosa, Pomasqui, Vicentina, El Inga, San Rafael, Tulcán, Jivino, Shushufindi, Mulaló, Pomasqui.
- ❑ **Zona Suroriental:** Cuenca, Riobamba, Taday, Molino, Zhoray, Gualaceo, Yanacocha, Cumbaratza, Babahoyo, Yanacocha, Limón, Méndez, Sinincay, Macas, Loja, Molino, Bomboiza.

De acuerdo, con las zonas operativas, se estructura una topología que permite la supervisión y el control de cada una. En la zona Nororiental se encuentra la interconexión con Colombia, mientras que en la zona Suroccidental se encuentra la interconexión con Perú. La línea de transmisión Santa Rosa – Santo Domingo conecta la zona Noroccidental con la zona Nororiental. Asimismo, las líneas de transmisión Riobamba – Totoras y Taday – Totoras conectan la zona Nororiental con la zona Suroriental. Por otro lado, las zonas Suroriental y Suroccidental están interconectadas por las líneas de transmisión Pascuales – Molino, Milagro – Zhoray, Milagro – Sopladora y Esclusas – Sopladora. Esto se aprecia en la Figura 2.1, donde, muestra de manera clara las zonas operativas del SNI.

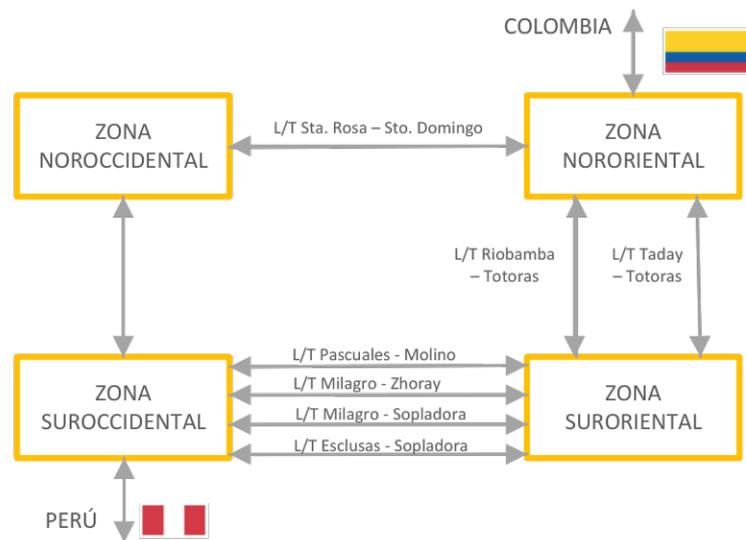


Figura 2.1: Áreas operativas del Sistema Nacional Interconectado. Elaborado por el autor

En la modelación del sistema eléctrico, se consideraron las cuatro zonas operativas, como se muestra en la Figura 2.1, con el objetivo de realizar un análisis detallado de cada una de ellas. Este enfoque permite obtener una perspectiva global del sistema, lo que resulta fundamental para comprender el estado real del sistema eléctrico ecuatoriano.

A partir del diagnóstico de la situación del sistema eléctrico realizado por el Operador Nacional de Electricidad CENACE, la producción energética en el 2022 fue de 28.870 GWh, de los cuales el 84,91 % corresponde a generación hidroeléctrica. Las centrales hidráulicas Coca Codo Sinclair, Paute-Molino y Sopladora contribuyen significativamente, aportando en conjunto un total del 59.25 % de la producción energética. La demanda máxima encontrada en el 2022 fue de 4.388,06 MW [25].

2.1.1 Modelación del Sistema

Para realizar el estudio de la evaluación de la seguridad estática y de la confiabilidad del SNI es necesario realizar una simplificación del sistema. Al simplificar al SNI, se facilita un análisis más preciso y efectivo, permitiendo identificar posibles puntos críticos ante contingencias severas y proponer mejores estrategias para fortalecer la seguridad y la confiabilidad en el SNI.

Se simplificó la modelación del Sistema Nacional Interconectado utilizando el software Po-

werFactory de DIgSILENT. Como resultado de esta simplificación, el SNI reducido ahora consta de 184 barras, 163 líneas de transmisión, 80 transformadores y 41 generadores.

Con el propósito de llevar a cabo un exhaustivo estudio se proponen 4 casos de estudio con diferentes condiciones climáticas y niveles de demanda.

1. Demanda mínima periodo seco
2. Demanda mínima periodo lluvioso
3. Demanda máxima periodo seco
4. Demanda máxima periodo lluvioso

Cada escenario operativo se elaboró utilizando los datos del despacho económico diario proporcionados por CENACE. Se aplicó un incremento del 15 % a los datos de la demanda del sistema para aproximarse a las condiciones reales de operación del sistema. A partir del diagnóstico actual del sistema eléctrico llevado a cabo por CENACE, se identifica que la demanda mínima del sistema asciende a los 3200 MW, mientras que la demanda máxima alcanza los 4753 MW. De acuerdo, con la modelación del SNI reducido en promedio se obtuvo 3114,27 MW para la demanda mínima y 4663,42 MW para demanda máxima.

Para el análisis de los cuatro casos de estudio, se recopilaron datos del despacho económica hora a hora del sistema eléctrico. Para el periodo seco se tomaron datos del mes de octubre del 2023, mientras, para el periodo lluvioso se obtuvieron datos del mes de mayo del mismo año. Además, para determinar la demanda mínima y máxima, se tomaron datos horarios según lo establecido en la Norma ARCERNR - 025/2022. Según esta norma, la demanda mínima se considera entre las 22:00 y las 8:00 horas, mientras que la demanda máxima se considera entre las 18:00 y las 22:00 horas. Durante la operación en tiempo real del sistema a través del Operador de Electricidad CENACE, se observó que la demanda mínima ocurre a las 3:00 a.m., mientras que la demanda máxima se registra a las 7:00 p.m. Por lo tanto, en estos horarios se consideraron tanto el despacho de los generadores como el consumo de las cargas. En el Anexo I adjunto a este trabajo, se presenta el flujo de potencia para cada caso de estudio.

2.2 Procedimiento de la evaluación estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el análisis de riesgo

Para la evaluación de la seguridad estática del SNI considerando el análisis de riesgo se define una metodología de valoración de contingencias en función de su probabilidad de ocurrencia y su severidad para el sistema. Para esto, se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Evaluación de la seguridad estática considerando el análisis de contingencia N-1. Este análisis permitirá determinar contingencias críticas y analizar la capacidad del sistema para enfrentar contingencias y eventos imprevistos, garantizando la continuidad y confiabilidad del suministro de energía.
2. Determinar la probabilidad de que ocurran las contingencias identificadas como críticas. Una vez identificadas las contingencias críticas del sistema resulta imperativo llevar a cabo un análisis más profundo para determinar la probabilidad de ocurrencia de estas contingencias. Para esto, se analiza la tasa de salida forzada de los componentes del sistema que se refiere a la frecuencia de los componentes que presentan fallas o interrupciones no planificadas. Este enfoque, proporciona una visión más precisa de la vulnerabilidad del sistema y la confiabilidad del suministro de energía.
3. Establecer un criterio de severidad de las contingencias y clasificarlas según su nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo. Al definir un criterio de severidad, se establecen parámetros claros que permiten medir el impacto potencial de cada contingencia. Entonces, la matriz de riesgo se convierte en una herramienta valiosa porque proporciona una representación visual que ayuda a priorizar acciones de mitigación y planificación, centrándose en contingencias que presentan mayor riesgo.

Este trabajo aborda las etapas 1 y 2 de la metodología propuesta. La etapa 3 se presenta en [26] donde detalla la elaboración de la matriz de riesgo. A partir de lo mencionado, se plantea el diagrama de flujo donde se lleva a cabo el punto 1 y 2, los cuales se encuentran detallados en la Figura 2.2.

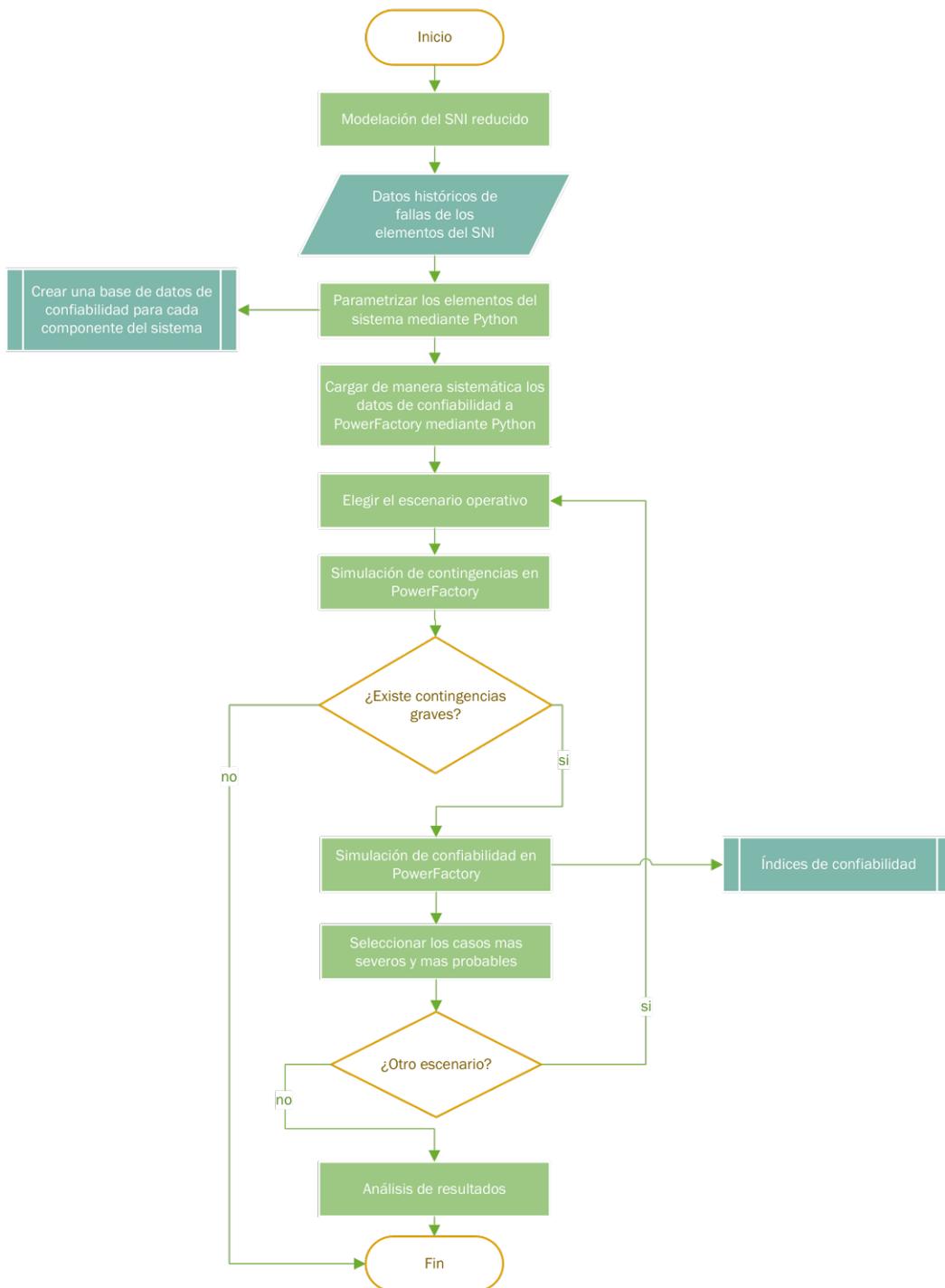


Figura 2.2: Diagrama de flujo. Elaborado por el autor

El diagrama de flujo presentado en la Figura 2.2, muestra el procedimiento para establecer un ranking de contingencias críticas de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia. Para esto se debe realizar la modelación del SNI reducido con la base de datos de sistema completo, donde, se toma en cuenta elementos de gran importancia. Luego, como elementos de

entrada se necesita datos históricos de fallas de los elementos del SNI, que son obtenidos de la base de datos de CENACE, véase el Anexo III. Seguidamente, se necesita parametrizar los datos del sistema mediante Python, al ser un sistema complejo se tiene mucha información de los elementos que necesitan ser clasificados. El reporte de datos proporcionado por el Área de Análisis de la Operación en CENACE, clasifica el informe de fallas de acuerdo con el tipo de elemento, es decir, G para generadores, B para barras, LT para líneas de transmisión y T para transformadores. En relación con el nombre de la subestación se tiene el elemento que presentó una falla, donde, se indica la fecha y la hora que inició la falla hasta que volvió a estar operativo. Después de importar las librerías correspondientes y la información proporcionada, para el caso de la línea de transmisión, se extrajeron los datos como se presenta el código en la Figura 2.3.

```

#LINEAS
Especificacion_L = Datos_2010.Elemento
Lineas2010 = []
HorL2010 = []
FechL2010 = []
EspL2010 = []
for i in range(n):
    if TipoB[i] == 'LT':
        Lineas2010.append(SubB[i])
        HorL2010.append(HorIndB[i])
        FechL2010.append(FechB[i])
        EspL2010.append(Especificacion_L[i])

#Ordenar para ->Excel
Esp_L = Dt_L.ELEMENTO_Lineas
Elem_DtL = Dt_L.SUB
Elem_Dttl = Dt_L.Elemento
n1 = np.size(Elem_DtL)
n2 = np.size(Lineas2010)
DtexcelL10 = np.zeros(n1)
Fallal10 = np.zeros(n1)
for j in range(n1):
    contar = 0
    for i in range(n2):
        if Elem_DtL[j] == Lineas2010[i] and Esp_L[j] == EspL2010[i]:
            DtexcelL10[j] += HorL2010[i]
            contar += 1
    Fallal10[j] = contar

```

Figura 2.3: Código para clasificar los datos de falla para el caso de la línea de transmisión. Elaborado por el autor

En la Figura 2.3 se presenta el caso de la línea de transmisión, donde, como datos de salida se obtiene el nombre, la fecha, la hora y la especificación del elemento. A partir de esto, se procede a ordenar los elementos que presentaron fallas de acuerdo con la especificación de cada componente. Este proceso se repite mediante un bucle, abarcando los años desde 2010 hasta 2023. La información resultante se guarda en un archivo de Excel, dando como resultado una base de datos de confiabilidad para cada componente del SNI.

Posteriormente, se procede a cargar de manera sistematizada los datos de confiabilidad a PowerFactory mediante Python, permitiendo que el análisis sea automático para cada escenario operativo. En este proceso, se abre PowerFactory en modo iterativo, como se ilustra en la Figura 2.4.

```
#-----ABRIR POWERFACTORY EN MODO INTERACTIVO-----  
  
app=pf.GetApplication()  
usuario=app.GetCurrentUser()  
proyecto=app.ActivateProject('SNI_Simplified_JC_VF')#Acceder al nombre del proyecto  
prj=app.GetActiveProject()
```

Figura 2.4: Código para Abrir a PowerFactory en modo iterativo. Elaborado por el autor

En la Figura 2.4 se aprecia el código para abrir PowerFactory en modo iterativo, posibilitando así la visualización del SEP. Seguidamente, se procede a cargar los datos de confiabilidad de las líneas al SNI reducido, como se muestra en la Figura 2.5.

```
#-----LINEAS-----  
#Dicc Lineas  
Ln_dic = {}  
Ln = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne') #Cargar todas las barras del SNI  
for i in Ln:  
    Ln_dic[i.loc_name] = i #acceder al atributo de la variable  
  
#Leer atributos  
LL = pd.Series()  
for i in Ln_dic:  
    LL[i] = Ln_dic[i].GetAttribute('loc_name')  
  
#Asignar valores  
for i in range(m):  
    for j in range(m):  
        if LL[i] == Elm_Ln[j]:  
            if FF_Ln[j] != 0:  
                Ln_dic[LL[i]].GetAttribute('pStoch').SetAttribute('DnFr', FF_Ln[j])  
                Ln_dic[LL[i]].GetAttribute('pStoch').SetAttribute('RepMu', RD_Ln[j])
```

Figura 2.5: Código para cargar los datos de confiabilidad a PowerFactory. Elaborado por el autor

Como se muestra en la Figura 2.5 para cargar de manera sistemática los datos a cada elemento del SNI, se requiere la creación de diccionarios para facilitar la ubicación de los elementos. Estos diccionarios contienen información detallada sobre cada elemento, accediendo al atributo del mismo. En PowerFactory, mediante GetAttribute, se puede acceder a diferentes objetos, dependiendo el nombre que tenga, es decir, para acceder al objeto de la línea, el atributo es ElmLne. Mediante SetAttribute permite cargar valores en cada componente, dependiendo el atributo que se tenga.

Posteriormente, se procede a la selección del escenario específico en el cual se llevará a

cabo el análisis, mediante el código presentado en la Figura 2.6.

```
#-----NOMBRE DE LOS ESCENARIOS DE OPERACIÓN-----  
print('ESCENARIOS:\n.....')  
print('0 Base\n1 Dmin Seco\n2 Dmin Lluvioso\n3 Dmax Seco\n4 Dmax Lluvioso')  
v1=input(str('INGRESE EL NOMBRE DEL ESCENARIO: '))  
#Acceder a Los Casos de Estudio  
FoldOperScens=app.GetProjectFolder('study')  
for OperScen in FoldOperScens.GetContents(v1):  
    OperScen.Activate()
```

Figura 2.6: Código para la selección del caso de estudio. Elaborado por el autor

Una vez seleccionado el escenario de análisis se realiza la simulación de contingencias, donde, en caso de encontrar contingencias críticas, se concluye el análisis y si se detectan contingencias críticas se procede a realizar el estudio de confiabilidad donde se seleccionan los casos más severos. Posteriormente, si se desea elegir un nuevo escenario, se retorna al análisis de contingencias, de lo contrario, se procede al análisis de los resultados, determinando la probabilidad de que ocurran las contingencias identificadas como críticas.

2.3 Evaluación de contingencias

Para realizar el estudio de la evaluación de la seguridad estática del SNI mediante contingencias N-1 es necesario definir los estados de cada componente del sistema e identificar los más severos en los que se puede encontrar diversos elementos del sistema. En el análisis de la seguridad del sistema, se tomarán en cuenta exclusivamente los elementos de mayor relevancia, tales como las líneas de transmisión, transformadores y generadores.

En el estudio del análisis de contingencias en PowerFactory, existen dos métodos: el estándar y el optimizado. El método estándar, es más lento y se emplea cuando los cambios en la topología requieren que la matriz Jacobiana se reconstruya. Por otro lado, el método optimizado, es más rápido y utiliza la matriz Jacobiana existente del caso base. Ambos métodos, se maneja automáticamente dentro de la función de análisis de contingencias.

Durante la ejecución de la evaluación de contingencias, se requiere tanto la creación como el análisis de éstas.

2.3.1 Creación de contingencias

La creación de una lista de elementos que deben ser desconectados de manera que represente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado) puede ser generada mediante tres maneras diferentes:

1. A través de la definición y aplicación de casos y grupos de falla.
2. A través de la definición de contingencias.
3. Seleccionando componentes del sistema.

Para la creación de contingencias, se utilizará la herramienta de definición de contingencias, el cual genera automáticamente contingencias de manera sencilla. Se accede a través de la barra de herramienta de análisis de contingencia, donde, estará el comando definición de contingencias (ComNmink), que puede generar automáticamente contingencias para todo el sistema o conjuntos predefinidos de elementos. En la Figura 2.7 se muestra la ventana para la creación de contingencias.

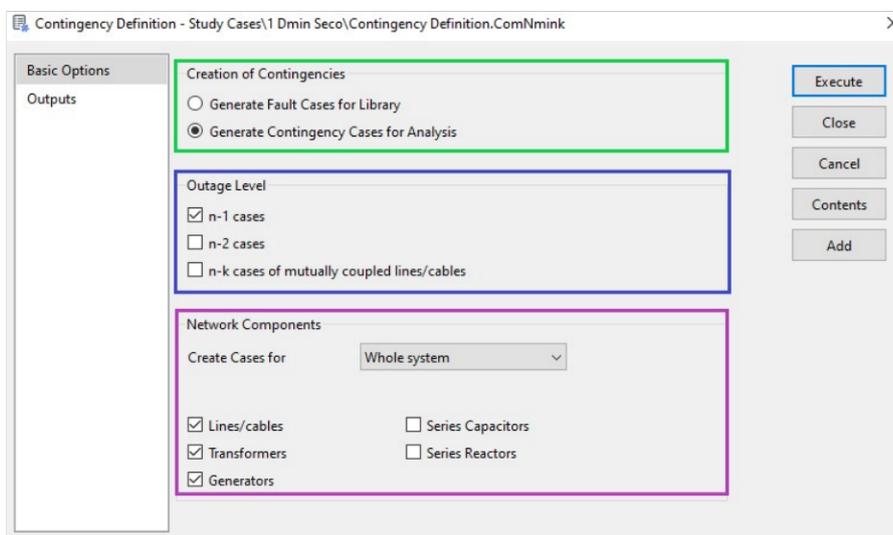


Figura 2.7: Ventana para la creación de contingencias. Elaborado por el autor

Como se aprecia en la Figura 2.7 para crear contingencias en lugar de casos de falla se debe seleccionar, generar contingencia para análisis. Esto ocasionará contingencias que se almacenarán en el comando de análisis de contingencia.

Posteriormente, se tiene el nivel de interrupción, donde, se tienen tres opciones

- **N-1:** Permite crear casos de contingencia individuales para cada uno de los elementos elegidos.
- **N-2:** Permite crear casos de contingencia para cada posible combinación de dos componentes seleccionados.
- **N-k líneas mutuamente acoplados:** Permite crear casos de contingencias para cada grupo de líneas mutuamente acoplados.

Para llevar a cabo el presente análisis, se elige el caso de contingencias individuales N-1, donde se generan casos de contingencia para cada componente seleccionado de manera individual, permitiéndolo examinar el sistema ante la eventualidad de la salida de un elemento a la vez.

Seguidamente, se tienen tres opciones principales en la parte de componentes de la red:

1. **Todo el sistema:** esta opción permite generar contingencia de toda la red, con opciones para elegir qué clases de elementos deben considerarse. Se puede elegir: líneas, transformadores, generadores, capacitores en serie y reactores en serie.
2. **Selección:** esta opción permite utilizar un conjunto de elementos almacenados en el Caso de Estudio.
3. **Elementos filtrados:** esta opción permite seleccionar elementos según un filtro definido.

En este análisis, se opta por la opción de todo el sistema, con el fin de generar contingencias que abarquen la totalidad del sistema. En este contexto, las contingencias se limitarán exclusivamente a líneas, transformadores y generadores.

2.3.2 Análisis de contingencias

Una vez que las contingencias han sido generadas, se tiene el comando de análisis de contingencias (ComSimoutage) que puede ser ajustado según sea necesario. En la Figura 2.8 se muestra la ventana para el análisis de contingencias.

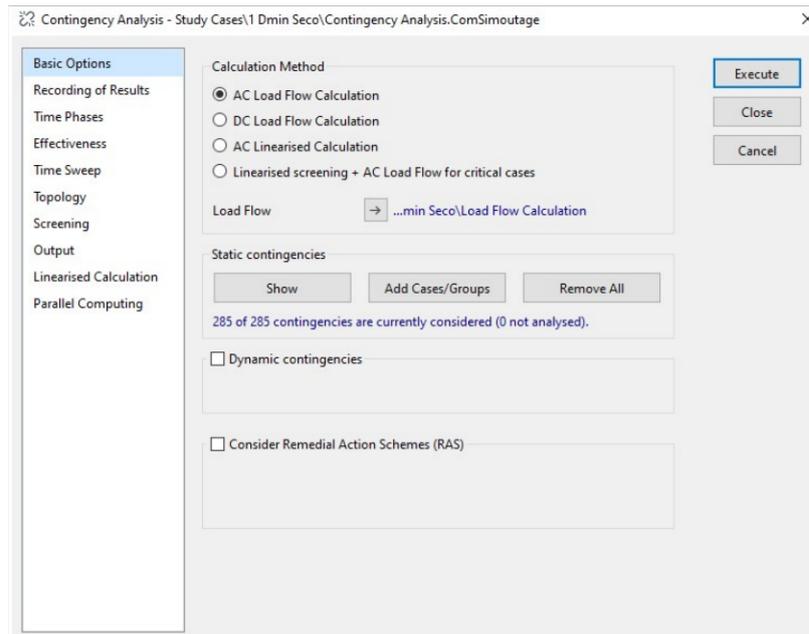


Figura 2.8: Ventana para el análisis de contingencia. Elaborado por el autor

Como se aprecia en la Figura 2.8, es necesario elegir el método de cálculo, teniendo las siguientes opciones:

- **Flujo de carga AC:** es un método iterativo de flujo de carga en corriente alterna (AC) utilizado para determinar el flujo de potencia y las tensiones en cada caso de contingencia.
- **Flujo de carga DC:** es un método lineal de flujo de carga en corriente continua (DC) utilizado para determinar el flujo de potencia activa por cada caso de contingencia.
- **Linealizado de AC:** es un método rápido para el análisis de contingencia, que representa el caso de contingencia mediante inyecciones equivalentes para reducir el flujo a través del área con falla a cero. Es un método aproximado.
- **Linealizado + flujo de carga AC:** es un método combinado, primero, utilizará un método de flujo de carga linealizado para calcular el flujo de potencia activa por cada caso de contingencia; si se detecta que las cargas de ciertas contingencias superan un umbral determinado, entonces estos casos se recalcularán utilizando el método iterativo de flujo de carga AC. Es utilizado para casos críticos.

Para llevar a cabo este análisis se utiliza el flujo de carga AC para identificar aquellos elementos que no logran converger. Dependiendo, los elementos que no convergen se calculan

individualmente utilizando otro método.

Con la creación de contingencia del punto anterior, es posible visualizar, añadir o eliminar contingencias previamente generadas. En el presente análisis, se cuenta con un total de 285 contingencias que deben ser evaluadas, como se detalla en el Anexo II.

Durante el análisis de contingencias, se examinan las violaciones más significativas en términos de cargabilidad, así como los voltajes mínimos y máximos. Se tiene una restricción de voltaje mínimo de 0,95 pu, voltaje máximo de 1,05 pu y cargabilidad con valores superiores al 100 %.

2.4 Evaluación de la confiabilidad

Para realizar la evaluación de la confiabilidad en PowerFactory, es necesario crear los modelos de falla para los elementos del sistema, para generar índices de confiabilidad. Estos índices de confiabilidad consideran, la modelación de la carga, modelación de la falla, creación del estado del sistema, análisis de efectos de falla, análisis estadístico y generación de informes. En la Figura 2.9 se observa el diagrama de flujo que PowerFactory utiliza en su análisis de la confiabilidad.

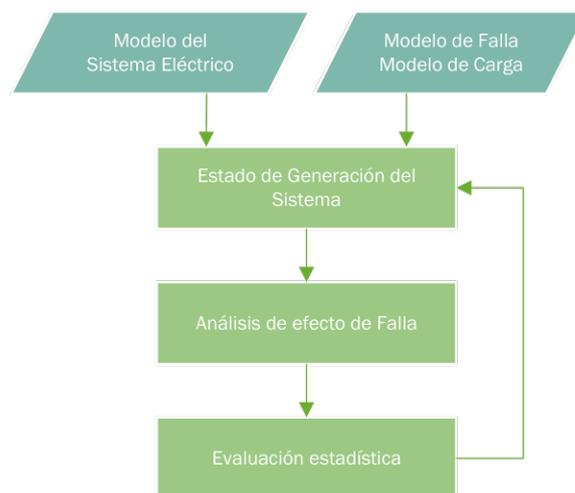


Figura 2.9: Diagrama de flujo del análisis de confiabilidad de PowerFactory [23].

En la Figura 2.9 se observa que PowerFactory utiliza el modelo del sistema, la carga y la falla para generar los índices de confiabilidad. El modelo de la carga se basa en pronósticos de carga definidos y en escenarios de crecimiento. El modelo de falla describe la manera en que los componentes del sistema pueden fallar, la frecuencia con la que podrían presentar

fallas y el tiempo requerido para repararlos en caso de que fallen. A partir de esto, se determina el estado de generación del sistema, que es la combinación del modelo de falla y una condición de carga para construir una lista relevante de los estados del sistema. A continuación, se realiza el análisis de efecto de falla, que consiste en analizar los estados del sistema con fallas mediante simulaciones. Dentro de esto, se crea la estadística de la confiabilidad incluyendo los índices del sistema. Y finalmente, se realizará la evaluación estadística y cerrará el bucle regresando al estado de generación del sistema.

2.4.1 Modelos de falla para los elementos de la red

PowerFactory permite al usuario la capacidad de establecer modelos que capturen la dinámica estocástica de las fallas y reparaciones de los componentes del sistema. Estos modelos estocásticos de falla determinan la probabilidad de que un componente experimente una falla y, en caso de ocurrir, el tiempo medio necesario para reparar dicho componente.

2.4.1.1 Modelo de falla de barras

El modelo de fallas por tipo de barra (StoTybar) es un modelo estocástico diseñado para los nodos de la red. Para configurar un nuevo modelo, se deben abrir las configuraciones de la barra e ir al apartado de confiabilidad (Reliability), seguidamente seleccionar nuevo tipo de proyecto (New Project Type) y aparecerá un cuadro idéntico a la Figura 2.10.

Parameter	Value	Unit
Name	PASC230-R-modelo	
Failure Frequency for Terminal	0,1455604	1/a
Outage Expectancy for Terminal	0,04730713	h/a
Additional failure frequency per connected breaker	0,	1/a
Outage Expectancy per connection	0,	h/a
Repair Duration	0,325	h

Figura 2.10: Modelo de falla para la barra. Elaborado por el autor

En el modelo presentado en la Figura 2.10 se debe ingresar el nombre del modelo y los datos de falla. Los datos de falla que deben ser ingresados son:

- Frecuencia de falla del terminal en [1/a].
- Frecuencia de falla adicional por conexión en [1/a].
- Duración de la reparación en [h].

La frecuencia de falla del terminal se calcula como el número de fallas sobre el periodo de análisis en años, como se muestra la ecuación 2.1.

$$FF_B = \frac{\text{Numero de fallas}}{\text{Periodo de analisis}} \left[\frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.1)$$

La frecuencia de falla adicional por conexión permite considerar una tasa de falla incremental debido a la falla de los disyuntores conectados el terminal, sin modelar este modo explícitamente en los disyuntores asociados.

La duración de la reparación se calcula como las horas indisponibles por falla sobre el número de fallas, como se muestra en la ecuación 2.2.

$$RD_B = \frac{\text{Tiempo disponible por fallas}}{\text{Numero de fallas}} [h] \quad (2.2)$$

El modelo de falla de barras se puede agregar a un elemento terminal (ElmTerm) o a su tipo de barra (TypBar).

2.4.1.2 Modelo de falla de líneas de transmisión

El modelo de fallas de líneas de transmisión (StoTypIne) es un modelo estocástico diseñado para las líneas del sistema. Para configurar un nuevo modelo, se debe abrir las configuraciones de la línea e ir al apartado de confiabilidad (Reliability), seguidamente seleccionar nuevo tipo de proyecto (New Project Type) y aparecerá un cuadro idéntico a la Figura 2.11.

Figura 2.11: Modelo de falla para la línea. Elaborado por el autor

En el modelo presentado en la Figura 2.11 se debe ingresar el nombre del modelo y los datos de falla. Los datos de falla que deben ser ingresados son:

- Frecuencia de falla en $[1/(a \cdot km)]$.
- Duración de la reparación en $[h]$.
- Frecuencia de falla transitoria en $[1/(a \cdot km)]$.

La frecuencia de falla de la línea se calcula como el número de fallas sobre el periodo de análisis en años por la longitud de la línea, como se muestra la ecuación 2.3.

$$RD_{LT} = \frac{\text{Numero de fallas}}{\text{Periodo de analisis} \cdot \text{longitud}} \left[\frac{1}{\text{año} \cdot km} \right] \quad (2.3)$$

La duración de la reparación se calcula como el tiempo indisponible por falla sobre el número de fallas, como se muestra en la ecuación 2.4.

$$RD_{LT} = \frac{\text{Tiempo indisponible por fallas}}{\text{Numero de fallas}} [h] \quad (2.4)$$

La frecuencia de falla transitoria permite analizar el funcionamiento de dispositivos de protección y disyuntores.

2.4.1.3 Modelo de falla de transformadores

El modelo de fallas de transformadores (StoTyptrf) es un modelo estocástico diseñado para los transformadores del sistema. Para configurar un nuevo modelo, se debe abrir las configuraciones del transformador e ir al apartado de confiabilidad (Reliability), seguidamente seleccionar nuevo tipo de proyecto (New Project Type) y aparecerá un cuadro idéntico a la Figura 2.12

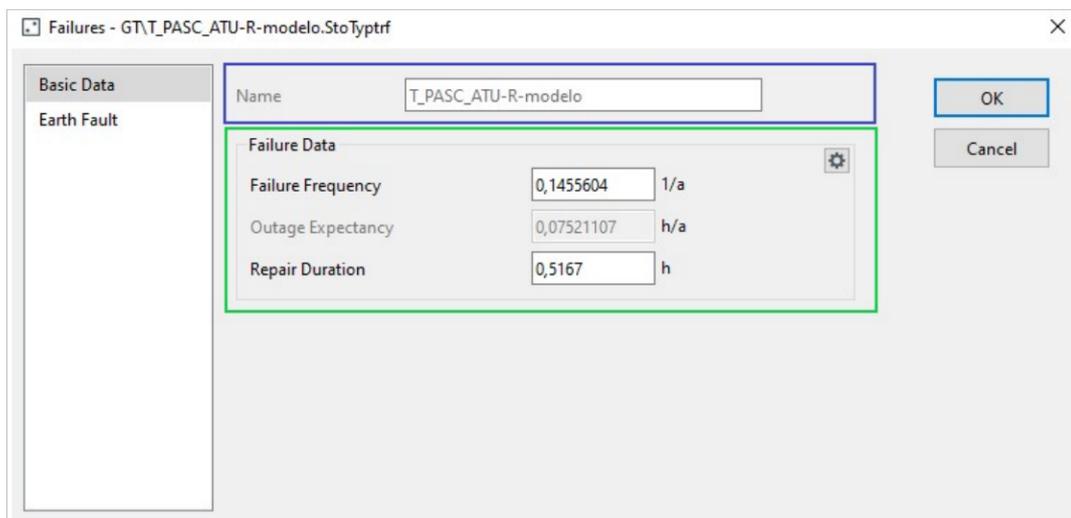


Figura 2.12: Modelo de falla para transformadores. Elaborado por el autor

En el modelo presentado en la Figura 2.12 se debe ingresar el nombre del modelo y los datos de falla. Los datos de falla que deben ser ingresados son:

- Frecuencia de falla en [1/(a)].
- Duración de la reparación en [h].

La frecuencia de falla del transformador se calcula como el número de fallas sobre el periodo de análisis en años por la longitud de la línea, como se muestra la ecuación 2.5.

$$RD_T = \frac{\text{Numero de fallas}}{\text{Periodo de analisis}} \left[\frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.5)$$

La duración de la reparación se calcula como las horas indisponibles por falla sobre el número de fallas, como se muestra en la ecuación 2.6.

$$RD_T = \frac{\text{Tiempo indisponible por fallas}}{\text{Numero de fallas}} \quad [h] \quad (2.6)$$

2.4.1.4 Modelo de falla de generadores

El modelo de fallas de generadores (StoGen) es un modelo estocástico diseñado para cada clase de generador (maquina sincrónica, generadores estáticos, sistemas fotovoltaicos, etc.). Los modelos estocásticos de generación se enfocan en establecer una función de distribución de probabilidad discreta que representa el promedio de la energía disponible en una central de generación [20]. Esta función permite cuantificar el riesgo asociado a la posibilidad de no satisfacer la demanda esperada a lo largo de un año.

Para configurar un nuevo modelo, se debe abrir las configuraciones del generador e ir al apartado de confiabilidad (Reliability), luego seleccionar Select y seguidamente nuevo objeto (New Object) y aparecerá un cuadro idéntico a la Figura 2.13.

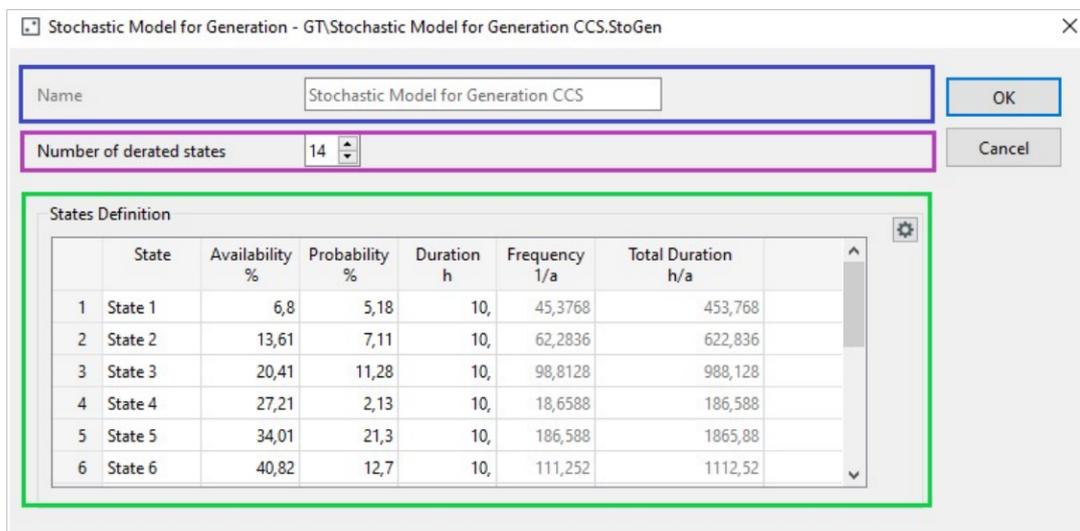


Figura 2.13: Modelo de falla para generadores. Elaborado por el autor

En el modelo presentado en la Figura 2.13 se debe ingresar el nombre del modelo, el número de los estados reducidos y la definición de los estados. El modelo estocástico de generación incluye un numero ilimitados de estados, donde, se definen de acuerdo con:

- **State:** Nombre del estado.
- **Availability:** Porcentaje de la potencia nominal disponible.

- **Probability:** Probabilidad de que este estado sea válido en %.
- **Duration:** Tiempo necesario para resolver la falla dada en [h].
- **Frequency:** Número de incidentes que causan el estado dado por año en [1/a].
- **Total Duration:** Duración total del estado dado por año en [h/a].

Los modelos estocásticos se consideran únicamente en las unidades más grandes del sistema, como se lo detalla en la 2.1. Estos modelos fueron tomados de [27].

2.4.2 Ejecución de la evaluación de la confiabilidad

Para realizar la ejecución de la evaluación de la confiabilidad se realiza mediante el comando evaluación de confiabilidad (ComRel3). En la Figura 2.14 se presenta la ventana al ejecutar este comando.

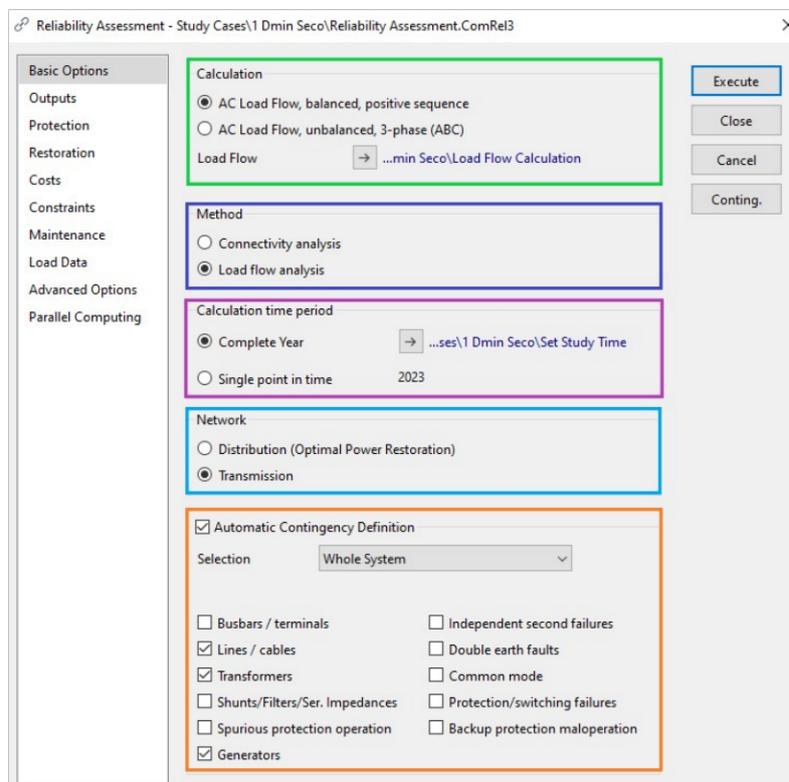


Figura 2.14: Ventana para el análisis de confiabilidad. Elaborado por el autor

En la Figura 2.14 se observa que dispone de varias opciones para realizar la evaluación de la confiabilidad. Como primera parte, se tiene el tipo de calculo del flujo de carga, que sirve

como base para el análisis y la evaluación de restricciones, donde, se tiene un cálculo balanceado y desbalanceado. Seguidamente, se tiene el método y dispone de análisis de conectividad y análisis de flujo de carga. El análisis de conectividad permite el análisis de efecto de falla sin considerar restricciones, mientras, el análisis de flujo de carga permite considerar restricciones. Como tercera opción, se tiene el periodo de tiempo, donde, se puede elegir entre análisis de un año completo o análisis en un punto único en el tiempo. Seguidamente, se tiene la red, donde, se elige el análisis para distribución o transmisión. Finalmente, se tiene el análisis de contingencias, donde, se puede elegir todo el sistema o definido por el usuario. Luego de ejecutar la evaluación de confiabilidad, el tiempo de cálculo requerido puede variar desde unos pocos segundos para una red pequeña que solo contempla contingencias N-1, hasta varias horas para una red grande que considera contingencias N-2.

En nuestra evaluación de confiabilidad, se optó por un flujo de carga balanceado utilizando el método de análisis de flujo de carga, con un periodo de análisis de un año completo. Se generarán contingencias automáticas para todo el sistema, incluyendo líneas, transformadores y generadores. No se seleccionaron barras, ya que es poco probable que una subestación salga de servicio.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo, se emplea la herramienta PowerFactory para llevar a cabo el análisis de contingencias y determinar los índices de confiabilidad en diversos escenarios de demanda con diferente periodo hidrológico.

Para establecer los modelos de fallas de los componentes del SNI en el estudio de confiabilidad, se llevó a cabo mediante los datos proporcionados por el Centro de Operaciones CENACE, desde, el 01 enero del 2010 hasta el 28 de septiembre del 2023.

3.1 Resultados

3.1.1 Análisis de Contingencia

Se identifican las contingencias críticas, tanto para el escenario de demanda mínima y demanda máxima, junto con la hidrología correspondiente. Para esto, se corre un análisis de contingencias N-1 y se realiza un ranking de la que presentan los resultados más severos tanto en condiciones de voltaje como en posibles sobrecargas de elementos.

En el contexto del análisis de la seguridad del sistema, se abordarán únicamente los elementos de mayor relevancia, entre los cuales se incluyen las líneas de transmisión, transformadores y generadores. Es importante que luego de ocurrir una contingencia los niveles de voltaje y sobrecarga se encuentren dentro de los límites establecidos. No obstante, algunos elementos del SNI no convergen debido que ante la salida de dichos elementos podría llevar al sistema a un estado de emergencia o emergencia extrema, y eventualmente al colapso. En la Tabla 3.1 se presenta los elementos que no convergen ante el análisis de contingencias en los cuatro escenarios operativos.

Tabla 3.1: Elementos del SNI que no converge en todos los escenarios de operación. Elaborado por el autor

<i>Demanda mínima hidrología seco</i>	<i>Demanda mínima hidrología lluvioso</i>	<i>Demanda máxima hidrología seco</i>	<i>Demanda máxima hidrología lluvioso</i>
-L/T Maca-Mendez 138 kV -Transformador TRQ 69/138 kV Macas	Todos los elementos convergen	-L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV -L/T Molino - Cuenca 1 138 kV -L/T Molino - Cuenca 2 138 kV -Transformador 138/230 kV San Gregorio	-L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV -Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala

Como se evidencia, el sistema no converge ante la salida de uno de los elementos de la Tabla 3.1. Las líneas de transmisión y los transformadores son las peores contingencias que podrían presentar en el sistema. Es fundamental tener en cuenta estas contingencias al implementar medidas preventivas para mitigar sus efectos adversos.

Para identificar las contingencias críticas, obtenidas tras retirar uno a uno transformadores, generadores y líneas de transmisión. En primera instancia se nombra el primer componente retirado (Contingencia N=1), el cual podría haber salido de forma programada o haber sido forzado por condiciones ambientales o fallas. En el Anexo II se presentan la enumeración de las 285 contingencias consideradas.

La Tabla 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5 presentan los resultados más relevantes del análisis de contingencias ejecutado para cada uno de los escenarios definidos. Cabe mencionar que se usó el módulo Contingency Analysis de PowerFactory, considerándose como criterio de criticidad: voltajes menores a 0.95 pu, voltejes superiores a 1.05 pu y sobrecargas (valores superiores al 100 %).

Tabla 3.2: Resultados de las contingencias para el escenario de demanda mínima, hidrología seco. Elaborado por el autor.

<i>Nro.</i>	<i>Demanda</i>	<i>Hidrología</i>	<i>Contingencia</i>	<i>Resultados relevantes del SSA</i>
1	Mínima	Seco	Contin. 221: T_ESME	-B_EsmeraldasII_U1_U12_13.8(1): Vbase = 1,02 pu, Vmin = 0,87 pu, Vstep = -0,15 pu -ESME138: Vbase = 1,02 pu, Vmin = 0,872 pu, Vstep = -0,149 pu -QUIN138: Vbase = 1,016 pu, Vmin = 0,927 pu, Vstep = -0,089 pu
2			Contin. 278: T_MACH_TRK	-MACH69: Vbase = 0,984 pu, Vmin = 0,885 pu, Vstep = -0,098 pu -MACH138: Vbase = 0,998 pu, Vmin = 0,907 pu, Vstep = -0,09 pu
3			Contin. 279: T_MILA_ATU	-MILA138: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,944 pu, Vstep = -0,057 pu
4			Contin. 15: L_BANO_TOPO_1_1	-OREL138: Vbase = 0,957 pu, Vmin = 0,935 pu, Vstep = -0,022 pu -T_TOPO: Loading_base = 58,6 %, Loading_continuous = 127,4 %
5			Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	-OREL138: Vbase = 0,97 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,021 pu
6			Contin. 136: L_PORT_SGRE_1_1	-B_Jaramijo_Grupo1_13.8: Vbase = 1,044 pu, Vmax = 1,085 pu, Vstep = 0,04 pu -B_Jaramijo_Grupo2_13.8: Vbase = 1,045 pu, Vmax = 1,085 pu, Vstep = 0,04 pu -B_Jaramijo_Grupo3_13.8: Vbase = 1,032 pu, Vmax = 1,072 pu, Vstep = 0,041 pu -JARA138: Vbase = 1,028 pu, Vmax = 1,069 pu, Vstep = 0,041 pu -SGRE138: Vbase = 1,028 pu, Vmax = 1,068 pu, Vstep = 0,041 pu -MONT138: Vbase = 1,025 pu, Vmax = 1,066 pu, Vstep = 0,041 pu
7			Contin. 204: Sopladora_U3	-NORM230: Vbase = 1,039 pu, Vmax = 1,074 pu, Vstep = 0,035 pu -NORM13_8: Vbase = 1,034 pu, Vmax = 1,07 pu, Vstep = 0,036 pu -SBAR13_8: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,066 pu, Vstep = 0,035 pu -SBAR230: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,066 pu, Vstep = 0,035 pu -SOPLA230: Vbase = 1,027 pu, Vmax = 1,062 pu, Vstep = 0,035 pu
8			Contin. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	-PUSUI13_8: Vbase = 1 pu, Vmax = 1,058 pu, Vstep = 0,058 pu -T_PUSU_I: Loading_base = 5,2 %, Loading_continuous = 159,4 %
9			Contin. 18: L_BOMB_MIRA_2_1(1)	-B_Bomboiza_230: Vbase = 1,034 pu, Vmax = 1,055 pu, Vstep = 0,021 pu
10			Contin. 43: L_CUEN_LPAZ_1_1	-L_CUEN_YANA_1_1: Loading_base = 62,5 %, Loading_continuous = 119,9 %
11			Contin. 274: T_CUEN_ATR	-T_CUEN_ATQ: Loading_base = 41,9 %, Loading_continuous = 106,7 %
12			Contin. 46: L_CUEN_YANA_1_1	-L_LPAZ_YANA_1_1: Loading_base = 49,7 %, Loading_continuous = 105,3 % -L_CUEN_LPAZ_1_1: Loading_base = 49,5 %, Loading_continuous = 105,3 %

Según se indica en la Tabla 3.2, se describe la contingencia más crítica que se produce en el sistema al realizar un análisis de flujo de potencia AC. Al producir la contingencia 136, es decir, ante la salida de la línea de transmisión Portoviejo – San Gregorio 138 kV, presentan sobrevoltajes en los grupos de generación de la subestación Jaramijó, como en las barras de Jaramijó 138 kV, San Gregorio 138 kV y Montecristi 138 kV. Claramente, en el escenario de demanda mínima con hidrología seca, la salida de cualquier elemento está restringido, ya que su retirada llevaría al sistema a un estado crítico, incluso al punto de colapso. En este contexto, se identifican 12 contingencias graves que impactan el sistema.

Tabla 3.3: Resultados de las contingencias para el escenario de demanda mínima, hidrología lluvioso. Elaborado por el autor.

Nro.	Demanda	Hidrología	Contingencia	Resultados relevantes del SSA
1	Mínima	Lluvioso	Contin. 278: T_MACH_TRK	-MACH69: Vbase = 0,981 pu, Vmin = 0,683 pu, Vstep = -0,298 pu -MACH138: Vbase = 0,982 pu, Vmin = 0,708 pu, Vstep = -0,273 pu -T_MACH_ATQ: Loading_base = 33,4%, Loading_continuous = 108,9%
2			Contin. 11: L_AMBA_TOTO_1_1	-AMBA138: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,843 pu, Vstep = -0,161 pu -PUCA138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,857 pu, Vstep = -0,137 pu -MULA138: Vbase = 0,983 pu, Vmin = 0,873 pu, Vstep = -0,109 pu -T_TOTO_ATT: Loading_base = 61%, Loading_continuous = 132,4% -L_E001_MULA_1_1: Loading_base = 24,2%, Loading_continuous = 100,1%
3			Contin. 221: T_ESME	-ESME138: Vbase = 1,038 pu, Vmin = 0,897 pu, Vstep = -0,141 pu -QUIN138: Vbase = 1,032 pu, Vmin = 0,945 pu, Vstep = -0,086 pu -POSO138: Vbase = 0,966 pu, Vmin = 0,904 pu, Vstep = -0,062 pu -ELEC138: Vbase = 0,99 pu, Vmin = 0,931 pu, Vstep = -0,059 pu -CHON138: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,936 pu, Vstep = -0,059 pu -DURA230: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,939 pu, Vstep = -0,046 pu -CHONE138: Vbase = 0,978 pu, Vmin = 0,945 pu, Vstep = -0,049 pu -TRINI230: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,034 pu -DCER230: Vbase = 0,999 pu, Vmin = 0,947 pu, Vstep = -0,052 pu -PASC230: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,948 pu, Vstep = -0,054 pu -NPROS138: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,948 pu, Vstep = -0,056 pu -ESCL230: Vbase = 0,997 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,048 pu -CHOR230: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,055 pu -CHOR500: Vbase = 1,019 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,07 pu
4			Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	-SELE138: Vbase = 0,968 pu, Vmin = 0,906 pu, Vstep = -0,063 pu -MILA138: Vbase = 0,99 pu, Vmin = 0,914 pu, Vstep = -0,077 pu -OREL138: Vbase = 0,977 pu, Vmin = 0,93 pu, Vstep = -0,047 pu -LORE138: Vbase = 0,992 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,046 pu -PUSUI138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,593 pu, Vstep = 0,581 pu -PUSUII138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,593 pu, Vstep = 0,581 pu -JARA138: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,362 pu, Vstep = 0,331 pu -MONT138: Vbase = 1,03 pu, Vmax = 1,593 pu, Vstep = 0,581 pu -PNAPO138: Vbase = 1,011 pu, Vmax = 1,096 pu, Vstep = 0,086 pu -TENA138: Vbase = 1,009 pu, Vmax = 1,095 pu, Vstep = 0,086 pu -LORE138: Vbase = 0,992 pu, Vmax = 1,082 pu, Vstep = 0,09 pu -OREL138: Vbase = 0,977 pu, Vmax = 1,069 pu, Vstep = 0,092 pu -SGRE138: Vbase = 1,036 pu, Vmax = 1,072 pu, Vstep = 0,035 pu -B_Bomboiza_230: Vbase = 1,041 pu, Vmax = 1,062 pu, Vstep = 0,021 pu -B_Tulcan_138: Vbase = 1,035 pu, Vmax = 1,06 pu, Vstep = 0,025 pu -B_Pimampiro_138: Vbase = 1,048 pu, Vmax = 1,056 pu, Vstep = 0,008 pu -B_Macas_22: Vbase = 1,039 pu, Vmax = 1,056 pu, Vstep = 0,017 pu -T_PASC_ATT: Loading_base = 78,5%, Loading_continuous = 147,1% -T_PASC_ATU: Loading_base = 78,5%, Loading_continuous = 147,1% -L_CUEN_YANA_1_1: Loading_base = 63,6%, Loading_continuous = 122,2% -L_LPZAZ_YANA_1_1: Loading_base = 50,7%, Loading_continuous = 107,3% -L_CUEN_LPAZ_1_1: Loading_base = 50,4%, Loading_continuous = 107,3% -L_BANO_TOTO_1_1: Loading_base = 53,4%, Loading_continuous = 106,8% -L_BANO_TOTO_1_2: Loading_base = 53,4%, Loading_continuous = 106,8% -T_CUEN_ATQ: Loading_base = 41,6%, Loading_continuous = 105,8%
5			Contin. 148: L_SELE_CHNG_1_2	
6			Contin. 279: T_MILA_ATU	
7			Contin. 128: L_PNAP_PUS1_1_1	
8			Contin. 112: L_MONT_SGRE_1_1	
9			Contin. 129: L_PNAP_PUYO_1_1	
10			Contin. 136: L_PORT_SGRE_1_1	
11			Contin. 18: L_BOMB_MIRA_2_1(1)	
12			Contin. 284: T_TULC_ATQ	
13			Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	
14			Contin. 242: T_PASC_ATU	
15			Contin. 241: T_PASC_ATT	
16			Contin. 43: L_CUEN_LPAZ_1_1	
17			Contin. 46: L_CUEN_YANA_1_1	
18			Contin. 17: L_BANO_TOTO_1_2	
19			Contin. 16: L_BANO_TOTO_1_1	
20			Contin. 274: T_CUEN_ATR	

En la Tabla 3.3, se presentan los resultados de las contingencias para el escenario de demanda mínima, hidrología lluviosa. Al producir la contingencia 11, es decir, ante la salida de la línea de transmisión Ambato – Totoras 138 kV, presenta bajos voltajes en las barras de Ambato 138 kV, Pucará 138 kV y Mulaló 138 kV. Además, presenta sobrecargas en el transformador ATT 138/230 kV Totoras y en la línea de transmisión Vicentina – Mulaló. Es

esencial examinar minuciosamente estas 21 contingencias para evitar que el sistema entre en un estado crítico.

Tabla 3.4: Resultados de las contingencias para el escenario de demanda máxima, hidrología seco. Elaborado por el autor.

Nro.	Demanda	Hidrología	Contingencia	Resultados relevantes del SSA
1	Mínima	Seco	Contin. 6: L_ABAN_MACA_0_1	-B_Abanico_69: Vbase = 1,03 pu, Vmin = 0,56 pu, Vstep = -0,41 pu -B_Gualaceo_138: Vbase = 0,955 pu, Vmin = 0,918 pu, Vstep = -0,036 pu -B_Cuenca_138: Vbase = 0,955 pu, Vmin = 0,934 pu, Vstep = -0,022 pu -L_CUEN_MOLI_1_1: Loading_base = 84,5%, Loading_continuous = 104,8% -L_CUEN_MOLI_1_2: Loading_base = 84,5%, Loading_continuous = 104,8%
2			Contin. 278: T_MACH_TRK	-MACH69: Vbase = 0,97 pu, Vmin = 0,75 pu, Vstep = -0,22 pu -MACH138: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,779 pu, Vstep = -0,2 pu -T_MACH_ATQ: Loading_base = 55,9%, Loading_continuous = 125%
3			Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	-MONT138: Vbase = 0,964 pu, Vmin = 0,78 pu, Vstep = -0,183 pu -JARA138: Vbase = 0,965 pu, Vmin = 0,782 pu, Vstep = -0,184 pu -SGRE230: Vbase = 0,954 pu, Vmin = 0,788 pu, Vstep = -0,166 pu -CHONE138: Vbase = 0,957 pu, Vmin = 0,796 pu, Vstep = -0,161 pu -PORT138: Vbase = 0,977 pu, Vmin = 0,802 pu, Vstep = -0,175 pu -SGRE138: Vbase = 0,986 pu, Vmin = 0,811 pu, Vstep = -0,175 pu -QUEV230: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,828 pu, Vstep = -0,157 pu -BABA230: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,837 pu, Vstep = -0,158 pu -QUEV138: Vbase = 1 pu, Vmin = 0,844 pu, Vstep = -0,156 pu -PEDE138: Vbase = 1 pu, Vmin = 0,848 pu, Vstep = -0,151 pu -POSO138: Vbase = 0,978 pu, Vmin = 0,854 pu, Vstep = -0,124 pu -SDOM138: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,856 pu, Vstep = -0,146 pu -CONC138: Vbase = 1,006 pu, Vmin = 0,858 pu, Vstep = -0,148 pu
4			Contin. 71: L_GUAL_LIMO_1_1	-B_Limon_138: Vbase = 0,964 pu, Vmin = 0,833 pu, Vstep = -0,13 pu -B_Mendez_138: Vbase = 0,969 pu, Vmin = 0,834 pu, Vstep = -0,135 pu -B_Macas_138: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,838 pu, Vstep = -0,141 pu -B_Macas_B1_69: Vbase = 1,014 pu, Vmin = 0,869 pu, Vstep = -0,145 pu -B_Macas_22: Vbase = 1,025 pu, Vmin = 0,873 pu, Vstep = -0,151 pu
5			Contin. 128: L_PNAP_PUS1_1_1	-OREL138: Vbase = 0,954 pu, Vmin = 0,874 pu, Vstep = -0,08 pu -LORE138: Vbase = 0,969 pu, Vmin = 0,891 pu, Vstep = -0,078 pu -TENA138: Vbase = 0,99 pu, Vmin = 0,917 pu, Vstep = -0,073 pu -PNAPO138: Vbase = 0,992 pu, Vmin = 0,919 pu, Vstep = -0,073 pu
6			Contin. 279: T_MILA_ATU	-MILA138: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,878 pu, Vstep = -0,101 pu
7			Contin. 113: L_MULA_PUCA_1_1	-MULA138: Vbase = 0,987 pu, Vmin = 0,905 pu, Vstep = -0,082 pu -PUSUI138: Vbase = 0,998 pu, Vmax = 1,244 pu, Vstep = 0,247 pu -PUSUI138: Vbase = 0,997 pu, Vmax = 1,244 pu, Vstep = 0,247 pu -PNAPO138: Vbase = 0,992 pu, Vmax = 1,238 pu, Vstep = 0,246 pu -TENA138: Vbase = 0,99 pu, Vmax = 1,237 pu, Vstep = 0,247 pu -LORE138: Vbase = 0,969 pu, Vmax = 1,228 pu, Vstep = 0,259 pu -PUYO138: Vbase = 1,00 pu, Vmax = 1,223 pu, Vstep = 0,216 pu -OREL138: Vbase = 0,954 pu, Vmax = 1,218 pu, Vstep = 0,264 pu -B_Macas_22: Vbase = 1,025 pu, Vmax = 1,1 pu, Vstep = 0,075 pu -B_Abanico_69: Vbase = 1,03 pu, Vmax = 1,098 pu, Vstep = 0,067 pu -B_Macas_B1_69: Vbase = 1,014 pu, Vmax = 1,086 pu, Vstep = 0,072 pu
8			Contin. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	-T_CUEN_ATQ: Loading_base = 79,4%, Loading_continuous = 207,2% -L_PORT_SGRE_1_1: Loading_base = 65,5%, Loading_continuous = 165,5% -T_SGRE: Loading_base = 50,2%, Loading_continuous = 105,9%
9			Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	-T_PASC_ATT: Loading_base = 86,7%, Loading_continuous = 160% -T_PASC_ATT: Loading_base = 86,7%, Loading_continuous = 160% -T_CUEN_ATQ: Loading_base = 79,4%, Loading_continuous = 134,5%
10			Contin. 274: T_CUEN_ATR	-L_NPRO_TRIN_2_1: Loading_base = 31,4%, Loading_continuous = 127,4% -T_TOPO: Loading_base = 59,2%, Loading_continuous = 125%
11			Contin. 252: T_QUEV	-T_QUEV: Loading_base = 70,4%, Loading_continuous = 118,6%
12			Contin. 242: T_PASC_ATU	-T_SALI_ATR: Loading_base = 55,1%, Loading_continuous = 111,5%
13			Contin. 241: T_PASC_ATT	-L_E038_POMA_1_1: Loading_base = 85,3%, Loading_continuous = 109,7%
14			Contin. 273: T_CUEN_ATQ	
15			Contin. 115: L_NPRO_PASC_1_1	
16			Contin. 15: L_BANO_TOPO_1_1	
17			Contin. 136: L_PORT_SGRE_1_1	
18			Contin. 182: T_SALI_ATQ	
19			Contin. 152: L_SROS_SRO2_1_1	

En la Tabla 3.4, se presentan los resultados de las contingencias para el escenario de demanda máxima, hidrología seca. Al producir la contingencia 34, es decir, ante la salida de la línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV, se observan bajos voltajes en diversas partes del sistema. Esta contingencia es de gravedad y debe ser analizada con detenimiento, evitando que la mencionada línea salga de servicio. En este contexto, se identifican 20 contingencias graves que impactan el sistema.

Tabla 3.5: Resultados de las contingencias para el escenario de demanda máxima, hidrología lluvioso. Elaborado por el autor.

Nro.	Demanda	Hidrología	Contingencia	Resultados relevantes del SSA
1	Máxima	Lluvioso	Contin. 128: L_PNAP_PUS1_1_1	-OREL138: Vbase = 0,953 pu, Vmin = 0,829 pu, Vstep = -0,125 pu -LORE138: Vbase = 0,974 pu, Vmin = 0,854 pu, Vstep = -0,121 pu -TENA138: Vbase = 1,003 pu, Vmin = 0,891 pu, Vstep = -0,112 pu -PNAPO138: Vbase = 1,003 pu, Vmin = 0,891 pu, Vstep = -0,112 pu
2			Contin. 6: L_ABAN_MACA_0_1	-B_Macas_B1_69: Vbase = 0,981 pu, Vmin = 0,875 pu, Vstep = -0,106 pu -B_Macas_22: Vbase = 0,991 pu, Vmin = 0,88 pu, Vstep = -0,111 pu -B_Macas_138: Vbase = 0,99 pu, Vmin = 0,888 pu, Vstep = -0,102 pu -B_Mendez_138: Vbase = 0,982 pu, Vmin = 0,909 pu, Vstep = -0,073 pu
3			Contin. 44: L_CUEN_MOLI_1_1	-B_Gualaceo_138: Vbase = 0,968 pu, Vmin = 0,904 pu, Vstep = -0,063 pu -B_Cuenca_138: Vbase = 0,966 pu, Vmin = 0,905 pu, Vstep = -0,062 pu -B_Limon_138: Vbase = 0,976 pu, Vmin = 0,911 pu, Vstep = -0,066 pu -CUENCA_69: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,915 pu, Vstep = -0,064 pu -B_Gualaceo_22: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,919 pu, Vstep = -0,065 pu -B_Abanico_69: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,925 pu, Vstep = -0,07 pu -B_La_Paz_138: Vbase = 0,989 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,042 pu -L_CUEN_MOLI_1_2: Loading_base = 53,2%, Loading_continuous = 111,2%
4			Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	-POSO138: Vbase = 0,967 pu, Vmin = 0,917 pu, Vstep = -0,049 pu -DURA230: Vbase = 0,976 pu, Vmin = 0,938 pu, Vstep = -0,038 pu -SELE138: Vbase = 0,988 pu, Vmin = 0,94 pu, Vstep = -0,048 pu -POLI138: Vbase = 0,986 pu, Vmin = 0,94 pu, Vstep = -0,046 pu -PASC230: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,941 pu, Vstep = -0,045 pu -NPROS138: Vbase = 0,987 pu, Vmin = 0,942 pu, Vstep = -0,045 pu -CHOR230: Vbase = 0,988 pu, Vmin = 0,943 pu, Vstep = -0,045 pu -CHOR500: Vbase = 1,01 pu, Vmin = 0,943 pu, Vstep = -0,067 pu -ELEC138: Vbase = 0,993 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,047 pu -CHON138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,947 pu, Vstep = -0,047 pu -PASC138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,045 pu -SALI138: Vbase = 0,992 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,043 pu
5			Contin. 279: T_MILA_ATU	-MILA138: Vbase = 0,981 pu, Vmin = 0,925 pu, Vstep = -0,056 pu
6			Contin. 48: L_DCER_PASC_2_1	-DCER230: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,934 pu, Vstep = -0,045 pu
7			Contin. 113: L_MULA_PUCA_1_1	-MULA138: Vbase = 0,991 pu, Vmin = 0,934 pu, Vstep = -0,057 pu
8			Contin. 94: L_MACH_UNI2_2_1(1)	-MACH138: Vbase = 0,98 pu, Vmin = 0,937 pu, Vstep = -0,043 pu
9			Contin. 87: L_JARA_MONT_1_1	-MONT138: Vbase = 1,001 pu, Vmin = 0,939 pu, Vstep = -0,062 pu
10			Contin. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	-PUSUII138: Vbase = 1,014 pu, Vmax = 1,248 pu, Vstep = 0,234 pu -PUSUI138: Vbase = 1,014 pu, Vmax = 1,248 pu, Vstep = 0,234 pu -PNAPO138: Vbase = 1,006 pu, Vmax = 1,239 pu, Vstep = 0,233 pu -TENA138: Vbase = 1,003 pu, Vmax = 1,238 pu, Vstep = 0,234 pu -PUYO138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,224 pu, Vstep = 0,211 pu -LORE138: Vbase = 0,974 pu, Vmax = 1,222 pu, Vstep = 0,248 pu -OREL138: Vbase = 0,953 pu, Vmax = 1,207 pu, Vstep = 0,253 pu -T_PUSU_I: Loading_base = 83,4%, Loading_continuous = 146,9%
11			Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	-B_Macas_22: Vbase = 0,991 pu, Vmax = 1,247 pu, Vstep = 0,256 pu -B_Abanico_69: Vbase = 0,995 pu, Vmax = 1,237 pu, Vstep = 0,242 pu -B_Macas_138: Vbase = 0,99 pu, Vmax = 1,228 pu, Vstep = 0,238 pu -B_Macas_B1_69: Vbase = 0,981 pu, Vmax = 1,228 pu, Vstep = 0,247 pu
12			Contin. 239: T_Macas_214	-T_Macas_213: Loading_base = 48,4%, Loading_continuous = 190,6%
13			Contin. 274: T_CUEN_ATR	-T_CUEN_ATQ: Loading_base = 70,6%, Loading_continuous = 183,3%
14			Contin. 242: T_PASC_ATU	-T_PASC_ATT: Loading_base = 90,1%, Loading_continuous = 167,7%
15			Contin. 241: T_PASC_ATT	-T_PASC_ATU: Loading_base = 90,1%, Loading_continuous = 167,7%
16			Contin. 80: L_INGA_POMA_2_1	-L_INGA_POMA_2_2: Loading_base = 88,8%, Loading_continuous = 136,1%
17			Contin. 81: L_INGA_POMA_2_2	-L_INGA_POMA_2_1: Loading_base = 88,8%, Loading_continuous = 136,1%
18			Contin. 273: T_CUEN_ATQ	-T_CUEN_ATR: Loading_base = 70,6%, Loading_continuous = 119,5%
19			Contin. 115: L_NPRO_PASC_1_1	-L_NPRO_TRIN_2_1: Loading_base = 41,3%, Loading_continuous = 117,6%
20			Contin. 45: L_CUEN_MOLI_1_2	-L_CUEN_MOLI_1_1: Loading_base = 53,2%, Loading_continuous = 111,2%
21			Contin. 24: L_CHIL_SROS_1_1	-L_SROS_SRO2_1_1: Loading_base = 83,4%, Loading_continuous = 103,7%
22			Contin. 11: L_AMBA_TOTO_1_1	-L_CONO_SROS_1_1: Loading_base = 71,9%, Loading_continuous = 102,7%
23			Contin. 265: T_SROS_ATU	-T_SROS_ATT: Loading_base = 58,3%, Loading_continuous = 102,2%
24			Contin. 264: T_SROS_ATT	-T_SROS_ATU: Loading_base = 56,4%, Loading_continuous = 101,4%

En la Tabla 3.5, se presentan los resultados de las contingencias para el escenario de demanda máxima, hidrología lluviosa. En el evento de la contingencia 138, es decir, la desconexión de la línea de transmisión Puyo - Topo de 138 kV, se detectan sobrevoltajes en las barras circundantes, como Puyo, Tena, Loreto, Orellana, entre otras. Además, se registra una sobrecarga en el transformador de Pusuno I. En este contexto, se identifican 24 contingencias graves que impactan el sistema.

La salida de un elemento del sistema afecta a otros componentes, generando bajos voltajes, sobrevoltajes y sobrecargas en los mismos. Ante la salida de un generador de las principales centrales detalladas en la Tabla 2.1 se puede evidenciar que no produce ninguna falla en el sistema. Esto se debe a que el nodo Slack (Coca Codo Sinclair) tiene la capacidad de cubrir toda la potencia que falta. La desconexión de una línea de transmisión o de un transformador tiene un impacto significativo en el sistema, provocando sobrevoltajes y bajos voltajes en barras cercanas, así como sobrecargas en líneas y transformadores.

3.1.2 Análisis de Confiabilidad

La evaluación de la confiabilidad se lleva a cabo al tener en cuenta contingencias en líneas de transmisión, transformadores y generadores. Las contingencias en barras no son consideradas debido a la improbabilidad de que una subestación quede fuera de servicio. Por lo tanto, se realiza el análisis para los cuatro escenarios operativos.

3.1.2.1 Escenario: Demanda Mínima – Hidrología Seco

Para el escenario de demanda mínima con una hidrología seco, se obtuvieron los siguientes índices del sistema, presentados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Índice del sistema, para el escenario: demanda mínima hidrología seco. Elaborado por el autor.

<i>Descripción</i>	<i>Índice</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valores</i>
Índice de duración de interrupción promedio del sistema	SAIDI	h/a	0,65
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	SAIFI	1/a	0,949557
Índice de duración de interrupción promedio del cliente	CAIDI	h	0,685
Índice de disponibilidad del servicio promedio	ASAI	-	0,999925762
Índice de indisponibilidad del servicio promedio	ASUI	-	0,0000742381
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	ASIFI	1/a	0,541781
Índice de duración promedio de interrupciones del sistema	ASIDI	h/a	0,339021

Como se muestra en la Tabla 3.6 para este escenario se tiene un índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) de 0,65 [h/a], que significa que la falla en el sistema tiene en promedio una duración de menos de 1 hora. El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) es de 0,9495 [1/a], que significa que el sistema tendrá 1 falla al año. El índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIFI) es de 0,685 [h], que significa que la restauración del servicio por cliente se demora mas de media hora.

A continuación, se examinan los índices por punto de carga para las contingencias más probables analizadas en el punto anterior.

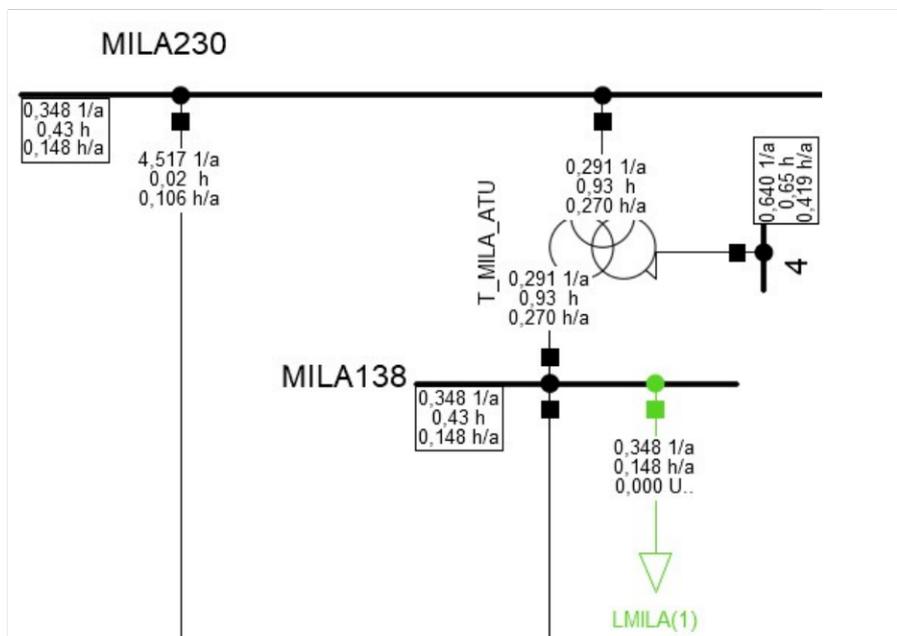


Figura 3.1: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 279 (Transformador ATU 230/138/13,8 Milagro). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.1 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 279. Se tiene una frecuencia de falla de 0,291 [1/a], que significa que menos de media hora al año el transformador va a tener una interrupción debido a una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 0,93 [h], que significa aproximadamente una hora durara la interrupción del servicio hasta que se restablece el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,002735 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada. Adicionalmente, la carga de Milagro ubicado en la barra de 138 kV (LMILA), presenta un tiempo de interrupción de 0,148 horas al año y una frecuencia de 0,348 fallas al año.

De acuerdo con el estudio de confiabilidad este elemento no contribuye a los índices del sistema.

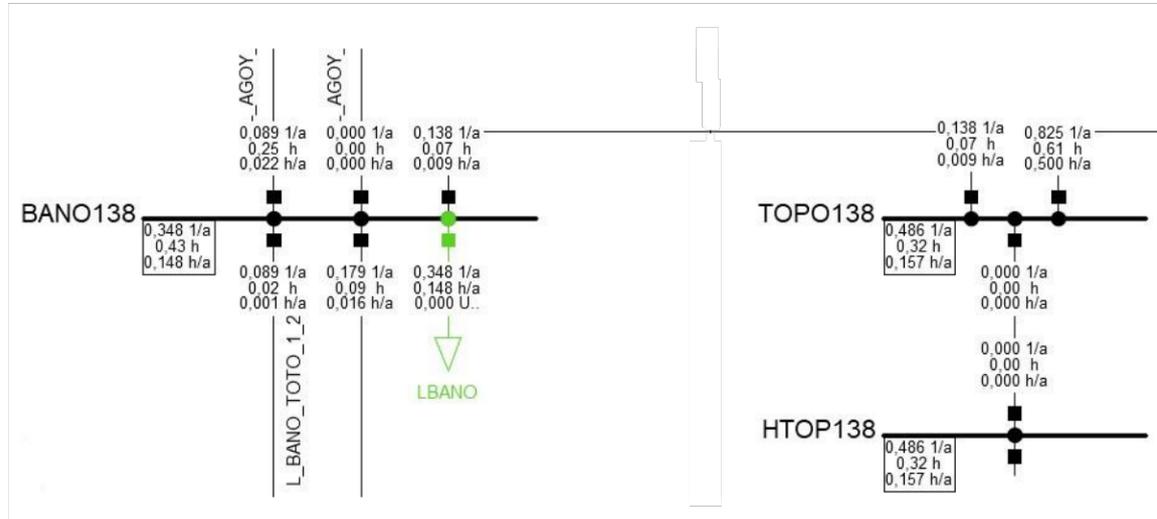


Figura 3.2: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 15 (Baños - Topo 138 kV). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.2 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 15. Se tiene una frecuencia de falla de 0,138 [1/a], que significa que menos de media hora al año la línea presenta una interrupción debido a una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 0,07 [h], indicando que la interrupción será breve hasta que se restablezca el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,000104 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada.

Según el estudio de confiabilidad, este componente contribuye al índice SAIFI del sistema con 0,007652 eventos por año, representando el 0,8058% del índice general. Además, tiene una contribución al índice SAIDI del sistema de 0,00051 horas por año, equivalente al 0,078% del índice general del sistema. La carga de Baños (LBANO) presenta un tiempo de interrupción de 0,148 horas al año, frecuencia de falla de 0,348 fallas al año. Debido a la configuración del sistema la frecuencia de falla y el tiempo de duración de las interrupciones no son altas. Por tanto, debido a una desconexión la restauración del servicio puede darse con rapidez.

Con esto, se obtiene la Tabla 3.7 que muestra el ranking de contingencias de las mas probables en función de su probabilidad.

Tabla 3.7: Ranking de contingencias para el escenario: demanda mínima hidrología seco. Elaborado por el autor.

Elemento	Contingencia	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
			Contribución [1/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
L/T Bomboiza - Mirador 230 kV	Contin. 18: L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0	0	0	0	0
Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca	Contin. 274: T_CUEN_ATR	0	0	0	0	0
L/T Baños - Topo 138 kV	Contin. 15: L_BANO_TOPO_1_1	0,000104667	0,00765228	0,60706506	0,000510407	0,06748228
Transformador TRQ 69/138 kV Macas	Contin. 231: T_MACA_TRQ	0,000219359	0	0	0	0
L/T Cuenca - La Paz 138 Kv	Contin. 43: L_CUEN_LPAZ_1_1	0,00099058	0	0	0	0
Transformador ATU 230/138/13,8 kV Milagro	Contin. 279: T_MILA_ATU	0,002735213	0	0	0	0
Transformador 138/230 kV Esmeraldas	Contin. 221: T_ESME	0,002808806	0	0	0	0
L/T Puyo - Topo 138 kV	Contin. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	0,005701115	0,045850525	3,6373801	0,027764785	3,670855918
Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala	Contin. 278: T_MACH_TRK	0,006819503	0	0	0	0
L/T Portoviejo - San Gregorio 138 kV	Contin. 136: L_PORT_SGRE_1_1	0,013353086	0	0	0	0
L/T Cuenca - Yanacocha 138 Kv	Contin. 46: L_CUEN_YANA_1_1	0,013915066	0	0	0	0
L/T Macas-Mendez 138 kV	Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	0,016629792	0,01197318	0,94984749	0,02024049	2,676048828
G Sopladora	Contin. 204: Sopladora_U3	0,131922174	0	0	0	0
L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	0,514818734	0	0	0	0

En la Tabla 3.7 se presenta el ranking de contingencias en función de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias críticas y las más probables. Los componentes de color rojo son las contingencias más críticas del sistema, es decir, no converge el flujo de potencia. El transformador TRQ 69/138 kV Macas presenta una tasa de salida forzada de 0,00021 % no presenta ninguna afectación a la confiabilidad del sistema. Mientras, la línea de transmisión Maca – Méndez de 138 kV tiene una tasa de salida forzada de 0,0166 %, lo que la hace más propensa a experimentar salidas no planificadas. Además, contribuye al SAIFI con 0,0199 [1/a], representando el 0,94 % de la frecuencia de las interrupciones del sistema. Asimismo, su contribución al SAIDI es de 0,0202 [h/a], lo que equivale al 2,67 % de la duración total de las interrupciones. La línea de transmisión Bomboiza - Mirador 230 kV (Contin. 18) y el Transformador ATR 138/69/13,8 Cuenca (Contin. 274) no tiene una probabilidad para salir de servicio, porque nunca presentaron fallas desde que entraron en operación. La línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV (Contin. 34) presenta una mayor probabilidad de salida forzada (falla o mantenimiento no programado) de 0,5148 %, sin embargo, no cuenta con ninguna contribución a los índices del sistema.

3.1.2.2 Escenario: Demanda Mínima – Hidrología Lluvioso

Para el escenario de demanda mínima con una hidrología lluvioso, se obtuvieron los siguientes índices del sistema, presentados en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Índice del sistema, para el escenario: demanda mínima hidrología lluvioso. Elaborado por el autor.

Descripción	Índice	Unidad	Valores
Índice de duración de interrupción promedio del sistema	SAIDI	h/a	1,501
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	SAIFI	1/a	1,015419
Índice de duración de interrupción promedio del cliente	CAIDI	h	1,478
Índice de disponibilidad del servicio promedio	ASAI	-	0,999828659
Índice de indisponibilidad del servicio promedio	ASUI	-	0,0001713407
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	ASIFI	1/a	0,578894
Índice de duración promedio de interrupciones del sistema	ASIDI	h/a	1,280042

Como se muestra en la Tabla 3.8 para este escenario se tiene un índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) de 1,501 [h/a], que significa que la falla en el sistema tiene en promedio una duración de menos de 1 hora y media. El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) es de 1,015419 [1/a], que significa que el sistema tendrá 1 falla al año. El índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIDI) es de 1,478 [h], que significa que la restauración del servicio por cliente se demora 1 hora y media.

A continuación, se examinan los índices por punto de carga para las contingencias más probables analizadas en el punto anterior.

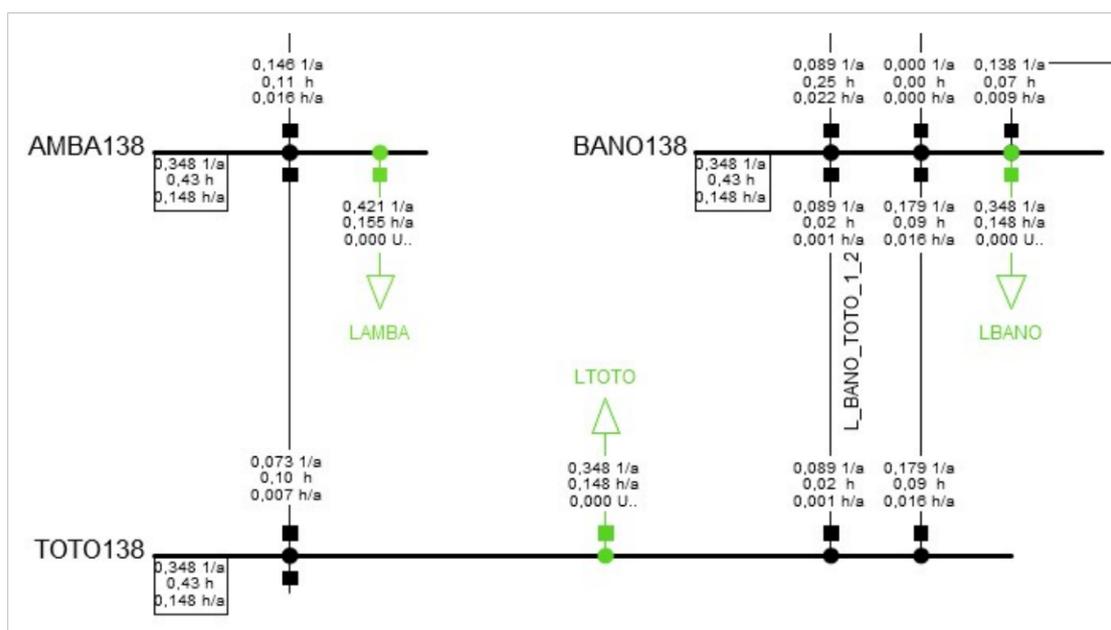


Figura 3.3: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 11 (L/T Totoras - Ambato 138 kV). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.3 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 11. Se tiene una frecuencia de falla de 0,073 [1/a], indicando que es poco probable que experimente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 0,10 [h], lo que implica que cualquier interrupción será de corta duración hasta que se restablezca el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,0000735 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada. Adicionalmente, la carga de Ambato ubicada en la barra de 138 kV (AMBA138), experimenta un tiempo de interrupción de 0,155 horas al año y una frecuencia de 0,421 fallas al año. Por otro lado, la carga de Totoras ubicado en la barra de 138 kV (TOTO138) presenta un tiempo de interrupción de 0,148 horas al año y una frecuencia de 0,348 fallas al año.

Según el estudio de confiabilidad, este componente contribuye al índice SAIFI del sistema con 0,0000001879 eventos por año, representando el 0,00018% del índice general. Además, no presenta una contribución al índice SAIDI general del sistema.

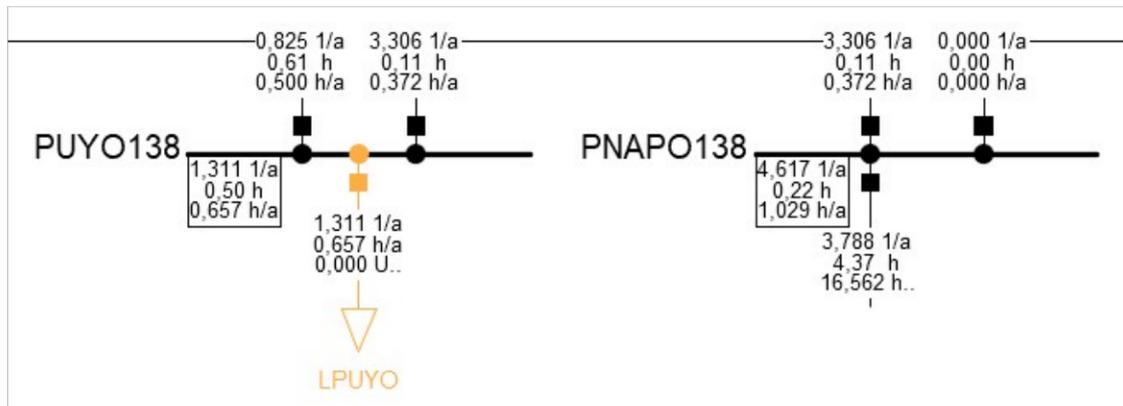


Figura 3.4: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 129 (L/T Puerto Napo - Puyo 138 kV). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.4 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 129. Se tiene una frecuencia de falla de 3,306 [1/a], indicando que más de 3 veces al año experimente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 0,11 [h], lo que implica que cualquier interrupción será de corta duración hasta que se restablezca el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,0042439 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada. Adicionalmente, la carga de Puyo ubicada en la barra de 138 kV (PUYO138), experimenta un tiempo de interrupción de 0,657 horas al año y una frecuencia de 1,311 fallas al año.

Según el estudio de confiabilidad, este componente contribuye al índice SAIFI del sistema con 0,1377 eventos por año, representando el 13,5649 % del índice general. Además, tiene una contribución al índice SAIDI del sistema de 0,01549 horas por año, equivalente al 1,032 % del índice general del sistema. La carga de Puyo (LPUYO) presenta un tiempo de interrupción de 0,657 horas al año, frecuencia de falla de 1,311 fallas al año. Debido a su ubicación geográfica en la región oriental, esta carga estará expuesta a fallas por la alta pluviosidad en la zona. La duración de las fallas puede ser altas debido a la condición de operación radial.

Con esto, se obtiene la Tabla 3.9 que muestra el ranking de contingencias de las más probables en función de su probabilidad.

Tabla 3.9: Ranking de contingencias para el escenario: demanda mínima hidrología lluvioso. Elaborado por el autor.

Elemento	Contingencia	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
			Contribución [1/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
L/T Bomboiza - Mirador 230 kV	Contin. 18: L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0	0	0	0	0
Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca	Contin. 274: T_CUEN_ATR	0	0	0	0	0
L/T Baños - Totoras 2 138 kV	Contin. 17: L_BANO_TOTO_1_2	0,0000170221	0	0	0	0
L/T Totoras - Ambato 138 kV	Contin. 11: L_AMBA_TOTO_1_1	0,0000735965	0,00000188	0,000185098	0	0
L/T Baños - Totoras 1 138 kV	Contin. 16: L_BANO_TOTO_1_1	0,0001868346	0	0	0	0
Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	Contin. 242: T_PASC_ATU	0,000760541	0,005737568	0,565044181	0	0
L/T Cuenca - La Paz 138 kV	Contin. 43: L_CUEN_LPAZ_1_1	0,00099058	0	0	0	0
Transformador ATQ 138/69/13,8 kV Tulcán	Contin. 284: T_TULC_ATQ	0,001888966	0,003032508	0,298645917	0,00259451	0,17285872
Transformador ATU 230/138/13,8 kV Milagro	Contin. 279: T_MILA_ATU	0,002735213	0	0	0	0
Transformador 138/230 kV Esmeraldas	Contin. 221: T_ESME	0,002808806	0	0	0	0
L/T Puerto Napo - Puyo 138 kV	Contin. 129: L_PNAP_PUYO_1_1	0,004243902	0,137741049	13,5649424	0,01549587	2,04874977
Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala	Contin. 278: T_MACH_TRK	0,006819503	0,000654944	0,064499884	0	0
L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV	Contin. 112: L_MONT_SGRE_1_1	0,008131208	0,037503749	3,693424726	0,01979373	1,31875169
L/T Portoviejo - San Gregorio 138 kV	Contin. 136: L_PORT_SGRE_1_1	0,013353086	0	0	0	0
L/T Cuenca - Yanacocha 138 kV	Contin. 46: L_CUEN_YANA_1_1	0,013915066	0	0	0	0
L/T Macas - Méndez 138 kV	Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	0,016629792	0,01197318	1,179136476	0,02024049	1,34851702
L/T Puerto Napo - Pusuno 138 kV	Contin. 128: L_PNAP_PUS1_1_1	0,188805731	0	0	0	0
Transformador ATT 230/138 kV Pascuales	Contin. 241: T_PASC_ATT	0,211106505	0,037294191	3,672787117	0	0
L/T Chongón - Santa Elena 138 kV	Contin. 148: L_SELE_CHNG_1_2	0,477729544	0	0	0	0
L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	0,514818734	0	0	0	0

En la Tabla 3.9 se presenta el ranking de contingencias en función de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias más probables. La línea de transmisión Bomboiza - Mirador 230 kV (Contin. 18) y el Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca (Contin. 274) no tiene una probabilidad para salir de servicio, porque nunca presentaron fallas desde que entraron en operación. La línea de transmisión Puerto Napo - Puyo 138 kV tiene una tasa de salida forzada de 0,0042 % siendo propensa a experimentar salidas forzadas. Además, contribuye al SAIFI con 0,1377 [1/a], representando el 13,56 % de la frecuencia de las interrupciones del sistema. Esto implica que se trata de una línea que experimenta salidas no planificadas de manera constante. Asimismo, su contribución al SAIDI es de 0,01549 [h/a],

lo que equivale al 2,048 % de la duración total de las interrupciones. La línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV (Contin. 34) y la línea de transmisión Chongón - Santa Elena 138 kV (Contin.148) presenta una mayor probabilidad de salida forzada (falla o mantenimiento no programado) debido al tiempo de falla que estuvieron fuera de servicio, sin embargo, no tienen ninguna afectación a los índices sistema.

3.1.2.3 Escenario: Demanda Máxima – Hidrología Seco

Para el escenario de demanda máxima con una hidrología seco, se obtuvieron los siguientes índices del sistema, presentados en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Índice del sistema, para el escenario: demanda máxima hidrología seco. Elaborado por el autor.

<i>Descripción</i>	<i>Indice</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valores</i>
Índice de duración de interrupción promedio del sistema	SAIDI	h/a	1,534
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	SAIFI	1/a	0,679567
Índice de duración de interrupción promedio del cliente	CAIDI	h	2,257
Índice de disponibilidad del servicio promedio	ASAI	-	0,999824925
Índice de indisponibilidad del servicio promedio	ASUI	-	0,0001750750
Índice de frecuencia de interrupcion promedio del sistema	ASIFI	1/a	0,279808
Índice de duración promedio de interrupciones del sistema	ASIDI	h/a	1,304441

Conforme se detalla en la Tabla 3.10 para este escenario, el índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) es de 1,534 [h/a], indicando que, en promedio, una falla en el sistema tiene una duración de 1 hora y media por año. El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) es de 0,679567 [1/a], lo que significa que el sistema experimenta un poco más de una interrupción cada dos años. El índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIDI) se sitúa en 2,257 horas, indicando que la restauración del servicio por cliente demora al menos dos horas.

A continuación, se examinan los índices por punto de carga para las contingencias más probables analizadas en el punto anterior.

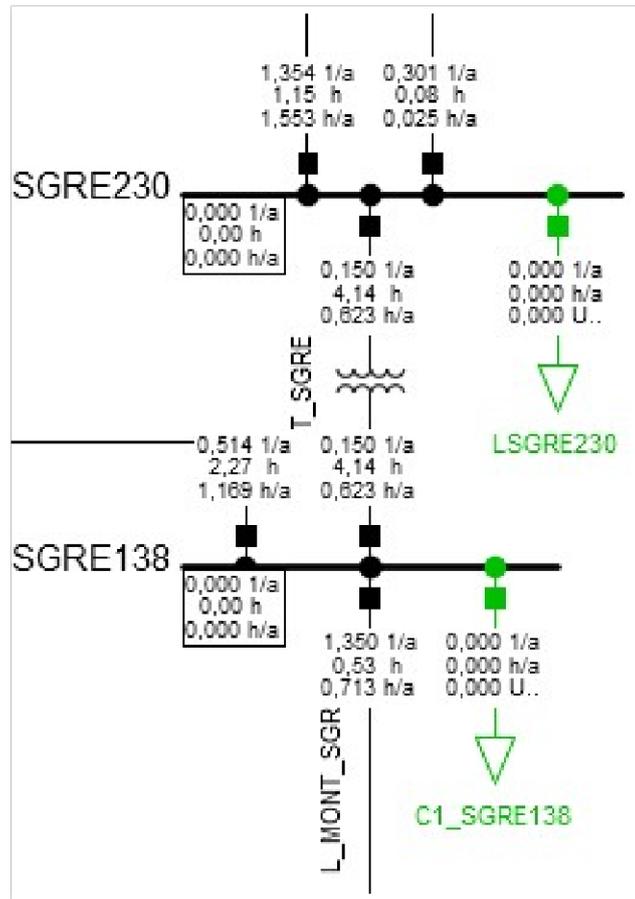


Figura 3.5: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 259 (Transformador 138/230 kV San Gregorio). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.5 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 259. Se tiene una frecuencia de falla de 0,15 [1/a], indicando que es poco probable que experimente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 4,14 [h], lo que implica que cuatro horas durara la interrupción del servicio hasta que se restablece el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,007115363 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada. Adicionalmente, este componente es crucial para el sistema ya que no logra la convergencia del flujo de potencia, sin embargo, exhibe una baja probabilidad de salida forzada. La carga de San Gregorio 230 kV no presenta frecuencia de falla y tiempo de interrupción debido a su ubicación geográfica en la zona occidental.

De acuerdo con el estudio de confiabilidad este elemento no contribuye a los índices del sistema.

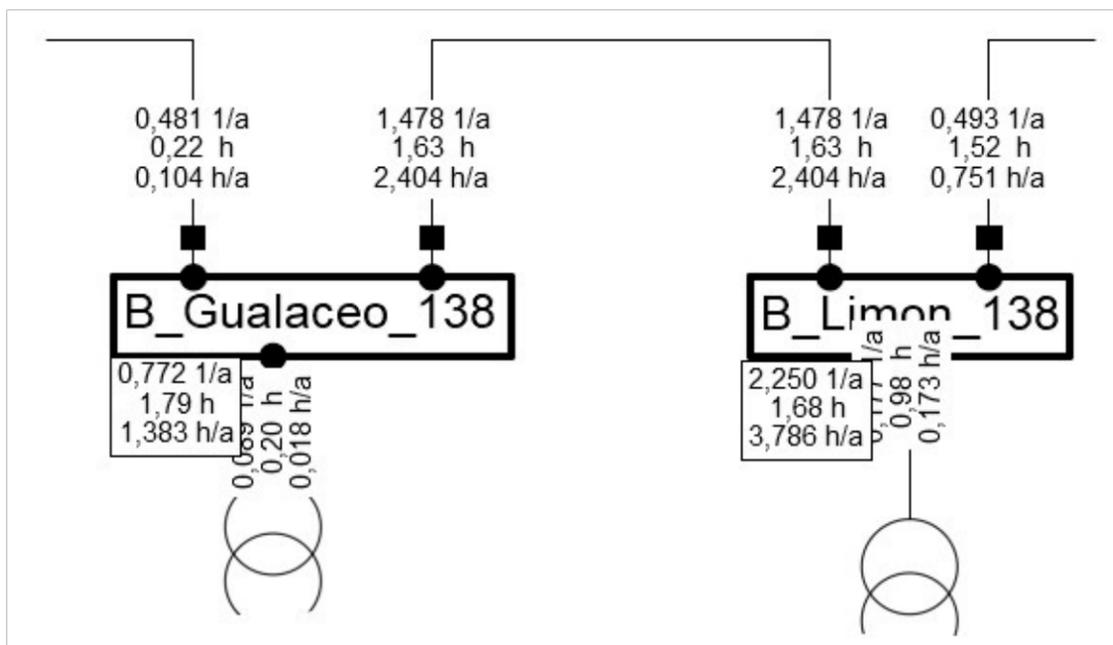


Figura 3.6: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 71 (L/T Gualaceo - Limón 138 kV). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.6 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 71. Se tiene una frecuencia de falla de 1,478 [1/a], indicando que 3 veces a los dos años experimente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 1,63 [h], lo que implica que cualquier interrupción será de más de una hora y media hasta que se restablezca el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,02744 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada. Adicionalmente, la barra de Limón de 138 kV (B_Limon_138) presenta una mayor frecuencia de falla que la barra de Gualaceo de 138 kV (B_Gualaceo_138) debido a un mayor número de fallas que presenta la barra.

Según el estudio de confiabilidad, este componente contribuye al índice SAIFI del sistema con 0,0615 eventos por año, representando el 9,06 % del índice general. Además, tiene una contribución al índice SAIDI del sistema de 0,10014 horas por año, equivalente al 6,529 % del índice general del sistema.

Con esto, se obtiene la Tabla 3.11 que muestra el ranking de contingencias de las más probables en función de su probabilidad.

Tabla 3.11: Ranking de contingencias para el escenario: demanda máxima hidrología seco. Elaborado por el autor.

Elemento	Contingencia	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
			Contribución [1/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
L/T Hidroabánico - Macas 69 kV	Contin. 6: L_ABAN_MACA_0_1	0	0	0	0	0
Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca	Contin. 274: T_CUEN_ATR	0	0	0	0	0
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	Contin. 115: L_NPRO_PASC_1_1	0	0	0	0	0
L/T Santa Rosa - Santa Rosa 2 138 Kv	Contin. 152: L_SROS_SRO2_1_1	0	0	0	0	0
L/T Molino - Cuenca 2 138 kV	Contin. 45: L_CUEN_MOLI_1_2	0,000073596	0	0	0	0
L/T Baños - Topo 138 kV	Contin. 15: L_BANO_TOPO_1_1	0,000104667	0,00765228	1,12605206	0,00051041	0,0332804
Transformador ATQ 138/69/13,8 kV Salitral	Contin. 182: T_SALI_ATQ	0,000699162	0,00010705	0,01575251	0	0
Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	Contin. 242: T_PASC_ATU	0,000760541	0,00713338	1,04969449	0	0
Transformador ATQ 138/69/13,8 kV Cuenca	Contin. 273: T_CUEN_ATQ	0,002661694	0,00103716	0,15262042	0	0
Transformador ATU 230/138/13,8 kV Milagro	Contin. 279: T_MILA_ATU	0,002735213	0	0	0	0
L/T Molino - Cuenca 1 138 kV	Contin. 44: L_CUEN_MOLI_1_1	0,003569304	0	0	0	0
Transformador 230/138 kV Quevedo	Contin. 252: T_QUEV	0,003912753	0,00055058	0,08101951	0	0
L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Contin. 113: L_MULA_PUCA_1_1	0,0052618	0	0	0	0
L/T Puyo - Topo 138 kV	Contin. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	0,005701115	0,04585053	6,74701881	0,02776479	1,81036467
Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala	Contin. 278: T_MACH_TRK	0,006819503	0,00161531	0,23769745	0	0
Transformador 138/230 kV San Gregorio	Contin. 259: T_SGRE	0,007115364	0	0	0	0
L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV	Contin. 112: L_MONT_SGRE_1_1	0,008131208	0,03750375	5,51876995	0,01979373	1,29062288
L/T Portoviejo - San Gregorio 138 kV	Contin. 136: L_PORT_SGRE_1_1	0,013353086	0	0	0	0
L/T Macas - Méndez 138 Kv	Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	0,016629792	0,01197318	1,76188319	0,02024049	1,31975331
L/T Gualaceo - Limón 138 Kv	Contin. 71: L_GUAL_LIMO_1_1	0,027442887	0,06157636	9,06111398	0,10014726	6,52996479
L/T Puerto Napo - Pusuno 138 kV	Contin. 128: L_PNAP_PUS1_1_1	0,188805731	0	0	0	0
Transformador ATT 230/138 kV Pascuales	Contin. 241: T_PASC_ATT	0,211106505	0,04636696	6,82301409	0	0
L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	0,514818734	0	0	0	0

En la Tabla 3.11 se presenta el ranking de contingencias en función de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias críticas y las más probables. Los componentes de color rojo son las contingencias más críticas del sistema, es decir, no converge el flujo de potencia. La línea de transmisión Molino - Cuenca 1 y 2 138 kV al ser crítica presenta una tasa de salida forzada baja y no contribuyen al índice del sistema. Mientras, la línea de transmisión Montecristi - San Gregorio 138 kV y el Transformador 138/230 kV San Gregorio tienen una tasa de salida forzada significativa, indicando una mayor probabilidad para salir de servicio, debido a una salida forzada. Entre estos dos elementos, la línea se ve más afectada en caso de una falla, debido a que presenta una contribución al SAIFI con 0,0375 [1/a], representando el 5,51 % de la frecuencia de las interrupciones del sistema. Asimismo, su contribución al SAIDI es de 0,01979 [h/a], lo que equivale al 1,29 % de la duración total de las interrupciones. La línea de transmisión Hidroabánico - Macas 69 kV, Nueva Prosperina - Pascuales 230 Kv, Santa Rosa - Santa Rosa 2 138 kV y el Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca no tiene una probabilidad para salir de servicio, porque nunca presentaron fallas desde que entraron en operación. La línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV (Contin. 34) presenta una mayor probabilidad de salida forzada (falla o mantenimiento no programado) de 0,5148 %, sin embargo, no tienen ninguna afectación a los índices sistema.

3.1.2.4 Escenario: Demanda Máxima – Hidrología Lluvioso

Para el escenario de demanda máxima con una hidrología lluvioso, se obtuvieron los siguientes índices del sistema, presentados en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Índice del sistema, para el escenario: demanda máxima hidrología lluvioso. Elaborado por el autor.

Descripción	Índice	Unidad	Valores
Índice de duración de interrupción promedio del sistema	SAIDI	h/a	1,725
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	SAIFI	1/a	0,706798
Índice de duración de interrupción promedio del cliente	CAIDI	h	2,441
Índice de disponibilidad del servicio promedio	ASAI	-	0,999803086
Índice de indisponibilidad del servicio promedio	ASUI	-	0,0001969142
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	ASIFI	1/a	0,264018
Índice de duración promedio de interrupciones del sistema	ASIDI	h/a	1,410521

Conforme se detalla en la Tabla 3.12 para este escenario, el índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) es de 1,752 [h/a], indicando que, en promedio, una falla en el sistema tiene una duración de más de 1 hora y media por año. El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) es de 0,70679 [1/a], lo que significa que el sistema experimenta un poco más de una interrupción cada dos años. El índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIDI) se sitúa en 2,44 horas, indicando que la restauración del servicio por cliente demora más de dos horas.

A continuación, se examinan los índices por punto de carga para las contingencias más probables analizadas en el punto anterior.

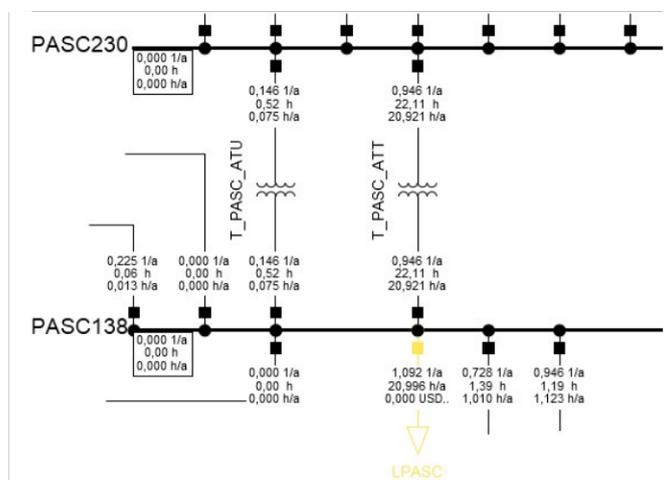


Figura 3.7: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 241 y 242 (Transformador ATU y ATT 230/138 kV Pascuales). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.7 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 241 y 242. En el caso más crítico, el Transformador ATT 230/138 kV Pascuales se tiene una frecuencia de falla de 0,946 [1/a], indicando que una vez por año experimente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 22,11 [h], lo que implica que 22 horas durara la interrupción del servicio hasta que se restablece el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,2111 [%], indicando que tiene una probabilidad alta para salir de servicio, debido a una salida forzada.

Según el estudio de confiabilidad, este componente contribuye al índice SAIFI del sistema con 0,05329 eventos por año, representando el 7,54017 % del índice general. Sin embargo, no presenta una contribución al índice general del sistema SAIDI.

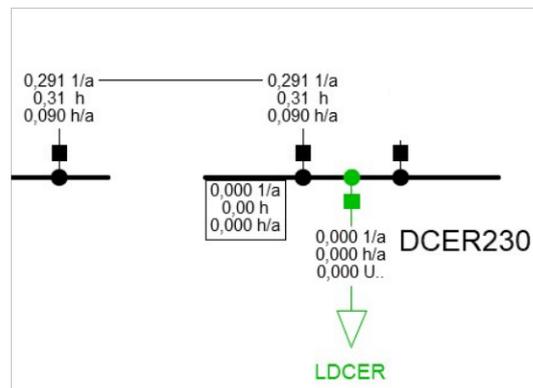


Figura 3.8: Resultados de confiabilidad ante la Contingencia 48 (L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV). Elaborado por el autor.

En la Figura 3.8 se presenta los resultados que se obtuvieron en el análisis de confiabilidad para la contingencia 48. Se tiene una frecuencia de falla de 0,291 [1/a], indicando que es poco probable que al año experimente una salida forzada (falla o mantenimiento no programado). También, presenta una duración de la interrupción de 0,31 [h], lo que implica que cualquier interrupción será breve hasta que se restablezca el servicio. Con esto, se obtiene una tasa de salida forzada (FOR) de 0,0009 [%], indicando que tiene una probabilidad baja para salir de servicio, debido a una salida forzada. Adicionalmente, la carga de Dos Cerritos ubicada en la barra de 230 kV (DCER230), no experimenta un tiempo de interrupción y una frecuencia de falla.

De acuerdo con el estudio de confiabilidad este elemento no contribuye a los índices del sistema.

Con esto, se obtiene la Tabla 3.13 que muestra el ranking de contingencias de las más probables en función de su probabilidad.

Tabla 3.13: Ranking de contingencias para el escenario: demanda máxima hidrología lluvioso. Elaborado por el autor.

Elemento	Contingencia	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
			Contribución [1/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
L/T Hidroabanico - Macas 69 kV	Contin. 6: L_ABAN_MACA_0_1	0	0	0	0	0
L/T Machala - Minas San Francisco 230 kV	Contin. 94: L_MACH_UNI2_2_1(1)	0	0	0	0	0
Transformador 69/22 kV Macas	Contin. 239: T_Macas_214	0	0	0	0	0
Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca	Contin. 274: T_CUEN_ATR	0	0	0	0	0
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	Contin. 115: L_NPRO_PASC_1_1	0	0	0	0	0
L/T Chilibulo - Santa Rosa 138 kV	Contin. 24: L_CHIL_SROS_1_1	0	0	0	0	0
L/T Molino - Cuenca 2 138 kV	Contin. 45: L_CUEN_MOLI_1_2	0,0000736	0,00005033	0,00712112	0	0
L/T Totoras - Ambato 138 kV	Contin. 11: L_AMBA_TOTO_1_1	0,0000736	0	0	0	0
L/T El Inga - Pomasqui 2 230 kV	Contin. 81: L_INGA_POMA_2_2	0,0001173	0	0	0	0
L/T El Inga - Pomasqui 1 230 kV	Contin. 80: L_INGA_POMA_2_1	0,00032828	0	0	0	0
Transformador ATT 230/138 kV Santa Rosa	Contin. 264: T_SROS_ATT	0,00051517	0	0	0	0
Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	Contin. 242: T_PASC_ATU	0,00076054	0,00819904	1,16002644	0	0
L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV	Contin. 48: L_DCER_PASC_2_1	0,00090773	0	0	0	0
L/T Jaramijo - Montecristi 138 Kv	Contin. 87: L_JARA_MONT_1_1	0,00133542	0,00375038	0,53061478	0,00162529	0,09422129
Transformador ATQ 138/69/13,8 kV Cuenca	Contin. 273: T_CUEN_ATQ	0,00266169	0,00065791	0,09308297	0	0
Transformador ATU 230/138/13,8 kV Milagro	Contin. 279: T_MILA_ATU	0,00273521	0	0	0	0
L/T Molino - Cuenca 138 kV	Contin. 44: L_CUEN_MOLI_1_1	0,0035693	0,00030199	0,04272674	0	0
L/T Pucará - Mulaló 138 Kv	Contin. 113: L_MULA_PUCA_1_1	0,0052618	0	0	0	0
L/T Puyo - Topo 138 kV	Contin. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	0,00570112	0,04585053	6,48707544	0,02776479	1,60958224
Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala	Contin. 278: T_MACH_TRK	0,0068195	0	0	0	0
L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV	Contin. 112: L_MONT_SGRE_1_1	0,00813121	0,03750375	5,30614749	0,01979373	1,14748354
Transformador ATU 230/138 kV Santa Rosa	Contin. 265: T_SROS_ATU	0,0162499	0	0	0	0
L/T Macas - Méndez 138 kV	Contin. 92: L_MACA_MEND_1_1	0,01662979	0,01197318	1,69400286	0,02024049	1,1733832
L/T Puerto Napo - Pusuno 138 kV	Contin. 128: L_PNAP_PUS1_1_1	0,18880573	0	0	0	0
Transformador ATT 230/138 kV Pascuales	Contin. 241: T_PASC_ATT	0,2111065	0,05329379	7,54017172	0	0
L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	Contin. 34: L_CHRR_TISA_5_1	0,51481873	0	0	0	0

En la Tabla 3.13 se presenta el ranking de contingencias en función de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias críticas y las más probables. Los componentes de color rojo son las contingencias más críticas del sistema, es decir, no converge el flujo de potencia. La línea de transmisión Montecristi - San Gregorio 138 kV y el Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala, son propensas a salir debido a una salida no planificada. Entre estos dos elementos, la línea se ve más afectada en caso de una falla, debido a que presenta una contribución al SAIFI con 0,0375 [1/a], representando el 5,30% de la frecuencia de las interrupciones del sistema. Asimismo, su contribución al SAIDI es de 0,01979 [h/a], lo que equivale al 1,14% de la duración total de las interrupciones. La línea de transmisión Hidroabanico - Macas 69 kV, Machala - Minas San Francisco 230 kV, Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV, Chilibulo - Santa Rosa 138 kV, el Transformador 69/22 kV Macas y el Transformador ATR 138/69/13,8 kV Cuenca no tiene una probabilidad para salir de servicio, porque nunca presentaron fallas desde que entraron en operación. La línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV (Contin. 34) presenta una mayor probabilidad de salida forza-

da (falla o mantenimiento no programado) de 0,5148 %, sin embargo, no tienen ninguna afectación a los índices sistema. Seguidamente, se tiene el transformador ATT 230/138 kV Pascuales que tiene un FOR alto, siendo propenso a experimentar salidas forzadas. Además, contribuye al SAIFI con 0,053 [1/a], representando el 7,54 % de la frecuencia de las interrupciones del sistema. Esto implica que se trata de un transformador que experimenta salidas no planificadas de manera invariable.

3.1.3 Ranking de contingencias más probables según la demanda e hidrología

De acuerdo con los resultados obtenidos para cada escenario operativo, donde se determinó la probabilidad de ocurrencia de las contingencias, se estructura un ranking de contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia. Este ranking se realiza según el tipo de demanda e hidrología para obtener una perspectiva más clara sobre la seguridad del sistema eléctrico ecuatoriano. La evaluación detallada de estos escenarios permite identificar las condiciones críticas en las que el sistema eléctrico podría enfrentar mayores desafíos, lo que resulta fundamental para la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema.

3.1.3.1 Análisis del escenario de demanda mínima

De acuerdo, con los resultados de la confiabilidad para el escenario demanda mínima seco y lluvioso, se tiene la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Comparación de los índices del sistema para el escenario demanda mínima. Elaborado por el autor.

<i>Descripción</i>	<i>Índice</i>	<i>Unidad</i>	<i>Seco</i>	<i>Lluvioso</i>
Índice de duración de interrupción promedio del sistema	SAIDI	h/a	0,65	1,501
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	SAIFI	1/a	0,949557	1,015419
Índice de duración de interrupción promedio del cliente	CAIDI	h	0,685	1,478
Índice de disponibilidad del servicio promedio	ASAI	-	0,999925762	0,999828659
Índice de indisponibilidad del servicio promedio	ASUI	-	0,0000742381	0,0001713407
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	ASIFI	1/a	0,541781	0,578894
Índice de duración promedio de interrupciones del sistema	ASIDI	h/a	0,339021	1,280042

En la Tabla 3.14 se evidencia que, durante una hidrología lluviosa con numerosas unidades de generación hidráulica, se registra una mayor duración de las interrupciones. Esto sugiere un mayor impacto en la energía no suministrada durante el periodo lluvioso, ya que el sistema de transmisión se estresa. Esto se debe a que la generación hidráulica se ubica principalmente en las regiones Nororiental y Suroriental, lo que aumenta el flujo de potencia a través de las líneas de transmisión. Adicionalmente, la frecuencia de las interrupciones del sistema resulta ser más elevada durante la hidrología lluviosa, debido a la cargabilidad adicional que experimentan las líneas de transmisión. En contraste, en una hidrología seca, la generación hidráulica disminuye y se incrementa la generación térmica. Esto implica que, frente a una salida no planificada de un elemento, este mantendrá el servicio sin sobrecargarse, gracias a la disponibilidad de generación y a la ausencia de sobrecarga en el sistema de transmisión en la parte oriental.

A partir de esto, se presenta en la Tabla 3.15 el ranking de contingencias para el escenario demanda mínima con los resultados mas relevantes de la seguridad del sistema

Tabla 3.15: Ranking de contingencias relevantes para el escenario demanda mínima. Elaborado por el autor.

Demanda	Hidrología	Componente	Resultados relevantes del SSA	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
					Contribución [1/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
Seco		L/T Baños - Topo 138 kV	OREL138: Vbase = 0.957 pu, Vmin = 0.935 pu, Vstep = -0.022 pu T_TOPO: Loading_base = 58,6%, Loading_continuous = 127,4%	0,0001047	0,00765228	0,607065058	0,000510407	0,06748228
		Transformador TRQ 69/138 kV Macas	Colapso, no converge el flujo de potencia	0,0002194	0	0	0	0
		L/T Cuenca - La Paz 138 Kv	L_CUEN_YANA_1_1: Loading_base = 62,5%, Loading_continuous = 119,9%	0,0009906	0	0	0	0
		L/T Puyo - Topo 138 kV	PUSUI13_8: Vbase = 1 pu, Vmax = 1.058 pu, Vstep = 0,058 pu T_PUSU_1: Loading_base = 5,2%, Loading_continuous = 159,4%	0,0057011	0,045850525	3,637380095	0,027764785	3,670855918
		Transformador TRK 230/69/13,8 kV Machala	MACH69: Vbase = 0.984 pu, Vmin = 0.885 pu, Vstep = -0.098 pu MACH138: Vbase = 0.998 pu, Vmin = 0.907 pu, Vstep = -0,09 pu	0,0068195	0	0	0	0
		L/T Cuenca - Yanacocha 138 Kv	L_LPAZ_YANA_1_1: Loading_base = 49,7%, Loading_continuous = 105,3% L_CUEN_LPAZ_1_1: Loading_base = 49,5%, Loading_continuous = 105,3%	0,0139151	0	0	0	0
		L/T Macas-Mendez 138 kV	Colapso, no converge el flujo de potencia	0,0166298	0,01197318	0,949847485	0,02024049	2,676048828
		L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	OREL138: Vbase = 0.97 pu, Vmin = 0.949 pu, Vstep = -0.021 pu	0,5148187	0	0	0	0
		L/T Baños - Totoras 2 138 kV	L_BANO_TOTO_1_1: Loading_base = 53,4%, Loading_continuous = 106,8%	0,0000170	0	0	0	0
		L/T Totoras - Ambato 138 kV	AMBA138: Vbase = 1.004 pu, Vmin = 0.843 pu, Vstep = -0,161 pu PUCA138: Vbase = 0.994 pu, Vmin = 0.857 pu, Vstep = -0,137 pu MULA138: Vbase = 0.983 pu, Vmin = 0.873 pu, Vstep = -0,109 pu T_TOTO_ATT: Loading_base = 61%, Loading_continuous = 132,4% L_E001_MULA_1_1: Loading_base = 24,2%, Loading_continuous = 100,1%	0,0000736	0,00000188	0,000185098	0	0
		Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	T_PASC_ATT: Loading_base = 78,5%, Loading_continuous = 147,1%	0,0007605	0,005737568	0,565044181	0	0
		Transformador ATO 138/69/13,8 kV Tulcán	B_Tulcan_138: Vbase = 1,035 pu, Vmax = 1,06 pu, Vstep = 0,025 pu B_Pimampiro_138: Vbase = 1,048 pu, Vmax = 1,056 pu, Vstep = 0,008 pu	0,0018890	0,003032508	0,298645917	0,002594513	0,172858721
		L/T Puerto Napo - Puyo 138 kV	PNAPO138: Vbase = 1,011 pu, Vmax = 1,096 pu, Vstep = 0,086 pu TENA138: Vbase = 1,009 pu, Vmax = 1,095 pu, Vstep = 0,086 pu LORE138: Vbase = 0,992 pu, Vmax = 1,082 pu, Vstep = 0,09 pu OREL138: Vbase = 0,977 pu, Vmax = 1,069 pu, Vstep = 0,092 pu	0,0042439	0,137741049	13,5649424	0,015495868	2,048749773
		L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV	JARA138: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,362 pu, Vstep = 0,331 pu MONT138: Vbase = 1,03 pu, Vmax = 1,593 pu, Vstep = 0,581 pu	0,0081312	0,037503749	3,693424726	0,019793729	1,318751694
		L/T Cuenca - Yanacocha 138 kV	L_LPAZ_YANA_1_1: Loading_base = 50,7%, Loading_continuous = 107,3% L_CUEN_LPAZ_1_1: Loading_base = 50,4%, Loading_continuous = 107,3%	0,0139151	0	0	0	0
L/T Macas - Méndez 138 kV	B_Macas_22: Vbase = 1,039 pu, Vmax = 1,056 pu, Vstep = 0,017 pu	0,0166298	0,01197318	1,179136476	0,02024049	1,34851702		
Mínima		L/T Puerto Napo - Pusuno 138 kV	LORE138: Vbase = 0,992 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,046 pu PUSUI138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,593 pu, Vstep = 0,581 pu PUSUI138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,593 pu, Vstep = 0,581 pu	0,1888057	0	0	0	0
		L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	POSO138: Vbase = 0,966 pu, Vmin = 0,904 pu, Vstep = -0,062 pu ELEC138: Vbase = 0,99 pu, Vmin = 0,931 pu, Vstep = -0,059 pu CHON138: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,936 pu, Vstep = -0,059 pu DURA230: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,939 pu, Vstep = -0,046 pu CHONE138: Vbase = 0,978 pu, Vmin = 0,945 pu, Vstep = -0,049 pu TRINI230: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,034 pu DCER230: Vbase = 0,999 pu, Vmin = 0,947 pu, Vstep = -0,052 pu PASC230: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,948 pu, Vstep = -0,054 pu NPROS138: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,948 pu, Vstep = -0,056 pu ESCL230: Vbase = 0,997 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,048 pu CHOR230: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,055 pu CHOR500: Vbase = 1,019 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,07 pu	0,5148187	0	0	0	0
Lluvioso								

En la Tabla 3.15 se presenta el ranking de las contingencias más relevantes para la seguridad estática del sistema, junto a la probabilidad y los índices de confiabilidad del sistema. Los componentes de color rojo son las contingencias más críticas del sistema, es decir, no converge el flujo de potencia.

Chorrillos - Tisaleo 500 kV

La línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV es una línea nueva que entro en operación en el año 2017 y ha presentado 48 fallas con 295,4 horas de indisponibilidad. En ambas hidrologías presenta una mayor probabilidad de salida forzada del 0,5148 %, debido a fallas o mantenimientos no programados, estas incidencias no afectan los índices del sistema. Esto se debe porque la línea atraviesa una zona habitada por buitres, lo que genera desconexiones prolongadas. Sin embargo, estas desconexiones no afectan a la confiabilidad del sistema debido a que el flujo de potencia circula por caminos alternos.

Es importante señalar que la salida de esta línea ocasiona bajos voltajes en varias barras, como: Posorja 138 kV, Electroquil 138 kV, Chongón 138 kV, Duran 230 kV, Chone 230 kV, Trinitaria 230 kV, Dos Cerritos 230 kV, Pascuales 230 kV, Nueva Prosperina 230 kV, Esclusas 230 kV, Chorrillos 230 kV y 500 kV.

Macas-Méndez 138 kV

La línea de transmisión Macas-Méndez 138 kV es una línea nueva, que entró en operación en el año 2015 y en su operación ha presentado algunas fallas. En las dos hidrologías presenta una probabilidad de salida forzada de 0,01662 % siendo propensa a salir debido a una salida no planificada. Ante una hidrología seca, donde, la generación hidráulica disminuye y se incrementa la generación térmica, la salida de esta línea llevara al sistema al colapso. En cambio, en una hidrología lluvioso, la salida de esta línea produce sobrevoltaje en la barra de Macas 22 kV.

Adicionalmente, un registra un promedio anual de salidas de 0,0119 [1/a] con un tiempo promedio de la duración 0,02024 [h/a]. Este fenómeno se debe a que la línea de transmisión está ubicada en la parte oriental, una región naturalmente húmeda debido a las lluvias, lo que ocasiona interrupciones en el suministro de energía.

Totoras - Ambato 138 kV

La línea de transmisión Totoras - Ambato 138 kV es una línea antigua que no presenta muchas fallas en su tiempo de operación. Tiene una probabilidad de salida forzada de

0,0000735 % siendo poco probable a experimentar salidas forzadas. Esta línea tiene un promedio anual de salidas de 0,00000188 [1/a] y no cuenta con un tiempo promedio de duración.

3.1.3.2 Análisis del escenario de demanda máxima

De acuerdo, con los resultados de la confiabilidad para el escenario demanda máxima seco y lluvioso, se tiene la Tabla 3.16.

Tabla 3.16: Comparación de los índices del sistema para el escenario demanda máxima. Elaborado por el autor.

<i>Descripción</i>	<i>Índice</i>	<i>Unidad</i>	<i>Seco</i>	<i>Lluvioso</i>
Índice de duración de interrupción promedio del sistema	SAIDI	h/a	1,534	1,725
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	SAIFI	1/a	0,679567	0,706798
Índice de duración de interrupción promedio del cliente	CAIDI	h	2,257	2,441
Índice de disponibilidad del servicio promedio	ASAI	-	0,999824925	0,999803086
Índice de indisponibilidad del servicio promedio	ASUI	-	0,0001750750	0,0001969142
Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	ASIFI	1/a	0,279808	0,264018
Índice de duración promedio de interrupciones del sistema	ASIDI	h/a	1,304441	1,410521

En la Tabla 3.16 se evidencia que, en condiciones de demanda máxima los índices de confiabilidad registran valores altos en la hidrología lluvioso en comparación con el escenario seco, los cuales guarda coherencia debido a las exigencias del sistema de transmisión. La duración de interrupciones promedio del sistema en el periodo lluvioso aumenta un 11 % en comparación al periodo seco, significando un mayor impacto en la energía no suministrada, porque el sistema de transmisión se estresa. La frecuencia de interrupciones promedio del sistema en el periodo lluvioso aumente un 4 % en comparación al periodo seco. y a la ausencia de sobrecarga en el sistema de transmisión en la parte oriental. Ante estos índices de confiabilidad, es evidente que el sistema ante una salida forzada, debido a la disponibilidad de elementos en la hidrología seco, el sistema puede recuperarse ante una falla. Con esto la Energía no Suministrada disminuiría ayudando a la confiabilidad del sistema.

A partir de esto, se presenta en la Tabla 3.17 el ranking de contingencias para el escenario demanda máxima con los resultados más relevantes de la seguridad del sistema.

Tabla 3.17: Ranking de contingencias relevantes para el escenario demanda máxima. Elaborado por el autor.

Demanda	Hidrología	Componente	Resultados relevantes del SSA	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
					Contribución [1/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
Máxima	Seco	L/T Molino - Cuenca 2 138 kV	Colapso, no converge el flujo de potencia	0,0000736	0	0	0	0
		L/T Baños - Topo 138 kV	T_TOPO: Loading_base = 59,2%, Loading_continuous = 125%	0,0001047	0,00765228	1,126052065	0,000510407	0,033280395
		Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	T_PASC_ATT: Loading_base = 86,7%, Loading_continuous = 160%	0,0007605	0,007133379	1,049694492	0	0
		L/T Molino - Cuenca 1 138 kV	Colapso, no converge el flujo de potencia	0,0035693	0	0	0	0
		L/T Puyo - Topo 138 kV	PUSUI138: Vbase = 0,998 pu, Vmax = 1,244 pu, Vstep = 0,247 pu PUSUI138: Vbase = 0,997 pu, Vmax = 1,244 pu, Vstep = 0,247 pu PNAPO138: Vbase = 0,992 pu, Vmax = 1,238 pu, Vstep = 0,246 pu TENA138: Vbase = 0,99 pu, Vmax = 1,237 pu, Vstep = 0,247 pu LORE138: Vbase = 0,969 pu, Vmax = 1,228 pu, Vstep = 0,259 pu PUYO138: Vbase = 1,00 pu, Vmax = 1,223 pu, Vstep = 0,216 pu OREL138: Vbase = 0,954 pu, Vmax = 1,218 pu, Vstep = 0,264 pu	0,0057011	0,045850525	6,747018815	0,027764785	1,81036467
		L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV	Colapso, no converge el flujo de potencia	0,0081312	0,037503749	5,518769945	0,019793729	1,290622876
		L/T Macas - Méndez 138 kV	B_Macas_22: Vbase = 1,025 pu, Vmin = 1,1 pu, Vstep = 0,075 pu B_Abanico_69: Vbase = 1,03 pu, Vmin = 1,098 pu, Vstep = 0,067 pu B_Macas_B1_69: Vbase = 1,014 pu, Vmin = 1,086 pu, Vstep = 0,072 pu	0,0166298	0,01197318	1,671883193	0,02024049	1,319753311
		L/T Gualaaceo - Limón 138 kV	B_Limon_138: Vbase = 0,964 pu, Vmin = 0,833 pu, Vstep = -0,13 pu B_Mendez_138: Vbase = 0,969 pu, Vmin = 0,834 pu, Vstep = -0,135 pu B_Macas_138: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,838 pu, Vstep = -0,141 pu B_Macas_B1_69: Vbase = 1,014 pu, Vmin = 0,869 pu, Vstep = -0,145 pu B_Macas_22: Vbase = 1,025 pu, Vmin = 0,873 pu, Vstep = -0,151 pu	0,0274429	0,061576356	9,06111398	0,100147265	6,529964791
		L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	MONT138: Vbase = 0,964 pu, Vmin = 0,78 pu, Vstep = -0,183 pu JARA138: Vbase = 0,965 pu, Vmin = 0,782 pu, Vstep = -0,184 pu SGRE230: Vbase = 0,954 pu, Vmin = 0,788 pu, Vstep = -0,166 pu CHONE138: Vbase = 0,957 pu, Vmin = 0,796 pu, Vstep = -0,161 pu PORT138: Vbase = 0,977 pu, Vmin = 0,802 pu, Vstep = -0,175 pu SGRE138: Vbase = 0,986 pu, Vmin = 0,811 pu, Vstep = -0,175 pu QUEV230: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,828 pu, Vstep = -0,157 pu BABA230: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,837 pu, Vstep = -0,158 pu QUEV138: Vbase = 1 pu, Vmin = 0,844 pu, Vstep = -0,156 pu PEDE138: Vbase = 1 pu, Vmin = 0,848 pu, Vstep = -0,151 pu POSO138: Vbase = 0,978 pu, Vmin = 0,854 pu, Vstep = -0,124 pu SDOM138: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,856 pu, Vstep = -0,146 pu CONC138: Vbase = 1,006 pu, Vmin = 0,858 pu, Vstep = -0,148 pu	0,5148187	0	0	0	0
		L/T Molino - Cuenca 2 138 kV	L_CONO_SROS_1_1: Loading_base = 71,9%, Loading_continuous = 102,7%	0,0000736	0,00005033	0,007121124	0	0
		L/T Totoras - Ambato 138 kV	L_CUEN_MOLI_1_1: Loading_base = 53,2%, Loading_continuous = 111,2%	0,0000736	0	0	0	0
		Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	T_PASC_ATT: Loading_base = 90,1%, Loading_continuous = 167,7%	0,0007605	0,008199045	1,160026437	0	0
		L/T Jaramijo - Montecristi 138 kV	MONT138: Vbase = 1,001 pu, Vmin = 0,939 pu, Vstep = -0,062 pu	0,0013354	0,003750375	0,530614784	0,001625288	0,094221293
		L/T Molino - Cuenca 138 kV	B_Gualaaceo_138: Vbase = 0,968 pu, Vmin = 0,904 pu, Vstep = -0,063 pu B_Cuenca_138: Vbase = 0,966 pu, Vmin = 0,905 pu, Vstep = -0,062 pu B_Limon_138: Vbase = 0,976 pu, Vmin = 0,911 pu, Vstep = -0,066 pu CUENCA_69: Vbase = 0,979 pu, Vmin = 0,915 pu, Vstep = -0,064 pu B_Gualaaceo_22: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,919 pu, Vstep = -0,065 pu B_Abanico_69: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,925 pu, Vstep = -0,07 pu B_La_Paz_138: Vbase = 0,989 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,042 pu L_CUEN_MOLI_1_2: Loading_base = 53,2%, Loading_continuous = 111,2%	0,0035693	0,000301992	0,042726741	0	0
		L/T Puyo - Topo 138 kV	PUSUI138: Vbase = 1,014 pu, Vmax = 1,248 pu, Vstep = 0,234 pu PUSUI138: Vbase = 1,014 pu, Vmax = 1,248 pu, Vstep = 0,234 pu PNAPO138: Vbase = 1,006 pu, Vmax = 1,239 pu, Vstep = 0,233 pu TENA138: Vbase = 1,003 pu, Vmax = 1,238 pu, Vstep = 0,234 pu PUYO138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,224 pu, Vstep = 0,211 pu LORE138: Vbase = 0,974 pu, Vmax = 1,222 pu, Vstep = 0,248 pu OREL138: Vbase = 0,953 pu, Vmax = 1,207 pu, Vstep = 0,253 pu T_PUSU_J: Loading_base = 83,4%, Loading_continuous = 146,9%	0,0057011	0,045850525	6,487075435	0,027764785	1,609582241
		L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV	Colapso, no converge el flujo de potencia	0,0081312	0,037503749	5,30614749	0,019793729	1,147483541
		L/T Macas - Méndez 138 kV	B_Macas_22: Vbase = 0,991 pu, Vmax = 1,247 pu, Vstep = 0,256 pu B_Abanico_69: Vbase = 0,995 pu, Vmax = 1,237 pu, Vstep = 0,242 pu B_Macas_138: Vbase = 0,99 pu, Vmax = 1,228 pu, Vstep = 0,238 pu B_Macas_B1_69: Vbase = 0,981 pu, Vmax = 1,228 pu, Vstep = 0,247 pu	0,0166298	0,01197318	1,694002862	0,02024049	1,173383202
		Transformador ATU 230/138 kV Pascuales	T_PASC_ATU: Loading_base = 90,1%, Loading_continuous = 167,7%	0,2111065	0,05329379	7,540171725	0	0
		L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV	POSO138: Vbase = 0,967 pu, Vmin = 0,917 pu, Vstep = -0,049 pu DURA230: Vbase = 0,976 pu, Vmin = 0,938 pu, Vstep = -0,038 pu SELE138: Vbase = 0,988 pu, Vmin = 0,94 pu, Vstep = -0,048 pu POLI138: Vbase = 0,986 pu, Vmin = 0,94 pu, Vstep = -0,046 pu PASC230: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,941 pu, Vstep = -0,045 pu NPROS138: Vbase = 0,987 pu, Vmin = 0,942 pu, Vstep = -0,045 pu CHOR230: Vbase = 0,988 pu, Vmin = 0,943 pu, Vstep = -0,045 pu CHOR500: Vbase = 1,01 pu, Vmin = 0,943 pu, Vstep = -0,067 pu ELEC138: Vbase = 0,993 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,047 pu CHON138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,947 pu, Vstep = -0,047 pu PASC138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,045 pu SALI138: Vbase = 0,992 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,043 pu	0,5148187	0	0	0	0

En la Tabla 3.17 se presenta el ranking de las contingencias más relevantes para la seguridad estática del sistema, junto a la probabilidad y los índices de confiabilidad del sistema. Los componentes de color rojo son las contingencias más críticas del sistema, es decir, no converge el flujo de potencia.

Puyo - Topo 138 kV

La línea de transmisión Puyo - Topo 138 kV es una línea nueva de 28,1 km ubicada en la parte Nororiental que entró en operación en el año 2016, donde, en su operación ha presentado algunas fallas. En las dos hidrologías presenta una probabilidad de salida forzada de 0,0057 % siendo no tan propensa a salir debido a una salida no planificada. Provoca sobrevoltajes, en las barras de Pusuno I 138 kV, Pusuno II 138 kV, Puerto Napo 138 kV, Tena 138 kV, Loreto 138 kV, Puyo 138 kV, Orellana 138 kV. Adicionalmente, ante las dos hidrologías se registra un promedio anual de salidas de 0,04585 [1/a] con un tiempo promedio de la duración 0,0277 [h/a]. Este fenómeno se debe a que la línea de transmisión está ubicada en la parte oriental, una región naturalmente húmeda debido a las lluvias, lo que ocasiona interrupciones en el suministro de energía.

Molino - Cuenca 1 138 kV

La línea de transmisión Molino – Cuenca 1 138 kV, es una línea antigua de 67,08 km ubicada en la parte Suroriental, donde, en su operación ha presentado algunas fallas. En las dos hidrologías presenta una probabilidad de salida forzada de 0,0035 % siendo no tan propensa a salir debido a una salida no planificada. Ante una hidrología seca, donde, la generación hidráulica disminuye y se incrementa la generación térmica, la salida de esta línea llevara al sistema al colapso. En cambio, en una hidrología lluvioso, la salida de esta línea produce bajos voltajes en la barra de: Gualaceo 22 kV y 138 kV, Cuenca 69 kV y 138 kV, Limón 138 kV, Abanico 69 kV, la Paz 138 Kv y una sobrecarga en la línea de transmisión Molino – Cuenca 2 138 kV. Siendo una línea antigua, ha mostrado una baja incidencia de fallas, sin extensión en el tiempo de la falla. Por tanto, la frecuencia de salida forzada es bajo y no registra una duración promedio de la falla.

Transformador ATT 230/138 kV Pascuales

El transformador ATT 230/138 kV Pascuales, es un trafo antiguo que ha registrado 13 fallas con 287,45 horas de indisponibilidad. Tiene una probabilidad de salida forzada de 0,2111 % siendo propensa a salir debido a una salida no planificada. En la hidrología lluvioso donde, la generación térmica disminuye y se incrementa la generación hidráulica aumenta, se tiene una sobrecarga en el transformador ATU 230/138 kV Pascuales. Se registra un promedio anual de salidas de 0,05329 [1/a] y no presenta un tiempo de duración promedio. Al ser un transformador antiguo, la confiabilidad de este elemento es baja debido a sus índices, además, la probabilidad de que salga de servicio es alta.

3.2 Conclusiones

El software DIgSILENT PowerFactory permitió realizar simulaciones ante distintos escenarios operativos para la evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano. Permitiendo identificar elementos claves para la operación diaria del sistema ante eventos inesperados. Esto permite tomar acciones preventivas y correctivas en la operación del sistema como en su planificación.

La evaluación de la confiabilidad permite evaluar los componentes, mediante los índices del sistema y la tasa de salida forzada con la contribución en la probabilidad de falla del sistema. Por esto, no solo se considera a la probabilidad de falla como único criterio, sino que también se lleva a cabo una evaluación de la seguridad para ver que componente puede verse afectado ante su salida. Con esto, es evidente que un elemento de mayor criticidad genera una falla en el sistema.

La evaluación de la seguridad estática considerando el criterio N-1 se encontró contingencias de mayor criticidad en el escenario de demanda máxima hidrología seco y lluvioso en los transformadores de Pascuales (ATU 230/138 kV y ATT 230/138 kV) y de Machala (ATQ 138/69 kV y ATR 138/69 kV). Ante la presencia de una contingencia N-1 en algunos de estos transformadores, provocará una sobrecarga en el transformador que quede energizado llegando niveles críticos que podrían llegar a su colapso del transformador energizado, resultando en una pérdida significativa de carga.

La contingencia en la línea de transmisión Chorrillos - Tisaleo 500 kV en el escenario de máxima demanda causa bajos voltajes en otros elementos del sistema. Esta línea presenta una tasa de salida forzada alta debido a fallas o mantenimientos no programados, estas incidencias no afectan los índices del sistema. Esto se debe porque la línea atraviesa una zona habitada por buitres, lo que genera desconexiones prolongadas. Sin embargo, estas desconexiones no afectan a la confiabilidad del sistema debido a que el flujo de potencia circula por caminos alternos.

La evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el criterio convencional N-1 con el análisis de confiabilidad permitirá identificar un ranking de contingencias según su probabilidad y severidad. Esto permite flexibilizar el criterio N-1 para la planificación de la expansión, generando nuevas instalaciones de generación y transmisión con el fin de satisfacer la demanda futura prevista al menor costo y al mismo tiempo

satisfacer criterios financieros y de confiabilidad. Además, permite identificar condiciones críticas en las que el sistema podría enfrentar mayores desafíos, lo que resulta fundamental para la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema.

La confiabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano tiene una mejora en comparación a años anteriores, alcanzando un índice de disponibilidad del servicio de 99,98%. Este aumento se atribuye a la capacidad de respuesta frente a contingencias críticas, garantizando así la continuidad del servicio. Estos resultados resaltan la importancia de cumplir rigurosamente con los planes de expansión para seguir mejorando la confiabilidad del servicio eléctrico.

Debido a la robustez del sistema eléctrico ecuatoriano no se detectaron altos componentes que llevarían al colapso al sistema. Tampoco se encontraron condiciones seguras, debido a que los escenarios operativos simulados se mantuvieron cercanos a la operación real de sistema. El sistema se encuentra en un estado operativo de alerta donde las variables se encuentran dentro de sus límites, sin embargo, no cumple el criterio de contingencia N-1.

3.3 Recomendaciones

Se recomienda, tener una base de datos bien estructurada de todos los componentes del sistema, desde que entraron en operación, donde, se registre el número de fallas y el tiempo que estuvo indisponible. Esto mejora los índices de confiabilidad ajustando a la realidad del sistema.

Se recomienda automatizar la información del número de fallas y tiempo que estuvo indisponible de la base de datos de CENACE mediante Python para tener indicadores más sólidos y en tiempo real. Esto permite realizar un seguimiento de la vida útil de los elementos del sistema.

Se recomienda realizar un análisis hora a hora para determinar el índice de energía no suministrada para cada contingencia crítica. Esto permitirá estimar con precisión los costos asociados a la energía no suministrada y, en base a estos resultados, diseñar planes de expansión que incluyan análisis económicos.

Se recomienda, que a partir del ranking de contingencias que clasifica según su probabilidad y severidad, se elabore un plan que contemple las mejores opciones antes de llevar a cabo un mantenimiento en una línea específica.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Soria, A. Tovar, D. Maldonado y C. Fabara, «Minería de Datos para Reconocimiento de Patrones en el Análisis de Seguridad Estática de Sistemas de Potencia ante Eventos de Contingenciar,» Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, 2019. dirección: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/331/316>.
- [2] P. Mallitasig, «Evaluación de la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador utilizando el programa de simulación de sistemas de potencia PSS/E,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019. dirección: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20534>.
- [3] R. Salao y J. Masache, «Análisis de Contingencia en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I.,» Escuela Politécnica del Litoral, 2006. dirección: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3271>.
- [4] A. Escobar y L. Gallego, «Análisis estático de contingencias de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia,» Scientia et Technica, 2004. dirección: <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/7177>.
- [5] E. Moreno y V. Hinojosa, «Ranking de contingencias para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador utilizando programación en DIGSILENT – DPL,» *Revista Técnica Energía*, vol. 5, págs. 120-127, 2009. DOI: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v5.n1.2009.248>.
- [6] J. Barba, «Análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriana utilizando el Software PowerFactory de DlgSILENT,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2022. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22782>.
- [7] V. Krishnan y J. McCalley, «Contingency assessment under uncertainty for voltage collapse and its application in risk based contingency ranking,» *Power Energy System*, vol. 43, n.º 1, págs. 1025-1033, 2012. DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.05.065.

- [8] C. Arellano y G. Maila, «Análisis y evaluación de la calidad de transporte de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2011. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4114>.
- [9] «Mapa Normativo del sector eléctrico,» Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Ecuador, inf. téc.
- [10] R. N. C. -. 004/02, «"Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM",» CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), Ecuador, inf. téc.
- [11] ARCERNNR, «Regulación Nro. ARCERNNR-004/20,» Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, Ecuador, inf. téc., 2023.
- [12] M. Gholami, M. Sanjari, M. Safari y M. Kamali, «Static security assessment of power systems: A review,» *Wiley Online Library*, vol. 30, n.º 9, pág. 12 432, 2020. DOI: 10.1002/2050-7038.12432.
- [13] L. Blanco, «Análisis de Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia de CA/CD Incorporando Enlaces Multiterminales VSC-HVDC,» Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2017. dirección: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/12913>.
- [14] V. Flores y W. Almeida, «Índice de Seguridad del Sistema mediante Análisis de Contingencias N-1,» vol. 9, n.º 1, págs. 30-37, 2013. dirección: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/130>.
- [15] G. Sánchez y D. Tates, «Análisis de confiabilidad del sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano utilizando el software NEPLAN,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2007. dirección: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4249>.
- [16] M. Gómez y A. Tobón, «Análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de Pereira usando el software Neplan aplicando la resolución CREG 097 de 2008,» Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2012. dirección: <https://hdl.handle.net/11059/3104>.
- [17] A. Narváez, «Cálculo de índices de confiabilidad del sistema de generación ecuatoriano,» vol. 3, n.º 1, págs. 97-103, 2007. dirección: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/279>.
- [18] C. Zapata, «Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia,» Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2011. dirección: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_2.pdf.

- [19] IEEE, «IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity,» *IEEE Power Engineering Society*, 2007.
- [20] V. Cárdenas, «Análisis de confiabilidad de la generación considerando el ingreso de energías renovables no convencionales en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,» Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Quito, 2016. dirección: <http://repositorio.espe.edu.ec/jspui/handle/21000/12947>.
- [21] D. E. V. Cárdenas y J. Cepeda, «Determinación de los Modelos Estocásticos de Generación de las Centrales del Sistema Nacional Interconectado,» *Revista técnica .energía*, vol. 12, n.º 1, págs. 84-91, 2016. DOI: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.30>.
- [22] R. Llumiyinga y L. Ruales, «Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent,» Escuela Politécnica Nacional, Quito. dirección: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4900/1/Estudio%20de%20confiabilidad%20del%20sistema%20de.pdf>.
- [23] «Manual de Usuario,» PowerFactory DlgSILENT, Gomaringen, Germany, inf. téc., Abril-2023.
- [24] «Plan Maestro de Electricidad,» Ministerio de Energía y Minas, Ecuador, inf. téc., 2018-2027. dirección: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [25] «Informe Anual 2022,» Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, Ecuador, inf. téc., 2022. dirección: <https://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2022/>.
- [26] K. Mondragón, «Evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el criterio convencional N-1,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2024.
- [27] V. P. Cárdenas Ulloa, «Análisis de confiabilidad de la generación considerando el ingreso de energías renovables no convencionales en el sistema nacional interconectado del ecuador,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016. dirección: <http://repositorio.espe.edu.ec/browse?type=author&value=C%C3%A1rdenas+Ulloa%2C+Ver%C3%B3nica+Paulina>.

5 ANEXOS

ANEXO I: Flujo de potencia en los 4 escenarios operativos.

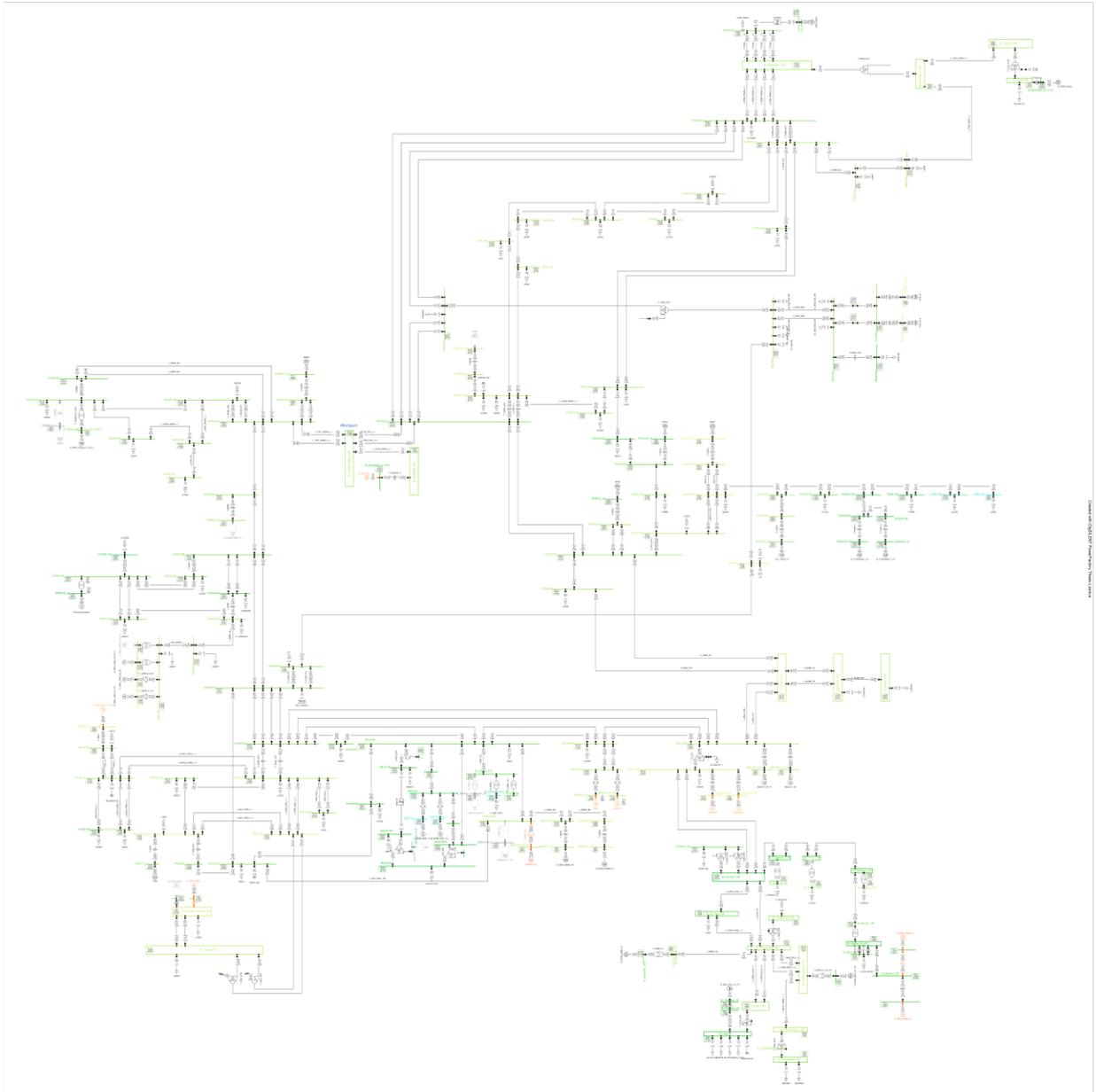
ANEXO II: Contingencias enumeradas.

ANEXO III: Datos de confiabilidad de barras, líneas de transmisión y transformadores.

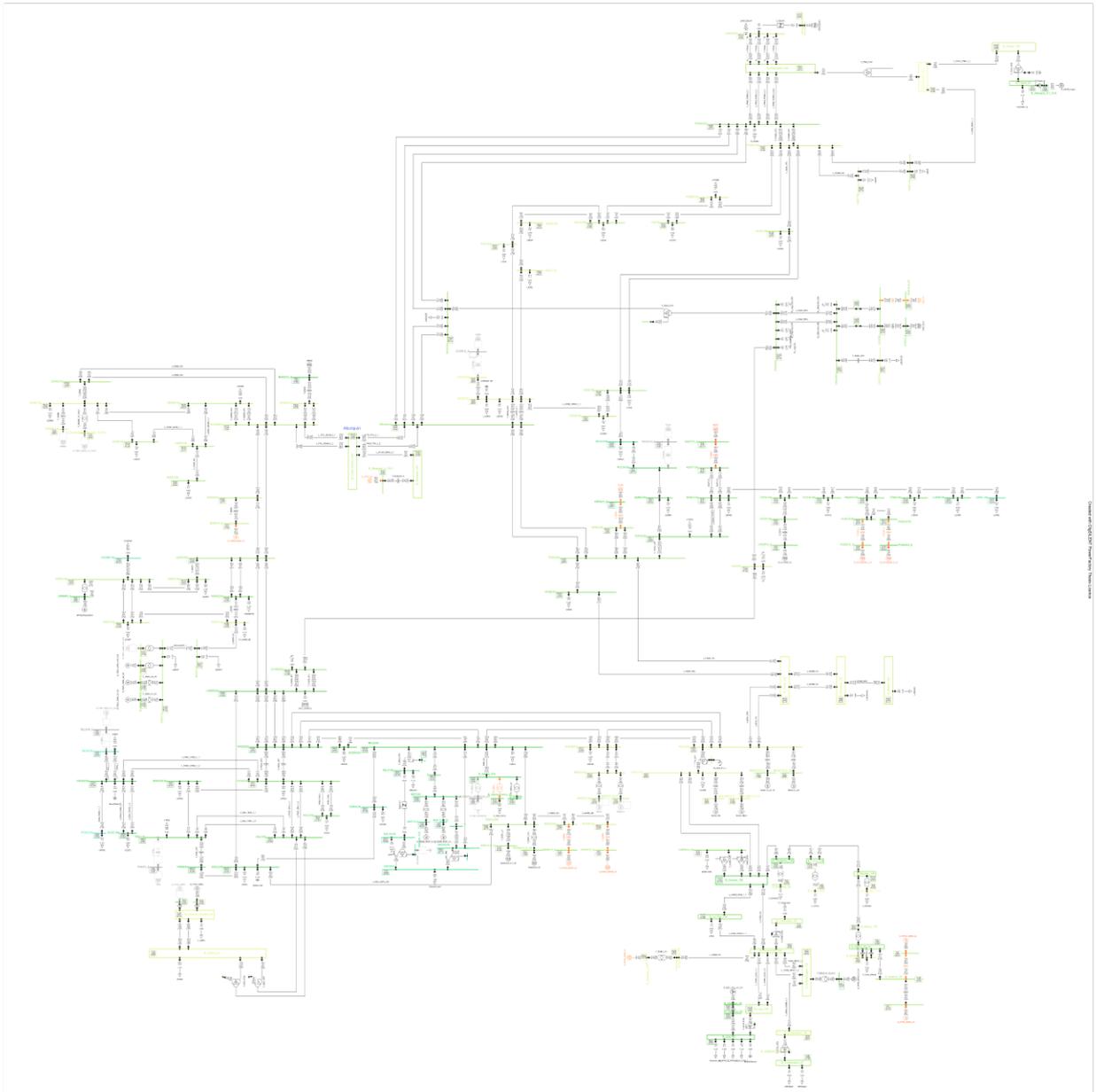
ANEXO IV: Ranking de contingencias en todos los escenarios operativos.

ANEXO I: Flujo de potencia en los 4 escenarios operativos.

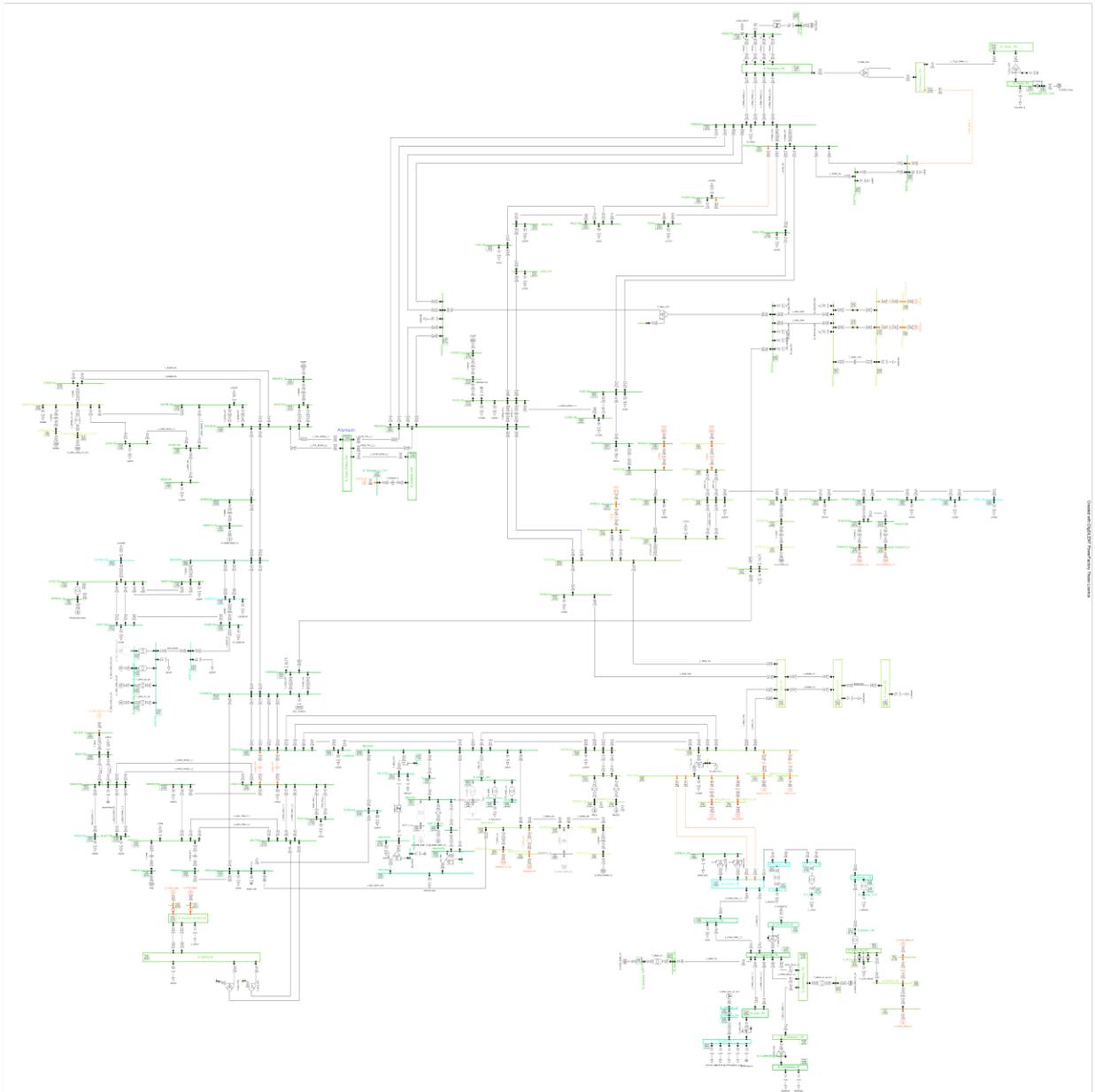
Anexo 1.1: Flujo de potencia en demanda mínima hidrología seco.



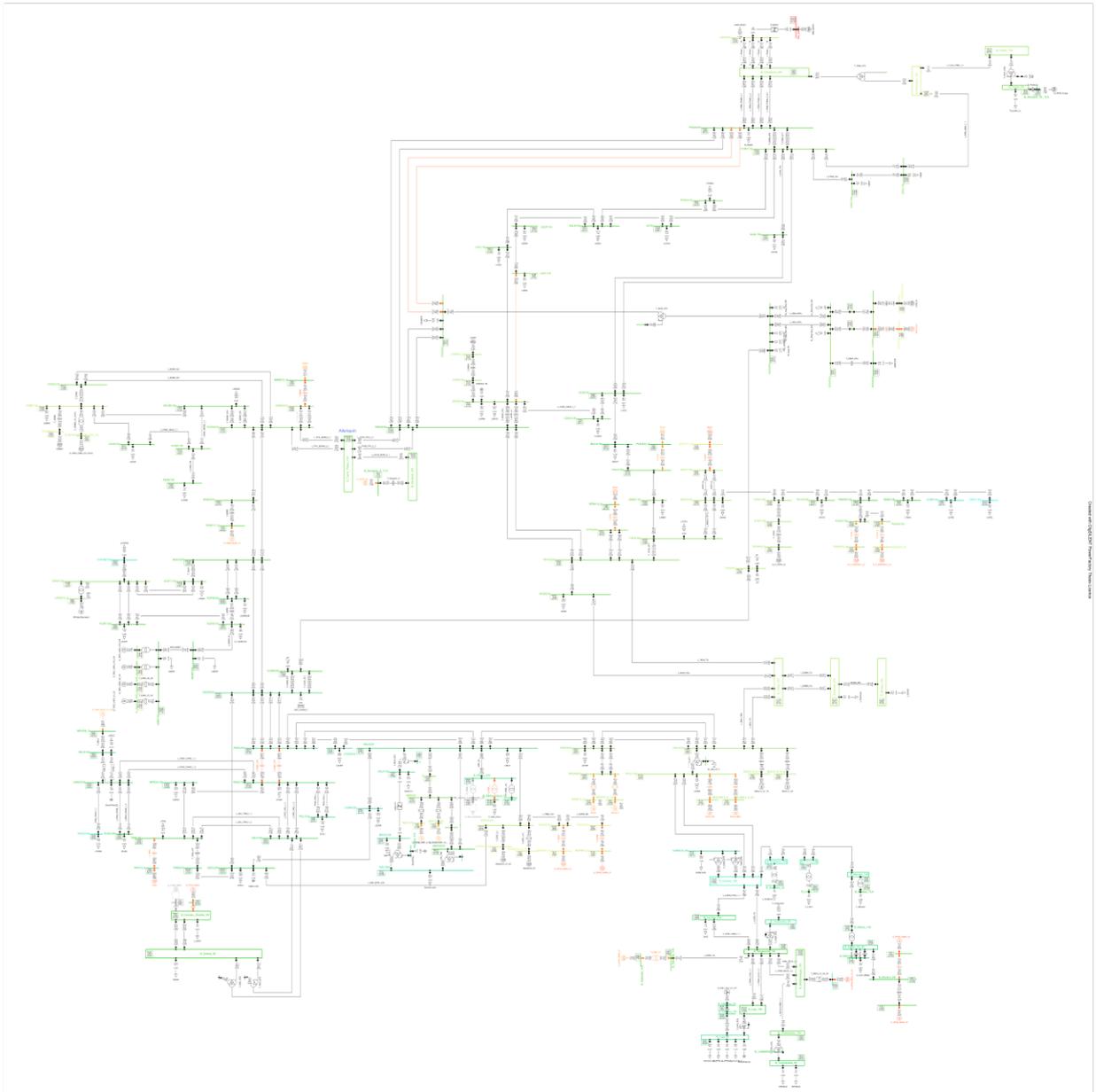
Anexo 1.2: Flujo de potencia en demanda mínima hidrología lluvioso.



Anexo 1.3: Flujo de potencia en demanda máxima hidrología seco.



Anexo 1.4: Flujo de potencia en demanda máxima hidrología lluvioso.



ANEXO II: Contingencias enumeradas.

Name	Number	Name	Number	Name	Number	Name	Number
G EOLI_VILL_U1_U11	1	L GUAL_VICE_1_1	73	L_SALI_TRIN_1_1	145	T_CHOR_ATI	217
Jamondino - Pimampiro 1 220	2	L GZEV_SALI_0_1	74	L_SALI_TRIN_1_2	146	T_CHOR_ATJ	218
Jamondino - Pimampiro 2 220	3	L GZEV_SALI_0_2	75	L_SELE_CHNG_1_1	147	T_DELS_U1_U2_U3	219
Jamondino - Pimampiro 3 230	4	L HSBA_SOPL_2_1	76	L_SELE_CHNG_1_2	148	T_DPER_U1	220
Jamondino - Pimampiro 4 230	5	L HTOP_TOPO_1_1	77	L_SFRA_TOTO_2_1	149	T_ESME	221
L_ABAN_MACA_0_1	6	L_IBAR_POMA_1_1	78	L_SFRA_TOTO_2_2	150	T_Fugua_U	222
L_ADEL_MILA_2_1	7	L_IBAR_SANT_1_2	79	L_SROS_CGSR_1_1	151	T_GUAL_GUA	223
L_AGOY_BAÑO_1_1	8	L_INGA_POMA_2_1	80	L_SROS_SRO2_1_1	152	T_GZEV_TG4	224
L_AGOY_BAÑO_1_2	9	L_INGA_POMA_2_2	81	L_SROS_TOTO_2_1	153	T_GZEV_TV2	225
L_AMBA_PUCA_1_1	10	L_INGA_SRAF_5_1(1)	82	L_SROS_TOTO_2_2	154	T_JARA_U10_U14	226
L_AMBA_TOTO_1_1	11	L_INGA_SRAF_5_1(2)	83	L_SROS_TPIL_2_1	155	T_JARA_U15_U18	227
L_AYUR_SARA_2_1	12	L_INGA_SROS_2_1	84	L_SROS_TPIL_2_2	156	T_JARA_U1_U5	228
L_BABA_SDOM_2_1	13	L_INGA_SROS_2_2	85	L_TADA_TOTO_2_1	157	T_JARA_U6_U9	229
L_BABA_SDOM_2_1	14	L_INGA_TISA_5_1	86	L_TPIL_SDOM_2_1	158	T_LIMO_LIM	230
L_BANO_TOPO_1_1	15	L_JARA_MONT_1_1	87	L_TPIL_SDOM_2_2	159	T_MACA_TRQ	231
L_BANO_TOTO_1_1	16	L_LIMO_MEND_1_1	88	L_TULC_PIMA_1_1	160	T_MAND	232
L_BANO_TOTO_1_2	17	L_LOJA_VILL_0_1	89	L_YANA_DELS_1_1	161	T_MAZA_U1(1)	233
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	18	L_LORE_TENA_1_1	90	L_YANA_DELS_1_2	162	T_MAZA_U1(2)	234
L_BOMB_TADA_2_1	19	L_LPAZ_YANA_1_1	91	L_YANA_LOJA_1_1	163	T_MEND_MEN	235
L_BOMB_TADA_2_2	20	L_MACA_MEND_1_1	92	L_YANA_LOJA_1_2	164	T_MISF_U2	236
L_CCS_GIS_5_1(2)	21	L_MACH_MILA_2_2	93	L_AGOY	165	T_MISF_U2(1)	237
L_CCS_GIS_5_2(1)	22	L_MACH_UNI2_2_1(1)	94	CCS_U1	166	T_Macas_213	238
L_CHIL_SALE_1_1	23	L_MAND_SDOM_2_1	95	CCS_U2_8	167	T_Macas_214	239
L_CHIL_SROS_1_1	24	L_MAND_SDOM_2_2	96	CGSR	168	T_NORM	240
L_CHNG_POSO_1_1	25	L_MAZA_ZHOR_2_1	97	DPeripa Equivalent	169	T_PASC_ATT	241
L_CHON_DPER_1_1	26	L_MAZA_ZHOR_2_2	98	ESMEII	170	T_PASC_ATU	242
L_CHOR_ESC_2_1	27	L_MILA_PASC_2_2	99	GEN_EQUIV	171	T_PAUT_U1(1)	243
L_CHOR_PASC_2_1	28	L_MILA_SOPL_2_1	100	G_HEMB_BABA_U1	172	T_PAUT_U1(2)	244
L_CHOR_PASC_2_2	29	L_MILA_UNI1_2_2	101	G_HEMB_MISF_U1_3	173	T_PAUT_U6(1)	245
L_CHOR_PASC_2_3	30	L_MILA_ZHOR_2_1	102	G_HEMB_MISF_U1_3(1)	174	T_PAUT_U6(2)	246
L_CHOR_PASC_2_4	31	L_MILA_ZHOR_2_2	103	G_HPAS_ABAN_U2	175	T_POMA_ATT	247
L_CHOR_QUEV_2_1	32	L_MISF_UNI1_2_2	104	G_HPAS_ABAN_U3	176	T_POMA_ATU	248
L_CHOR_QUEV_2_2	33	L_MISF_UNI2_2_1	105	G_HPAS_DELS_U1_U3	177	T_PUCA	249
L_CHRR_TISA_5_1	34	L_MOLI_PASC_2_1	106	G_HPAS_Fugua	178	T_PUSU_I	250
L_CONC_PEDE_1_1	35	L_MOLI_PASC_2_2	107	G_HPAS_NORM_U1	179	T_PUSU_II	251
L_CONC_QUIN_1_1	36	L_MOLI_TADA_2_1	108	G_HPAS_SABA_U1	180	T_QUEV	252
L_CONC_SDOM_1_1	37	L_MOLI_TADA_2_2	109	G_HPAS_SBAR_U2	181	T_SABA_U1_U2	253
L_CONO_SROS_1_1	38	L_MOLI_ZHOR_2_1	110	G_HPAS_Sarapullo_U1	182	T_SBAR	254
L_CONO_VICE_1_1	39	L_MOLI_ZHOR_2_2	111	G_H_PUSUNO_II_U1	183	T_SDOM_ATT	255
L_COTO_POMA_1_1	40	L_MONT_SGRE_1_1	112	G_H_PUSUNO_I_U1	184	T_SDOM_ATU	256
L_COTO_SALE_1_1	41	L_MULA_PUCA_1_1	113	G_H_TOPO_U1	185	T_SEL2	257
L_CUEN_GUAL_1_1	42	L_NORM_SBAR_2_1	114	G_TMCI_CES2_U1_U12(1)	186	T_SFRA	258
L_CUEN_LPAZ_1_1	43	L_NPRO_PASC_1_1	115	G_TMCI_JARA_U10_U14	187	T_SGRE	259
L_CUEN_MOLI_1_1	44	L_NPRO_TRIN_2_1	116	G_TMCI_JARA_U15_U18	188	T_SOPL_U1	260
L_CUEN_MOLI_1_2	45	L_PASC_CHNG_1_1	117	G_TMCI_JARA_U1_U5	189	T_SOPL_U1(1)	261
L_CUEN_YANA_1_1	46	L_PASC_CHNG_1_2	118	G_TMCI_JARA_U6_U9	190	T_SRAF_ATH	262
L_DCER_MILA_2_1	47	L_PASC_POLI_1_1	119	G_TMCI_SEL2_U1_US3	191	T_SROS	263
L_DCER_PASC_2_1	48	L_PASC_POLI_1_2	120	G_TTGA_GZEV_TG4	192	T_SROS_ATT	264
L_DELS_CUMB_1_1	49	L_PASC_SALI_1_1	121	G_TTVA_GZEV_TV2	193	T_SROS_ATU	265
L_DPER_PORT_1_1	50	L_PASC_SALI_1_2	122	MAND	194	T_Sarapullo_U	266
L_DPER_PORT_1_2	51	L_PIMA_IBAR_1_1	123	Mazar	195	T_TOPO	267
L_DPER_QUEV_1_1	52	L_PIMA_POMA_2_1	124	Mazar(1)	196	T_TOTO_ATT	268
L_DPER_QUEV_1_2	53	L_PIMA_POMA_2_2	125	Molino AB	197	T_TRIN	269
L_DURA_ESCL_2_1	54	L_PIMA_POMA_2_3	126	Molino AB(1)	198	T_TRIN_ATT	270
L_DURA_MILA_2_1	55	L_PIMA_POMA_2_3(1)	127	Molino C_U6	199	T_VILL_U1_U11	271
L_E001_MULA_1_1	56	L_PNAP_PUS1_1_1	128	Molino C_U7_10	200	T_CTZA_ATQ	272
L_E038_POMA_1_1	57	L_PNAP_PUYO_1_1	129	PUCA	201	T_CUEN_ATQ	273
L_EQUI_CHNG_1_1	58	L_PNAP_TENA_1_1	130	SFRA	202	T_CUEN_ATR	274
L_EQUI_CHNG_1_2	59	L_POMA_SANT_1_2	131	Sopladora_U1_U2	203	T_INGA_ATH	275
L_ESCL_TRIN_2_1	60	L_POMA_SROS_2_1	132	Sopladora_U3	204	T_LOJA_ATQ	276
L_ESC_SOPL_230	61	L_POMA_SROS_2_2	133	TRIN	205	T_MACH_ATQ	277
L_ESME_QUIN_1_1	62	L_POMA_VICE_1_2	134	T1_ADEL_LAM	206	T_MACH_TRK	278
L_ESME_SDOM_1_1	63	L_POMQ_SALE_1_1	135	T1_ADEL_LAM(1)	207	T_MILA_ATU	279
L_ESME_SDOM_2_1	64	L_PORT_SGRE_1_1	136	T2_ADEL_HOR	208	T_MOLI_ATT	280
L_ESME_SDOM_2_2	65	L_PUS1_PUS2_1_1	137	T_ABAN_U1	209	T_PIMA_ATU	281
L_ESPE_SALE_1_1	66	L_PUYO_TOPO_1_1	138	T_ABAN_U2	210	T_SALI_ATQ	282
L_ESPE_SRO2_1_1	67	L_QUEV_SDOM_2_1	139	T_AGOY	211	T_SALI_ATR	283
L_FORE_LORE_1_1	68	L_QUEV_SGRE_2_1	140	T_BABA	212	T_TULC_ATQ	284
L_GIS_SRAF_5_1(2)	69	L_QUEV_SGRE_2_2	141	T_CCS_U1(1)	213	T_YANA_ATQ	285
L_GIS_SRAF_5_2(1)	70	L_RIOB_TADA_2_1	142	T_CCS_U1(2)	214		
L_GUAL_LIMO_1_1	71	L_RIOB_TOTO_2_1	143	T_CESM	215		
L_GUAL_POMA_1_1	72	L_SABA_YANA_1_1	144	T_CESMII_U1_U2(1)	216		

ANEXO III: Datos de confiabilidad de barras, líneas de transmisión y transformadores.

Anexo 3.1: Datos de confiabilidad para barras.

Elemento	Subestacion	Tiempo de Falla	Numero de Fallas	Fecha de Inicio OP.	Tiempo [años]	FF	RD	AD	OE
1		0	0	0	0	0	0	0	0
2		0	0	0	0	0	0	0	0
3		0	0	0	0	0	0	0	0
4		0	0	0	0	0	0	0	0
ADEL138	ADELCA 138	0	0	0	0	0	0	0	0
AGOY13_8	Agoyan 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
AGOY138	Agoyan 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
AMBA138	Ambato 138 kV	0,3167	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,3167	0	0,023049491
B_Abanico_69	Abanico 69 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Abanico_Grupo1	Abanico 1 4.16 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Abanico_Grupo2	Abanico 2 4.16 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Adelca_230	Adelca 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Adelca_Horno_23	Adelca 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Adelca_Laminacio	Adelca 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Alluriquin_U1_13	Alluriquin 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Bomboiza_230	Bomboiza 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Cuenca_138	Cuenca 138 kV	1,0667	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,53335	0	0,077634643
B_Cuenca_ATQ_13.8	Cuenca 1 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Cuenca_ATQ_13.8	Cuenca 2 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_CUMBARATZA_13	Cumbaratza 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Cumbaratza_138	Cumbaratza 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Cumbaratza_69	Cumbaratza 69 kV	0,3667	1	17/01/2016	7,7	0,12987013	0,3667	0	0,047623377
B_Delsitanisagua_13	Delsitanisagua 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Delsitanisagua_U1	Delsitanisagua 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_El_Inga ATH_34.5	El Inga 34.5 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Esmeraldasil_U1	Esmeraldas 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Gonzalo_Zevallos	Gonzalo Zevallos 69 kV	0,6667	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,6667	0	0,048522562
B_Gonzalo_Zevallos	Gonzalo Zevallos 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Gonzalo_Zevallos	Gonzalo Zevallos 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Gualaceo_138	Gualaceo 138 kV	0,2167	1	20/06/2012	11,27	0,088731145	0,2167	0	0,019228039
B_Gualaceo_22	Gualaceo 22 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_La_Paz_138	La Paz 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Limon_13.8	Limón 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Limon_138	Limón 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Loja_138	Loja 138 kV	0,3667	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,18335	0	0,026688501
B_Loja_69	Loja 69 kV	0,7667	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,38335	0	0,055800582
B_Loja_ATQ_13.8	Loja 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Macas_138	Macas 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Macas_22	Macas 22 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Macas_61_69	Macas 69 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Mendez_13.8	Mendez 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Mendez_138	Mendez 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Mirador_230	Mirador 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Molino_AT1_13.8	Molino 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Pimampiro_138	Pimampiro 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Pimampiro_230	Pimampiro 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Sabanilla_13.8	Sabanilla 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Sabanilla_138	Sabanilla 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Salitril_69	Salitril 69 kV	0,7	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,7	0	0,050946143
B_Sarapullo_230	Sarapullo 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Sarapullo_U_13.8	Sarapullo 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Taday_230	Taday 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B>Toachi_Pilaton_23	Alluriquin 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Tulcan_138	Tulcán 138 kV	0,1333	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,1333	0	0,009701601
B_Tulcan_69	Tulcán 69 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Tulcan_ATQ_13.8	Tulcán 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Villanaco_35	Villanaco 35 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Villanaco_69	Villanaco 69 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
B_Yanacocha_138	Yanacocha 138 kV	0,3667	1	17/01/2016	7,7	0,12987013	0,3667	0	0,047623377
B_Yanacocha_69	Yanacocha 69 kV	0,2667	1	17/01/2016	7,7	0,12987013	0,2667	0	0,034636364
B_Yanacocha_ATQ	Yanacocha 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
BABA13_8	Baba 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
BABA230	Baba 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
BANO138	Baños 138 kV	0,1833	1	22/07/2017	6,18	0,161812298	0,1833	0	0,029660194
CCS13_8	Coca Codo Sinclair 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS13_8_U1	Coca Codo Sinclair 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS500	Coca Codo Sinclair 500 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CGSR13_8	C.G. Santa Rosa 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CGSR138	C.G. Santa Rosa 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CHILL138	Chilibulo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CHON138	Chongón 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CHONE138	Chone 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CHOR230	Chorrillos 230 kV	0,45	1	23/03/2017	6,51	0,153609831	0,45	0	0,069124424
CHORS500	Chorrillos 500 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
Col_interna	Colombia_interna 8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CONC138	Concordia 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CONO138	Conocoto 138 kV	1,3667	1	31/01/2010	13,66	0,073206442	1,3667	0	0,100051245
COTO	Cotacollao 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
CUJENCA_69	Cuenca 69 kV	0,8	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,4	0	0,058224163
DCER230	Dos Cerritos 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
DPER13_8	Daule Peripa 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
DPER13_8_U3	Daule Peripa 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
DPER138	Daule Peripa 138 kV	2,7167	4	01/01/2010	13,74	0,291120815	0,679175	0	0,19772198
DURA230	Durán 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
EESP138	Eugenio Espejo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
ELEC138	ELECTROQUIL 138 kV	0,9833	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,9833	0	0,071564774
ESCL230	Esclusas 230 kV	0,6667	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,6667	0	0,048522562
ESME13_8	Esmeraldas 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
ESME138	Esmeraldas 138 kV	0,2667	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,2667	0	0,01941048
ESME230	Esmeraldas 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
GIS_1(1)	CCS-INGA	0	0	0	0	0	0	0	0
GIS_1(2)	CCS-INGA	0	0	0	0	0	0	0	0
GUAL138	Gualaceo 138 kV	0,2167	1	05/01/2016	7,73	0,129366106	0,2167	0	0,028033635
HTOP13_8	H Topo 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0
HTOP138	H Topo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
IBAR138	Ibarra 138 kV	0,4	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,4	0	0,029112082

DESDE	01/01/2010
HASTA	28/09/2023

INGA230	Inga 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INGA500	Inga 500 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JAMO230	Jamondina 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JARA13_8	Jaramio 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JARA138	Jaramio 138 kV	1,6334	5	18/08/2012	11,11	0,450045005	0,32668	0	0	0,147020702	0	0
LORE138	Loreto 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MACH138	Machala 138 kV	1	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,5	0	0	0,072780204	0	0
MACH230	Machala 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MACH69	Machala 69 kV	0,0167	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,0167	0	0	0,001215429	0	0
Machala 13.8	Machala 8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAND13_8	Manduriacu 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAND230	Manduriacu 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAZA13_8	Mazar 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAZA13_8_U2	Mazar 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAZA230	Mazar 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MILA138	Milagro 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MILA230	Milagro 230 kV	0,4333	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,21665	0	0	0,031535662	0	0
MOLI138	Molino 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MOLI230	Molino 230 kV	3,0834	3	01/01/2010	13,74	0,218340611	1,0278	0	0	0,22441048	0	0
MOLIAB13_8	Molino AB 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MOLIAB13_8_U5	Molino AB 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MOLIC13_8_1	Molino C 13.8 - 1 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MOLIC13_8_U6	Molino C 13.8 - 1 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MONT138	Montecristi 138 kV	0,15	1	18/08/2012	11,11	0,090009001	0,15	0	0	0,01350135	0	0
MSF13_8	Minas San Francisco 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MSF13_8_U3	Minas San Francisco 13.8 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MSF230	Minas San Francisco 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MULA138	Mulalo 138 kV	0,9833	4	01/01/2010	13,74	0,291120815	0,245825	0	0	0,071564774	0	0
NORM13_8	Normandia 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NORM230	Normandia 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NPROS138	Nueva Prosperina 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OREL138	Orelto 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PASC138	Pascales 138 kV	1,95	6	01/01/2010	13,74	0,436681223	0,325	0	0	0,141921397	0	0
PASC230	Pascales 230 kV	0,65	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,325	0	0	0,047307132	0	0
PEDE138	Pedernales 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PNAPO138	Puerto Napo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POLI138	Polito 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POMA138	Pomasqui 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POMA230	Pomasqui 230 kV	3,6834	9	01/01/2010	13,74	0,655021834	0,409266667	0	0	0,268078603	0	0
POMQ138	Pomqto 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PORT138	Portoviejo 138 kV	1,5333	2	01/01/2010	13,74	0,145560408	0,76665	0	0	0,111593886	0	0
POSO138	Posorja 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUCA13_8	Pucará 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUCA138	Pucará 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUSUI13_8	Pusuno 1 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUSUI138	Pusuno 1 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUSUII13_8	Pusuno 2 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUSUII138	Pusuno 2 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUYO138	Puyo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEVE138	Quevedo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEVE230	Quevedo 230 kV	0,4667	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,4667	0	0	0,033966521	0	0
QUIN138	Quinindé 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RIOB230	Riobamba 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALE138	Selva Alegre 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALI138	Salito 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SANT138	San Antonio 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SBAR13_8	Sbaran 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SBAR230	San Bartolo 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SDOM138	Santo Domingo 138 kV	0,0667	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,0667	0	0	0,00485444	0	0
SDOM230	Santo Domingo 230 kV	1,9334	3	01/01/2010	13,74	0,218340611	0,644466667	0	0	0,140713246	0	0
SELE138	Santa Elena 138 kV	0,0833	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,0833	0	0	0,006062591	0	0
SELE34_5	Santa Elena 34_5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SFRA13_8	San Francisco 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SFRA13_8_U2	San Francisco 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SFRA230	San Francisco 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SGRE138	San Gregorio 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SGRE230	San Gregorio 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOPLA13_8	Sopladora 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOPLA13_8_U3	Sopladora 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOPLA230	Sopladora 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SRAF230	San Rafael 230 kV	1,7834	2	31/05/2017	6,33	0,315955766	0,8917	0	0	0,281737757	0	0
SRAF500	San Rafael 500 kV	0,0833	1	31/01/2016	7,66	0,130548303	0,0833	0	0	0,010874674	0	0
SROS138	Santa Rosa 138 kV	1,2166	3	01/01/2010	13,74	0,218340611	0,405533333	0	0	0,088544396	0	0
SROS230	Santa Rosa 230 kV	0,3667	1	01/01/2010	13,74	0,072780204	0,3667	0	0	0,026688501	0	0
STATCOM	STATCOM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TENA138	Tena 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TISA500	Tisaleo 500 kV	4,6833	1	01/01/2018	5,74	0,174216028	4,6833	0	0	0,815905923	0	0
TOPO138	Topo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTO138	Totoras 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTO230	Totoras 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRINI13_8	Trinitaria 13.8kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRINI138	Trinitaria 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRINI230	Trinitaria 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VICE138	Vicentina 138 kV	1,5	3	01/01/2010	13,74	0,218340611	0,5	0	0	0,109170306	0	0
ZHOR230	Zhoray 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo 3.2: Datos de confiabilidad para líneas de transmisión.

Elemento	Subestacion	Circuito	Tiempo de Falla	Numero de Fallas	Longitud [km]	Fecha de inicio OP	Tiempo [años]	FF [Líneas 1/a]	FF	RD	OE
Jamondino - Pimampiro 1 220	Jamondino - Pimampiro 230 kV	Circuito uno	1,1	5	132,186	07/07/2021	2,22	2,252252	0,017039	0,22	0,003748472
Jamondino - Pimampiro 2 220	Jamondino - Pimampiro 230 kV	Circuito dos	1,3166	6	132,186	07/07/2021	2,22	2,702703	0,020446	0,19433	0,00448658
Jamondino - Pimampiro 3 220	Jamondino - Pimampiro 230 kV	Circuito tres	0,9667	4	133,805	07/07/2021	2,22	1,801802	0,013466	0,241675	0,003254366
Jamondino - Pimampiro 4 230	Jamondino - Pimampiro 230 kV	Circuito cuatro	1,4167	5	133,805	07/07/2021	2,22	2,252252	0,016832	0,28334	0,004769277
L. ABAN_MACA_0_1	Hydrobanico - Macas 69 kV	Circuito uno	0	0	11,5	0	0	0	0	0	0
L. ADEL_MILA_2_1	Adelca - Milagro 230 kV	Circuito uno	0	0	3,8	0	0	0	0	0	0
L. AGOY_BAÑO_1_1	Agoyán - Baños 138 kV	Circuito uno	0,25	1	1,93	16/07/2012	11,2	0,089286	0,046262	0,25	0,011565507
L. AGOY_BAÑO_1_2	Agoyán - Baños 138 kV	Circuito dos	0	0	1,93	0	0	0	0	0	0
L. AMBA_PUCA_1_1	Pucará - Ambato 138 kV	Circuito uno	0,2167	2	27,74	01/01/2010	13,74	0,14556	0,005247	0,10835	0,000568546
L. AMBA_TOTO_1_1	Totoras - Ambato 138 kV	Circuito uno	0,1	1	7	01/01/2010	13,74	0,07278	0,010397	0,1	0,00103971
L. AYUR_SARA_2_1	Alluriquin - Sarapullo 230 kV	Circuito uno	1,25	1	10	24/11/2021	1,84	0,543478	0,054348	1,25	0,067934783
L. BABA_QUEVE_2_1	Baba - Quevedo 230 kV	Circuito uno	11,8	4	43	01/02/2013	10,66	0,375235	0,008726	2,95	0,025742833
L. BABA_SDOM_2_1	Baba - Santo Domingo 230 kV	Circuito uno	1,45	5	62	01/02/2013	10,66	0,469043	0,007565	0,29	0,002193912
L. BANO_TOPO_1_1	Baños - Topo 138 kV	Circuito uno	0,0667	1	27,42	26/06/2016	7,26	0,137741	0,005023	0,0667	0,000335059
L. BANO_TOTO_1_1	Baños - Totoras 138 kV	Circuito uno	0,1833	2	31,7	16/07/2012	11,2	0,178571	0,005633	0,09165	0,00051628
L. BANO_TOTO_1_2	Baños - Totoras 138 kV	Circuito dos	0,0167	1	31,7	16/07/2012	11,2	0,089286	0,002817	0,0167	4,7037E-05
L. BOMB_MIRA_2_1(1)	Bomboiza - Mirador 230 kV	Circuito uno	0	0	17,59	0	0	0	0	0	0
L. BOMB_TADA_2_1	Bomboiza - Taday 230 kV	Circuito uno	0,15	2	111,6	12/09/2018	5,04	0,396825	0,003556	0,075	0,000266684
L. BOMB_TADA_2_2	Bomboiza - Taday 230 kV	Circuito dos	23,5	4	113,6	12/09/2018	5,04	0,793651	0,007112	5,875	0,041780452
L. CCS_GIS_5_1(1)	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1 500 kV	Circuito uno	2,5	6	0,78	26/06/2016	7,26	0,826446	0,059547	0,146667	0,041877714
L. CCS_GIS_5_2(1)	Coca Codo Sinclair - San Rafael 2 500 kV	Circuito uno	2,65	9	0,78	26/06/2016	7,26	1,239669	1,58932	0,294444	0,467966377
L. CHIL_SALE_1_1	Chilibulo - Selva Alegre 138 kV	Circuito uno	0	0	7,9	0	0	0	0	0	0
L. CHIL_SROS_1_1	Chilibulo - Santa Rosa 138 kV	Circuito uno	0	0	17,6	0	0	0	0	0	0
L. CHNG_POSO_1_1	Chongón - Posora 138 kV	Circuito uno	3,4	12	71,77	19/11/2014	8,86	1,354402	0,018871	0,283333	0,005346902
L. CHON_DPER_1_1	Daule Peripa - Chone 138 kV	Circuito uno	1,0668	7	63,75	01/01/2010	13,74	0,509461	0,007992	0,1524	0,001217912
L. CHOR_ESC_2_1	Chorrillos - Esclusas 230 kV	Circuito 1	8,5334	11	37,39	06/05/2018	5,39	2,040816	0,054582	0,775764	0,042342634
L. CHOR_PASC_2_1	Chorrillos - Pasmuales 230 kV	Circuito uno	0	0	4,72	0	0	0	0	0	0
L. CHOR_PASC_2_2	Chorrillos - Pasmuales 230 kV	Circuito dos	0,1833	3	4,72	27/04/2017	6,42	0,46729	0,099002	0,0611	0,006049026
L. CHOR_PASC_2_3	Chorrillos - Pasmuales 230 kV	Circuito tres	0	0	4,605	0	0	0	0	0	0
L. CHOR_PASC_2_4	Chorrillos - Pasmuales 230 kV	Circuito cuatro	0,0167	2	4,605	27/04/2017	6,42	0,311526	0,06765	0,00835	0,000564874
L. CHOR_QUEVE_2_1	Chorrillos - Quevedo 230 kV	Circuito uno	15,5165	12	143,45	27/04/2017	6,42	1,869159	0,01303	1,301375	0,016566965
L. CHOR_QUEVE_2_2	Chorrillos - Quevedo 230 kV	Circuito dos	0,4834	6	143,45	27/04/2017	6,42	0,934579	0,006515	0,080067	0,000524893
L. CHR_TISA_5_1	Chorrillos - Tisaleo 500 kV	Circuito uno	295,3999	48	197,04	23/03/2017	6,51	7,373272	0,03742	6,154165	0,230289395
L. CONC_PEDE_1_1	Concordia - Quindimiles 138 kV	Circuito uno	0	0	79,69	0	0	0	0	0	0
L. CONC_QUIN_1_1	Concordia - Quindimiles 138 kV	Circuito uno	26,3666	2	41,42	29/01/2020	3,66	0,546448	0,013193	13,1833	0,173925376
L. CONC_SDOM_1_1	Concordia - Santo Domingo 138 kV	Circuito uno	0,2499	5	39,08	29/01/2020	3,66	1,36612	0,034957	0,04998	0,001747152
L. CONO_SROS_1_1	Santa Rosa - Conocoto 138 kV	Circuito uno	1,55	5	12,71	31/01/2010	13,66	0,366032	0,028799	0,31	0,008927615
L. CONO_VICE_1_1	Conocoto - Vicentina 138 kV	Circuito uno	5,8666	4	9,81	31/01/2010	13,66	0,292826	0,02985	1,46665	0,043779094
L. COTO_POMA_1_1	Cotocollao - Pomasqui 138 kV	Circuito uno	0	0	17,73	0	0	0	0	0	0
L. COTO_SALE_1_1	Cotocollao - Selva Alegre 138 kV	Circuito uno	0	0	8,48	0	0	0	0	0	0
L. CUEN_GUAL_1_1	Cuenca - Gualaceo 138 kV	Circuito uno	0,8667	4	21,022	07/06/2015	8,31	0,481348	0,022897	0,216675	0,00496128
L. CUEN_LPAZ_1_1	Cuenca - La Paz 138 kV	Circuito uno	0,2	1	77	08/06/2021	2,3	0,434783	0,005647	0,2	0,001129305
L. CUEN_MOLI_1_1	Molino - Cuenca 138 kV	Circuito uno	4,85	6	67,08	01/01/2010	13,74	0,436681	0,00651	0,808333	0,002562136
L. CUEN_MOLI_1_2	Molino - Cuenca 138 kV	Circuito dos	0,1	1	67,08	01/01/2010	13,74	0,07278	0,001085	0,1	0,001084898
L. CUEN_YANA_1_1	Cuenca - Yanacocha 138 kV	Circuito uno	9,3834	8	131,8	17/01/2016	7,7	1,038961	0,007883	1,179225	0,009246004
L. DCR_MILA_2_1	Milagro - Dos Cerritos 230 kV	Circuito uno	0,0667	2	42,71	01/01/2010	13,74	0,14556	0,003408	0,03335	0,00011366
L. DCR_PASC_2_1	Dos Cerritos - Pasmuales 230 kV	Circuito uno	1,2334	4	10	01/01/2010	13,74	0,291121	0,029112	0,30835	0,00897671
L. DELS_CUMB_1_1	Cumbarata - Delsitansagua 138 kV	Circuito uno	0,4167	3	20	27/08/2018	5,09	0,589391	0,02947	0,1389	0,00409332
L. DPER_PORT_1_1	Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	Circuito uno	8,7666	14	91,9	01/01/2010	13,74	1,018923	0,011087	0,626186	0,006942709
L. DPER_PORT_1_2	Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	Circuito dos	8,8665	11	91,9	01/01/2010	13,74	0,800582	0,008711	0,806045	0,007021825
L. DPER_QUEVE_1_1	Quevedo - Daule Peripa 138 kV	Circuito uno	0,4334	4	43,4	01/01/2010	13,74	0,291121	0,006708	0,10835	0,000726796
L. DPER_QUEVE_1_2	Quevedo - Daule Peripa 138 kV	Circuito dos	38,4667	6	43,4	01/01/2010	13,74	0,436681	0,010062	6,411117	0,064507241
L. DURA_ESCL_2_1	Durán - Esclusas 230 kV	Circuito uno	601,6167	17	37,45	14/11/2018	4,87	3,49076	0,093211	35,38922	3,298671754
L. DURA_MILA_2_1	Durán - Milagro 230 kV	Circuito uno	0,5166	22	36,8	14/11/2018	4,87	4,517454	0,122757	0,023482	0,002882517
L. E001_MILA_1_1	Milagro - Vicentina 138 kV	Circuito uno	40,5333	12	68,18	01/01/2010	13,74	0,873362	0,01281	3,377775	0,043328141
L. E038_POMA_1_1	Pomasqui - Pomasqui (EQ) 138 kV	Circuito uno	0	0	3,17	0	0	0	0	0	0
L. EQUI_CHNG_1_1	Chongón - Electroquil 138 kV	Circuito uno	0,6667	4	13,87	11/11/2014	8,88	0,45045	0,032477	0,166675	0,005413037
L. EQUI_CHNG_1_2	Chongón - Electroquil 138 kV	Circuito dos	11,7501	11	13,87	11/11/2014	8,88	1,238739	0,089311	1,068191	0,095400826
L. ESC_SOPL_2_0	Esclusas - Sopladora 230 kV	Circuito uno	232,3001	20	182,63	26/06/2016	7,26	2,754821	0,015084	11,61501	0,175202644
L. ESCL_TRIN_2_1	Esclusas - Trinitaria 230 kV	Circuito uno	7,6501	7	7,3	01/01/2010	13,74	0,509461	0,069789	1,092871	0,076270663
L. ESME_QUIN_1_1	Esmeraldas - Quindimiles 138 kV	Circuito uno	28,2668	8	74	01/04/2013	10,49	0,762631	0,010306	3,53335	0,036414088
L. ESME_SDOM_1_1	Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV	Circuito uno	10,3167	32	154,73	01/01/2010	13,74	2,328967	0,015052	0,322397	0,004852656
L. ESME_SDOM_2_1	Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV	Circuito uno	1,7669	15	156,8	01/08/2018	5,16	2,906977	0,018539	0,117793	0,002183817
L. ESME_SDOM_2_2	Esmeraldas - Santo Domingo 230 kV	Circuito dos	1,5003	27	156,8	01/08/2018	5,16	5,232558	0,033371	0,055667	0,00185431
L. ESPE_SALE_1_1	Eugenio Espejo - Selva Alegre 138 kV	Circuito uno	0	0	16,26	0	0	0	0	0	0
L. ESPE_SRO2_1_1	Eugenio Espejo - Santa Rosa 2 138 kV	Circuito uno	0	0	9	0	0	0	0	0	0
L. F0RE_L0RE_1_1	Francisco de Orellana - Loreto 138 kV	Circuito uno	0,7	13	55,7	19/11/2017	5,86	2,21843	0,039828	0,053846	0,002144595
L. GIS_SRAF_5_1(1)	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1 500 kV	Circuito uno	2,5	6	8,206	26/06/2016	7,26	0,826446	0,100712	0,146667	0,041877714
L. GIS_SRAF_5_2(1)	Coca Codo Sinclair - San Rafael 2 500 kV	Circuito uno	2,65	9	8,248	26/06/2016	7,26	1,239669	0,150299	0,294444	0,444254822
L. GUAL_LIMO_1_1	Gualaceo - Limón 138 kV	Circuito uno	19,5167	12	45,452	16/08/2015	8,12	1,477833	0,032514	1,626392	0,05288072
L. GUAL_POMA_1_1	Gualo - Pomasqui 138 kV	Circuito uno	0,25	5	11	30/03/2016	7,49	0,667557	0,060687	0,05	0,003034349
L. GUAL_VICE_1_1	Gualo - Vicentina 138 kV	Circuito uno	1,5	4	9	30/03/2016	7,49	0,534045	0,059338	0,375	0,022251891
L. GZEV_SALI_0_1	G Zevallos - Salitral 69 kV	Circuito uno	0,5	2	0,35	20/02/2011	12,61	0,158604	0,453155	0,25	0,113288773
L. GZEV_SALI_0_2	G Zevallos - Salitral 69 kV	Circuito dos	7,5667	5	0,35	20/02/2011	12,61	0,396511	1,132888	1,51334	1,714444319
L. HBSA_SOPL_2_1	San Bartolo - Sopladora 230 kV	Circuito uno	21,5833	14	18,87	20/11/2016	6,86	2,040816	0,108151	1,541664	0,166733103
L. HTOP_TOPO_1_1	Central Topo - Topo 138 kV	Circuito uno	0	0	6,5	0	0	0	0	0	0
L. IBAR_POMA_1_1	Ibarra - Pomasqui 138 kV	Circuito uno	0	0	60,58	0	0	0	0	0	0
L. IBAR_SANT_1_2	Ibarra - San Antonio 138 kV	Circuito uno	0,1501	3	54,58	01/01/2015	8,74	0,343249	0,006289	0,050033	0,000314656
L. INGA_POMA_2_1	El Inga - Pomasqui 230 kV	Circuito uno	0,2334	8	34,87	16/08/2015	8,12	0,985222	0,028254	0,029175	0,000824314
L. INGA_POMA_2_2	El Inga - Pomasqui 230 kV										

L_MOLI_ZHOR_2_2	Molino - Zhoray 230 kV	Circuito dos	0,4	3	15	28/04/2010	13,42	0,223547	0,014903	0,133333	0,001987084
L_MONT_SGRE_1_1	Montecristi - San Gregorio 138 kV	Circuito uno	7,9167	15	26,33	17/08/2012	11,11	1,350135	0,051277	0,527778	0,027063208
L_MULA_PUCA_1_1	Pucará - Mulaló 138 kV	Circuito uno	7,1499	7	42,22	01/01/2010	13,74	0,509461	0,012067	1,021414	0,012325229
L_NORM_SBAR_2_1	Normandía - San Bartolomé 230 kV	Circuito uno	68,6167	23	85	15/06/2018	5,29	4,347826	0,051151	2,985335	0,152600245
L_NPRO_PASC_1_1	Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	Circuito uno	0	0	11,36	0	0	0	0	0	0
L_NPRO_TRIN_2_1	Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	Circuito uno	0,4833	4	20,6	16/07/2017	6,2	0,645161	0,031319	0,120825	0,003784059
L_PASC_CHNG_1_1	Chongón - Pascuales 138 kV	Circuito uno	0	0	24,21	0	0	0	0	0	0
L_PASC_CHNG_1_2	Chongón - Pascuales 138 kV	Circuito dos	0,1167	2	24,21	11/11/2014	8,88	0,225225	0,009303	0,05835	0,000542829
L_PASC_POLI_1_1	Pascuales - Policentro 138 kV	Circuito uno	3,1001	16	15,1	01/01/2010	13,74	1,164483	0,077118	0,193756	0,014942113
L_PASC_POLI_1_2	Pascuales - Policentro 138 kV	Circuito dos	0,0667	7	15,1	01/01/2010	13,74	0,509461	0,033739	0,009529	0,000321486
L_PASC_SALI_1_1	Pascuales - Salitra 138 kV	Circuito uno	13,8835	10	17,4	01/01/2010	13,74	0,727802	0,041828	1,38835	0,058071492
L_PASC_SALI_1_2	Pascuales - Salitra 138 kV	Circuito dos	15,4335	13	17,4	01/01/2010	13,74	0,946143	0,054376	1,187192	0,064554786
L_PIMA_IBAR_1_1	Ibarrá - Pimampiro 138 kV	Circuito uno	0,05	1	30	23/03/2021	2,51	0,398406	0,01328	0,05	0,000664011
L_PIMA_POMA_2_1	Pimampiro - Pomasqui 230 kV	Circuito uno	0,0833	3	80	23/03/2021	2,51	1,195219	0,01494	0,027767	0,000414841
L_PIMA_POMA_2_2	Pimampiro - Pomasqui 230 kV	Circuito dos	0	0	80	0	0	0	0	0	0
L_PIMA_POMA_2_3	Pimampiro - Pomasqui 230 kV	Circuito tres	0,1501	4	80	23/03/2021	2,51	1,593625	0,01992	0,037525	0,00074751
L_PIMA_POMA_2_3(1)	Pimampiro - Pomasqui 230 kV	Circuito cuatro	29,9235	8	80	23/03/2021	2,51	3,187251	0,039841	3,741688	0,149071215
L_PNAP_PUS1_1_1	Puerto Napo - Pusuno 138 kV	Circuito uno	87,45	20	23,4	18/06/2018	5,28	3,787879	0,161875	4,3725	0,707799145
L_PNAP_PUYO_1_1	Puerto Napo - Puyo 138 kV	Circuito uno	1,8	16	61,5	25/11/2018	4,84	3,305785	0,053753	0,1125	0,006047168
L_PNAP_TENA_1_1	Puerto Napo - Tena 138 kV	Circuito uno	0	0	4,06	0	0	0	0	0	0
L_POMA_SANT_1_2	Pomasqui - San Antonio 138 kV	Circuito uno	0,15	3	6	01/01/2015	8,74	0,343249	0,057208	0,05	0,002860412
L_POMA_SROS_2_1	Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	Circuito uno	4,25	17	46	01/01/2010	13,74	1,237263	0,026897	0,25	0,006724258
L_POMA_SROS_2_2	Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	Circuito dos	2,4001	24	46	01/01/2010	13,74	1,746725	0,037972	0,100004	0,006797386
L_POMA_VICE_1_2	Pomasqui - Vicentina 138 kV	Circuito dos	17,8666	3	20	01/01/2010	13,74	0,218341	0,010917	5,955533	0,065016739
L_POMO_SALE_1_1	Selva Alegre - Pomasqui (EEQ) 138 kV	Circuito uno	0	0	17,13	0	0	0	0	0	0
L_PORT_SGRE_1_1	Portoviejo - San Gregorio 138 kV	Circuito uno	15,9166	7	7,05	20/02/2010	13,61	0,514328	0,072954	2,2738	0,16588345
L_PUS1_PUS2_1_1	Pusuno 1 - Pusuno 2 138 kV	Circuito uno	36,4999	19	2,3	18/06/2018	5,28	3,598485	1,564559	1,921047	3,005591238
L_PUYO_TOPO_1_1	Puyo - Topo 138 kV	Circuito uno	3,6333	6	28,1	19/06/2016	7,27	0,825309	0,02937	0,60555	0,017785273
L_QUEV_SDOM_2_1	Sta. Domingo - Quevedo 230 kV	Circuito uno	36,6833	25	105	01/01/2010	13,74	1,819505	0,017329	1,467332	0,025426839
L_QUEV_SGRE_2_1	Quevedo - San Gregorio 230 kV	Circuito uno	20,6333	18	113,48	14/06/2010	13,29	1,354402	0,011935	1,146294	0,013681206
L_QUEV_SGRE_2_2	Quevedo - San Gregorio 230 kV	Circuito dos	0,3334	4	113,48	14/06/2010	13,29	0,300978	0,002652	0,08335	0,000221066
L_RIOB_TADA_2_1	Riobamba - Taday 230 kV	Circuito uno	0,5999	7	135,61	04/06/2018	5,32	1,315789	0,009703	0,0857	0,000831525
L_RIOB_TOTO_2_1	Totoras - Riobamba 230 kV	Circuito uno	0	0	42,88	0	0	0	0	0	0
L_SABA_YANA_1_1	Sabanilla - Yanacocha 138 kV	Circuito uno	0	0	31,453	0	0	0	0	0	0
L_SALI_TRIN_1_1	Trinitaria - Salitra 138 kV	Circuito uno	0,2333	2	11	01/01/2010	13,74	0,14556	0,013233	0,11665	0,001543602
L_SALI_TRIN_1_2	Trinitaria - Salitra 138 kV	Circuito dos	0,7333	2	11	19/10/2013	9,94	0,201207	0,018292	0,36665	0,006706603
L_SELE_CHNG_1_1	Chongón - Santa Elena 138 kV	Circuito uno	0,3833	6	81,59	11/11/2014	8,88	0,675676	0,008281	0,063883	0,000529041
L_SELE_CHNG_1_2	Chongón - Santa Elena 138 kV	Circuito dos	373,4001	39	84,67	11/11/2014	8,88	4,391892	0,051871	9,574362	0,496628804
L_SFRA_TOTO_2_1	Totoras - San Francisco 230 kV	Circuito uno	3,0499	3	46,32	01/01/2010	13,74	0,218341	0,004714	1,016633	0,004792149
L_SFRA_TOTO_2_2	Totoras - San Francisco 230 kV	Circuito dos	0,6166	2	46,32	01/01/2010	13,74	0,14556	0,003142	0,3083	0,000968831
L_SROS_CGSR_1_1	Central Santa Rosa - Santa Rosa 138 kV	Circuito uno	0	0	1	0	0	0	0	0	0
L_SROS_SRO2_1_1	Santa Rosa - Santa Rosa 2 138 kV	Circuito uno	0	0	0,35	0	0	0	0	0	0
L_SROS_TOTO_2_1	Sta. Rosa - Totoras 230 kV	Circuito uno	2,5335	7	110,09	01/01/2010	13,74	0,509461	0,004628	0,361929	0,00167489
L_SROS_TOTO_2_2	Sta. Rosa - Totoras 230 kV	Circuito dos	6,9667	9	110,09	01/01/2010	13,74	0,655022	0,00595	0,774078	0,004605667
L_SROS_TPIL_2_1	Alluriquin - Santa Rosa 230 kV	Circuito uno	0,0667	1	60,5	24/11/2021	1,84	0,543478	0,008983	0,0667	0,000599174
L_SROS_TPIL_2_2	Alluriquin - Santa Rosa 230 kV	Circuito dos	0	0	60,5	0	0	0	0	0	0
L_TADA_TOTO_2_1	Taday - Totoras 230 kV	Circuito uno	0,05	3	178,19	04/06/2018	5,32	0,56391	0,003165	0,016667	5,27442E-05
L_TPIL_SDOM_2_1	Alluriquin - Santo Domingo 230 kV	Circuito uno	0	0	18	0	0	0	0	0	0
L_TPIL_SDOM_2_2	Alluriquin - Santo Domingo 230 kV	Circuito dos	0	0	18	0	0	0	0	0	0
L_TULC_PIMA_1_1	Pimampiro - Tulcán 138 kV	Circuito uno	0,0666	2	70,5	23/03/2021	2,51	0,796813	0,011302	0,0333	0,000376367
L_YANA_DELS_1_1	Delimitación - Yanacocha 138 kV	Circuito uno	0,1167	1	38	30/05/2017	6,33	0,157978	0,004157	0,1167	0,000485158
L_YANA_DELS_1_2	Delimitación - Yanacocha 138 kV	Circuito dos	0,7	6	38	30/05/2017	6,33	0,947867	0,024944	0,116667	0,002910119
L_YANA_LOJA_1_1	Loja - Yanacocha 138 kV	Circuito uno	0,0333	1	13,6	17/01/2016	7,7	0,12987	0,009549	0,0333	0,000317991
L_YANA_LOJA_1_2	Loja - Yanacocha 138 kV	Circuito dos	0	0	20	0	0	0	0	0	0

Anexo 3.3: Datos de confiabilidad para transformadores.

Elemento	Devanados	Subestacion	Tiempo de Falla	Numero de Fallas	Fecha de inicio OP.	Tiempo [años]	FF	RD	OE
T_AGOY	2 devanados	Baños	0,1667	1	16/07/2012	11,2	0,089286	0,1667	0,014884
T_BABA	2 devanados	Baba	0	0	0	0	0	0	0
T_CCS_U1(1)	2 devanados	Coca Codo Sinclair	0,85	2	01/01/2018	5,74	0,348432	0,425	0,148084
T_CCS_U1(2)	2 devanados	Coca Codo Sinclair	0,85	2	01/01/2018	5,74	0,348432	0,425	0,148084
T_CESM	2 devanados	Esmeraldas	3,8166	2	01/01/2010	13,74	0,14556	1,9083	0,277773
T_CHOR_ATI	2 devanados	Chorrillos	0,1667	1	23/03/2017	6,51	0,15361	0,1667	0,025607
T_CHOR_ATJ	2 devanados	Chorrillos	3142,15	3	23/03/2017	6,51	0,460829	1047,383	482,6651
T_DPER_U1	2 devanados	Daule Peripa	0	0	0	0	0	0	0
T_DPER_U1(1)	2 devanados	Daule Peripa	0	0	0	0	0	0	0
T_ESME	2 devanados	Esmeraldas	0	0	0	0	0	0	0
T_JARA	2 devanados	Jaramijó	0	0	0	0	0	0	0
T_MAND	2 devanados	Manduriacu	0	0	0	0	0	0	0
T_MAZA_U1(1)	2 devanados	Mazar	0	0	0	0	0	0	0
T_MAZA_U1(2)	2 devanados	Mazar	0	0	0	0	0	0	0
T_MISF_U2	2 devanados	Minas San Francisco	0	0	0	0	0	0	0
T_MISF_U2(1)	2 devanados	Minas San Francisco	0	0	0	0	0	0	0
T_NORM	2 devanados	Normandia	0	0	0	0	0	0	0
T_PASC_ATT	2 devanados	Pascuales	287,4499	13	01/01/2010	13,74	0,946143	22,11153	20,92066
T_PASC_ATU	2 devanados	Pascuales	1,0334	2	01/01/2010	13,74	0,14556	0,5167	0,075211
T_PAUT_U1(1)	2 devanados	Molino AB	0	0	0	0	0	0	0
T_PAUT_U1(2)	2 devanados	Molino AB	0	0	0	0	0	0	0
T_PAUT_U6(1)	2 devanados	Molino C	0	0	0	0	0	0	0
T_PAUT_U6(2)	2 devanados	Molino C	0	0	0	0	0	0	0
T_POMA_ATT	2 devanados	Pomasqui	0	0	0	0	0	0	0
T_POMA_ATU	2 devanados	Pomasqui	0,3	1	01/01/2010	13,74	0,07278	0,3	0,021834
T_PUCA	2 devanados	Pucará	0	0	0	0	0	0	0
T_PUSU_I	2 devanados	Pusuno 1	39,7833	16	18/06/2018	5,28	3,030303	2,486456	7,534716
T_PUSU_II	2 devanados	Pusuno 2	48,1667	16	18/06/2018	5,28	3,030303	3,010419	9,122481
T_QUEV	2 devanados	Quevedo	5,3167	2	01/01/2010	13,74	0,14556	2,65835	0,386951
T_SBAR	2 devanados	San Bartolo	1,7167	4	15/06/2018	5,29	0,756144	0,429175	0,324518
T_SDOM_ATT	2 devanados	Santo Domingo	7,1834	4	01/01/2010	13,74	0,291121	1,79585	0,522809
T_SDOM_ATU	2 devanados	Santo Domingo	4,3667	6	01/01/2010	13,74	0,436681	0,727783	0,317809
T_SEL2	2 devanados	Santa Elena	0	0	0	0	0	0	0
T_SFRA	2 devanados	San Francisco	0	0	0	0	0	0	0
T_SFRA(1)	2 devanados	San Francisco	0	0	0	0	0	0	0
T_SGRE	2 devanados	San Gregorio	8,2833	2	14/06/2010	13,29	0,150489	4,14165	0,623273
T_SOPL_U1	2 devanados	Sopladora	217,95	1	01/01/2018	5,74	0,174216	217,95	37,97038
T_SOPL_U1(1)	2 devanados	Sopladora	217,95	1	01/01/2018	5,74	0,174216	217,95	37,97038
T_SRAF_ATH	2 devanados	San Rafael	21,8666	3	30/03/2017	6,49	0,46225	7,288867	3,369276
T_SROS	2 devanados	Santa Rosa	0	0	0	0	0	0	0
T_SROS_ATT	2 devanados	Santa Rosa	0,7	2	01/01/2010	13,74	0,14556	0,35	0,050946
T_SROS_ATU	2 devanados	Santa Rosa	22,0833	5	01/01/2010	13,74	0,363901	4,41666	1,607227
T_TOPO	2 devanados	Topo	0	0	0	0	0	0	0
T_TOTO_ATT	2 devanados	Totoras	0,3333	2	01/01/2010	13,74	0,14556	0,16665	0,024258
T_TRIN	2 devanados	Trinitaria	0	0	0	0	0	0	0
T_TRIN_ATT	2 devanados	Trinitaria	0,2333	1	01/01/2010	13,74	0,07278	0,2333	0,01698
T_INGA_ATH	3 devanados	El Inga	0,1667	1	01/06/2016	7,32	0,136612	0,1667	0,022773
T_MACH_ATQ	3 devanados	Machala	1,2	1	01/01/2010	13,74	0,07278	1,2	0,087336
T_MACH_TRK	3 devanados	Machala	9,2667	8	01/01/2010	13,74	0,582242	1,158338	0,674432
T_MILA_ATU	3 devanados	Milagro	3,7166	4	01/01/2010	13,74	0,291121	0,92915	0,270495
T_MOLI_AT1	3 devanados	Molino	17,5668	4	01/01/2010	13,74	0,291121	4,3917	1,278515
T_DELS_U1_U2_U3	2 devanados	Delsitanisagua	0	0	0	0	0	0	0
T_GUAL_GUA	2 devanados	Gualaceo	0,2	1	20/06/2012	11,27	0,088731	0,2	0,017746
T_LIMO_LIM	2 devanados	Limón	1,95	2	20/06/2012	11,27	0,177462	0,975	0,173026
T_MACA_TRQ	2 devanados	Macas	0,2166	2	20/06/2012	11,27	0,177462	0,1083	0,019219
T_SABA_U1_U2	2 devanados	Sabanilla	0	0	0	0	0	0	0
T_Sarapullo_U	2 devanados	Sarapullo	0	0	0	0	0	0	0
T1_ADEL_LAM	2 devanados	Adelca	0	0	0	0	0	0	0
T1_ADEL_LAM(1)	2 devanados	Adelca	0	0	0	0	0	0	0
T2_ADEL_HOR	2 devanados	Adelca	0	0	0	0	0	0	0
T_ABAN_U1	2 devanados	Abanico	0	0	0	0	0	0	0
T_ABAN_U2	2 devanados	Abanico	0	0	0	0	0	0	0
T_Fugua_U	2 devanados	Tulcan	0	0	0	0	0	0	0
T_GZEV_TG4	2 devanados	Gonzalo Cevallos	0	0	0	0	0	0	0
T_GZEV_TV2	2 devanados	Gonzalo Cevallos	0	0	0	0	0	0	0
T_MEND_MEN	2 devanados	Mendez	0	0	0	0	0	0	0
T_Macas_213	2 devanados	Macas	0	0	0	0	0	0	0
T_Macas_214	2 devanados	Macas	0	0	0	0	0	0	0
T_VILL_U1_U11	2 devanados	Villanaco	0	0	0	0	0	0	0
T_CESMII_U1_U2	2 devanados	Esmeraldas	0	0	0	0	0	0	0
T_CTZA_ATQ	3 devanados	Cumbaratza	0	0	0	0	0	0	0
T_CUEN_ATQ	3 devanados	Cuenca	3,6167	4	01/01/2010	13,74	0,291121	0,904175	0,263224
T_CUEN_ATR	3 devanados	Cuenca	0	0	0	0	0	0	0
T_LOJA_ATQ	3 devanados	Loja	1,3	5	01/01/2010	13,74	0,363901	0,26	0,094614
T_PIMA_ATU	3 devanados	Pimampiro	0	0	0	0	0	0	0
T_SALI_ATQ	3 devanados	Salitral	0,95	3	01/01/2010	13,74	0,218341	0,316667	0,069141
T_SALI_ATR	3 devanados	Salitral	2,15	2	01/01/2010	13,74	0,14556	1,075	0,156477
T_TULC_ATQ	3 devanados	Tulcán	2,5667	3	01/01/2010	13,74	0,218341	0,855567	0,186805
T_YANA_ATQ	3 devanados	Yanacocha	0	0	0	0	0	0	0

DESDE	01/01/2010
HASTA	28/09/2023

ANEXO IV: Ranking de contingencias en todos los escenarios operativos.

Demanda	Hidrología	Componente	Contingencia	Resultados relevantes del SSA	FOR [%]	SAIFI		SAIDI	
						Contribución [h/a]	Sistema [%]	Contribución [h/a]	Sistema [%]
Seco		L/T Bombolita - Mirador 230 KV	Contín. 18: L_BOMB_MIRA_2_1(1)	R_Bombolita_230: Vbase = 1,034 pu, Vmax = 1,055 pu, Vstep = 0,021 pu	0	0	0	0	0
		Transformador ATR 138/69/13,8 KV Cuenca	Contín. 276: T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ: Loading_base = 41,6 %, Loading_continuous = 106,7 %	0,002104647	0,00765228	0,607965058	0,000510407	0,00748228
		L/T Baños - Totora 138 KV	Contín. 15: L_BANO_TOTO_1_1	OREL138: Vbase = 0,937 pu, Vmin = 0,935 pu, Vstep = 0,022 pu	0,000219158	0	0	0	0
		Transformador TRQ 60/138 KV Macas	Contín. 201: T_MACA_TRQ	T_TOPO: Loading_base = 58,6 %, Loading_continuous = 127,4 %	0,0002735213	0	0	0	0
		L/T Cuenca - La Paz 138 KV	Contín. 43: L_CUEN_LPAZ_1_1	L_CUEN_YANA_1_1: Loading_base = 62,5 %, Loading_continuous = 119,9 %	0,00099058	0	0	0	0
		Transformador ATU 230/138/13,8 KV Milagro	Contín. 279: T_MILA_ATU	MILA138: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,945 pu, Vstep = -0,052 pu	0,002735213	0	0	0	0
		Transformador 138/230 KV Esmeraldas	Contín. 221: T_ESME	R_Esmeraldas_U1_U12_U3: Vbase = 1,02 pu, Vmin = 0,87 pu, Vstep = -0,15 pu	0,002808806	0	0	0	0
		L/T Puyo - Topo 138 KV	Contín. 138: L_PUYO_TOPO_1_1	QUIN138: Vbase = 1,016 pu, Vmin = 0,927 pu, Vstep = 0,089 pu	0,005701115	0,048580525	3,637380095	0,027764785	3,670855918
		Transformador TRK 230/69/13,8 KV Machala	Contín. 278: T_MACH_TRK	MACH138: Vbase = 0,984 pu, Vmin = 0,835 pu, Vstep = -0,098 pu	0,006819503	0	0	0	0
		L/T Portoviejo - San Gregorio 138 KV	Contín. 136: L_PORT_SGRE_1_1	R_Jarampio_Grupo1_138: Vbase = 1,044 pu, Vmax = 1,085 pu, Vstep = 0,04 pu	0,013353086	0	0	0	0
		L/T Cuenca - Yanacocha 138 KV	Contín. 46: L_CUEN_YANA_1_1	R_Jarampio_Grupo2_138: Vbase = 1,045 pu, Vmax = 1,085 pu, Vstep = 0,04 pu	0,013353086	0	0	0	0
		L/T Macas - Méndez 138 KV	Contín. 92: L_MACA_MEND_1_1	R_Jarampio_Grupo3_138: Vbase = 1,035 pu, Vmax = 1,072 pu, Vstep = 0,041 pu	0,013353086	0	0	0	0
		G Sopladora	Contín. 204: Sopladora_U3	JARA138: Vbase = 1,028 pu, Vmax = 1,068 pu, Vstep = 0,041 pu	0,013353086	0	0	0	0
		L/T Chorrillos - Tisaleo 500 KV	Contín. 34: L_CHRR_TISA_5_1	SGRE138: Vbase = 1,028 pu, Vmax = 1,068 pu, Vstep = 0,041 pu	0,013353086	0	0	0	0
		Mínima		L/T Bombolita - Mirador 230 KV	Contín. 18: L_BOMB_MIRA_2_1(1)	L_LPAZ_YANA_1_1: Loading_base = 49,1 %, Loading_continuous = 105,3 %	0,013915066	0	0
Transformador ATR 138/69/13,8 KV Cuenca	Contín. 276: T_CUEN_ATR			L_CUEN_LPAZ_1_1: Loading_base = 49,5 %, Loading_continuous = 105,3 %	0,016629792	0,01197318	0,949847485	0,02024049	2,676048828
L/T Baños - Totora 2 138 KV	Contín. 17: L_BANO_TOTO_2_2			NORMA20: Vbase = 1,028 pu, Vmax = 1,074 pu, Vstep = 0,055 pu	0,000017021	0	0	0	0
L/T Totoras - Ambato 138 KV	Contín. 11: L_AMBA_TOTO_1_1			NORMA13_8: Vbase = 1,034 pu, Vmax = 1,07 pu, Vstep = 0,055 pu	0,000017021	0	0	0	0
L/T Baños - Totora 1 138 KV	Contín. 16: L_BANO_TOTO_1_1			SABA13_8: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,066 pu, Vstep = 0,035 pu	0,000186846	0	0	0	0
Transformador ATU 230/138 KV Pascales	Contín. 242: T_PASC_ATU			SABAR20: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,066 pu, Vstep = 0,035 pu	0,000186846	0	0	0	0
L/T Cuenca - La Paz 138 KV	Contín. 43: L_CUEN_LPAZ_1_1			SOPLA20: Vbase = 1,027 pu, Vmax = 1,062 pu, Vstep = 0,035 pu	0,000186846	0	0	0	0
Transformador ATR 138/69/13,8 KV Tulcán	Contín. 284: T_TULC_ATQ			OREL138: Vbase = 0,927 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,021 pu	0,000017021	0	0	0	0
Transformador ATU 230/138/13,8 KV Milagro	Contín. 279: T_MILA_ATU			R_Bombolita_230: Vbase = 1,041 pu, Vmax = 1,062 pu, Vstep = 0,021 pu	0,000017021	0	0	0	0
Transformador 138/230 KV Esmeraldas	Contín. 221: T_ESME			AMBA138: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,843 pu, Vstep = -0,163 pu	0,000017021	0	0	0	0
L/T Puerto Napo - Puyo 138 KV	Contín. 129: L_PNAP_PUYO_1_1			PUCA138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,857 pu, Vstep = -0,137 pu	0,000017021	0	0	0	0
Transformador TRK 230/69/13,8 KV Machala	Contín. 278: T_MACH_TRK			MULA138: Vbase = 0,994 pu, Vmin = 0,857 pu, Vstep = -0,137 pu	0,000017021	0	0	0	0
L/T Montecristi - San Gregorio 138 KV	Contín. 112: L_MONT_SGRE_1_1			T_TOTO_ATT: Loading_base = 61 %, Loading_continuous = 112,4 %	0,000017021	0	0	0	0
L/T Portoviejo - San Gregorio 138 KV	Contín. 136: L_PORT_SGRE_1_1			L_E003_MALA_1_1: Loading_base = 24,2 %, Loading_continuous = 100,1 %	0,000017021	0	0	0	0
L/T Cuenca - Yanacocha 138 KV	Contín. 46: L_CUEN_YANA_1_1			L_BANO_TOTO_1_2: Loading_base = 53,4 %, Loading_continuous = 106,8 %	0,000017021	0	0	0	0
Lluvioso		L/T Macas - Méndez 138 KV	Contín. 92: L_MACA_MEND_1_1	T_PASC_ATT: Loading_base = 78,5 %, Loading_continuous = 147,1 %	0,000765941	0,00737568	0,565044181	0	0
		L/T Puerto Napo - Puyo 138 KV	Contín. 129: L_PNAP_PUYO_1_1	L_CUEN_YANA_1_1: Loading_base = 63,6 %, Loading_continuous = 122,2 %	0,00099058	0	0	0	0
		Transformador TRK 230/69/13,8 KV Machala	Contín. 278: T_MACH_TRK	R_Tulcan_138: Vbase = 1,035 pu, Vmax = 1,06 pu, Vstep = 0,025 pu	0,001888966	0,00302508	0,298645917	0,00294513	0,172858721
		L/T Montecristi - San Gregorio 138 KV	Contín. 112: L_MONT_SGRE_1_1	R_Pasapango_138: Vbase = 1,048 pu, Vmax = 1,058 pu, Vstep = 0,008 pu	0,002735213	0	0	0	0
		L/T Portoviejo - San Gregorio 138 KV	Contín. 136: L_PORT_SGRE_1_1	MILA138: Vbase = 0,929 pu, Vmin = 0,914 pu, Vstep = 0,027 pu	0,002808806	0	0	0	0
		L/T Cuenca - Yanacocha 138 KV	Contín. 46: L_CUEN_YANA_1_1	ESME138: Vbase = 1,038 pu, Vmin = 0,897 pu, Vstep = -0,141 pu	0,004243902	0,137741049	13,5649424	0,015495868	2,048749773
		L/T Macas - Méndez 138 KV	Contín. 92: L_MACA_MEND_1_1	QUIN138: Vbase = 1,032 pu, Vmin = 0,945 pu, Vstep = -0,085 pu	0,006819503	0,000654944	0,064499884	0	0
		L/T Puerto Napo - Puyo 138 KV	Contín. 129: L_PNAP_PUYO_1_1	T_MACH_ATQ: Loading_base = 33,4 %, Loading_continuous = 108,9 %	0,008131208	0,037503749	3,69342476	0,019793729	1,318751694
		Transformador ATU 230/138 KV Pascales	Contín. 241: T_PASC_ATT	JARA138: Vbase = 1,031 pu, Vmax = 1,06 pu, Vstep = 0,033 pu	0,013353086	0	0	0	0
		L/T Chongón - Santa Elena 138 KV	Contín. 148: L_SLE_CHNG_1_2	MONTE138: Vbase = 1,03 pu, Vmax = 1,072 pu, Vstep = 0,035 pu	0,013353086	0	0	0	0
		L/T Chorrillos - Tisaleo 500 KV	Contín. 34: L_CHRR_TISA_5_1	SGRE138: Vbase = 1,036 pu, Vmax = 1,072 pu, Vstep = 0,035 pu	0,013353086	0	0	0	0
				L_LPAZ_YANA_1_1: Loading_base = 50,7 %, Loading_continuous = 107,3 %	0,013915066	0	0	0	0
				L_CUEN_LPAZ_1_1: Loading_base = 50,4 %, Loading_continuous = 107,3 %	0,016629792	0,01197318	1,179136476	0,02024049	1,34851702
				R_Macas_22: Vbase = 1,039 pu, Vmax = 1,056 pu, Vstep = 0,017 pu	0,000017021	0	0	0	0
				OREL138: Vbase = 0,927 pu, Vmin = 0,93 pu, Vstep = 0,047 pu	0,188805731	0	0	0	0
		LORE138: Vbase = 0,952 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,046 pu	0,188805731	0	0	0	0		
		PUSU138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,033 pu, Vstep = 0,058 pu	0,188805731	0	0	0	0		
		PUSU138: Vbase = 1,013 pu, Vmax = 1,033 pu, Vstep = 0,058 pu	0,188805731	0	0	0	0		
		T_PASC_ATT: Loading_base = 78,5 %, Loading_continuous = 147,1 %	0,211106505	0,037294191	3,672787117	0	0		
		SELE138: Vbase = 0,968 pu, Vmin = 0,906 pu, Vstep = -0,063 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		POSO138: Vbase = 0,966 pu, Vmin = 0,904 pu, Vstep = -0,063 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		ELLEC138: Vbase = 0,99 pu, Vmin = 0,931 pu, Vstep = -0,059 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		CHONE138: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,936 pu, Vstep = -0,059 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		DURAZO138: Vbase = 0,985 pu, Vmin = 0,93 pu, Vstep = -0,048 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		CHONE138: Vbase = 0,978 pu, Vmin = 0,945 pu, Vstep = -0,049 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		TRINIZO138: Vbase = 0,995 pu, Vmin = 0,946 pu, Vstep = -0,034 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		CECIBO138: Vbase = 0,999 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,054 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		PASC20: Vbase = 1,002 pu, Vmin = 0,948 pu, Vstep = -0,054 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		NPASO138: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,948 pu, Vstep = -0,056 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		ESCIBO138: Vbase = 0,997 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,048 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		CHOR230: Vbase = 1,004 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,053 pu	0,477729544	0	0	0	0		
		CHOR500: Vbase = 1,019 pu, Vmin = 0,949 pu, Vstep = -0,07 pu	0,477729544	0	0	0	0		

Seco	UT Hidroabanco - Macas 69 kv	Contin: 6: L ABAN MACA 0 1	L_NPRO TRIN 2 1 Loading base = 32.6 %, Loading continuous = 127.4 %	0	0	0	0	0	0		
	Transformador ATR 138/69/13.8 kv Cuenca	Contin: 274: T CUEN ATR	L_EGRH POMM 1 1 Loading base = 81.3 %, Loading continuous = 109.3 % T_CUEN_ATQ Loading base = 79.4 %, Loading continuous = 207.2 %	0	0	0	0	0	0		
	UT Nueva Prosperina - Pascales 230 kv	Contin: 115: L_NPRO_PASC_1 1	B_Abanco_69 Vbase = 1.03 pu, Vmin = 0.56 pu, Vstep = -0.41 pu B_Gualaceo_138 Vbase = 0.955 pu, Vmin = 0.918 pu, Vstep = -0.038 pu B_Cuenca_138 Vbase = 0.955 pu, Vmin = 0.934 pu, Vstep = -0.021 pu L_CUEN_MOUJ 1 1 Loading base = 84.1 %, Loading continuous = 104.8 % L_CUEN_MOUJ 1 2 Loading base = 84.5 %, Loading continuous = 104.8 %	0	0	0	0	0	0	0	
	UT Molino - Cuenca 2 138 kv	Contin: 45: L_CUEN_MOUJ 1 2	Colapso, no converte el flujo de potencia			0.00007596	0	0	0	0	
	UT Tialeso - Topo 138 kv	Contin: 15: L_BAND TOPO 1 1	T_TOPO Loading base = 121 %, Loading continuous = 125 %	0.00014667	0.00766228	1.126052065	0.000520407	0.038280395	0	0	
	Transformador ATQ 138/69/13.8 kv Saltral	Contin: 182: T_SALI ATQ	T_SALI_ATR Loading base = 55.1 %, Loading continuous = 111.5 %	0.00069562	0.000107949	0.015752507	0	0	0	0	
	Transformador ATU 230/138 kv Pascales	Contin: 242: T_PASC ATU	T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.000760541	0.007133379	1.048684942	0	0	0	0	
	Transformador ATQ 138/69/13.8 kv Cuenca	Contin: 272: T_CUEN ATQ	T_CUEN_ATR Loading base = 79.4 %, Loading continuous = 154.5 %	0.002461694	0.001071358	0.152620452	0	0	0	0	
	Transformador ATU 230/138/13.8 kv Milagro	Contin: 279: T_MILA ATU	MLA138 Vbase = 0.979 pu, Vmin = 0.878 pu, Vstep = -0.101 pu	0.000793213	0	0	0	0	0	0	
	UT Molino - Cuenca 1 138 kv	Contin: 44: L_CUEN_MOUJ 1 1	Colapso, no converte el flujo de potencia			0.003569904	0	0	0	0	
	Transformador TRK 230/69/13.8 kv Quevedo	Contin: 252: T_QUEV	L_PORT_SGRH 1 1 Loading base = 65.1 %, Loading continuous = 165.5 % T_SGRH Loading base = 50.2 %, Loading continuous = 105.9 %	0.003912753	0.000550582	0.081039508	0	0	0	0	
	UT Pucará - Mulaó 138 kv	Contin: 113: L_MULA PUCA 1 1	MULA138 Vbase = 0.987 pu, Vmin = 0.905 pu, Vstep = -0.082 pu PUSU138 Vbase = 0.998 pu, Vmin = 1.244 pu, Vstep = -0.247 pu PUSU138 Vbase = 0.997 pu, Vmax = 1.244 pu, Vstep = -0.247 pu PNAPO138 Vbase = 0.992 pu, Vmin = 1.238 pu, Vstep = -0.246 pu TENAL138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 1.237 pu, Vstep = -0.247 pu LORE138 Vbase = 0.968 pu, Vmax = 1.228 pu, Vstep = -0.259 pu PUYO138 Vbase = 1.00 pu, Vmax = 1.223 pu, Vstep = -0.236 pu OREL138 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 1.218 pu, Vstep = -0.246 pu MACH69 Vbase = 0.97 pu, Vmin = 0.79 pu, Vstep = -0.18 pu MACH138 Vbase = 0.979 pu, Vmin = 0.779 pu, Vstep = -0.2 pu T_MACH_ATT Loading base = 55.3 %, Loading continuous = 125 %	0.0052618	0	0	0	0	0	0	0
	UT Puyo - Topo 138 kv	Contin: 138: L_PUYO_TOPO_1 1	OREL138 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.874 pu, Vstep = -0.08 pu LORE138 Vbase = 0.968 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.05 pu TENAL138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.078 pu PNAPO138 Vbase = 0.992 pu, Vmin = 0.919 pu, Vstep = -0.073 pu T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.005701115	0.045850525	6.74703815	0.027764785	1.81036467	0	0	
	Transformador TRK 230/69/13.8 kv Machala	Contin: 278: T_MACH_TRK	MON138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.78 pu, Vstep = -0.183 pu JARA138 Vbase = 0.965 pu, Vmin = 0.782 pu, Vstep = -0.184 pu SCK230 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.789 pu, Vstep = -0.166 pu CHONI138 Vbase = 0.957 pu, Vmin = 0.796 pu, Vstep = -0.161 pu PORT138 Vbase = 0.977 pu, Vmin = 0.802 pu, Vstep = -0.175 pu SIRE138 Vbase = 0.986 pu, Vmin = 0.811 pu, Vstep = -0.173 pu QUEV230 Vbase = 0.985 pu, Vmin = 0.828 pu, Vstep = -0.157 pu RABA230 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 0.837 pu, Vstep = -0.158 pu QUEV138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.844 pu, Vstep = -0.156 pu PEDE138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.848 pu, Vstep = -0.151 pu POSO138 Vbase = 0.978 pu, Vmin = 0.854 pu, Vstep = -0.124 pu BOON138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.856 pu, Vstep = -0.146 pu CONC138 Vbase = 1.008 pu, Vmin = 0.858 pu, Vstep = -0.148 pu	0.006819503	0.001615314	0.237097446	0	0	0	0	0
	Transformador TRK 230/69/13.8 kv San Gregorio	Contin: 250: T_SGRH	Colapso, no converte el flujo de potencia			0.00711564	0	0	0	0	
	UT Montecristi - San Gregorio 138 kv	Contin: 112: L_MONT_SGRH 1 1	L_QUEV Loading base = 70 %, Loading continuous = 118.0 % B_Macas_22 Vbase = 1.023 pu, Vmin = 1.098 pu, Vstep = -0.075 pu B_Abanco_69 Vbase = 1.03 pu, Vmin = 1.098 pu, Vstep = -0.067 pu B_Macas_81_89 Vbase = 1.014 pu, Vmin = 1.096 pu, Vstep = -0.072 pu B_Limon_138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.83 pu, Vstep = -0.134 pu B_Mendez_138 Vbase = 0.969 pu, Vmin = 0.834 pu, Vstep = -0.135 pu B_Macas_138 Vbase = 0.979 pu, Vmin = 0.838 pu, Vstep = -0.141 pu B_Macas_81_89 Vbase = 1.014 pu, Vmin = 0.869 pu, Vstep = -0.145 pu B_Macas_22 Vbase = 1.023 pu, Vmin = 0.873 pu, Vstep = -0.151 pu	0.008121208	0.037503749	5.518709495	0.019793729	1.29062476	0	0	
	UT Portoviejo - San Gregorio 138 kv	Contin: 184: L_PORT_SGRH 1 1	L_QUEV Loading base = 70 %, Loading continuous = 118.0 %	0.01855086	0	0	0	0	0	0	
	UT Macas - Méndez 138 kv	Contin: 92: L_MACA_MEND_1 1	B_Macas_22 Vbase = 1.023 pu, Vmin = 1.098 pu, Vstep = -0.075 pu B_Abanco_69 Vbase = 1.03 pu, Vmin = 1.098 pu, Vstep = -0.067 pu B_Macas_81_89 Vbase = 1.014 pu, Vmin = 1.096 pu, Vstep = -0.072 pu B_Limon_138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.83 pu, Vstep = -0.134 pu B_Mendez_138 Vbase = 0.969 pu, Vmin = 0.834 pu, Vstep = -0.135 pu B_Macas_138 Vbase = 0.979 pu, Vmin = 0.838 pu, Vstep = -0.141 pu B_Macas_81_89 Vbase = 1.014 pu, Vmin = 0.869 pu, Vstep = -0.145 pu B_Macas_22 Vbase = 1.023 pu, Vmin = 0.873 pu, Vstep = -0.151 pu	0.016629792	0.019793718	1.76388193	0.02020409	1.319753111	0	0	
	UT Gualaceo - Limón 138 kv	Contin: 71: L_GUAL_LIMO_1 1	OREL138 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.874 pu, Vstep = -0.08 pu LORE138 Vbase = 0.968 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.05 pu TENAL138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.078 pu PNAPO138 Vbase = 0.992 pu, Vmin = 0.919 pu, Vstep = -0.073 pu T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.027442887	0.061576356	9.06111398	0.100147265	6.529664791	0	0	
	UT Puerto Napo - Pusuno 138 kv	Contin: 128: L_PNAP_PUSU_1 1	OREL138 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.874 pu, Vstep = -0.08 pu LORE138 Vbase = 0.968 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.05 pu TENAL138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.078 pu PNAPO138 Vbase = 0.992 pu, Vmin = 0.919 pu, Vstep = -0.073 pu T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.188805731	0	0	0	0	0		
	Transformador ATT 230/138 kv Pascales	Contin: 241: T_PASC_ATT	MON138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.78 pu, Vstep = -0.183 pu JARA138 Vbase = 0.965 pu, Vmin = 0.782 pu, Vstep = -0.184 pu SCK230 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.789 pu, Vstep = -0.166 pu CHONI138 Vbase = 0.957 pu, Vmin = 0.796 pu, Vstep = -0.161 pu PORT138 Vbase = 0.977 pu, Vmin = 0.802 pu, Vstep = -0.175 pu SIRE138 Vbase = 0.986 pu, Vmin = 0.811 pu, Vstep = -0.173 pu QUEV230 Vbase = 0.985 pu, Vmin = 0.828 pu, Vstep = -0.157 pu RABA230 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 0.837 pu, Vstep = -0.158 pu QUEV138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.844 pu, Vstep = -0.156 pu PEDE138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.848 pu, Vstep = -0.151 pu POSO138 Vbase = 0.978 pu, Vmin = 0.854 pu, Vstep = -0.124 pu BOON138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.856 pu, Vstep = -0.146 pu CONC138 Vbase = 1.008 pu, Vmin = 0.858 pu, Vstep = -0.148 pu	0.211106055	0.046369684	6.823014088	0	0	0	0	
	UT Chorrillos - Tialeso 500 kv	Contin: 34: L_CHRR_TISA_1 1	MON138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.78 pu, Vstep = -0.183 pu JARA138 Vbase = 0.965 pu, Vmin = 0.782 pu, Vstep = -0.184 pu SCK230 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.789 pu, Vstep = -0.166 pu CHONI138 Vbase = 0.957 pu, Vmin = 0.796 pu, Vstep = -0.161 pu PORT138 Vbase = 0.977 pu, Vmin = 0.802 pu, Vstep = -0.175 pu SIRE138 Vbase = 0.986 pu, Vmin = 0.811 pu, Vstep = -0.173 pu QUEV230 Vbase = 0.985 pu, Vmin = 0.828 pu, Vstep = -0.157 pu RABA230 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 0.837 pu, Vstep = -0.158 pu QUEV138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.844 pu, Vstep = -0.156 pu PEDE138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.848 pu, Vstep = -0.151 pu POSO138 Vbase = 0.978 pu, Vmin = 0.854 pu, Vstep = -0.124 pu BOON138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.856 pu, Vstep = -0.146 pu CONC138 Vbase = 1.008 pu, Vmin = 0.858 pu, Vstep = -0.148 pu	0.154818734	0	0	0	0	0		
	Mañana	UT Hidroabanco - Macas 69 kv	Contin: 6: L ABAN MACA 0 1	L_NPRO TRIN 2 1 Loading base = 41.3 %, Loading continuous = 117.6 %	0	0	0	0	0	0	
		UT Machala - Macas San Francisco 230 kv	Contin: 94: L_MACH_MONT 1 1	T_MACH_ATT Loading base = 48.1 %, Loading continuous = 111.2 %	0	0	0	0	0	0	
Transformador 69/22 kv Macas		Contin: 230: T_Macas 214	L_SROS_SRO2 1 1 Loading base = 83.4 %, Loading continuous = 203.7 %	0	0	0	0	0	0		
Transformador ATR 138/69/13.8 kv Cuenca		Contin: 274: T CUEN ATR	T_CUEN_ATQ Loading base = 79.4 %, Loading continuous = 183.3 % B_Macas_69 Vbase = 0.983 pu, Vmin = 0.873 pu, Vstep = -0.108 pu B_Macas_22 Vbase = 0.991 pu, Vmin = 0.888 pu, Vstep = -0.102 pu B_Macas_138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 0.888 pu, Vstep = -0.102 pu B_Mendez_138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.809 pu, Vstep = -0.157 pu	0	0	0	0	0	0		
UT Nueva Prosperina - Pascales 230 kv		Contin: 115: L_NPRO_PASC_1 1	B_Abanco_69 Vbase = 1.03 pu, Vmin = 0.56 pu, Vstep = -0.41 pu B_Gualaceo_138 Vbase = 0.955 pu, Vmin = 0.918 pu, Vstep = -0.038 pu B_Cuenca_138 Vbase = 0.955 pu, Vmin = 0.934 pu, Vstep = -0.021 pu L_CUEN_MOUJ 1 1 Loading base = 84.1 %, Loading continuous = 104.8 % L_CUEN_MOUJ 1 2 Loading base = 84.5 %, Loading continuous = 104.8 %	0	0	0	0	0	0		
UT Chilibulo - Santa Rosa 138 kv		Contin: 24: L_CHIL_SROS 1 1	MACH138 Vbase = 0.98 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.083 pu	0	0	0	0	0	0		
UT Molino - Cuenca 2 138 kv		Contin: 45: L_CUEN_MOUJ 1 2	Colapso, no converte el flujo de potencia			0.00007596	0.00005033	0.007121124	0	0	
UT Tialeso - Ambato 138 kv		Contin: 11: L_AMBA TOID 1 1	L_CUEN_MOUJ 1 1 Loading base = 51.2 %, Loading continuous = 111.2 %	0.0000796	0	0	0	0	0		
UT El Inga - Pomacuzo 2 230 kv		Contin: 82: L_INGA POMM 2 2	L_INGA_POMM 2 1 Loading base = 88.8 %, Loading continuous = 136.1 %	0.00011903	0	0	0	0	0		
UT El Inga - Pomacuzo 1 230 kv		Contin: 80: L_INGA POMM 2 1	L_INGA_POMM 2 2 Loading base = 88.8 %, Loading continuous = 136.1 %	0.00012878	0	0	0	0	0		
Transformador ATT 230/138 kv Santa Rosa		Contin: 243: T_SROS ATT	T_SROS_ATT Loading base = 56.4 %, Loading continuous = 103.4 %	0.00051573	0	0	0	0	0		
Transformador ATU 230/138 kv Pascales		Contin: 242: T_PASC ATU	T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.000760541	0.008199045	1.166026437	0	0	0		
UT Dos Cerros - Pascales 230 kv		Contin: 48: L_DCCR_PASC 2 1	DCR230 Vbase = 0.979 pu, Vmin = 0.934 pu, Vstep = -0.045 pu	0.000907731	0	0	0	0	0		
UT Saramito - Montecristi 138 kv		Contin: 87: L_JARA MONT 1 1	MON138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.839 pu, Vstep = -0.163 pu	0.01130418	0.003760375	0.538614784	0.001625288	0.894211293	0	0	
Transformador ATQ 138/69/13.8 kv Cuenca		Contin: 272: T_CUEN ATQ	T_CUEN_ATR Loading base = 79.4 %, Loading continuous = 159.5 %	0.002461694	0.000557909	0.093082568	0	0	0		
Transformador ATU 230/138/13.8 kv Milagro		Contin: 279: T_MILA ATU	MLA138 Vbase = 0.981 pu, Vmin = 0.925 pu, Vstep = -0.056 pu	0.002732313	0	0	0	0	0		
Urbano		UT Molino - Cuenca 138 kv	Contin: 44: L_CUEN_MOUJ 1 1	B_Gualaceo_138 Vbase = 0.968 pu, Vmin = 0.904 pu, Vstep = -0.063 pu B_Cuenca_138 Vbase = 0.968 pu, Vmin = 0.905 pu, Vstep = -0.062 pu B_Limon_138 Vbase = 0.976 pu, Vmin = 0.911 pu, Vstep = -0.064 pu B_Cuenca_69 Vbase = 0.979 pu, Vmin = 0.915 pu, Vstep = -0.064 pu B_Gualaceo_28 Vbase = 0.989 pu, Vmin = 0.919 pu, Vstep = -0.065 pu B_Abanco_69 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 0.925 pu, Vstep = -0.07 pu B_La_Paz_138 Vbase = 0.989 pu, Vmin = 0.946 pu, Vstep = -0.042 pu L_CUEN_MOUJ 1 1 Loading base = 83.2 %, Loading continuous = 111.2 %	0.003569904	0.000010192	0.042726741	0	0	0	0
		UT Pucará - Mulaó 138 kv	Contin: 113: L_MULA PUCA 1 1	MULA138 Vbase = 0.991 pu, Vmin = 0.934 pu, Vstep = -0.057 pu PUSU138 Vbase = 1.014 pu, Vmax = 1.248 pu, Vstep = -0.234 pu PUSU138 Vbase = 1.014 pu, Vmax = 1.248 pu, Vstep = -0.234 pu PNAPO138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 1.239 pu, Vstep = -0.233 pu TENAL138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 1.238 pu, Vstep = -0.234 pu PUYO138 Vbase = 1.011 pu, Vmin = 1.234 pu, Vstep = -0.231 pu LORE138 Vbase = 0.974 pu, Vmax = 1.222 pu, Vstep = -0.248 pu OREL138 Vbase = 0.953 pu, Vmin = 1.207 pu, Vstep = -0.253 pu T_PUSU_1 Loading base = 83.5 %, Loading continuous = 148.9 %	0.0052618	0	0	0	0	0	0
		UT Puyo - Topo 138 kv	Contin: 138: L_PUYO_TOPO_1 1	OREL138 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.874 pu, Vstep = -0.08 pu LORE138 Vbase = 0.968 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.05 pu TENAL138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 0.917 pu, Vstep = -0.078 pu PNAPO138 Vbase = 0.992 pu, Vmin = 0.919 pu, Vstep = -0.073 pu T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.005701115	0.045850525	6.487057435	0.027764785	1.60988244	0	0
		Transformador TRK 230/69/13.8 kv Machala	Contin: 278: T_MACH_TRK	MON138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.78 pu, Vstep = -0.183 pu JARA138 Vbase = 0.965 pu, Vmin = 0.782 pu, Vstep = -0.184 pu SCK230 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.789 pu, Vstep = -0.166 pu CHONI138 Vbase = 0.957 pu, Vmin = 0.796 pu, Vstep = -0.161 pu PORT138 Vbase = 0.977 pu, Vmin = 0.802 pu, Vstep = -0.175 pu SIRE138 Vbase = 0.986 pu, Vmin = 0.811 pu, Vstep = -0.173 pu QUEV230 Vbase = 0.985 pu, Vmin = 0.828 pu, Vstep = -0.157 pu RABA230 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 0.837 pu, Vstep = -0.158 pu QUEV138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.844 pu, Vstep = -0.156 pu PEDE138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.848 pu, Vstep = -0.151 pu POSO138 Vbase = 0.978 pu, Vmin = 0.854 pu, Vstep = -0.124 pu BOON138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.856 pu, Vstep = -0.146 pu CONC138 Vbase = 1.008 pu, Vmin = 0.858 pu, Vstep = -0.148 pu	0.006819503	0.001615314	0.237097446	0	0	0	0
		UT Montecristi - San Gregorio 138 kv	Contin: 112: L_MONT_SGRH 1 1	L_QUEV Loading base = 70 %, Loading continuous = 118.0 % L_SROS_ATT Loading base = 58.1 %, Loading continuous = 103.2 % B_Macas_22 Vbase = 0.991 pu, Vmin = 1.237 pu, Vstep = -0.256 pu B_Abanco_69 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 1.237 pu, Vstep = -0.256 pu B_Macas_138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 1.238 pu, Vstep = -0.258 pu B_Macas_81_89 Vbase = 0.983 pu, Vmin = 1.235 pu, Vstep = -0.257 pu	0.008121208	0.037503749	5.50814749	0.019793729	1.147483541	0	0
		Transformador ATU 230/138 kv Santa Rosa	Contin: 265: T_SROS ATT	T_SROS_ATT Loading base = 58.1 %, Loading continuous = 103.2 %	0.005629808	0	0	0	0	0	
		UT Macas - Méndez 138 kv	Contin: 92: L_MACA_MEND_1 1	B_Macas_22 Vbase = 0.991 pu, Vmin = 1.237 pu, Vstep = -0.256 pu B_Abanco_69 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 1.237 pu, Vstep = -0.256 pu B_Macas_138 Vbase = 0.99 pu, Vmin = 1.238 pu, Vstep = -0.258 pu B_Macas_81_89 Vbase = 0.983 pu, Vmin = 1.235 pu, Vstep = -0.257 pu	0.016629792	0.019793718	1.69002862	0.02020409	1.17388202	0	0
		UT Puerto Napo - Pusuno 138 kv	Contin: 128: L_PNAP_PUSU_1 1	OREL138 Vbase = 0.953 pu, Vmin = 0.829 pu, Vstep = -0.123 pu LORE138 Vbase = 0.974 pu, Vmin = 0.854 pu, Vstep = -0.123 pu TENAL138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.891 pu, Vstep = -0.112 pu PNAPO138 Vbase = 1.003 pu, Vmin = 0.891 pu, Vstep = -0.112 pu	0.188805731	0	0	0	0	0	
	Transformador ATT 230/138 kv Pascales	Contin: 241: T_PASC_ATT	T_PASC_ATT Loading base = 86.7 %, Loading continuous = 140 %	0.211106055	0.05329379	7.540171725	0	0	0		
	Luz	UT Chorrillos - Tialeso 500 kv	Contin: 34: L_CHRR_TISA_1 1	MON138 Vbase = 0.964 pu, Vmin = 0.78 pu, Vstep = -0.183 pu JARA138 Vbase = 0.965 pu, Vmin = 0.782 pu, Vstep = -0.184 pu SCK230 Vbase = 0.954 pu, Vmin = 0.789 pu, Vstep = -0.166 pu CHONI138 Vbase = 0.957 pu, Vmin = 0.796 pu, Vstep = -0.161 pu PORT138 Vbase = 0.977 pu, Vmin = 0.802 pu, Vstep = -0.175 pu SIRE138 Vbase = 0.986 pu, Vmin = 0.811 pu, Vstep = -0.173 pu QUEV230 Vbase = 0.985 pu, Vmin = 0.828 pu, Vstep = -0.157 pu RABA230 Vbase = 0.995 pu, Vmin = 0.837 pu, Vstep = -0.158 pu QUEV138 Vbase = 1 pu, Vmin = 0.844 pu, Vstep = -0.156 pu PEDE1							