UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

TEMA:

"ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DINÁMICA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE"

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniera Eléctrica

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos renovables

AUTORA:

Doris Aidé Ascanta Otacoma

DIRECTOR:

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

Ibarra-Ecuador 2026

DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Ascanta Otacoma Doris Aidé

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis de estabilidad dinámica en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE.
AUTOR:	Ascanta Otacoma Doris Aidé
FECHA DE APROBACIÓN:	16/07/2026
PROGRAMA:	■ **PREGRADO** □ **POSGRADO**
TITULO POR EL QUE OPTA:	**Ingeniera Eléctrica**
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc. Ing. Jhonny Javier Barzola Iza MSc.

2. CONSTANCIAS

La autora manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 20 días del mes de julio de 2026

EL AUTOR:

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
DORIS AIDE ASCANTA OTACOMA

CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, Pérez Cruz Segundo Hernán en calidad de director de la Srta. estudiante Ascanta Otacoma Doris Aidé, certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DINÁMICA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE"

Para la obtención del título de Ingeniera Eléctrica, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
SEGUNDO HERNAN
PEREZ CRUZ

.....

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

DEDICATORIA

Quiero dedicar este gran esfuerzo a mi Dios, quien desde muy pequeña me sostuvo y, con su guía y su cuidado en cada paso del camino, me ayudo a forjar la resiliencia que hoy me define.

Al amor único de mi madre, Martha Otacoma, quien, con su ejemplo, su fuerza y su lucha me enseñó a no rendirme, y a no permitir que mis preocupaciones, mis miedos ni mis días malos arruinen o destrocen mis ganas de salir adelante.

A mi padre, Raúl Ascanta, cuyo amor durante mis años de infancia me ha ayudado infinitamente a sacar adelante mi carrera; gracias a su ejemplo de honestidad, trabajo y generosidad he logrado realizar cosas interesantes en este tiempo de universidad.

A mi hermana mayor, Sarina Ascanta, quien, desde niñas, estando lejos de casa, tuvo el coraje y la fuerza para cuidarme como una madre, y que hasta hoy lo sigue haciendo.

Desde el cielo, a mi abuelito Leopoldo Otacoma, quien siempre confió en mí y en mi hermana; una persona tan increíble que inspiró toda mi vida, y sé que seguirá creyendo en mí y cuidándome.

A mis pequeñas niñas, mis gatitas Luna y Guapa, que han sido mi luz cuando sentía que me derrumbaba y en aquellas noches de estudio en las que no dormían hasta que yo lo hiciera.

AGRADECIMIENTO

De igual manera, agradezco desde el fondo de mi corazón y de mi alma, en primer lugar, a Dios, por jamás abandonarme y por mostrarme siempre el camino; que todo se haya dado conforme a su voluntad y misericordia.

A mi madre y a mi padre, por darme la mejor infancia, un amor que me ayudó a superar muchas dificultades. Padres increíbles, que siempre han trabajo con esfuerzo, siendo honestos, bondadosos y humildes; cualidades que han forjado mi carácter y de las cuales deseo seguir aprendiendo, pues gracias a ellas, como familia, hemos salido adelante.

A mi hermana, que siempre me protegió del dolor de los malos momentos y se hizo cargo de las dificultades del hogar para que yo pudiera llevar una vida más tranquila; gracias a su amor infinito y su ejemplo tuve el valor de emprender una carrera tan exigente.

A mi abuelito, quien mas que con palabras, demostró siempre con acciones su confianza en mí y en que saldría adelante; que estuvo pendiente al finalizar cada semestre y se sentía profundamente feliz al verme avanzar.

A mis niñas, por su ternura, por acompañarme a lo largo de mi carrera, por ser mi compañía y mi apoyo, y por develarse conmigo mientras hacia mis tareas.

Guardo una gratitud infinita hacia la universidad, pro brindarme la oportunidad de cumplir un gran sueño, por permitir demostrarme a mí misma que con esfuerzo se pueden lograr grandes cosas, y por ser mi casa de formación profesional y de resiliencia.

Mi más sincero agradecimiento a mi director de tesis, el Ing. Hernán Pérez MSc., por su valiosa guía, su generosidad al compartir su conocimiento y su vasta experiencia profesional a lo largo de este proceso; su acompañamiento fue fundamental para poder concluir este trabajo.

Asimismo, expreso mi profundo agradecimiento a mi asesor, el Ing. Jhonny Barzola MSc., por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo, por sus valiosas observaciones; su amplio

conocimiento y experiencia fueron un aporte importante para el desarrollo y culminación de este esfuerzo.

De igual manera, a los ingenieros de la carrera y de la facultad a quienes llegué a conocer en cada semestre: aprendí mucho de cada uno de ellos, sus consejos y conocimientos contribuyeron significativamente a mi formación.

A los grandes amigos que llegué a conocer en esta etapa universitaria: Anthony Mejía, Damián Nazate, Kevin Morales, Jojan Espinoza, Alex Vallejo y Paúl Pillajo. Gracias por su apoyo incondicional, por su paciencia, por estar conmigo tanto en los buenos como en los malos momentos, por compartir su conocimiento y sus enseñanzas, y por animarme a no rendirme jamás.

Así mismo, a mis amigas que han estado siempre pendientes de mí en cada etapa de mi vida: Vanessa Benavides, Estefanía Maspud Hernández y Paulina Guatemal. Gracias por su amistad sincera desde la escuela y el colegio.

Finalmente, y de manera muy especial, quiero agradecer con todo mi corazón a Dios y a la vida por permitirme conocer a una persona inolvidable, quien siempre creyó en mí incluso en los momentos en que yo dudaba de mí misma. Alguien cuya mirada se convirtió en un refugio de calma y felicidad. Alguien en quien confió profundamente y cuyas palabras han sido alegría para mi corazón y mi vida: “La bondad es la belleza del alma”

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN 17

ABSTRACT 18

CAPITULO I 19

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN 19

1.1.1. Problemática a investigar 19

1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación 19

1.2. OBJETIVOS 19

1.2.1. Objetivo general 19

1.2.2. Objetivos específicos 20

1.3. ALCANCE Y DELIMITACIÓN 20

1.4. JUSTIFICACIÓN 21

CAPÍTULO II 23

2.1. ANTECEDENTES 23

2.2. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 28

2.3. CLASIFICACIÓN POR NIVELES DE TENSIÓN 29

2.4. SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN Y ESTABILIDAD DE VOLTAJE 29

2.4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA 30

2.4.2. Banda de variación de voltaje reglamentarias 31

2.5. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 32

2.5.1. Tipos de subestaciones eléctricas 33

2.5.2. Arreglo de barras en subestaciones eléctricas 33

2.5.3. Líneas de subtransmisión 36

2.5.4. Tipos de conductores 36

2.6. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 37

2.6.1. Resistencia e inductancia en líneas trifásicas 37

2.6.2. Capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica..... 39

2.6.3. Clasificación de las líneas según su longitud 41

2.6.4. Circuito equivalente del transformador de potencia..... 45

2.6.5. Circuito equivalente del generador síncrono..... 46

2.7. ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 47

2.7.1. Dinámica de una máquina síncrona..... 48

2.7.2. Ecuación de oscilación 51

2.7.3. Ecuación del ángulo de potencia 52

2.7.4. Estabilidad en estado transitorio 54

2.7.5. Estabilidad con un sistema multimáquina 56

2.8. PROGRAMAS PARA MODELADO Y SIMULACIÓN ELÉCTRICA 57

CAPÍTULO III 59

3.1. MATERIALES, EQUIPOS Y SOFTWARE..... 59

3.2. METODOLOGÍA..... 59

3.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA..... 60

3.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 60

3.4.1. Interconexión con el Sistema Nacional Interconectado 61

3.4.2. Sistema de subtransmisión 61

3.5. MODELACIÓN DEL SISTEMA EN DIGSILENT 65

3.5.1. Fundamentación matemática del comportamiento dinámico 66

3.5.2. Creación del entorno de modelación del sistema en digsilent..... 83

3.6. SIMULACIONES DE CONTINGENCIAS N-1..... 86

3.6.1. Creación del Evento de Cortocircuito 87

3.6.2. Creación del Evento de Conmutación 89

3.6.3. Uso de Cambiar Caja de Herramientas 95

3.6.4. Evento de conmutación en los transformadores 96

3.6.5. Simulación gráfica para el voltaje en barras 99

3.6.6. Simulación gráfica del ángulo de los generadores 107

CAPITULO IV 116

4.1. CONDICIONES INICIALES Y PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE 117

4.1.1. Definición de los parámetros del perfil de voltaje 117

4.1.2. Perfil de voltaje pre-contingencia 118

4.2. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL VOLTAJE EN LAS BARRAS DE 69 KV ANTE CONTINGENCIAS N-1 122

4.3. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN LOS GENERADORES 123

4.4 ANÁLISIS DEL EFECTO DE CONTINGENCIAS TIPO N-1 EN LA ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA 125

4.4.1. Desempeño del voltaje en estado de operación normal 125

4.4.2. Evaluación de barras en estado de operación en emergencia 128

4.4.3. Identificación de nodos en estado de incumplimiento 129

4.4.4. Comportamiento dinámico del ángulo del rotor en generadores 131

4.5. SÍNTESIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ANTE LAS CONTINGENCIAS N-1 133

4.6 ANÁLISIS DE LA CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA DEL SISTEMA: LST BELLAVISTA-UNACEM 135

4.6.1. Estabilidad del ángulo del rotor en C.H. El Ambi 01 y C.H. El Ambi 02 135

4.6.2. Estabilidad de voltaje en la barra Cotacachi 137

4.7 PROPUESTA DE MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE EN LAS BARRAS EN ESTADO DE INCUMPLIMIENTO..... 138

CONCLUSIONES 140

RECOMENDACIONES 141

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS: 142

ANEXOS 146

INDICE DE FIGURAS

Figura.1 Estructura del Sistema Eléctrico de Potencia [21] 28

Figura. 2 Arreglo de barra simple [26] 34

Figura. 3 Arreglo de barra de transferencia [26] 35

Figura. 4 Arreglo de barra en anillo [26] 35

Figura. 5 Arreglo de interruptor y medio [26] 36

Figura. 6 Distribución simétrica de conductores en líneas trifásicas [30] 40

Figura. 7 Circuito equivalente de una línea corta [31] 41

Figura. 8 Circuito equivalente tipo T correspondiente a líneas medianas [31] 42

Figura. 9 Circuito equivalente en π [31] 43

Figura. 10 Circuito equivalente de una línea larga [30] 44

Figura. 11 Modelo de un transformador real [32] 45

Figura. 12 c) sin rama de excitación, referido al lado primario; d) sin rama de excitación, referido al lado secundario [32] 46

Figura. 13 Circuito simple [32] 47

Figura. 14 Flujo de potencias mecánica y eléctrica en una máquina síncrona [30] 50

Figura. 15 Solución, punto por punto, de la ecuación de oscilación [30] 51

Figura. 16 Modelo de una máquina simplificada [30] 53

Figura. 17 Curva del ángulo de potencia [30] 54

Figura. 18 Una sola máquina y bus infinito [30] 55

Figura. 19 Flujograma metodológico de la investigación 60

Figura. 20 Curva de ángulo de potencia para generador de polos salientes [37] 74

Figura. 21 Máquina conectada a un bus infinito [37] 74

Figura. 22 Sistema de dos máquinas [37] 75

Figura. 23 Sistema de una máquina conectada a un bus infinito [37] 80

Figura. 24 Creación de un nuevo proyecto para la modelación del sistema en DIgSILENT 84

Figura. 25 Selección de la mitad de LST-Atuntaqui San Vicente 18,73 km 87

Figura. 26 Definición del Evento de Cortocircuito 88

Figura. 27 Ventana de Short Circuit Event 88

Figura. 28 Ventana de Eventos de Simulación/Falla 89

Figura. 29 Asignación de un nombre para el evento de cortocircuito definido 89

Figura. 30 Ícono de Editor Eventos de Simulación..... 89

Figura. 31 Creación de Evento de Conmutación en los interruptores en cada barra que conecta lalínea 90

Figura. 32 Definición del evento de apertura/cierre de interruptor izquierdo..... 91

Figura. 33 Ventana de Evento de Conmutación..... 91

Figura. 34 Ventana Simulación/Falla..... 92

Figura. 35 Especificación de un nombre para el evento de conmutación del interruptor izquierdo 92

Figura. 36 Selección del interruptor derecho de LST-Atuntaqui San Vicente 18,73 km..... 93

Figura. 37 Definición del Evento de Conmutación del interruptor derecho 93

Figura. 38 Ventana Evento de Conmutación 94

Figura. 39 Ventana Eventos de Simulación/Falla 94

Figura. 40 Especificación de un nombre para el Evento de Conmutación del interruptor derecho . 94

Figura. 41 Visualización del ícono Cambiar Caja de Herramientas 95

Figura. 42 Selección del módulo Simulación RMS/EMT..... 96

Figura. 43 Localización del transformador San Gabriel 20/25 MVA..... 97

Figura. 44 Interruptor lado de alta AT del transformador San Gabriel 20/25 MVA..... 97

Figura. 45 Definición del Evento de Conmutación en el interruptor del transformador..... 98

Figura. 46 Ventana de Evento de Conmutación..... 98

Figura. 47 Ícono Editar Eventos de Simulación..... 99

Figura. 48 Ventana de Eventos de Simulación/Falla 99

Figura. 49 Cambio del nombre en el evento creado..... 99

Figura. 50 Ícono de Editar Eventos de Simulación..... 100

Figura. 51 Evento de cortocircuito..... 101

Figura. 52 Evento de conmutación..... 101

Figura. 53 Ícono de Calcular Condiciones Iniciales 102

Figura. 54 Ventana de Cálculo de las condiciones iniciales 102

Figura. 55 Flujo de carga inicial 103

Figura. 56 Ícono Crear gráfico de simulación..... 103

Figura. 57 Ventana de Insertar Gráfico 104

Figura. 58 Ventana Series de Datos 104

Figura. 59 Ícono Iniciar Simulación 105

Figura. 60 Ventana Ejecutar Simulación 105

Figura. 61 Curva del voltaje en la barra de la subestación 106

Figura. 62 Evento de cortocircuito y apertura de interruptores 106

Figura. 63 Enlace- SE El Rosal 107

Figura. 64 Localización de la Central Hidroeléctrica La Playa 108

Figura. 65 Definir Resultados para Simulación RMS/EMT 108

Figura. 66 Ventana Resultados 109

Figura. 67 Ícono Editar Variables de Resultados 109

Figura. 68 Ventana Selección de Variables 109

Figura. 69 Editar Eventos de Simulación 110

Figura. 70 Ventana de Eventos de Simulación/Falla 110

Figura. 71 Ícono Calcular Condiciones Iniciales 110

Figura. 72 Ventana Cálculo de las condiciones iniciales 111

Figura. 73 Flujo de carga inicial en B. El Rosal 111

Figura 74 Ícono de Crear gráfico de simulación 112

Figura. 75 Ventana de Insertar Gráfico 112

Figura. 76 Ventana Serie de Datos 112

Figura. 77 Ícono Iniciar Simulación 113

Figura. 78 Ventana Ejecutar Simulación 113

Figura. 79 Curva del voltaje en la barra de la subestación 114

Figura. 80 Evento de conmutación del interruptor del Transformador T. El Rosal 115

Figura. 81 Definición de parámetros del perfil de voltaje 117

Figura. 82 Perfil de voltaje de la barra Tulcán T con vista hacia la barra Tulcán en condición inicia 122

Figura. 83 Definición de parámetros para la evaluación del ángulo del rotor en los generadores. 124

Figura. 84 Perfil de voltaje en la barra San Gabriel con vista hacia la barra El Ángel en estado de operación normal 127

Figura. 85 Barra El Ángel con vista hacia la barra El Chota en estado de operación en emergencia 129

Figura. 86 perfil de voltaje de la barra San Gabriel con vista hacia la barra Tulcán T con estado deincumplimiento..... 130

Figura. 87 Respuesta dinámica de la C. San Miguel ante la salida de servicio del transformador El Rosal 20/25 MVA 133

Figura. 88 Estabilidad de ángulo-C.H. Ambi 01..... 136

Figura. 89 Estabilidad de ángulo-C.H. Ambi 02..... 137

Figura. 90 Estabilidad de voltaje-B. Cotacachi..... 138

INDICE DE TABLAS

TABLA I NIVELES DE VOLTAJE EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL ECUADOR 29
TABLA II BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE 32
TABLA III CONSTANTES DE INERCIA TÍPICAS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS 49
TABLA IV (PARTE I) LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN 62
TABLA V (PARTE II) LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN 63
TABLA VI (PARTE I) SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE 63
TABLA VII (PARTE II) SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE 64
TABLA VIII CENTRALES DE GENERACIÓN DE EMELNORTE 64
TABLA IX GENERADORAS PERTENECIENTES A DIFERENTES ENTIDADES 65
TABLA X GENERACIÓN FOTOVOLTAICA 65
TABLA XI CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL 85
TABLA XII CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PLAYA 86
TABLA XIII (PARTE I) CONDICIONES OPERATIVAS INICIALES DE LAS BARRAS DE 69 KV 120
TABLA XIV (PARTE II) CONDICIONES OPERATIVAS INICIALES DE LAS BARRAS DE 69 KV 121
TABLA XV RESUMEN ESTADÍSTICO DEL VOLTAJE EN ESTADO PRE-FALLA 121
TABLA XVI RANGOS DE VOLTAJE PARA LA CLASIFICACIÓN DEL ESTADO OPERATIVO EN BARRAS DE 69 KV 123
TABLA XVII RESULTADOS DEL PERFIL DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL TRAS 126
TABLA XVIII RESUMEN ESTADÍSTICO DEL DESEMPEÑO DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL 127
TABLA XIX RESULTADOS DEL PERFIL DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN EN EMERGENCIA TRAS 128

TABLA XX RESUMEN ESTADÍSTICO DEL DESEMPEÑO DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN EN EMERGENCIA 128

TABLA XXI RESULTADOS DEL PERFIL DE VOLTAJE EN ESTADO DE INCUMPLIMIENTO TRAS CONTINGENCIAS 130

TABLA XXII RESULTADOS DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN LOS GENERADORES TRAS CONTINGENCIAS N-1 132

RESUMEN

El crecimiento en tamaño y complejidad de los sistemas eléctricos interconectados incrementa el riesgo de que perturbaciones, como la desconexión inesperada de líneas de subtransmisión o transformadores, comprometan la estabilidad del sistema, provocando perdida de sincronismo entre generadores y variaciones bruscas de voltaje. En el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, esto representa un riesgo para la continuidad del servicio eléctrico, por lo que resulta necesario conocer su comportamiento dinámico ante dichas perturbaciones.

Se analizo la estabilidad dinámica del sistema de subtransmisión de EMELNORTE mediante la modelación de sus líneas, transformadores y generadores en el software DIgSILENT Power Factory, considerando su interconexión con el Sistema Nacional Interconectado en las subestaciones Ibarra, Tulcán y Cajas. Se simuló un cortocircuito en una línea de subtransmisión, despejado mediante la apertura de los interruptores de las barras asociadas, para evaluar la estabilidad de voltaje; y la desconexión de un transformador para evaluar la estabilidad del ángulo del rotor de los generadores.

Los resultados mostraron que el sistema mantiene la estabilidad angular y el sincronismo de sus centrales de generación ante la contingencia evaluada. Sin embargo, se identificaron barras con voltaje final con el cual se estabilizan fuera e los limites normativos tras el despeje de la falla más crítica, por la posición del cambiador de tomas en los transformadores de interconexión de las subestaciones Ibarra y Cajas.

Se concluye que el sistema opera de forma estable ante estas contingencias, aunque requiere un ajuste en la regulación de voltaje de dichos transformadores para cumplir los límites normativos en todas sus barras.

Palabras clave:

Estabilidad, subtransmisión, sincronismo, cortocircuito, voltaje.

ABSTRACT

The growth in size and complexity of interconnected power systems increases the risk that disturbances, such as the unexpected disconnection of subtransmission lines or tranformers, may compromise system stability, causing loss of synchronism among generators and abrupt voltage variations. In the EMELNORTE subtransmission system, this represents a risk to the continuity of the electrical service, making it necessary to understand its dynamic behavior under such disturbances.

The dynamic stability of the EMELNORTE sutransmissions system was analyzed by modeling its lines, transformers, and generators in DIgSILENT PowerFactory software, considering its interconnection with the National Interconnected System at the Ibarra, Tulcán, and Cajas substations. A short circuit was simulated on a subtransmission line, cleared by opening the circuit breakers of the associated buses, in order to evaluate voltage stability; and a transformer disconnection was simulated to evaluate the rotor angle stability of the generators.

The results showed that the system maintains angular stability and synchronism among its generating plants under the contingency evaluated. However, buses were identified whose final steady-state voltage settled oustside the regulatory limits after clearing the most critical fault, due to the tap changer position of the interconnection transformers at the Ibarra and Cajas substations.

It is concluded that the system operates in a stable manner under these contingencies, although an adjustment in the voltage regulation of these transformers is required to meet the regulatory limits at all buses.

Keywords: stability, subtransmission, synchronism, short circuit, voltage.

CAPITULO I
INTRODUCCIÓN

TEMA

Análisis de la estabilidad dinámica en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE

EL PROBLEMA

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1.1. Problemática a investigar

El crecimiento en tamaño y cobertura geográfica de los sistemas eléctricos interconectados ha incrementado significativamente la complejidad para mantener condiciones de operación estables frente a perturbaciones. En particular, situaciones como la desconexión inesperada de líneas de subtransmisión o transformadores conocidas como contingencias N-1, representan eventos críticos que pueden comprometer la estabilidad de su sistema. Estos eventos pueden provocar la pérdida de sincronismo entre generadores, oscilaciones de frecuencia y variaciones bruscas de voltaje, afectando la calidad y continuidad del servicio eléctrico. Este tipo de comportamiento se ve agravado por la naturaleza no lineal de las ecuaciones que gobiernan la dinámica del sistema, lo que dificulta predecir su respuesta ante diferentes escenarios de falla.

1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación

¿En qué medida se ve afectada la estabilidad dinámica del sistema de subtransmisión de EMELNORTE ante las diferentes perturbaciones?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Analizar la estabilidad dinámica del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, mediante la modelación de su sistema eléctrico en un software especializado ante contingencias tipo N-1, para la determinación de condiciones de reforzamiento de la red eléctrica que permitan una operación estable.

1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar los parámetros eléctricos de los elementos del sistema de subtransmisión y de los generadores involucrados en el análisis de estabilidad dinámica.
- Realizar el modelado y la simulación del sistema de subtransmisión de EMELNORTE.
- Analizar el efecto de contingencias tipo N-1 en la estabilidad dinámica del sistema.

1.3. ALCANCE Y DELIMITACIÓN

En este trabajo de integración curricular se plantea analizar la estabilidad dinámica del ángulo en los generadores y la respuesta de voltaje en las barras del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, ante contingencias tipo N-1; es decir, eventos en los que se produce la desconexión de un único elemento del sistema, como interruptores, líneas de subtransmisión o generadores. Estas contingencias se evaluarán con la base de datos del Sistema Nacional Interconectado proporcionado por CELEC E.P. Transelectric en el que modelan las características propias de los elementos de control y estatismo de las máquinas sincrónicas, sistemas de transmisión en el que está conectado el sistema de subtransmisión de EMELNORTE en los puntos de interconexión a 69kV en las subestaciones Ibarra, Tulcán y Cajas.

El enfoque del estudio consiste en realizar el análisis técnico mediante simulaciones en un software especializado, que permita evaluar el comportamiento del sistema. Se simularán escenarios por la demanda máxima, demanda mínima y demanda media, tanto en condiciones climáticas de temporada seca como lluviosa.

A partir de estas simulaciones se observará la respuesta del sistema ante cada contingencia tipo N-1, prestando especial atención a la variación del ángulo de los generadores y de voltaje en las barras. Los resultados permitirán determinar si el sistema logra mantener una nueva condición de operación estable después de cada evento. En caso contrario, se propondrá medidas técnicas o equipamiento adicional que permitan reforzar la red eléctrica y mejorar su estabilidad operativa.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El sistema de subtransmisión desempeña un papel fundamental en la red eléctrica, al permitir el transporte de energía desde los centros de generación hacia los centros de distribución. Cualquier falla o desconexión inesperada de un elemento en este sistema eléctrico, como ocurre en las contingencias tipo N-1, puede comprometer su funcionamiento y generar perturbaciones dinámicas que afecten la estabilidad del sistema eléctrico. Estas contingencias representan escenarios críticos cuya repercusión no siempre es evidente ni fácil de prever. Por lo que, resulta necesario simular y evaluar el comportamiento del sistema ante estos eventos para identificar posibles condiciones de inestabilidad y proponer acciones técnicas correctivas.

Este trabajo responde a la necesidad de EMELNORTE de contar con un análisis técnico sobre la estabilidad dinámica del sistema de subtransmisión frente a contingencias tipo N-1, a partir de datos reales de operación y mediante el uso de simulaciones especiales.

La información generada permitirá a la empresa mejorar sus procesos de planificación operativa y priorizar acciones de mejora en zonas críticas de la red, contribuyendo a un sistema más estable.

La viabilidad técnica del proyecto está respaldada por la disponibilidad de datos actualizados del sistema, como diagramas unifilares, parámetros eléctricos y configuraciones de operación, proporcionados por EMELNORTE a través del convenio institucional con la Universidad Técnica del Norte.

Además, se cuenta con el acompañamiento del personal técnico del Departamento de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planificación de la empresa, lo cual permite el desarrollo coordinado de simulaciones. Los beneficiarios directos de este trabajo serán los encargados del análisis, planificación y operación del sistema de subtransmisión dentro de EMELNORTE, quienes dispondrán de un diagnóstico técnico específico sobre el

comportamiento del sistema ante eventos críticos, útil para orientar la toma de decisiones y reforzar la estabilidad operativa de la red.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

El estudio de la estabilidad de sistemas eléctricos ha cobrado mayor relevancia, especialmente bajo condiciones de operación donde se presentan perturbaciones severas. El comprender con mayor profundidad los fenómenos que afectan la respuesta de los generadores y del sistema en general ante eventos súbitos ha motivado la implementación de técnicas cada vez más sofisticadas de simulación. Especialmente, uno de los trabajos más importantes fue elaborado para analizar el comportamiento angular de los generadores después de una reconexión planificada de líneas, centrándose en cómo, la designación de conmutaciones afecta en la respuesta de la red. Además, de que este análisis posibilita identificar pérdidas de sincronismo también, ayuda a reconocer configuraciones que provocan aceleración o desaceleración grave en los rotores que pueda arriesgar una operación estable [1]. En un sistema de prueba con varias configuraciones de contingencias, se aplicaron modelos específicos de generadores, líneas y transformadores a condición de máxima carga, recreando los escenarios operativos críticos para el sistema de subtransmisión mediante simulaciones ejecutadas en el software DIgSILENT. Las variables identificadas fueron: el ángulo del rotor, la velocidad del generador y el tiempo de despeje de la falla que permite reconocer condiciones que faciliten o pongan en riesgo el sincronismo del sistema. Los resultados fueron validados mediante curvas potencia-ángulo y trayectorias temporales de las variables, confirmando que la elección de la topología activa durante la contingencia influye decisivamente en la respuesta global del sistema [2]. La creciente complejidad de las redes de subtransmisión, sumada a su carácter interconectado, ha generado nuevas exigencias en cuanto a la precisión de los modelos y la capacidad predictiva de los análisis.

La base metodológica que consiste en las simulaciones no lineales en el análisis del desempeño de sistemas eléctricos ante perturbaciones de gran impacto hace posible la observación del avance de las variables importantes como el ángulo y frecuencia de los generadores.

Basándose en esto, se distinguió límites de tolerancia y estados iniciales que establecen los cambios entre estados estables e inestables, particularmente frente a contingencias tipo N-1. Para ello, se utilizan modelos clásicos de generadores sincrónicos y transformadores, aplicando simulaciones de dominio temporal en distintos escenarios de contingencias, en los que se evaluaron tiempos de despeje y ubicaciones específicas de fallas [3].

Por otra parte, revisiones técnicas de las estrategias utilizadas en redes extensas, donde la necesidad de identificar márgenes de seguridad operativa para garantizar una respuesta estable del sistema bajo condiciones adversas. Se agrupan las metodologías en función de su alcance, precisión y aplicación en sistemas reales, destacando las ventajas del análisis basado en series temporales para evaluar la trayectoria post-falla de variables como voltaje y frecuencia [4]. Igualmente, la aplicación del método de simulación en dominio del tiempo (TDS) exclusivamente en el software DIgSILENT, con el que evalúan trayectorias de variables eléctricas ante eventos de desconexión tipo N-1 en elementos de subtransmisión críticos. Las simulaciones permiten observar, cómo pequeñas variaciones en el tiempo de despeje o en la carga del sistema influyen drásticamente en el ángulo del generador y su sincronismo [5]. Un enfoque basado en máquinas de vectores de soporte fue desarrollado para estimar de forma probabilística la estabilidad del sistema frente a eventos de alto impacto, considerando, las variables de entrada, las condiciones iniciales del sistema, el tiempo de despeje y la magnitud de la perturbación. El conjunto de datos de entrada fue construido a partir de escenarios simulados en DIgSILENT. Se obtuvo una clasificación precisa de casos estables e inestables, con una exactitud superior al 90% en la validación cruzada [6].

En este caso, se observaron trayectorias más abruptas en la aceleración de generadores tras desconexiones de líneas y una mayor sensibilidad a la ubicación de la falla. Este tipo de condiciones es particularmente importante para sistemas donde la inercia es proporcionada por un número reducido de unidades generadoras conectadas a nodos claves [7].

La implementación de un modelo de riesgo probabilístico para clasificar la importancia de cada interruptor en relación con su impacto en la estabilidad del sistema permitía identificar los puntos más vulnerables dentro de la red y proponer medidas de refuerzo estructural en función del riesgo [8]. Dado que en ciertos nodos estratégicos de subtransmisión puede coexistir equipos electrónicos de potencia y elementos convencionales, resulta esencial analizar cómo interactúan estos dispositivos durante los primeros instantes posteriores a una falla repentina. Bajo este planteamiento, se evaluó el comportamiento angular, la frecuencia y el desempeño del seguidor de red tras eventos de desconexión, lo que permitió reconocer los parámetros con mayor incidencia en la pérdida del sincronismo durante condiciones transitorias. Se determinó que la capacidad de estos convertidores para sostener la frecuencia durante el primer ciclo posterior a la perturbación resulta limitada, sobre todo cuando su esquema de control no está coordinado con las protecciones del sistema. Para sustentar este análisis la recurrencia a modelos que incorporan límites de corriente y amortiguamiento, probados en escenarios representativos de redes de subtransmisión [9].

Por otra parte, una investigación enfocada en condiciones de cortocircuito, simulando fallas trifásicas en distintos puntos del sistema para determinar los márgenes operativos previos al colapso [10]. Dicho estudio recoge la trayectoria angular del rotor, el tiempo de despeje de falla, la energía cinética transferida y el comportamiento del voltaje en barra adyacentes, lo que permitió construir perfiles de severidad útiles como referencia en el diseño de planes de contingencia [11].

Estos métodos han demostrado ser especialmente útiles cuando el volumen de datos y las combinaciones de escenarios de falla dificultan el análisis convencional.

En un estudio reciente, un método en línea basado en redes gráficas y discrepancia de momentos centrales fue propuesto para evaluar la respuesta del sistema ante diferentes contingencias, modelando múltiples escenarios a partir de datos de simulación temporal.

Por lo cual, el modelo fue creado con datos generados a partir de simulaciones en DIgSILENT, lo que permite preservar la fidelidad de los escenarios y representar adecuadamente la dinámica de los generadores frente a perturbaciones tipo N-1 [12].

En una línea similar, un modelo basado en conjuntos aproximados y transformadores reducía la dimensionalidad de las variables de entrada y la mejora del tiempo de respuesta computacional sin comprometer la precisión en la detección de condiciones críticas [13]. Se ha realizado un estudio en el que la estabilidad en estado transitorio fue evaluada de una red de prueba con nodos de generación, líneas de subtransmisión y transformadores, observando el comportamiento angular y de frecuencia tras fallas severas. A través de este modelo es posible reconocer la influencia que ejercen la inercia, los límites de corriente y el amortiguamiento sobre la respuesta del sistema durante los segundos iniciales tras la perturbación. Cuando las restricciones físicas de los elementos se incorporaron de manera adecuada, las simulaciones reflejaron una mejora notable en la predicción del comportamiento del sistema, además de revelar márgenes operativos más cercanos a la realidad. Por ello, la recomendación de incorporar este tipo de herramientas inteligentes a los sistemas de gestión de red, particularmente en aquellos entornos donde una respuesta rápida y precisa resulta determinante para conservar la estabilidad del sistema [14].

Existen técnicas que permiten representar grandes proporciones del sistema con elementos equivalentes que conserven características esenciales como la impedancia, la inercia y la capacidad de transferencia de potencia. Los métodos de reducción de orden mediante agregación de generadores y condensación de nodos fueron enfocados en mantener trayectorias representativas del comportamiento angular y de frecuencia del sistema durante los primeros segundos posteriores a una falla.

Es tipo de enfoque resulta particularmente valioso en estudios de contingencia tipo N-1 aplicados a sistemas reales, donde la ventana de tiempo disponible es estrecha y la exactitud al predecir la perdida de sincronismo se vuelve indispensable.

Al mismo tiempo que disminuyen el esfuerzo computacional requerido, estas representaciones posibilitan correr muliples simulaciones de escenarios en menor tiempo, característica que resulta clave cuando es necesario evaluar la sensibilidad de diferentes configuraciones frente a eventos transitorios [15].

Paralelamente, se desarrollaron enfoques que modelan directamente las ecuaciones diferenciales del sistema eléctrico para predecir el comportamiento de variables como el ángulo del rotor, la frecuencia y la aceleración angular antes disturbios repentinos, sin recurrir a métodos numéricos complejos. Estas simulaciones, validadas con resultados obtenidos en DIgSILENT mostraron desviaciones inferiores al 5% en el rango de tiempo de 0 a 5 segundos posteriores a la perturbación, lo que respalda su utilidad en estudios de estabilidad en estado transitorio [16]. Mediante el uso de controladores inteligentes aplicados a compensadores estáticos de VAR (SVC), se puede mejorar la estabilidad en estado transitorio del sistema eléctricos, el estudio fue realizado para analizar cómo la respuesta de estos dispositivos, a través de estrategias de control adaptativo, contribuye a mantener el sincronismo y estabilizar el voltaje durante los primeros instantes posteriores a una falla.

Destacando que, al actuar en milisegundos, los SVC permiten amortiguar oscilaciones iniciales y reducir el riesgo de pérdida de estabilidad angular [17]. Tomando como caso de estudio un sistema de nueve barras representado en DIgSILENT, se reprodujeron desconexiones secuenciales de líneas y cargas considerando niveles de carga mínima, media y máxima, así como condiciones propias de la época seca y de la lluviosa. El análisis se centró en los segundos inmediatamente posteriores a la falla, examinando variables determinantes como el ángulo del rotor y el voltaje registrado en las barras. De estos resultados se desprendió que, contando con parámetros operativos apropiados y un

esfuerzo en los nodos más sensibles, resulta posible que el sistema conserve su estabilidad durante el estado transitorio [18].

2.2. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La estructura de los sistemas de suministro eléctrico se compone principalmente de estaciones de generación, líneas de transmisión, subtransmisión y sistemas de distribución [19]. Por razones económicas y tecnológicas, los sistemas se organizan en redes regionales o áreas conectadas eléctricamente, que operan de forma independiente, pero se interconectan para formar redes nacionales o incluso internacionales, permitiendo así una coordinación en generación y programación entre distintas zonas [20]. Este esquema jerárquico facilita el control y la planificación del sistema bajo diferentes condiciones operativas.

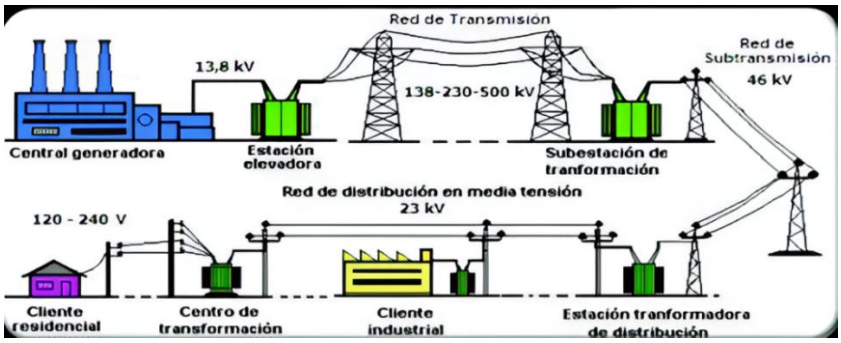


Figura.1 Estructura del Sistema Eléctrico de Potencia [21]

En la Figura 1 se muestra la secuencia operativa del sistema eléctrico de potencia, la cual se desarrolla en cuatro etapas: generación, transmisión, subtransmisión y distribución. La energía se produce en las centrales generadoras y es conducida a través de líneas de transmisión de alta tensión hasta subestaciones principales. Desde allí, la clasificación de la red de subtransmisión puede variar según la normativa técnica de cada país, en algunos casos se considera parte del sistema de transmisión, mientras que en otros casos se integra al sistema de distribución [19].

2.3. CLASIFICACIÓN POR NIVELES DE TENSIÓN

En el Ecuador, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad es el organismo encargado de establecer y supervisar las normativas técnicas aplicables al sector eléctrico.

En cumplimiento a esta función conforme a lo establecido en la Regulación ARCONEL 009-24, denominada "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica" se define los niveles de voltaje utilizados en el país, que se presenta en la TABLA I.

TABLA I

NIVELES DE VOLTAJE EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL ECUADOR

Bajo voltaje	Voltaje menor igual a 0,6 kV
Medio voltaje	Voltaje mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV
Alto voltaje grupo 1	Voltaje mayor a 40 y menor igual a 138 kV
Alto voltaje grupo 2	Voltaje mayor a 138 kV

Nota. Extraído de [22]

La TABLA I presenta el nivel de bajo voltaje que está vinculado al consumo final de energía, principalmente en usuarios residenciales y comerciales. El medio voltaje corresponde a la red de distribución primaria, responsable de transportar la energía desde las subestaciones hacia las zonas de carga. El alto voltaje grupo 1 representa el nivel característico del sistema de subtransmisión, empleado para enlazar centros de carga con subestaciones regionales.

Por último, el alto voltaje grupo 2 se asocia al sistema de transmisión nacional, el cual transporta altos niveles de voltaje entre regiones o desde los centros de generación hasta los principales puntos de entrega del sistema [23].

2.4. SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN Y ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La dirección operativa del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) recae sobre el Operador Nacional de Electricidad (CENACE). Esta entidad técnica de carácter estratégico, dependiente del Ministerio rector del sector eléctrico, posee la facultad legal de gestionar la operación de la red y administrar los intercambios comerciales de energía. Su objetivo

principal radica en mantener un suministro continuo al menos costo posible, cuidando la eficiencia del sistema y dando cumplimiento a las disposiciones establecidas por el organismo regulador correspondiente.

Para lograrlo, resulta indispensable preservar la seguridad operativa, entendida como aquella capacidad de la red interconectada para absorber contingencias y retornar oportunamente a un estado confiable, sin sobrepasar los límites estáticos como por ejemplo sobrecarga, ni los dinámicos como frecuencia, ángulo y voltaje. Dentro de este marco, la estabilidad de voltaje hace referencia a la habilidad del sistema para conservar niveles de voltaje aceptables en la totalidad de sus nodos una vez ocurrida una perturbación, considerando como punto de partida una condición operativa inicial. Según lo señala el organismo encargado de la operación, los problemas de inestabilidad de voltaje suelen estar asociados a una insuficiencia de recursos de potencia reactiva dentro del sistema. Con el fin de analizar este fenómeno y fijar márgenes de seguridad adecuados, se recurre a herramientas como el cálculo del margen de cargabilidad y la elaboración de curvas potencia-voltaje, instrumentos que hacen posible reconocer el límite máximo de transferencia antes de entrar en una zona de inestabilidad.

2.4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA

La dinámica de la red se clasifica en tres estados operativos secuenciales, dependiendo del nivel de voltaje y respuesta ante contingencias.

2.4.1.1. Estado operativo normal

Cuando las variables eléctricas permanecen dentro de los parámetros reglamentarios de calidad y seguridad, incluso si ocurre una contingencia sencilla.

En este escenario post-falla, todo el equipamiento físico debe ser capaz de continuar funcionando sin sobrepasar sus límites nominales.

2.4.1.2. Estado operativo de alerta

Si el sistema opera bajo las condiciones previamente descritas, pero experimenta una tendencia de degradación tal que, de no aplicar medidas correctivas a corto plazo, sus variables rebasaran las bandas de tolerancia.

2.4.1.3. Estado operativo de emergencia

Si las magnitudes eléctricas salen definitivamente de los parámetros normales de seguridad o si surge un riego inminente para la integridad física de las instalaciones o la vida humana.

Durante esta fase crítica resulta esencial la ejecución de acciones de control urgentes con el objetivo de retornar la red a la normalidad o como mínimo retroceder al estado de alerta.

2.4.2. Banda de variación de voltaje reglamentarias

La delimitación exacta que separa una condición de operación normal de una emergencia está regulada en el país. Específicamente, las bandas de variación admisible para el perfil de voltaje son ratificadas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) mediante el Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-20230389-OF, emitido el 06 de abril de 2023. Estas tolerancias se fundamentan en el estudio técnico elaborado por el CENACE a inicios de ese mismo año, el cual establece los umbrales operativos vigente que rigen para las instalaciones del sistema de transmisión y subtransmisión, tal como se detalla en la TABLA II [24].

TABLA II

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE

Voltaje nominal (kV)	Barras	Límite inferior de voltaje en condiciones normales (p.u.)	Límite inferior de voltaje en condiciones de emergencia (p.u.)	Límite superior de voltaje en condiciones normales (p.u.)	Límite superior de voltaje en condicione de emergencia (p.u.)
500	Coca Codo Sinclair	0,95	0,9	1,05	1,07
500	San Rafael	0,95	0,9	1,05	1,07
500	El Inga	0,95	0,9	1,05	1,07
500	Chorrillos	0,95	0,9	1,05	1,07
500	Tisaleo	0,97	0,9	1,05	1,07
230	Pimampiro	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Jivino	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Totoras	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Riobamba	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Dos Cerritos	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Trinitaria	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Pascuales	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Alluriquín	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Santo Domingo	0,97	0,9	1,05	1,06
230	Durán	0,96	0,9	1,05	1,06
230	Milagro	0,96	0,9	1,05	1,06
230	Baba	0,96	0,9	1,05	1,06
230	Quevedo	0,96	0,9	1,05	1,06
230	Restos de barras	0,95	0,9	1,05	1,06
138	Machala	0,97	0,9	1,05	1,06
138	Nueva Babahoyo	0,97	0,9	1,05	1,06
138	Chongón	0,96	0,9	1,05	1,06
138	Portoviejo	0,97	0,9	1,05	1,06
138	Quevedo	0,97	0,9	1,05	1,06
138	Resto de barras	0,95	0,9	1,05	1,06
69	Todas las barras	0,97	0,95	1,04	1,06

Nota. Extraído de [22]

2.5. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión es el encargado de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de alta tensión hacia las subestaciones de distribución. Opera normalmente a un nivel de voltaje de hasta 69 kV [25].

Esta energía se utiliza posteriormente para alimentar a la red de distribución, mediante las subestaciones de subtransmisión. En el caso de grandes consumidores, como los usuarios industriales.

Es posible que reciban el suministro directamente desde el sistema de subtransmisión o incluso desde transmisión, dependiendo del nivel de voltaje requerido y el tamaño de la carga [26].

2.5.1. Tipos de subestaciones eléctricas

Es un elemento esencial del Sistema Eléctrico de Potencia, constituido por un conjunto de equipos, estructuras y mecanismos que operan de manera coordinada para direccionar y distribuir bloques de energía eléctrica. Esto se logra mediante dispositivos automáticas de maniobra, control y protección. Además, las subestaciones actúan como puntos de enlace, facilitando la transmisión y distribución de la energía con criterios de flexibilidad, confiabilidad, seguridad y expansión del Sistema Nacional Interconectado [27]. Tomando en cuenta el nivel de voltaje manejado, la potencia con la operan, su finalidad entro del sistema y el tipo de servicio prestado, las subestaciones se pueden agrupar de la siguiente manera:

- **Subestación elevadora**

Se emplean principalmente en las plantas de generación, lugar donde resulta necesario elevar la tensión desde los valores propios de generación hasta niveles compatibles con la red de transmisión.

- **Subestación reductora**

Cumplen la función de reducir el nivel de voltaje, ya sea en el paso de transmisión a subtransmisión, llegando eventualmente a los niveles requeridos para el uso final. Son comúnmente instaladas en los sistemas de transmisión, subtransmisión o distribución y representan la mayor proporción de subestaciones dentro de un sistema eléctrico.

2.5.2. Arreglo de barras en subestaciones eléctricas

Es fundamental contar con la capacidad de conmutar o aislar equipos del sistema, ya sea por mantenimientos programados o eventos imprevistos, sin comprometer la continuidad del servicio, lo que resulta esencial para una operación segura y estable del sistema eléctrico.

Existen diversas configuraciones de barras empleadas en subestaciones, las cuales son seleccionadas por las empresas eléctricas según las necesidades operativas del sistema.

A continuación, se describe los arreglos de barras más comunes como:

2.5.2.1. Arreglo de barra sencilla

Este tipo de subestaciones dispone de una única barra por nivel de tensión, lo que limita su flexibilidad operativa.

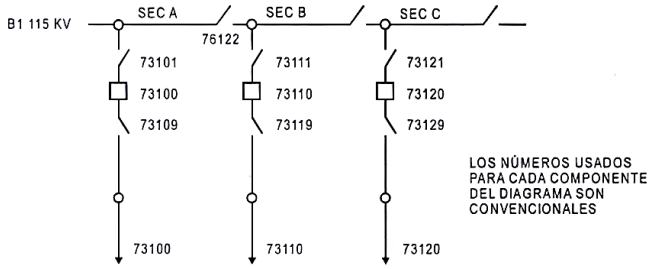


Figura. 2 Arreglo de barra simple [26]

En la figura 2, se observa que, ante una falla en la barra, se interrumpe completamente el suministro. Las tareas de mantenimiento resultan complicadas debido a la imposibilidad de transferir la carga a otro equipo, su utilización es principalmente en subestaciones de pequeña capacidad o de tipo industrial pequeña.

2.5.2.2. Arreglo de barra de transferencia

Cada línea de transmisión se conecta a la barra principal a través de una cuchilla seccionadora. Adicionalmente, se incorpora una barra de transferencia que se vincula con la barra principal mediante un interruptor de transferencia.

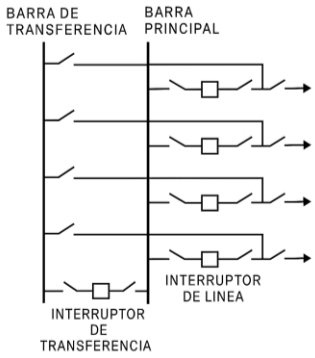


Figura. 3 Arreglo de barra de transferencia [26]

En la figura 3, la barra de transferencia actúa como una vía alternativa de alimentación para cualquiera de las líneas, permitiendo mantener el suministro en caso de mantenimiento o falla. Bajo condiciones normales de operación, tanto la barra principal como la de transferencia permanecen energizadas.

2.5.2.3. Arreglo de barra en anillo

El término barra en anillo se debe a que los interruptores y el bus de operación se conectan eléctricamente formando una estructura cerrada similar a un anillo.

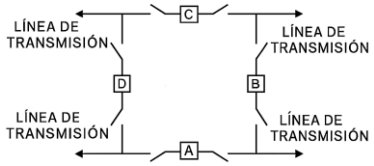


Figura. 4 Arreglo de barra en anillo [26]

En la configuración de la figura 4, el número de interruptores coincide con el número de líneas que convergen en la subestación.

2.5.2.4. Arreglo de interruptor y medio

Es una configuración utilizada en subestaciones que disponen de dos barras principales interconectadas mediante tres interruptores.

En este diseño, cada línea de transmisión se conecta eléctricamente entre dos de estos interruptores, lo que permite que tres interruptores sean compatibles por dos líneas. Este tipo de configuración ofrece un nivel elevado de confiabilidad operativa. Su principal ventaja radica en la posibilidad de retirar cualquier interruptor del servicio sin interrumpir el suministro eléctrico.

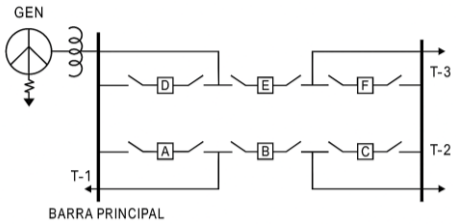


Figura. 5 Arreglo de interruptor y medio [26]

En la figura 5, se puede identificar si el interruptor A deja de operar, la línea T-1 se mantiene energizada mediante el interruptor B.

En caso de que el interruptor B sea retirado, la misma línea continua operativa a través del interruptor A. De forma similar, la línea T-2 puede ser alimentada a través del interruptor C, garantizando así la continuidad del servicio [26].

2.5.3. Líneas de subtransmisión

Son aquellas líneas que no forman parte del Sistema Nacional de Transmisión, por lo general, están bajo la propiedad y operación de las empresas distribuidoras. Estas líneas operan en rangos de voltaje que van desde los 46 kV hasta los 69 kV y su función principal es trasladar energía eléctrica desde una subestación perteneciente al SNT hacia una subestación de distribución, facilitando el suministro eléctrico a nivel regional o local [28].

2.5.4. Tipos de conductores

En las redes eléctricas aéreas, el aluminio es uno de los materiales más comunes debido a su bajo peso y buena conductividad. Sin embargo, sus propiedades mecánicas limitadas exigen un manejo más riguroso durante la instalación.

Por esta razón, dependiendo de las condiciones del terreno o del entorno, es recomendable emplear conductores con aleaciones especificas o con núcleos reforzados que mejoren su comportamiento estructural.

Cuando se trata de redes de medio voltaje, entre los conductores de uso mas frecuente se encuentra los siguientes:

- **AAC**

Fabricado completamente en aluminio, se destina sobre todo a vanos cortos, como en el caso de alimentadores primarios y secundarios.

- **AAAC**

Corresponde a una aleación de aluminio que combina ligereza, resistencia frente a la corrosión y una conductividad favorable, por lo que suele preferirse en zonas costeras o entornos industriales.

- **ACSR**

Cuenta con un núcleo de acero recubierto de aluminio, lo que le confiere una notable resistencia mecánica, características que lo hace apto para terrenos montañosos o vanos de mayor longitud [29].

2.6. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Los parámetros eléctricos de las líneas de subtransmisión como la resistencia, la inductancia y la capacitancia son esenciales para describir el comportamiento dinámico. En particular, en los sistemas de subtransmisión, una correcta presentación de estos elementos es fundamental para los estudios en estado transitorio.

2.6.1. Resistencia e inductancia en líneas trifásicas

- **Resistencia**

Aunque la resistencia de línea suele tener una influencia mínima en la impedancia total en serie, representa la principal fuente de pérdidas de potencia en la transmisión.

Por ello, al analizar la economía de una línea de transmisión, es fundamental considerar su resistencia. Para obtener la resistencia efectiva en corriente alterna, se divide la potencia promedio disipada en el conductor entre el cuadrado del valor eficaz de la corriente. La resistencia óhmica, o resistencia en corriente directa, queda definida por tres factores propios del conductor: la resistividad del material del que este compuesto, su longitud y el área de la sección transversal. Ambos valores de resistencia coinciden únicamente cuando la corriente fluye de forma homogénea a lo largo de toda la sección del conductor, condición que en la práctica no siempre se cumple en corriente alterna.

Cuando se presentan pequeñas variaciones de temperatura, la resistencia del conductor tiende a aumentar. Este incremento depende de la resistencia a 0^0C y del coeficiente de temperatura del material. Si se conoce la resistencia a una determinada temperatura, es posible calcular su valor a otra temperatura aplicado una relación que considera estos factores [30].

- **Inductancia por fase de una línea trifásica**

En una línea trifásica, la inductancia por fase depende directamente de la disposición geométrica de los conductores.

Este parámetro depende tanto de la separación entre fases como del tamaño efectivo del conductor, dado que ambos aspectos condicionan la intensidad y distribución del campo magnético generador alrededor de la línea. Cuando los conductores se encuentran más alejados entre sí, la inductancia tiende a incrementarse; en cambio, un conductor de mayor sección produce el efecto opuesto.

La reactancia inductiva, cuya función es oponerse a las variaciones de la corriente alterna, guarda una relación directa con la inductancia. Su magnitud se expresa por unidad de longitud y por fase, y está sujeta a la relación existente entre la distancia entre fases y el tamaño del conductor. Conforme esta relación se incrementa, la oposición al paso de la corriente crece en la misma medida.

Cuando cada fase se conforma con más de un conductor, como sucede en sistema de transmisión de alta capacidad, se obtiene lo que se denomina agrupamiento de subconductores. Esta disposición reduce la inductancia total de la línea, productor de la interacción entre los campos magnéticos de cada subconductor. Para modelar correctamente este efecto, el tamaño del conductor individual se reemplaza por un valor equivalente que toma en cuenta tanto la cantidad de subconductores como la separación que existe entre ellos. Cuanto mayor sea el número de subconductores y más próximos estén entre si, menor resultara la inductancia total obtenida.

Cuando se emplean agrupamientos, se utilizan los centros de cada conjunto de subconductores para determinar esta separación efectiva. La relación entre esta distancia y el tamaño equivalente del agrupamiento permite estimar con mayor precisión los efectos electromagnéticos sobre la línea.

2.6.2. Capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica

La capacitancia al neutro de una línea trifásica representa la capacidad de cada fase para almacenar carga eléctrica con respecto al punto neutro.

Este parámetro queda determinado por la disposición geométrica del sistema, concretamente por la distancia que separa a los conductores entre sí y por sus dimensiones, representadas a través del radio exterior.

Un mayor especiado entre fases conlleva una disminución de la capacitancia, mientras que un radio de conductor más amplio produce el efecto contrario.

En el caso de las líneas aéreas, el aire cumple la función de dieléctrico, lo que posibilita emplear un valor constante dentro del cálculo. La impedancia capacitiva, que actúa oponiéndose al paso de corriente alterna por efecto capacitivo, mantiene una relación inversamente proporcional con la capacitancia; de esto se desprende que los sistemas con mayor capacitancia presentan una menor oposición al flujo de energía reactiva.

En líneas con un solo conductor por fase, se emplea directamente su radio; en configuraciones con subconductores, se utiliza un radio equivalente que considera la cantidad

de subconductores y su separación, lo que incrementa el efecto capacitivo y reduce la impedancia. Además, la distancia media entre fases se calcula como el promedio geométrico de las separaciones entre centros de fase. Este valor incide directamente en el resultado final de la capacitancia al neutro, afectando la interacción capacitiva total del sistema [29].

- **Capacitancia de una línea trifásica con espaciamiento equilátero**

En una línea trifásica con disposición equilátera, los tres conductores tienen el mismo radio y se encuentran ubicados a igual distancia entre sí.

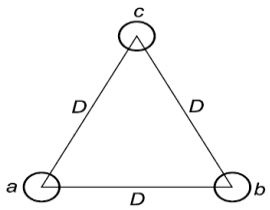


Figura. 6 Distribución simétrica de conductores en líneas trifásicas [30]

En la figura 6, se tiene una vista de tres conductores que serían a, b y c, están dispuestos en forma de triángulo equilátero. La distancia entre cada par de conductores es la misma, lo que garantiza una distribución simétrica del campo eléctrico.

Esta disposición facilita el cálculo de la capacitancia entre fases y hacia tierra, puesto que las condiciones geométricas son equivalentes para cada uno de los conductores.

Partiendo de un sistema con cargas distribuidas en equilibrio, es posible obtener las diferencias de potencial entre fases a partir de los acoplamientos eléctricos existentes entre conductores. Al introducir la condición de equilibrio de cargas en el análisis, se llega a una expresión más compacta que posibilita determinar el voltaje de fase a neutro.

Con esta relación, se reduce la capacitancia de línea a neutro, la cual depende del cociente entre la separación entre conductores y el radio del conductor.

En un medio como el aire, donde la permitividad relativa es igual a uno, la capacitancia por unidad de longitud entre fase y neutro se puede calcular utilizando una relación logarítmica entre la distancia entre conductores y el radio del conductor. Una vez conocida esta capacitancia, la corriente de carga asociada a una fase se determina

multiplicando dicha capacitancia por el voltaje de fase y la frecuencia angular del sistema [30].

2.6.3. Clasificación de las líneas según su longitud

Permite aplicar modelos adecuados al análisis eléctrico, considerando la magnitud de sus parámetros y los efectos que pueden despreciarse o deben incorporarse. Con este criterio, las líneas se dividen en cortas, medianas y largas.

Esta clasificación depende del nivel de tensión, la longitud y el impacto de la capacitancia sobre el comportamiento de la línea y determina el tipo de circuito equivalente a utilizar en cada caso.

2.6.3.1. Líneas cortas

Se caracterizan por operar a tensiones inferiores a 44kV y tener una longitud máxima de 50 km. En este tipo de líneas, el efecto capacitivo es tan reducido que puede ser despreciado sin afectar la precisión del análisis. Su representación eléctrica se simplifica mediante un modelo básico de circuito de corriente alterna.

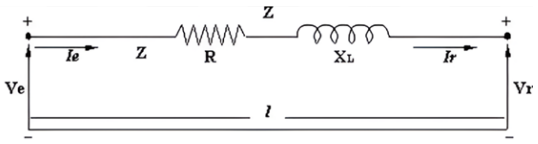


Figura. 7 Circuito equivalente de una línea corta [31]

Al observar en la figura 7, se establece que el voltaje en el extremo emisor de la línea resulta de la suma del voltaje en el extremo receptor y la caída de tensión provocada por la impedancia de la línea. Además, la corriente es la misma en ambos extremos, lo cual se justifica al despreciar la capacitancia distribuida. La impedancia total de la línea depende de su resistencia y reactancia inductiva, y está relacionada directamente con la longitud de la línea.

2.6.3.2. Líneas medianas

Se utilizan en sistemas de transmisión y subtransmisión, se caracterizan por tener extensiones de hasta 240 km. En estos casos, la capacitancia del conductor comienza a tener un efecto apreciable en el comportamiento eléctrico, aunque su influencia no es tan crítica como para requerir cálculos complejos. Para su análisis, se emplean modelos más detallados como los circuitos equivalentes en T o en π, los cuales consideran la presencia de una admitancia en derivación, generalmente representada como una capacitancia pura.

- **Circuito equivalente T_e nominal**

Cuando se analiza una línea de longitud media, es necesario considerar el efecto de la capacitancia distribuida, la cual no puede despreciarse como en las líneas cortas. Una forma común de representar esta característica es mediante un modelo en T, que asume que toda la admitancia en derivación se encuentra concentrada en el punto medio del tramo.

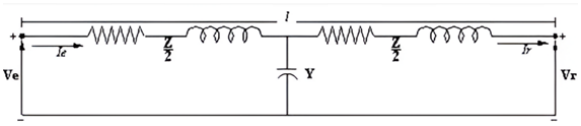


Figura. 8 Circuito equivalente tipo T correspondiente a líneas medianas [31]

En el circuito representado en la figura 8, la impedancia longitudinal se distribuye en dos mitades iguales, en tanto que la admitancia capacitiva se ubica en el punto central de la línea. Esta disposición logra capturar con mayor fidelidad los efectos resistivos, inductivos y capacitivos, lo que a su vez simplifica el análisis del perfil de voltaje y corriente a lo largo del tramo.

Bajo este esquema, el voltaje en el extremo de envió resulta de la combinación entre el voltaje presente en el extremo de recepción y las caídas de voltaje internas generadas por los elementos longitudinales del circuito.

Estas caídas están vinculadas al flujo de corriente a través de los parámetros serie, los cuales representan los efectos eléctricos distribuidos a lo largo del conductor. En consecuencia, la magnitud de la tensión de envió se ajusta para compensar dichas pérdidas.

Por otro lado, la corriente que se suministra desde el extremo de envío no corresponde únicamente al valor consumido por la carga en el punto de recepción. Esta incluye, además, las corrientes que atraviesan los elementos de derivación y aquellas inducidas por el acoplamiento eléctrico entre impedancia y admitancia, Este comportamiento evidencia que la demanda total vista por la fuente se ve afectada por las características propias de la línea.

- **Circuito equivalente π nominal**

Empleado con frecuencia para representar líneas de transmisión de longitud media. En este esquema, la admitancia en derivación se divide en dos partes iguales, las cuales se ubican en los extremos emisor y receptor de la línea.

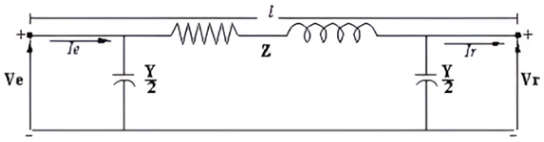


Figura. 9 Circuito equivalente en π [31]

El circuito de la figura 9, se caracteriza por tener una configuración en la cual la admitancia en derivación se divide equitativamente en dos partes, ubicadas en los extremos emisor y receptor de la línea. En el tramo central se dispone la impedancia serie, que representa tanto la resistencia como la reactancia propia del conductor.

Desde el punto de vista operativo, la tensión en el extremo emisor esta influenciada por los efectos combinados de la impedancia serie y la admitancia transversal, mientras que la corriente en el mismo punto depende no solo de la carga conectada, sino también del acoplamiento eléctrico entre los parámetros longitudinales y transversales [31].

2.6.3.3. Líneas largas

Para las líneas con una longitud superior a 250 km, los parámetros eléctricos no pueden considerarse concentrados, ya que se distribuyen de forma continua a lo largo de toda la línea.

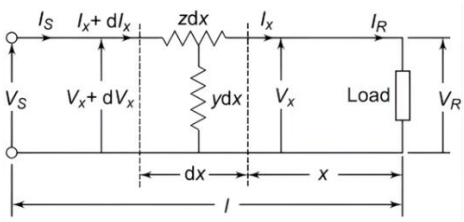


Figura. 10 Circuito equivalente de una línea larga [30]

En el circuito de la figura 10, se presenta una fase y el retorno del neutro de una línea larga, donde se analiza el comportamiento de una pequeña sección de la línea a lo largo de su recorrido. Este segmento elemental, situado a una distancia variable desde el extremo receptor, incorpora una impedancia en serie y una admitancia en derivación, cuyos efectos se extienden de forma continua a lo largo del conductor. El propósito del análisis radica en determinar ccómo evolucionan el voltaje y la corriente conforme se avanza sobre la línea. Dado que parámetros como la resistencia, la inductancia, la capacitancia y la conductancia no se concentran en un punto, sino que se reparten a lo largo de toda la línea, su estudio exige un tratamiento que contemple variaciones de carácter continuo.

Tanto la tensión como la corriente cambian con la distancia, por lo que su comportamiento se describe de forma progresiva, considerando los efectos combinados de los elementos en serie y paralelo. A partir de estas variaciones locales, se construyen expresiones generales que permiten determinar las magnitudes eléctricas en cualquier punto, ajustándose a condiciones conocidas en los extremos de la línea.

Esto permite calcular con precisión cómo se comportan las señales a lo largo del sistema, según su longitud y características [30].

2.6.4. Circuito equivalente del transformador de potencia

Para analizar el comportamiento de un transformador real, es necesario construir un modelo equivalente que contemple sus principales imperfecciones.

Entre ellas, destacan las pérdidas en el cobre, generadas por el calentamiento resistivo en los devanados, las cuales se representan mediante resistencias en el circuito primario y secundario.

También se considera el flujo disperso, producido cuando parte del flujo magnético no se acopla completamente al núcleo y circula por el aire, generando un voltaje inducido en los devanados. Este fenómeno depende del número de espiras y de la permanencia del camino magnético, lo que permite asociarlo con una autoinducción. Por ello, su efecto se representa mediante inductancias que actúan como elementos independientes en cada bobinado.

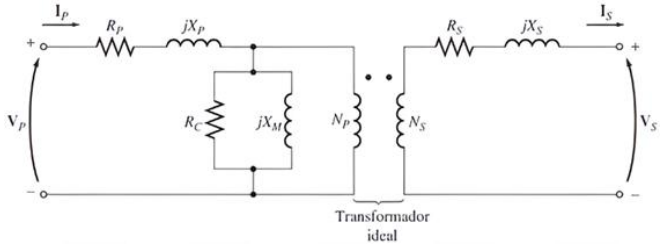


Figura. 11 Modelo de un transformador real [32]

La figura 11, muestra el modelo equivalente de un transformador real, en el cual se representan las principales perdidas y comportamientos no ideales del dispositivo. Del lado primerio se encuentran una resistencia que representa las perdidas en el cobre y una reactancia asociada al flujo disperso. En paralelo con estos elementos se conecta una rama formada por una resistencia que da cuenta de las perdidas en el núcleo y una reactancia que refleja el efecto de magnetización.

Al centro del modelo se sitúa el transformador ideal, cuya función es transferir la energía de un lado al otro sin incurrir en pérdidas.

Del lado secundario se añaden, igualmente en serie, una resistencia y una reactancia que recogen las perdidas resistivas y el flujo disperso propios del devanado secundario. En conjunto, este modelo posibilita un análisis más preciso del comportamiento del transformador cuando opera bajo condiciones reales.

En el estudio de sistemas eléctricos, recurrir al circuito equivalente completo de un transformador real no siempre es conveniente, ya que su estructura obliga a manejar dos niveles de voltaje diferentes. Entre los elementos que habitualmente se prescinde esta la rama de excitación, cuya corriente es notablemente inferior a la de carga, representando apenas entre el 2% y el 3% del total.

Esta simplificación permite reducir la complejidad del análisis y obtener un modelo más manejable.

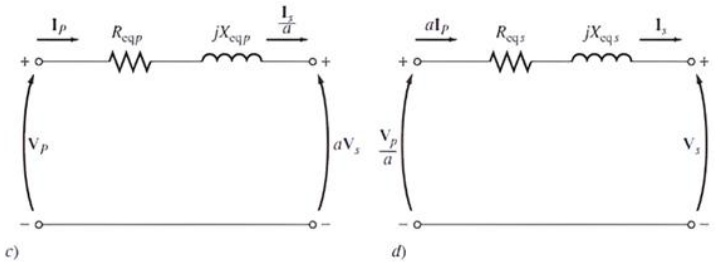


Figura. 12 c) sin rama de excitación, referido al lado primario; d) sin rama de excitación, referido al lado secundario [32]

En la figura 12, cuando se omite la rama de excitación, el circuito equivalente conserva únicamente las impedancias asociadas a los devanados primarios y secundarios. Estas impedancias se combinan y se expresan en un solo lado del transformador, ya sea el primerio o el secundario, mediante un cambio de referencia. El resultado es un modelo más simple, compuesto por una resistencia y una reactancia en serie, que representa las pérdidas y el flujo disperso.

2.6.5. Circuito equivalente del generador síncrono

Permite representar de forma simplificada los efectos que modifican la relación entre el voltaje interno generado y el voltaje que aparece en las terminales del generador.

El voltaje interno es generado en los devanados del estator, pero rara vez coincide con el voltaje de salida debido a varios factores que afectan la operación real de la máquina.

Uno de los fenómenos que más incide en esta relación es la reacción del inducido, que tiene lugar cuando la corriente que recorre el estátor origina su propio campo magnético. Dicho campo interfiere con el campo del rotor y altera el voltaje inducido resultante.

A esto se suman la autoinducción de las bobinas del estátor y la resistencia eléctrica del devanado, factores que también contribuyen a la caída de voltaje entre el punto de generación y el terminal de salida.

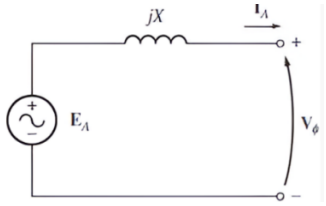


Figura. 13 Circuito simple [32]

Para representar estos efectos, en la figura 13, se utiliza un modelo en el que el voltaje interno se conecta en serie con una impedancia que representa tanto la reacción del inducido como la autoinducción del estator, así como una resistencia equivalente a las perdidas óhmicas. El cual, permite analizar el comportamiento del generador de manera más precisa durante condiciones de carga [32].

2.7. ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se define como la capacidad del sistema para mantener condiciones normales de operación después de una perturbación. La pérdida de sincronismo, denominada también pérdida del paso constituye una de las manifestaciones más frecuentes de inestabilidad. Su consideración resulta indispensable en la planificación de sistema interconectadas, sobre todo ante el crecimiento sostenido de redes cada vez más extensas y complejas.

La respuesta dinámica del sistema puede examinarse a partir de su comportamiento frente a distintos niveles de carga y perturbaciones.

Conforme se incrementa la transferencia de potencia, el sistema se aproxima a un límite a partir del cual la sincronización se ve comprometida.

Dicha respuesta suele ser de carácter oscilatorio, condicionada por la inercia de las máquinas y la relación entre el par mecánico y el eléctrico. Ante perturbaciones de menor magnitud, el sistema tiene la posibilidad de recuperarse si las oscilaciones se amortiguan con el tiempo; sin embargo, cuando estas persisten o se intensifican, queda en evidencia una condición de inestabilidad dinámica.

En función de su origen, la estabilidad puede distinguirse entre estabilidad en estado estable y estabilidad transitoria.

La primera se asocia a incrementos graduales de carga, en tanto que la segunda aparece como consecuencia de disturbios severos, como cortocircuitos. Durante estas fallas, la potencia generada puede caer de manera abrupta, lo que exige al sistema una reacción rápida para no perder el sincronismo.

Con el fin de simplificar el análisis, es habitual agrupar conjuntos de maquinas sincronizadas bajo modelos equivalentes. Para situaciones básicas de estabilidad se recurre al modelo de dos máquinas; no obstante, cuando los sistemas son mas complejos, se hace necesario apoyarse en herramientas computacionales capaces de simular eventos transitorios y evaluar su incidencia en la operación del sistema.

2.7.1. Dinámica de una máquina síncrona

Se fundamenta en el análisis de la energía cinética almacenada en el rotor durante su operación. Esta energía depende directamente del momento de inercia del rotor y de su velocidad angular, la cual puede expresarse tanto en términos mecánicos como eléctricos. Dado que el rotor gira a una velocidad sincrónica determinada por la frecuencia del sistema y el número de polos de la máquina, es posible vincular ambas velocidades mediante una relación proporcional. De esta manera, la energía cinética queda expresada en términos de parámetros eléctricos, lo que simplifica su uso en estudios orientados a la estabilidad y al control dinámico del sistema.

A partir de esta formulación surge la constante de inercia H, cuyo valor refleja la cantidad de energía cinética que el rotor es capaz de almacenar cuando gira a velocidad sincrónica, referida a cada unidad de potencia aparente nominal de la máquina.

Esta constante da cuenta de la capacidad que tiene la máquina para resistir variaciones bruscas en su velocidad angular frente a disturbios de origen eléctrico, y se expresa en megajulios por megavoltamperio (MJ/MVA).

En términos prácticos, valores altos de H reflejan una mayor resistencia a las variaciones de frecuencia, lo cual mejora la estabilidad transitoria del sistema eléctrico frente a perturbaciones.

TABLA III

CONSTANTES DE INERCIA TÍPICAS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

Tipo de máquina	Velocidad nominal (rpm)	Constante de inercia H Energía almacenada en MW-s por MVA^2
Turbo generador	1800	9-6
Condensante	3000	7-4
No condensante	3000	4-3
Generador de rueda hidráulica		
Baja velocidad (<200 rpm)	Variable	2-3
Alta velocidad (>200 rpm)	Variable	2-4
Condensador síncrono	-	
Grande	-	1.25
Pequeño	-	1.00
Motor síncrono con carga variable		≥1.0-5.0
Motores con volantes pesados	-	2.00

Nota. Extraído de [30]

La TABLA III, presenta valores típicos de H para diferentes clases de máquinas síncronas. En ella se observa que los turbogeneradores de vapor exhiben constantes de inercia elevadas, lo que evidencia su mayor capacidad de almacenamiento energético. Por el

contrario, las máquinas hidráulicas, en especial aquellas de baja velocidad, muestran valores considerablemente menores.

Esta diferencia obedece a que, en los generadores de vapor, una proporción considerable de la inercia total proviene del motor primario, mientras que en las turbinas hidráulicas solo una fracción menor corresponde al rodete y a la masa de agua.

Vinculada a esta magnitud, se introduce la constante de inercia M, que resulta de expresar la energía cinética del rotor en función del ángulo eléctrico. Al igual que H, esta constante cuantifica la resistencia del rotor ante variaciones en su velocidad angular, aunque se expresa en unidades de energía por radian o por grado eléctrico.

A diferencia de H, que esta referida a la potencia nominal, M permite aplicar directamente la inercia dentro de las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del generador, particularmente en el análisis de oscilaciones del rotor frente a desequilibrios entre la potencia mecánica suministrada y la potencia eléctrica entregada.

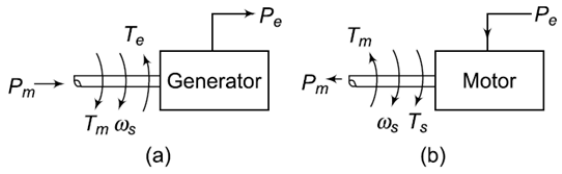


Figura. 14 Flujo de potencias mecánica y eléctrica en una máquina síncrona [30]

La figura 14, ilustra el flujo de potencia en una máquina síncrona, tanto en su funcionamiento como generador como en su operación como motor. En ambos casos, se representan las potencias mecánicas y eléctricas involucradas, así como los pares de torque que intervienen en el proceso dinámico. Esta representación esquemática permite comprender visualmente cómo interactúan las magnitudes energéticas durante las transiciones del sistema, siendo este un aspecto clave para el estudio de la estabilidad y el desempeño dinámico de la máquina.

2.7.2. Ecuación de oscilación

En el análisis de estabilidad en estado transitorio, la ecuación de oscilación representa el comportamiento dinámico del ángulo del rotor de una máquina síncrona ante una perturbación.

Esta expresión permite evaluar si el sistema eléctrico puede mantener el sincronismo frente a desequilibrios entre la potencia mecánica entregada y la potencia eléctrica desarrollada.

Dado que la mayoría de los sistemas modernos incluyen múltiples generadores, su resolución requiere métodos numéricos, incluso en modelos simplificados como el de una sola maquina conectada a un bus infinito.

Una de las técnicas más comunes para resolver esta ecuación es el método punto por punto, el cual consiste en calcular la posición del rotor en intervalos discretos de tiempo.

Este procedimiento, ampliamente utilizado por simplicidad y confiabilidad, se basa en aproximaciones progresivas del ángulo del rotor, tomando como referencia el valor de la potencia de aceleración en cada instante.

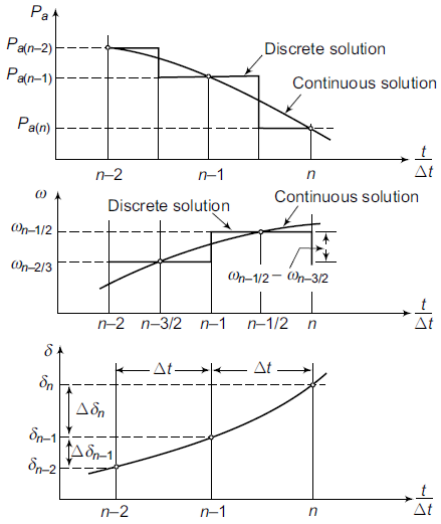


Figura. 15 Solución, punto por punto, de la ecuación de oscilación [30]

En la figura 15, se presenta el procedimiento. En la parte superior se muestra cómo la velocidad angular varía escalonadamente dentro de los intervalos definidos, mientras que en la parte inferior se presenta el crecimiento progresivo del ángulo del rotor a lo largo del tiempo. La curva continua corresponde a la solución teórica ideal, en tanto que la línea escalonada refleja la solución discreta obtenida a través del cálculo numérico.

La brecha entre ambas tiende a reducirse conforme se acorta la duración del intervalo de integración. Este método contempla además los efectos de las discontinuidades que surgen cuando se produce una falla o se elimina una perturbación.

Ante estas situaciones, se toma un valor promedio entre la potencia registrada antes y después del evento, con el propósito de mejorar la exactitud del primer calculo que sigue al cambio brusco. Esta corrección es esencial para mantener la consistencia del modelo durante eventos transitorios.

La solución punto por punto permite trazar la trayectoria completa del sistema frente a una perturbación y determinar si el ángulo del rotor alcanza un valor máximo y luego se estabiliza o si continúa creciendo, indicando perdida de sincronismo.

2.7.3. Ecuación del ángulo de potencia

Para simplificar el análisis de la dinámica del rotor en una máquina síncrona, al resolver la ecuación de oscilación se suelen adoptar ciertas hipótesis. Una de ellas consiste en tratar la potencia mecánica de entrada como constante a lo largo del transitorio, lo que equivale a prescindir de la acción del sistema de control de la turbina, dado que su respuesta es más lenta que la duración del fenómeno analizado. Esta suposición tiene como consecuencia que se tiende a subestimar la capacidad real de estabilización del sistema. De igual forma, se asume que las variaciones de velocidad del rotor son lo suficientemente pequeñas como para ignorarlas, lo que hace posible concentrar el análisis en el desplazamiento angular sin incorporar efectos adicionales en la modelación. Además, se omite la influencia del regulador de voltaje durante el transitorio, por lo que se considera constante la fuerza electromotriz generada. Esta última hipótesis, al igual que las anteriores,

tiende a entregar resultados conservadores, ya que no se incorpora el aporte estabilizador del control de tensión.

- **Modelo simplificado de máquina**

En el estudio de estabilidad, se emplea un modelo simplificado de la maquina síncrona que permite representar su comportamiento eléctrico de forma más manejable.

Este modelo toma como punto de partida la relación entre el voltaje interno, el voltaje terminal y la corriente, teniendo en cuenta las impedancias inherentes a la máquina.

A lo largo del transitorio, una de las reactancias del sistema se reduce como consecuencia de la respuesta dinámica del campo, mientras que la otra se mantiene prácticamente sin variación. Esta circunstancia hace razonable suponer que ambas son aproximadamente equivalentes entre sí. Con base en estas aproximaciones, la máquina puede modelarse como una fuente de voltaje interna conectada en serie con una única reactancia equivalente.

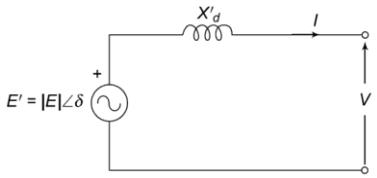


Figura. 16 Modelo de una máquina simplificada [30]

Esta representación, ilustrada en la figura 16, se utiliza con frecuencia en los estudios de estabilidad porque permite analizar el sistema de forma más sencilla, especialmente cuando se trata de máquinas con rotor cilíndrico.

- **Curva del ángulo de potencia**

Representa la relación entre la potencia eléctrica transferida y el desplazamiento angular entre las tensiones internas de dos máquinas síncronas conectadas por una red. Esta relación posibilita examinar la respuesta del sistema ante una perturbación y resulta fundamental en el análisis de estabilidad transitoria. Durante un evento dinámico, se asume que el voltaje interno del generador se mantiene constante, mientras que el voltaje en los terminales fluctúa en función del estado de la red. Para simplificar el estudio, las cargas se

representan mediante elementos estáticos equivalente, lo que permite orientar el análisis hacia el intercambio de potencia entre los generadores.

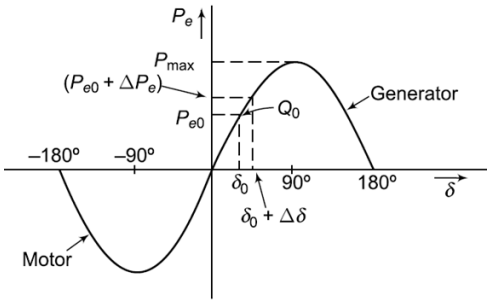


Figura. 17 Curva del ángulo de potencia [30]

En condiciones ideales, cuando la red es puramente reactiva, la potencia eléctrica entrega depende directamente del valor máximo posible y del ángulo de separación entre las tensiones internas.

Esta dependencia sigue una forma senoidal, como se muestra en la figura 17, donde se visualiza que la potencia crece con el ángulo hasta alcanzar un punto máximo.

Superado ese punto, el sistema puede entrar en inestabilidad si no se restablece el equilibrio.

Esta curva es importante para determinar si el sistema puede mantenerse sincronizado después de una perturbación y se utiliza junto con la ecuación de oscilación para estimar la respuesta del rotor en función del tiempo.

2.7.4. Estabilidad en estado transitorio

Se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo ante una perturbación súbita y severa, como puede ser un cortocircuito o la desconexión repentina de una carga importante. Esta forma de estabilidad examina el comportamiento dinámico inmediato del sistema tras la perturbación, en particular durante los primeros segundos, periodo en el que las variables eléctricas y mecánicas experimentan cambios de gran rapidez.

Cuando se trata de una sola maquina síncrona conectada a un sistema de barras infinitas, el fenómeno se aborda mediante una ecuación diferencial no lineal que refleja el equilibrio entre el par mecánico y el par eléctrico. Esta ecuación, denominada ecuación de oscilación, describe la evolución del ángulo de posición del rotor a lo largo del tiempo.

El estudio de la estabilidad en estado transitoria exige identificar las perturbaciones críticas y los puntos vulnerables del sistema.

Si la perturbación produce un desequilibrio temporal entre el par aplicado y el par desarrollado por la máquina, se generará una oscilación del ángulo del rotor. Si este ángulo alcanza un valor máximo y luego comienza a disminuir, el sistema se considera estable, de lo contrario, si continúa aumentando, se concluye que el sistema perdió el sincronismo. Con el fin de simplificar el análisis, se adoptan ciertas hipótesis de trabajo, entre las que se cuentan: despreciar la resistencia de la línea o de la máquina, omitir los efectos de amortiguamiento, y considerar constantes la velocidad del rotor, la entrada mecánica y el voltaje detrás de la reactancia transitoria.

En la práctica, el estudio sigue una secuencia ordenada de pasos. El primero consiste en establecer la condición previa a la falla, determinando el voltaje interno y el ángulo inicial del rotor.

Luego se modela la perturbación y se analiza la evolución del sistema durante la falla y tras su eliminación. Este procedimiento se denomina estudio de estabilidad y puede aplicar se a sistemas de cualquier tamaño.



Figura. 18 Una sola máquina y bus infinito [30]

En la figura 18, se ilustra un esquema simplificado en el que una máquina síncrona se conecta mediante una línea de transmisión a un bus infinito, el cual actúa como una referencia ideal con tensión y frecuencia constantes. Además, se incluye un interruptor en la línea que permite simular la apertura y cierre ante una perturbación.

Este modelo facilita la evaluación del comportamiento del sistema durante una falla súbita y su posterior recuperación, centrándose en la evolución del ángulo del rotor, Es una herramienta fundamental para aplicar criterios de estabilidad y estimar el margen de energía disponible para mantener el sincronismo.

Por razones prácticas, se hacen varias simplificaciones: se descartan efectos como la resistencia de línea, el amortiguamiento interno de la maquina y las acciones automáticas del regulador de voltaje y del gobernador. En redes con múltiples generadores, es habitual agrupar máquinas con características similares para reducir la complejidad del estudio. Ante una falla de consideración, los disyuntores aíslan la zona afectada y, una vez superado el problema, la reconectan de forma automática. El tiempo que dura esta desconexión tiene un peso determinante: mientras menor sea, mayores son las probabilidades de que el sistema conserve su estabilidad. El procedimiento para valorar la estabilidad transitoria comprende tres etapas: establecer las condiciones previas a la falla, modelar la evolución del sistema durante el evento y tras su ocurrencia, y verificar si el sistema logra retornar a un estado estable.

2.7.5. Estabilidad con un sistema multimáquina

En sistemas eléctricos con múltiples generadores, el análisis de estabilidad se vuelve más complejo debido a la interacción entre todas las maquinas involucradas.

Para evaluar esta condición, es necesario establecer el estado eléctrico y mecánico de cada generador antes, durante y después de una perturbación, siguiendo una secuencia de pasos estructurados.

Primero, se determina las condiciones iniciales de operación a partir de los datos de flujo de carga antes de la falla. A partir de estos datos se calcula la magnitud de la fuerza electromotriz interna y el ángulo inicial de cada generador, registrándose también las potencias mecánicas de entrada provenientes de las turbinas.

Con esta información disponible, se construye el modelo equivalente de red empleando las reactancias transitorias de los generadores. Una vez definido dicho modelo, la representación de la red se adapta para reflejar tres condiciones distintas: el estado durante la falla, el período posterior a su eliminación y la etapa que sigue a la eventual reconexión de líneas.

Esto implica calcular matrices de admitancia para cada escenario, lo que permite simular con precisión el comportamiento del sistema en cada etapa.

Durante el modo de falla, se aplican las ecuaciones dinámicas de cada generador para determinar su evolución temporal. Estas ecuaciones se resuelven paso a paso mediante métodos numéricos que permiten observar cómo varía el ángulo del rotor de cada maquinas en el tiempo. Posteriormente, este mismo procedimiento se repite para el estado posterior a la falla y para la condición de reconexión, si corresponde [30].

2.8. PROGRAMAS PARA MODELADO Y SIMULACIÓN ELÉCTRICA

En el análisis y la simulación de sistemas eléctricos de potencia ha evolucionado debido al desarrollo de herramientas computacionales especializadas. Estos programas permiten modelar con precisión los diferentes componentes de un sistema eléctrico, facilitando la evaluación de su comportamiento bajo diversas condiciones operativas. Además, proporcionan entornos interactivos para realizar estudios de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad, entre otras.

- **DIgSILENT Power Factory**

Es un software que ofrece herramientas avanzadas para el análisis, simulación y modelado de los sistemas eléctricos de potencia.

En especial, para el análisis de estabilidad en estado transitorio, el procedimiento comienza con la definición del estado inicial del sistema mediante el flujo de carga, para luego configurar eventos perturbadores como fallas de línea o perdida de generación.

PowerFactory permite simular estos eventos y su impacto en el sistema mediante un entorno de simulación RMS balanceado, que modela transitorios electromecánicos de

mediano y largo plazo. Además, ofrece capacidades para eventos no balanceados, aprovechando su biblioteca de modelos y métodos numéricos avanzados.

Durante la simulación, se monitorean variables criticas como el ángulo del rotor, la velocidad del generador y los flujos de potencia.

Esto permite identificar el margen del tiempo critico de despeje ante una falla y evaluar si el sistema recupera su sincronismo o si alguna máquina pierde estabilidad [33].

CAPÍTULO III
MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se presenta la metodología empleada para el posterior análisis de la estabilidad del sistema de subtransmisión de EMELNORTE. Por consiguiente, se detalla la información técnica de los parámetros de los elementos del sistema, el modelado del sistema eléctrico, la definición de los escenarios de operación y contingencias N-1.

3.1. MATERIALES, EQUIPOS Y SOFTWARE

- **Software DIgSILENT Power Factory**

Es una herramienta especializada en el análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia. Este software permite evaluar la operación y estabilidad de sistemas de generación, transmisión y distribución, mediante simulaciones que consideren distintos escenarios de operación y contingencias.

PowerFactory combina capacidades de modelado con algoritmos avanzados y un sistema de base de datos integral, lo que permite realizar análisis dinámicos y estudios de estabilidad [34].

3.2. METODOLOGÍA

La metodología es el conjunto de procedimientos que guían en el desarrollo y la justificación de una investigación, permitiendo de este modo, comprender de forma ordenada el proceso investigativo.

Este trabajo de investigación se apoyó en el método científico, que permite analizar fenómenos transitorios mediante la observación y su descripción, siguiendo una secuencia de etapas [35].

Esta metodología se sustenta en la integración de distintos métodos científicos que permite lograr los objetivos planteados de forma estructurada. Estos métodos se aplicaron conforme al flujograma presentado en la figura 19 y se describen a continuación.

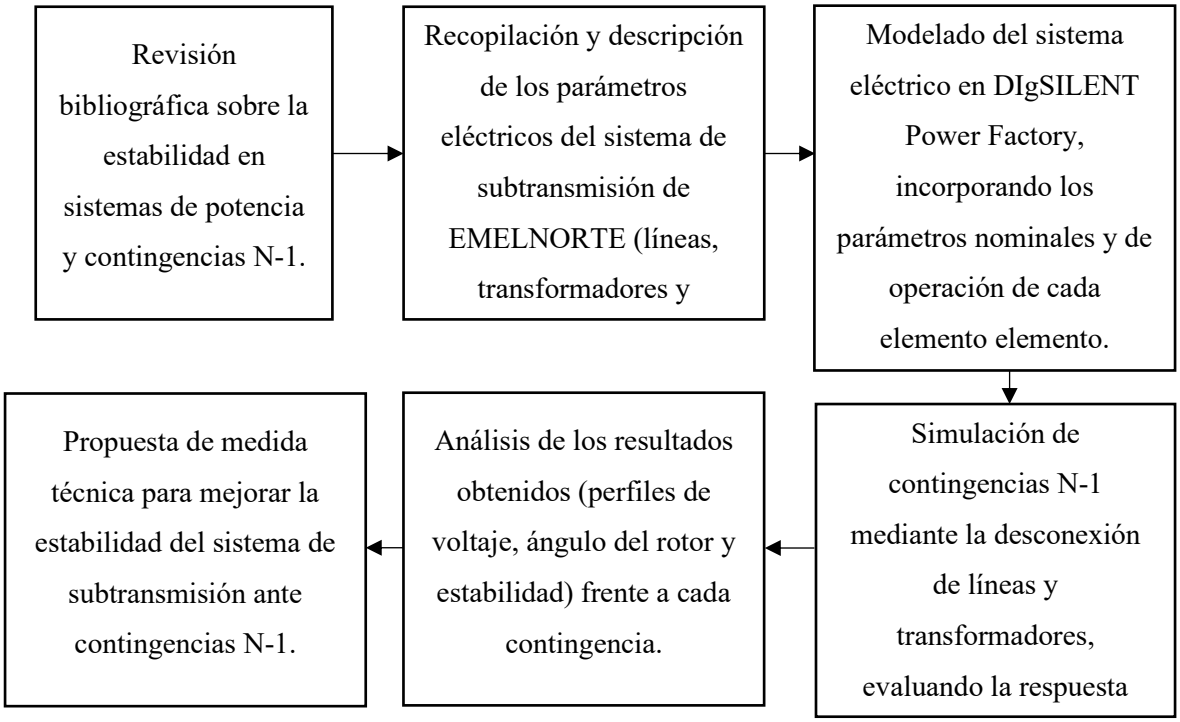


Figura. 19 Flujograma metodológico de la investigación

3.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La metodología documental se desarrolló a través de la revisión bibliográfica, para fundamentar conceptualmente y organizar la información proveniente de fuentes especializadas que abordan aspectos como la estructura del sistema eléctrico, los parámetros eléctricos del sistema de subtransmisión, la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia y programas para modelado y simulación eléctrica.

3.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La metodología descriptiva se empleó con el fin de caracterizar de manera detallada el sistema de subtransmisión de EMELNORTE. Este enfoque permite exponer la estructura y componentes que conforman el sistema eléctrico en estudio, como son las líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución y las centrales de generación.

La Empresa Eléctrica Regional del Norte EMELNORTE es una empresa distribuidora de energía eléctrica en la zona norte del Ecuador y proporciona el servicio de suministro eléctrico.

Actualmente, atiende a 262 230 abonados cubriendo las provincias de Carchi e Imbabura; los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo en Pichincha; los sectores de Alto Tambo y Durango en la provincia de Esmeraldas; y La Bonita en la provincia de Sucumbíos, con una extensión territorial de 11.979 km^2.

3.4.1. Interconexión con el Sistema Nacional Interconectado

Por medio de puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, el sistema de subtransmisión de EMELNORTE se alimenta; tres en la subestación Tulcán de CELEC E.P. Transelectric y seis en la subestación Ibarra, según detalle a continuación:

Subestación Tulcán CELEC E.P. Transelectric 138/69 kV:

- Bahía de salida Tulcán.
- Bahía de salida San Gabriel.
- Bahía de salida San Miguel de Car (sin uso)

Subestación Ibarra CELEC E.P. Transelectric 138/69 kV

- Bahía de salida Lafarge 69 kV.
- Bahía de salida El Retorno 69 kV
- Bahía de salida Alpachaca 69 kV
- Bahía de salida Cotacachi 69 kV
- Bahía de salida Otavalo 69 kV
- Bahía de salida Otavalo 34,5 kV (Sin uso por ajuste de nivel de voltaje a 69 kV) [36].

3.4.2. Sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE es la red encargada de transportar la energía desde los puntos de conexión con el Sistema Nacional Interconectado hacia las zonas de consumo.

Para llevar a cabo las simulaciones y evaluar el comportamiento del sistema, es importante conocer los parámetros eléctricos que compone.

Por lo tanto, el sistema se ha estructurado en tres componentes principales: la red de líneas de subtransmisión por donde fluye la energía eléctrica, las subestaciones de distribución encargadas de transformar el nivel de voltaje y las centrales de generación locales que inyectan potencia directamente a esta red.

3.4.2.1 Líneas de subtransmisión

EMELNORTE dispone de 20 líneas de subtransmisión que alcanza una longitud de 262,67 km, consta de 18 líneas a un voltaje de 69 kV y 2 líneas a un voltaje de 34,5 kV; las dos últimas permite evacuar la potencia de la Generación de las Centrales Hidroeléctricas El Ambi y San Miguel de Car de EMELNORTE. En la TABLA IV y V se detalla.

TABLA IV (PARTE I)
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

No	Líneas de subtransmisión	Nivel de voltaje (kV)	Km	Tipo de conductor
1	B. Tulcán – B. El Rosal	69	5,6	ACSR – Linnet – 336.4 MCM
2	B. Tulcán – B. Tulcán T.	69	2	ACSR – Hawk – 477 MCM
3	B. Tulcán – B. San Gabriel	69	28,08	ACSR – Hawk – 477 MCM
4	B. San Gabriel– B. El Ángel	69	1	ACSR – Linnet – 336.4 MCM
5	B. El Ángel – B. El Chota	69	21,77	ACSR – Linnet – 336.4 MCM
6	B. El Chota – B. La Carolina	69	40,26	ACSR – Hawk – 477 MCM
7	B. Bellavista– B. Alpachaca	69	6,132	ACSR – Hawk – 477 MCM
8	B. Alpachaca – B. El Chota	69	15	ACSR – Linnet – 336.4 MCM
9	B. Bellavista – B. Unacem	69	21,57	ACSR – Hawk – 477 MCM
10	B.Bellavista–B.San Agustín	69	8,55	ACSR – Hawk – 477 MCM

Nota. Extraído de [36]

TABLA V (PARTE II)
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

No	Líneas de subtransmisión	Nivel de voltaje (kV)	Km	Tipo de conductor
11	B. San Agustín – B. El Retorno	69	5,04	ACSR – Hawk – 477 MCM
12	B. Bellavista – B. Cotacachi	69	14,48	ACSR – Hawk – 477 MCM
13	B. Bellavista – B. Atuntaqui	69	13,3	ACSR – Hawk – 477 MCM
14	B. Atuntaqui – B. San Vicente	69	18,73	ACSR – Hawk – 477 MCM
15	B. San Vicente – B. Otavalo	69	3,35	ACSR – Hawk – 477 MCM
16	B. Otavalo – B. Cayambe	69	26,48	ACSR – Patridge – 266.8 MCM
17	B. Cayambe – B. Cananvalle	69	7,44	ACSR – Hawk – 477 MCM
18	B. Cananvalle – B.La Esperanza	69	6,572	ACSR – Hawk – 477 MCM
19	B. Alpachaca – B. El Ambi	69	3,71	ACSR – Raven 1/0 AWG
20	B. El Rosal – B. San Miguel	69	13,61	ACSR – Raven 1/0 AWG

Nota. Extraído de [36]

3.4.2.2 Subestaciones de distribución

Actualmente, el sistema de subtransmisión opera con 17 subestaciones de distribución, con una potencia nominal tipo enfriamiento normal OA de 212,17 MVA. La información de las subestaciones se presenta en la tabla VI y VII.

TABLA VI (PARTE I)
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE

No	Subestación	Transformadores (MVA)	Nivel de voltaje (kV)	Capacidad	
				OA	OF
1	S/E Ajaví	T. Ajaví 10/12.5	69/13,8	10	12.5
2	S/E Alpachaca	T. Alpachaca 20/25	69/13,8	20	25
3	S/E Atuntaqui	T. Atunt. 20/25	69/13,8	20	25
4	S/E Cananvalle	T. Canan. 20/25	69/13,8	20	25
5	S/E La Carolina	T. LaCarol 5/6,25	69/13,8	5	6.25
6	S/E Cayambe	T. Cayambe 1 10/12.5	69/13,8	10	12.5
		T. Cayambe 2 10/12.5	69/13,8	10	12.5

Nota. Extraído de [36]

TABLA VII (PARTE II)

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE

No	Subestación	Transformadores (MVA)	Nivel de voltaje (kV)	Capacidad	
				OA	OF
7	S/E Cotacachi	T. Cotacachi 10/12.5	69/13,8	10	12.5
8	S/E El Ángel	T. El Ángel 2.5	69/13,8	2.5	
9	S/E El Retorno	T. El Retorno 10/12.5	69/13,8	10	12.5
10	S/E El Rosal	T. El Rosal 20/25	69/13,8	20	25
11	S/E La Esperanza	T. La Esperanza 10/12.5	69/13,8	10	12.5
12	S/E San Vicente	T. San Vicente 10/12.5	69/13,8	10	12.5
13	S/E Otavalo	T. Tupig. 10/12.5	69/13,8	10	12.5
14	S/E San Agustín	T. San Agustín 20/25	69/13,8	20	25
15	S/E San Gabriel	T. San Gabriel 10/12.5	69/13,8	10	12.5
16	S/E Tulcán	T. Tulcán 10/12.5	69/13,8	10	12.5
17	S/E El Chota	T. El Chota 1.5/6.25	69/13,8	5	6.25
		T. El Chota 2.5	69/13,8	5	

Nota. Extraído de [36]

3.4.2.3. Centrales de generación

EMELNORTE cuenta con generación propia con una capacidad nominal de 13,36 MVA, destinada a cubrir parte de su demanda. En la TABLA VIII se detallan las centrales correspondientes.

TABLA VIII

CENTRALES DE GENERACIÓN DE EMELNORTE

No	Central	Tipo	Ubicación	Potencia nominal (MVA)
1	Ambi	Hidroeléctrica	Imbabura	2X5
2	San Miguel de Car	Hidroeléctrica	Carchi	1X3.69
3	La Playa	Hidroeléctrica	Carchi	3X0.55
4	Buenos Aires	Hidroeléctrica	Imbabura	1.25

Nota. Extraído de [36]

En la TABLA IX y X están integradas al sistema varias empresas generadoras pertenecientes a diferentes entidades [36].

TABLA IX

GENERADORAS PERTENECIENTES A DIFERENTES ENTIDADES

No	Central	Pertenece A	Potencia nominal (MVA)
1	San Gerónimo	Hidroimbabura	2X0.25
2	Cotacachi	M.Cotacachi	1X0.20+1X0.25
3	Ind. Algodonera	SEERMA	1X0.3+1X0.4
4	Antonio Ante	SEERMA	2X0.25
5	Electrocórdova	M.Espejo	0,25
6	Espejo	M.Espejo	1X0.26+1X0.4
7	Otavalo I	Electroandina	1X0.250
8	Otavalo II	Electroandina	1X0.527
9	Moderna alimentos	Molinos la Unión	1X1.5+1X2
10	Ecuajugos	Nestlé	1

Nota. Extraído de [36]

TABLA X

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

No	Pertenece A	Generación fotovoltaica	Potencia nominal (MVA)
1	Gransolar	Salinas	2
2	Gransolar	Tren Salinas	1
3	Valsolar	Paragachi	3
4	Electrisol	Electrisol	1

Nota. Extraído de [36]

3.5. MODELACIÓN DEL SISTEMA EN DIGSILENT

En esta etapa, el método simulativo fue empleado ya que permitió representar en un entorno digital el sistema de subtransmisión, analizar su respuesta ante diferentes escenarios de operación y realizar configuraciones sin intervenir físicamente la red.

Para construir el modelo, se incorporaron en el DIgSILENT los parámetros eléctricos previamente identificados en la descripción del sistema eléctrico, incluyendo directamente las características de las líneas.

Después, se añadieron los datos nominales y de operación correspondientes a los transformadores y generadores, completando la configuración de los elementos que conforman el sistema de subtransmisión.

A continuación, se presenta la fundamentación matemática del comportamiento dinámico del sistema, en la cual se desarrollan las ecuaciones que describen el modelado de los elementos involucrados; posteriormente, dicho modelo es empleado para el planteamiento y la simulación de las contingencias.

3.5.1. Fundamentación matemática del comportamiento dinámico

Se integra la formulación requerida para interpretar el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia, reuniendo las ecuaciones esenciales para evaluar la estabilidad angular.

3.5.1.1. Dinámica de una máquina síncrona

En una máquina síncrona para determinar la energía cinética se desarrolla mediante la siguiente ecuación:

$$EC = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \times 10^{-6} \quad [MJ] \tag{1}$$

Donde,

J: momento de inercia del rotor en [kg-m^2].

ω_{sm}: velocidad síncrona en rad [mecánicos/s].

Para poder sustituir ω_{sm} en la ecuación (1) se debe despejar la velocidad síncrona ω_{sm} de la ecuación (2) y de esta manera quedando el despeje en la ecuación (3):

$$\omega_s = \left(\frac{P}{2}\right)\omega_{sm}$$

(2)

ω_s: velocidad del rotor en rad [eléctricos/s].

P: número de polos de la máquina.

$$\omega_{sm} = \left(\frac{2}{P}\right)\omega_s$$

(3)

Sustituyendo el despeje de ω_{sm} de la ecuación (3) en la ecuación (1), como resultado:

$$\mathrm{EC} = \frac{1}{2}\mathrm{J}\left[\left(\frac{2}{\mathrm{P}}\right)\omega_s\right]^2 \times 10^{-6}$$

(4)

En la ecuación (4) desarrollada se separa una ω_s ya que $\omega_S^2 = \omega_s \times \omega_s$.

$$EC = \frac{1}{2}\left[J\left(\frac{2}{P}\right)^2 \omega_s \times 10^{-6}\right]\omega_s$$

(5)

Sustituyendo la ecuación (6) que es el bloque equivalente de M en la ecuación (5), se llega a la expresión simplificada que es la ecuación (7):

$$M = J\left(\frac{2}{P}\right)^2 \omega_s \times 10^{-6}$$

(6)

M: momento de inercia en [MJ-s/rad eléctrico].

$$EC = \frac{1}{2} M \omega_s$$

(7)

La constante de inercia H se define de tal forma que:

$$GH = EC = \frac{1}{2} M \omega_s \quad [MJ]$$

(8)

Donde,

G: potencia nominal (base) de la maquina en [MVA] (trifásica).

H: constante de inercia [MJ/MVA] o [MW-s/MVA].\

Se despeja M de la ecuación (8):

$$M = \frac{2GH}{\omega_s}$$

(9)

Por tanto, considerando que la velocidad angular eléctrica (ω_s) depende directamente de la frecuencia del sistema (f), es establece que:

$$\omega_s = 2\,\pi f \text{ [rad /s]}$$

(10)

Al sustituir la ecuación (10) en la ecuación (9), el valor 2 del numerador y del denominador se cancelan resultando en la igualdad:

$$M = \frac{2GH}{2\,\pi f} = \frac{GH}{\pi f} \qquad [MJ - s/rad\ eléctricos]$$

(11)

El termino πf en el denominador arrastra las unidades de radianes. Para expresar el ángulo de carga del rotor en grados eléctricos en lugar de radianes, debe transformarse la velocidad.

La relación de conversión fundamental entre ambos sistemas de medición es:

$$\pi radianes = 180^0 \rightarrow 1rad = \frac{180^0}{\pi}$$

(12)

Por tal razón, la velocidad angular expresada en grados eléctricos por segundo es:

$$\omega_s(grados) = 2\pi f\left(\frac{180^0}{\pi}\right) = 360^0 f \quad [grados\ eléctricos/s]$$

(13)

Al sustituir el resultado de la ecuación (13) en la ecuación (9) el ω_s utilizando el valor en grados eléctricos es:

$$M = \frac{2GH}{360f}$$

(14)

Simplificando la fracción al dividir tanto el numerador como el denominador entre 2:

$$M = \frac{GH}{180f}\ [MJ - s/grados\ eléctricos]$$

(15)

Al tomar G como base, la constante de inercia por unidad es:

$$M_{(pu)} = \frac{H}{\pi f} \quad [s^2/rad\ eléctricos] \tag{16}$$

$$M_{(pu)} = \frac{H}{180\pi f} \quad [s^2/grados\ eléctricos] \tag{17}$$

3.5.1.2. La ecuación de oscilación

La dinámica del rotor se conoce de la siguiente manera:

$$J = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad [N_m] \tag{18}$$

Donde,

θ_m: ángulo en radianes [mecánicos].

T_m: par de rotación en Nm; obtiene un valor negativo para una maquina en motorización (consumiendo potencia).

T_e: par electromagnético en [Nm]; desarrolla un valor negativo para una maquina en motorización.

En la ecuación (18), la velocidad del rotor presenta variaciones insignificantes durante el periodo de interés; por lo tanto, la formulación se transfiere a su formato de potencia asumiendo que la velocidad de la máquina permanece constante a la velocidad síncrona.

El comportamiento dinámico del rotor se representa mediante la ecuación (19), la cual describe cómo oscila una máquina síncrona ante variaciones en la potencia:

$$\frac{H}{\pi f}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad [pu] \tag{19}$$

Donde,

P_a: potencia de aceleración

P_m: potencia mecánica

P_e: potencia eléctrica

3.5.1.3. Sistema multimáquinas

En los sistemas de varias máquinas se requiere establecer una base común del mismo.

Sean

$G_{máq}$: potencia nominal de la máquina (base)

$G_{sistema}$: base del sistema

La ecuación es la siguiente:

$$\frac{G_{máq}}{G_{sistema}}\left(\frac{H_{máq}}{f}\frac{d^2\delta}{dt^2}\right) = (P_m - P_e)\frac{G_{máq}}{G_{sistema}} \tag{20}$$

O,

$$\frac{H_{sistema}}{\pi f}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad [pu]\ en\ la\ base\ del\ sistema \tag{21}$$

Donde,

$$H_{sistema} = H_{máq}\left(\frac{G_{máq}}{G_{sistema}}\right)$$

(22)

$H_{sistema}$: constante de inercia de la máquina en la base del sistema.

3.5.1.4. Máquinas en oscilación coherente

Al tener en cuenta las ecuaciones de oscilación de dos máquinas en una base de sistema común.

$$\frac{H_1}{\pi f}\frac{d^2\delta_1}{dt^2} = P_{m1} - P_{e1} \quad [pu]$$

(23)

$$\frac{H_2}{\pi f}\frac{d^2\delta_2}{dt^2} = P_{m2} - P_{e2} \quad [pu]$$

(24)

Estas dos máquinas oscilan en forma coherente por lo cual, disminuye a una máquina, entonces la ecuación de la inercia equivalente es:

$$H_{eq} = H_{1\,máq}G_{1\,máq}/G_{sistema} + H_{2\,máq}G_{2\,máq}/G_{sistema}$$

(25)

Esta fórmula se puede utilizar para cualquier cantidad de máquinas, pero si oscilan de manera coherente.

3.5.1.5. Modelo de transferencia de potencia en máquinas de polos salientes

La salida de potencia de un generador de polos salientes se da del siguiente modo:

$$P = \frac{|V_t||E_f|}{X_d} sen\delta + \frac{|V_t|^2(X_d - X_q)}{2X_d X_q} sen\ 2\delta \quad (26)$$

Donde el primer término representa la potencia electromagnética fundamental, vinculada a la excitación de la máquina y constituye la mayor parte de la energía transferida.

El segundo término define la denominada potencia de reluctancia, la cual surge exclusivamente debido a la asimetría magnética del rotor ($X_d > X_q$). En diseños convencionales, la magnitud máxima de esta componente de reluctancia es minoritaria, representando típicamente entre el 10 y 20% de la potencia máxima total del generador, lo que modifica la curva característica de la potencia vs ángulo.

Donde,

P: potencia activa entregada por el generador a la red eléctrica en [p.u.] o [MW].

V_t: magnitud de voltaje en los bornes o terminales de la maquina en [p.u.] o [kV].

E_f: magnitud de voltaje interna inducida en el estator en [p.u]. o [kV].

X_d: reactancia sincrónica en el eje directo (eje magnético principal) en [Ω] o [p.u].

X_q: reactancia sincrónica en el eje en cuadratura (eje interpolar) en [Ω] o [p.u].

δ: ángulo de carga del rotor (ángulo par), el cual mide el desplazamiento angular del eje físico respecto al fasor de voltaje de la red.

En la figura 20, la representación gráfica de potencia-ángulo muestra que la máxima transferencia de potencia ocurre a un ángulo $\delta<90^0$ (aproximadamente a 70^0). De igual manera, el coeficiente de potencia sincronizante, definido por la derivada parcial ($\frac{dP}{d\delta}$), exhibe

un valor superior en los generadores de polos salientes en comparación con una máquina de rotor cilíndrico, incrementando la capacidad de restitución del sincronismo.

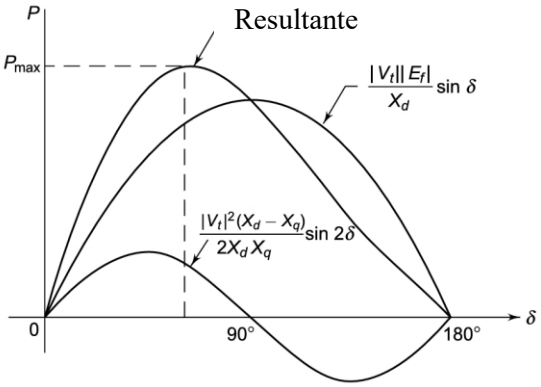


Figura. 20 Curva de ángulo de potencia para generador de polos salientes [37]

3.5.1.6. Sistemas simples

- **Máquina conectada a un bus infinito**

La figura 21 representa el modelo de circuito para una maquina conectada a un bus infinito mediante una línea de reactancia X_e.

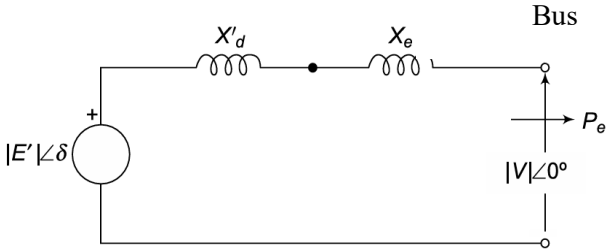


Figura. 21 Máquina conectada a un bus infinito [37]

En la resolución del circuito se utiliza la siguiente ecuación para encontrar la reactancia total:

$$X_{transferencia} = X'_d + X_e \quad (27)$$

Asimismo, la potencia generada mediante la ecuación:

$$P_e = \frac{|E'||V|}{X_{transferencia}} Sen\delta = P_{máx} Sen\delta$$

(28)

- **Sistema de dos máquinas**

Al tener dos máquinas finitas conectadas por una línea X_e como se observa en la figura 22, una de las máquinas opera como generador y la otra como motor.

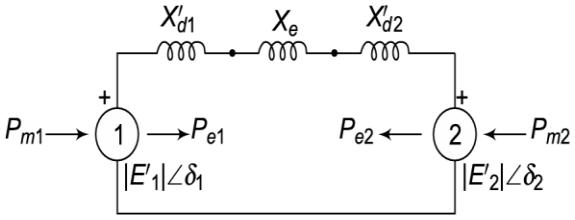


Figura. 22 Sistema de dos máquinas [37]

En condiciones estacionarias, antes de que el sistema sea dinámico se presenta la ecuación:

$$P_{m_1} = -P_{m_2} = P_m$$

(29)

Durante el estado estable o en la condición dinámica, la salida de potencia eléctrica del generador debe absorberla el motor (la red no tiene pérdidas).

Las ecuaciones (30) y (31) constituye la oscilación para las dos máquinas:

$$\frac{d^2\delta_1}{dt^2} = \pi f\left(\frac{P_{m1} - P_{e1}}{H_1}\right) = \Pi f\left(\frac{P_m - P_e}{H_1}\right)$$

(30)

$$\frac{d^2\delta_2}{dt^2} = \pi f\left(\frac{P_{m2} - P_{e2}}{H_2}\right) = \Pi f\left(\frac{P_e - P_m}{H_2}\right)$$

(31)

3.5.1.7. Estabilidad en estado estable

En un circuito especifico de un sistema de potencia, el límite de estabilidad en estado estable es la potencia máxima con la cual se puede transferir el extremo receptor sin provocar pérdidas del sincronismo.

Mediante la figura 21, se definirá la dinámica a partir de las siguientes ecuaciones:

$$M = \frac{H}{\pi f} \ en\ sistemas\ [pu]$$

(32)

$$P_e = \frac{|E'||V|}{X_d} sen\delta = P_{máx} sen\delta$$

(33)

Las ecuaciones (32) y (33) necesitan implementar la reactancia del eje directo X_d y de igual manera el voltaje detrás de X_d para determinar la estabilidad en estado estable.

Considerando que el sistema está operando con una transferencia estable de potencia $P_{e0} = P_m$, correspondiente a un ángulo de par δ_0. Ante un pequeño incremento ΔP_e en la

potencia eléctrica, con la potencia mecánica P_m fija, el ángulo de par cambia a $(\delta_0 + \Delta\delta)$. Linealizando en la ecuación (33) alrededor del punto de operación, se obtiene:

$$\Delta P_e = \left(\frac{\partial P_e}{\partial \delta}\right)_0 \Delta\delta \tag{34}$$

Donde,

$\boldsymbol{\Delta P_e}$**:** variación de la potencia eléctrica ante la perturbación [pu].

$\left(\frac{\partial P_e}{\partial \delta}\right)_0$**:** pendiente de la curva potencia- ángulo evaluada en el punto de operación δ_0.

$\boldsymbol{\Delta\delta}$**:** variación del ángulo de par respecto a δ_0.

Sustituyendo la ecuación (34) en la ecuación de oscilación (32), las excursiones de $\Delta\delta$ quedan descritas por:

$$M\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \left(\frac{\partial P_e}{\partial \delta}\right)_0 \Delta\delta = 0 \tag{35}$$

Cuya ecuación característica es:

$$Mp^2 + \left(\frac{\partial P_e}{\partial \delta}\right)_0 = 0 \tag{36}$$

Donde,

$\boldsymbol{M}$**:** coeficiente de inercia de la máquina, definido en la ecuación (32).

$\boldsymbol{p}$**:** raíz de la ecuación característica (variable de Laplace).

Las raíces de la ecuación (36) son:

$$P = \pm \left[\frac{-(\frac{\partial P_e}{\partial \delta})_0}{M} \right]^{\frac{1}{2}}$$

(37)

Al termino $(\frac{\partial P_e}{\partial \delta})_0$ se le denomina coeficiente de sincronización, también conocido rigidez eléctrica de la maquina síncrona. Este coeficiente representa la capacidad de la maquina para recuperar el sincronismo ante una pequeña perturbación del ángulo de par.

Mientras el coeficiente de sincronización sea positivo, las raíces de la ecuación (37) son imaginarias puras y conjugadas, lo que indica que el sistema presenta un comportamiento oscilatorio alrededor de δ_0, con una frecuencia natural de oscilación dad por:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{1}{M}\left(\frac{\partial P_e}{\partial \delta}\right)_0}$$

(38)

ω_n: frecuencia natural de oscilación del sistema [rad/s].

En la práctica, la resistencia de línea y los devanados amortiguadores de la maquina no considerados en este modelo idealizado introducen un amortiguamiento que hace que dichas oscilaciones decaigan con el tiempo, en lugar de mantenerse indefinidamente. Por el contrario, cuando el coeficiente de sincronización es negativo, las raíces de la ecuación (37) son reales y de signo opuesto, lo que provoca que el ángulo de par crezca sin límite ante cualquier pequeña perturbación, llevando a la perdida de sincronismo del generador.

3.5.1.8. Estabilidad transitoria

La ecuación de oscilación establece la dinámica de una sola máquina síncrona a barras infinitas:

$$M\frac{d^2\delta}{dt} = P_m - P_{máx}\, sen\delta \tag{39}$$

No existe una solución cerrada para esta ecuación, a excepción del caso simple P_m=0; sin embargo, dicho caso carece de aplicabilidad práctica y su resolución requiere de integrales elípticas. Se presenta la ausencia de criterios generales para encontrar la estabilidad del sistema ante grandes perturbaciones (estabilidad transitoria).

Por lo tanto, una estrategia para abordar la estabilidad transitoria consiste en determinar las perturbaciones más severas y sus localizaciones críticas en el sistema; la selección se fundamenta en experiencia operativa y el juicio técnico del analista del sistema de potencia.

Para facilidad en los análisis, se realiza algunas suposiciones y simplificaciones:

Se desprecia tanto la línea de transmisión como la resistencia de la máquina síncrona.

1. El término de amortiguamiento que aporten los devanados amortiguadores de la máquina se omite.

2. Consideración de que la velocidad del rotor es síncrona.

3. Durante el transitorio la entrada mecánica hacia la máquina se mantiene constante.

4. El voltaje detrás de la reactancia transitoria es constante.

5. En un análisis de estabilidad, no es difícil considerar las capacitancias en derivación (shunt).

6. Las cargas se diseñan como admitancias constantes.

El procedimiento para un estudio de estabilidad se describe para un sistema de una sola máquina y bus infinito como se visualiza en la figura 23.



Figura. 23 Sistema de una máquina conectada a un bus infinito [37]

Los pasos son los siguientes:

1. A partir de la carga antes de la falla, obtener el voltaje detrás de la reactancia transitoria y el ángulo de par δ_0 de la máquina en referencia al bus infinito.

2. Para la determinada falla, desarrollar la ecuación de transferencia de potencia $P_e(\delta)$ durante la falla.

3. Después de obtener el δ_0 en el paso 1. Calcular δ en función del tiempo, por medio de una técnica numérica en la resolución de la ecuación diferencial no lineal.

4. Al eliminar la falla, se obtiene una vez más $P_e(\delta)$ y la resolución para $\delta(t)$. En este caso $P_e = 0$ ya que al despejar la falla el sistema se desconecta.

5. Al cerrar la línea de transmisión se debe calcular nuevamente $P_e(\delta)$ y seguidamente $\delta(t)$.

6. El $\delta(t)$ pasa por un valor máximo y disminuye lo que determina que el sistema es estable.

3.5.1.9. Estabilidad con un sistema multimáquinas

Para la estabilidad con diversas máquinas son los siguientes pasos:

1. Con el flujo de carga inicial, se calculan el voltaje interno transitorio (E'_k), el ángulo inicial del rotor δ_k^0 y la potencia mecánica P_{mk} de cada generador.

2. Se modifica la red incorporando las reactancias transitorias de eje directo detrás de los nodos de dos máquinas síncronas.

3. Se construye la matriz de admitancias nodales Y_{bus} para las tres condiciones del evento: durante la falla, en el despeje y tras la reconexión de la línea.

4. Durante la falla, se determinan las potencias de salida mediante las ecuaciones de ángulo de potencia y se resuelven la ecuación de oscilación con integración numérica.

5. Se repite el cálculo numérico secuencial para evaluar el comportamiento del sistema en los periodos después de falla y después de reconexión.

6. Se analizan las curvas temporales $\delta(t)$ de todas las máquinas; el sistema es estable si las oscilaciones se amortiguan y convergen a un nuevo equilibrio.

3.5.1.10. Flujo de potencia y pérdidas en el sistema multimáquina

Previo al análisis de estabilidad de un sistema multimaquina, es necesario determinar el estado de operación en régimen permanente del sistema eléctrico, lo cual se obtiene mediante el estudio de flujo de potencia. Este estudio permite calcular las magnitudes y ángulos en todos los nodos del sistema, así como los flujos de potencia activa y reactiva que circulan por cada línea, a partir de la potencia generada y demandada en cada barra.

La potencia compleja inyectada en un nodo i se expresa como:

$$S_i = P_{i+j}Q_i = v_i J i^*$$

(40)

Donde la corriente inyectada en dicho nodo se relaciona con los voltajes de todo el sistema a través de la matriz de admitancias de barra Y_{bus}:

$$J_i = \sum_{k=1}^{n} Y_{ik}V_k$$

(41)

Al expresar loa voltajes y las admitancias en su forma polar, se obtienen las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactancia para cada nodo i:

$$P_i = |V_i| \sum_{k=1}^{n} |V_k||Y_{ik}| cos\ (\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \tag{42}$$

$$Q_i = -|V_i| \sum_{k=1}^{n} |V_k||Y_{ik}| sen\ (\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \tag{43}$$

Donde,

$\boldsymbol{P_i, Q_i}$**:** potencia activa y reactiva neta inyectada en el nodo i [pu].

$\boldsymbol{|V_i|, |V_k|}$**:** magnitud de voltaje en los nodos $i\ y\ k$.

$\boldsymbol{\delta_i, \delta_k}$**:** ángulo de voltaje en los nodos $i\ y\ k$.

$\boldsymbol{|Y_{ik}|, \theta_{ik}}$**:** magnitud y ángulo del elemento ik de la matriz Y_{bus}.

$\boldsymbol{n}$**:** número de nodos del sistema.

Este conjunto de ecuaciones no lineales se resuelve de forma iterativa, generalmente mediante el método de Newton-Raphson, dado que ofrece mejor velocidad de convergencia frente a sistemas de gran tamaño en comparación con el método de Gauss-Seidel. La solución del flujo de potencia entrega, para cada generador, el voltaje interno transitorio (E'_k), el ángulo inicial del rotor δ_k^0 y la potencia mecánica P_{mk}, valores constituyen la condición inicial requerida para el análisis dinámico del sistema multimáquina.

A diferencia de los casos simples analizados previamente, donde se despreciaba la resistencia de la línea y de la maquina síncrona para simplificar el estudio, en el análisis multimáquina la matriz de admitancias Y_{bus} incorpora tanto la reactancia como la resistencia de los elementos del sistema.

Esto permite representar las perdidas reales de potencia activa que se producen en las líneas de subtransmisión, lo cual influye en el balance de potencia entre generación y

demanda, y por consiguiente en el ángulo de operación de cada maquina previo a una perturbación.

3.5.1.11. Del sistema máquina-barra infinita al sistema multimáquina

El estudio de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia suele iniciarse a partir del caso más simple posible: una maquina síncrona conectada a un bus infinito.

En este modelo, se asume que el resto del sistema eléctrico posee una capacidad de generación tan grande que su voltaje y frecuencia permanecen constantes, sin importar la potencia que la máquina en estudio le entregue o absorba.

Esta simplificación permite reducir el análisis a una sola ecuación de oscilación ecuación (34), lo que facilita comprender de manera didáctica los conceptos fundamentales de la estabilidad angular: el ángulo de par, la potencia máxima transferible y el comportamiento de $\delta(t)$ ante una perturbación.

Sin embargo, esta representación no refleja las condiciones reales de un sistema eléctrico interconectado, donde múltiples generadores operan simultáneamente y se influyen entre sí, A diferencia del caso de una sola máquina, en un sistema multimáquina cada generador oscila con referencia a los demás, y no frente a un nodo de referencia fijo e infinito. Esto implica que las ecuaciones de oscilación (ecuaciones 30 y 31 para el caso de dos máquinas) deben resolverse de forma simultánea para todas las unidades del sistema, considerando además las interacciones que se producen a través de la red de transmisión que las conecta.

Por tal razón, el alcance de este trabajo de investigación considera un análisis multimáquina, dado que el sistema de subtransmisión de EMELNORTE cuenta con varias centrales de generación operando de forma interconectada [37].

3.5.2. Creación del entorno de modelación del sistema en digsilent

Se creó un nuevo proyecto en DIgSILENT para establecer el entorno de modelación y construir el sistema según su representación en el diagrama unifilar del sistema de Subtransmisión de EMELNORTE que se encuentra en el ANEXO A.

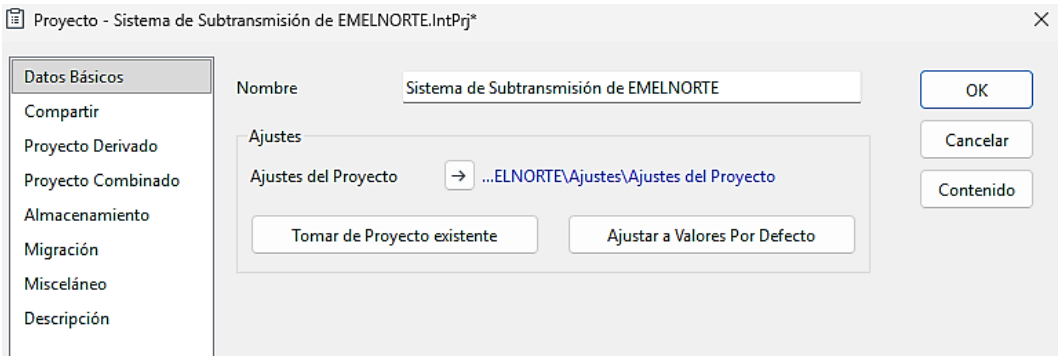


Figura. 24 Creación de un nuevo proyecto para la modelación del sistema en DIgSILENT

3.5.2.1. Integración de transformadores y unidades de generación

Una vez definida la estructura general del modelo, se procedió a completar la configuración del sistema mediante la incorporación de los equipos restantes. En esta etapa se registraron los parámetros eléctricos correspondientes a los transformadores y unidades de generación.

- **Transformadores de potencia**

Para la modelación de los transformadores de potencia que permiten cambiar el nivel de voltaje, en particular para EMELNORTE de 69 kV a nivel de subtransmisión a 13.8 kV a nivel de distribución, se requiere registrar en el programa DIgSILENT, los datos técnicos que se describen a continuación en la TABLA XI:

TABLA XI

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL

DETALLE	EJEMPLO
Nombre	T. San Gabriel
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	25 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22%
Pérdidas en cobre	95 kW

Nota. Extraído de [36]

Los datos técnicos de cada transformador se encuentran descritos en el ANEXO B.

- **Generadores síncronos**

EMELNORTE dispone de generación propia, así como de generación proveniente de empresa privadas y autogeneradores. Para el proceso de modelación, se asignó un nombre específico para cada generador y el número de generador en caso de que existan grupos.

A modo de ejemplo, la subestación El Rosal en la cual se encuentra la Central Hidroeléctrica La Playa. En la ventana “Herramientas de dibujo”, de los distintos equipos que se presentan, se colocó el equipo llamado “Máquina Sincrónica”. En la TABLA XII se puede observar los datos técnicos que se necesita registrar en el programa DIgSILENT.

TABLA XII

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PLAYA

DETALLE	EJEMPLO
Nombre	C.H. La Playa
Potencia Aparente Nominal	1.5 MVA
Tensión Nominal	13.8 kV
Factor de Potencia Nominal	0,8
No. de Fases	3
Conexión	YN

Nota. Extraído de [36]

Los datos técnicos de cada generador se encuentran descritos en el ANEXO C.

3.6. SIMULACIONES DE CONTINGENCIAS N-1

Esta sección se desarrolló mediante un método simulativo debido a que, este enfoque permite obtener la respuesta del sistema de subtransmisión ante distintas condiciones operativas y escenarios de contingencia. Permitiendo identificar posibles riesgos y determinar si, tras una contingencia, el sistema es capaz de establecer un nuevo estado de operación.

En el presente estudio, las contingencias N-1 se establecieron mediante la creación de los eventos de cortocircuito seguidos de la conmutación de los interruptores correspondientes a las líneas de 69 kV a nivel de subtransmisión. De igual manera, la definición de conmutación en los interruptores de los transformadores relacionados a los generadores considerados para posteriormente análisis del comportamiento del sistema ante la pérdida inesperada de un elemento crítico.

A continuación, se detalla el procedimiento en el que se describe paso a paso la creación del evento de cortocircuito, la definición del evento de conmutación de los interruptores en las líneas de 69 kV y en los transformadores referentes a los generadores, luego, el cálculo de las condiciones iniciales, la creación del gráfico de simulación y la

iniciación de la simulación para obtener las curvas de los voltajes en las barras y el ángulo de los generadores.

3.6.1. Creación del Evento de Cortocircuito

En primera instancia, la creación de los eventos de cortocircuito en las líneas de subtransmisión que conectan a las barras de cada subestación del sistema de EMELNORTE.

En la figura 25, como ejemplo, la línea del sistema de subtransmisión (LST) LST-Atuntaqui-San Vicente 18,73 km. En la cual, se selecciona el interruptor izquierdo, al seleccionarlo se visualiza la mitad de la línea en color azul.

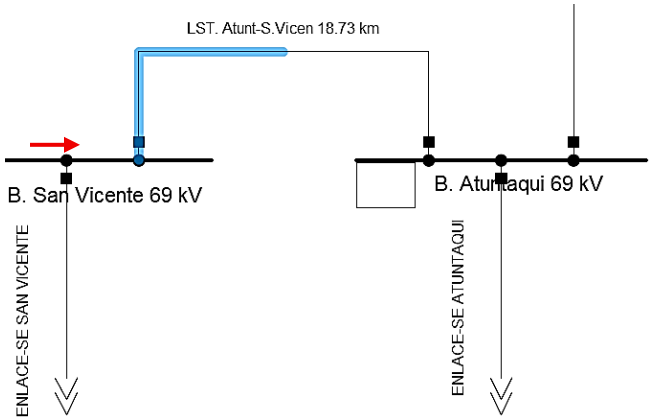


Figura. 25 Selección de la mitad de LST-Atuntaqui San Vicente 18,73 km

Después, con clic derecho la selección de Definir, seguidamente, Evento de Cortocircuito como se presenta en la figura 26.

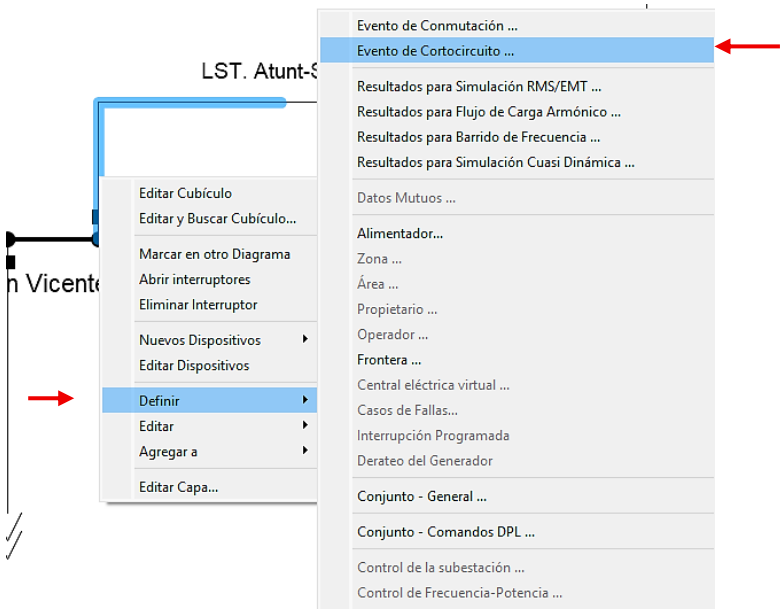


Figura. 26 Definición del Evento de Cortocircuito

Luego, se abrirá la ventana del Evento de Cortocircuito como se observa en la figura 27 en la que se define los parámetros como Tiempo de Ejecución, para los eventos de cortocircuito está definido en 0,085 s. Seguidamente el parámetro Ubicación de la falla en 50% y Tipo de Falla la selección de Cortocircuito trifásico.

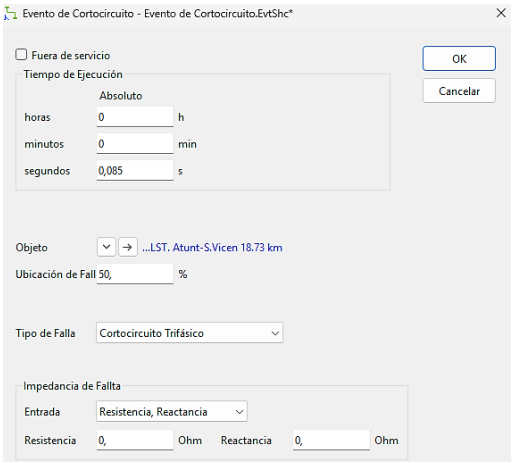


Figura. 27 Ventana de Short Circuit Event

A continuación, en la venta de Eventos de Simulación/Falla como se visualiza en la figura 28, en la cual, automáticamente se encuentra con un nombre definido por el programa. Por ende, se puede renombrar, en este caso como ejemplo CC-LTS-San Vicente-Atuntaqui 50% que se observa en la figura 29.

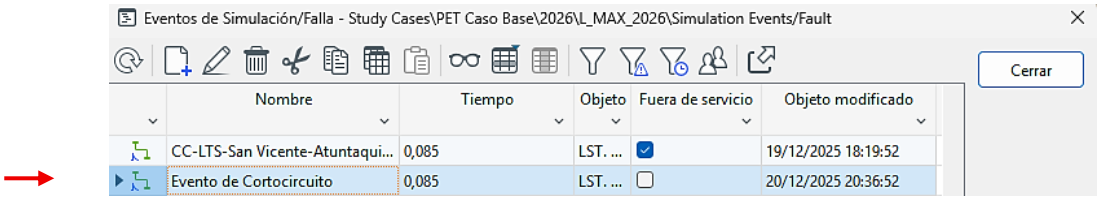


Figura. 28 Ventana de Eventos de Simulación/Falla

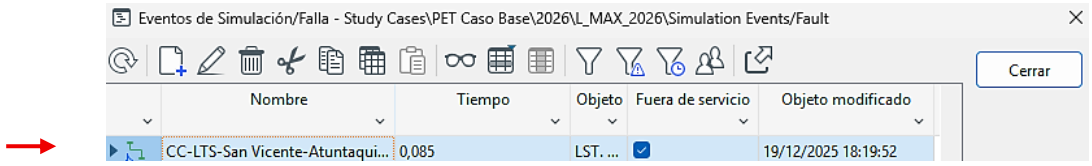


Figura. 29 Asignación de un nombre para el evento de cortocircuito definido

El registro de los eventos de cortocircuito que se vayan creando se encuentra en Editar Eventos de Simulación y para su ingreso es en la parte superior derecha del programa como se presenta en la figura 30. En el ANEXO D se presenta todos los eventos de cortocircuito definidos en las líneas de 69 kV.



Figura. 30 Ícono de Editor Eventos de Simulación

3.6.2. Creación del Evento de Conmutación

En segunda instancia, la creación del evento de conmutación de los interruptores que se encuentra en cada barra que conecta la línea como se muestra en la figura 31, ya que representa el momento en el que la línea queda fuera de servicio después del cortocircuito.

Tomando como referencia la anterior línea del sistema de subtransmisión LST-Atuntaqui-San Vicente 18,73 km de la figura 25, para definir los eventos de conmutación de

los dos interruptores, primero se define el evento del interruptor izquierdo y después del interruptor del lado derecho. Por lo tanto, para los dos interruptores será el mismo procedimiento.

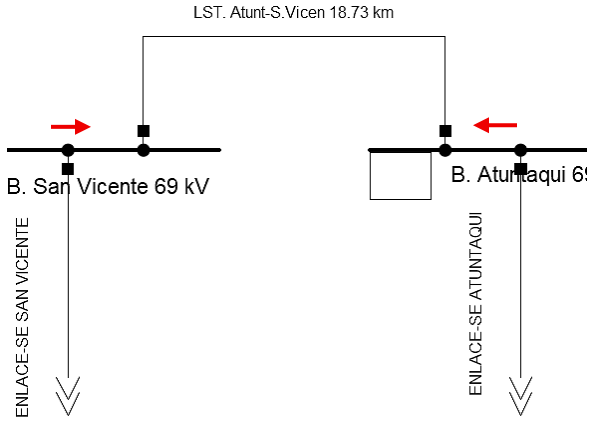


Figura. 31 Creación de Evento de Conmutación en los interruptores en cada barra que conecta la línea

- **Interruptor izquierdo**

Como se muestra en la figura 31, primero se selecciona el interruptor izquierdo, después de la selección se visualiza la mitad de la línea en color azul.

Seguidamente, con clic derecho la selección Definir y luego, Switch Evento de Conmutación como se muestra en la figura 32.

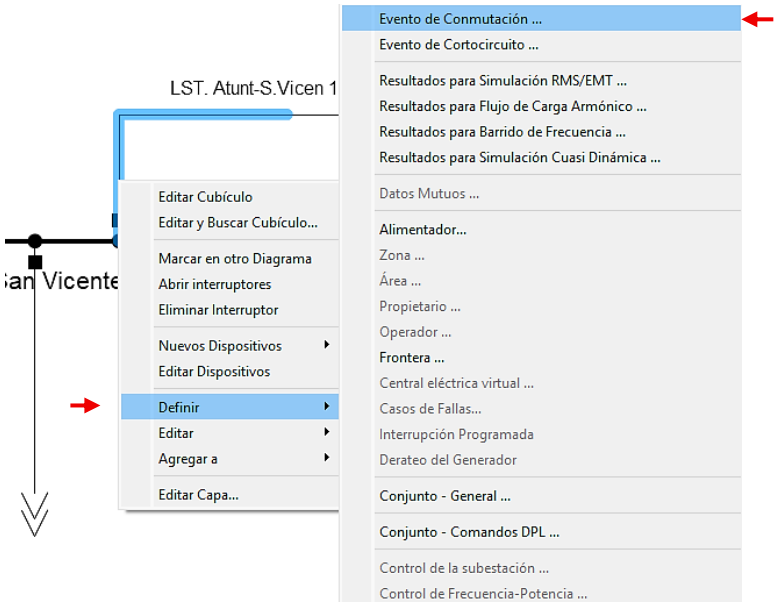


Figura. 32 Definición del evento de apertura/cierre de interruptor izquierdo

Consecutivamente, se muestra la ventana Evento de Conmutación como se visualiza en la figura 33 en la que se especifica los parámetros como el Tiempo de Ejecución, que para los eventos de apertura de los interruptores está definido en 0,5 s y verificar que en Acción este seleccionado Abierto.

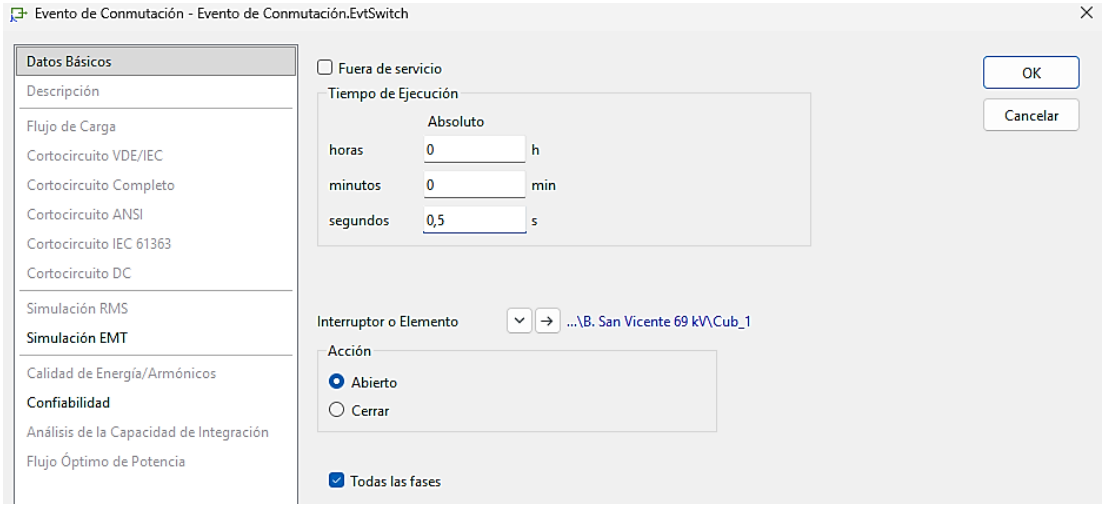


Figura. 33 Ventana de Evento de Conmutación

Después de ello, se abrirá la venta Eventos de Simulación/Falla como se visualiza en la figura 34, en la cual, asigna el programa automáticamente un nombre al evento. Por lo tanto, se puede renombrar, en este caso como ejemplo Open-CB-San Vicente-Atuntaqui que se observa en la figura 35.

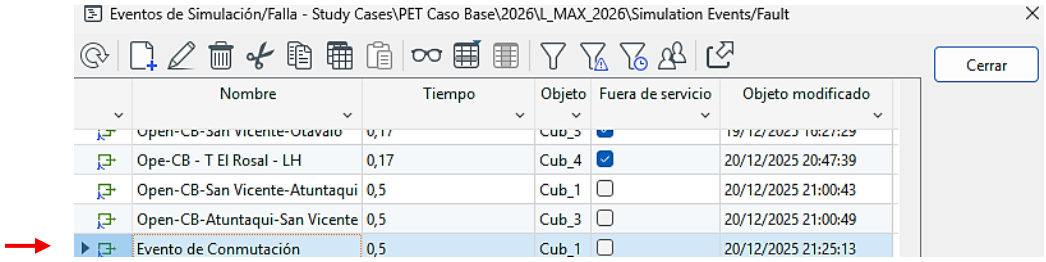


Figura. 34 Ventana Simulación/Falla

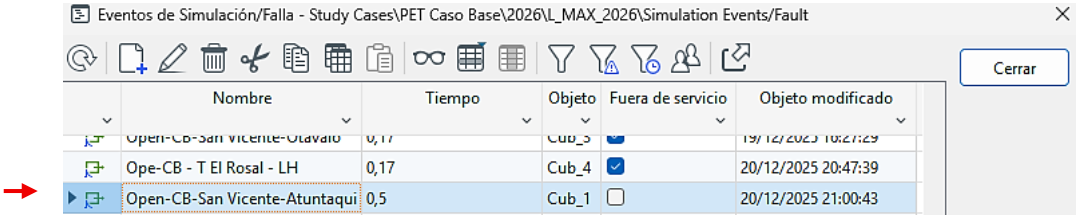


Figura. 35 Especificación de un nombre para el evento de conmutación del interruptor izquierdo

- **Interruptor derecho**

Después de definir el evento para el interruptor izquierdo, ahora se procede para el interruptor derecho de la línea del sistema LST-Atuntaqui-San Vicente 18,73 km como se indica en la figura 25.

Para definir el evento de apertura y cierre del interruptor se selecciona dando un clic izquierdo al interruptor del lado derecho, al realizar este paso se visualiza la mitad de la línea en color azul como se observa en la figura 36.

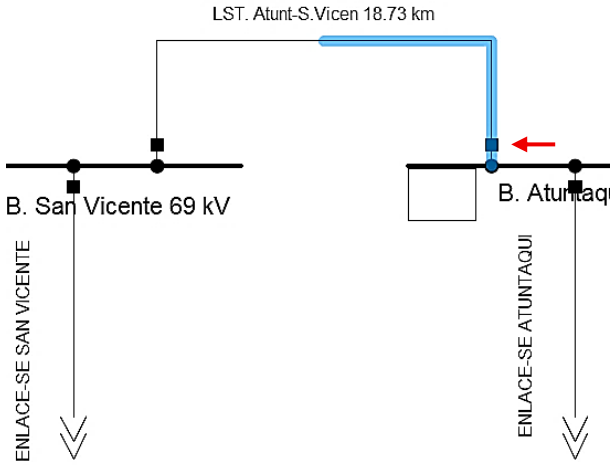


Figura. 36 Selección del interruptor derecho de LST-Atuntaqui San Vicente 18,73 km

Seguido a esto, con clic derecho la selección Definir y luego, Evento de Conmutación como se muestra en la figura 37.

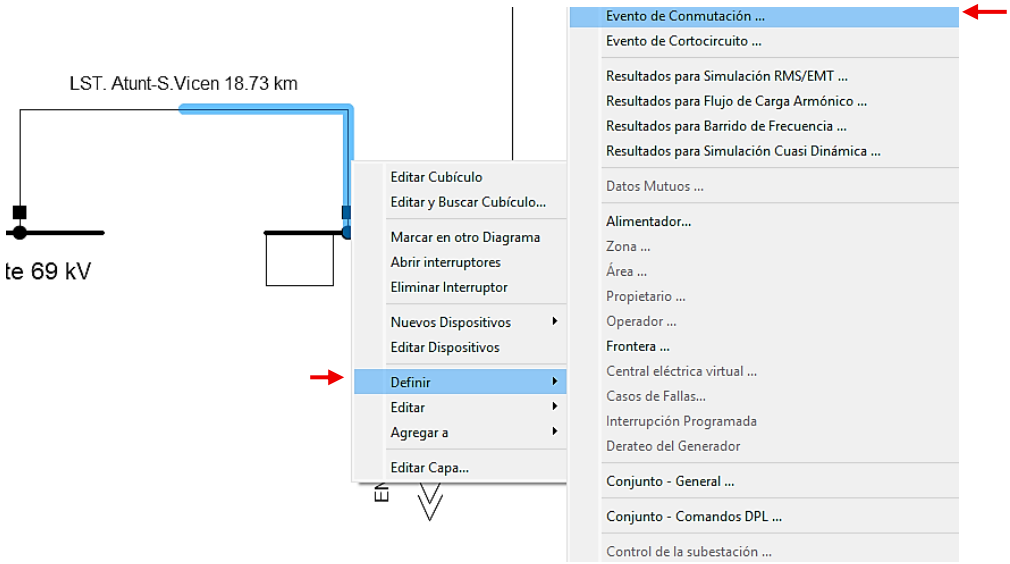


Figura. 37 Definición del Evento de Conmutación del interruptor derecho

De forma consecutiva, se visualiza la ventana Evento de Conmutación como se muestra en la figura 38 en la que se coloca los parámetros como el Tiempo de Ejecución de 0,5 s y verificar que en Acción este seleccionado Abierto.



Figura. 38 Ventana Evento de Conmutación

Tras ello, se aprecia la venta Eventos de Simulación/Falla como se visualiza en la figura 39, en la cual, asigna el programa automáticamente un nombre al evento.

Por lo tanto, se puede renombrar, en este caso como ejemplo Open-CB-Atuntaqui-San Vicente que se observa en la figura 40.

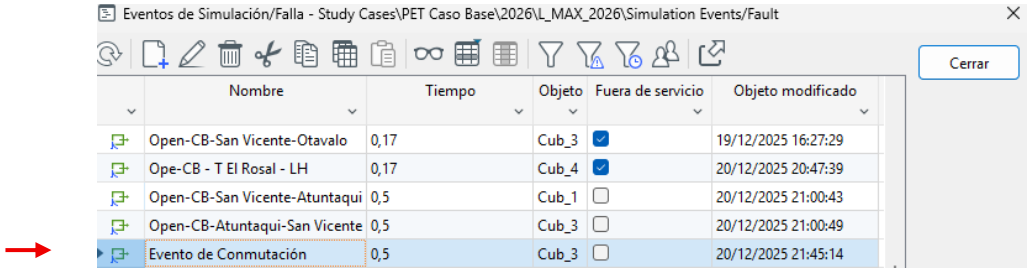


Figura. 39 Ventana Eventos de Simulación/Falla

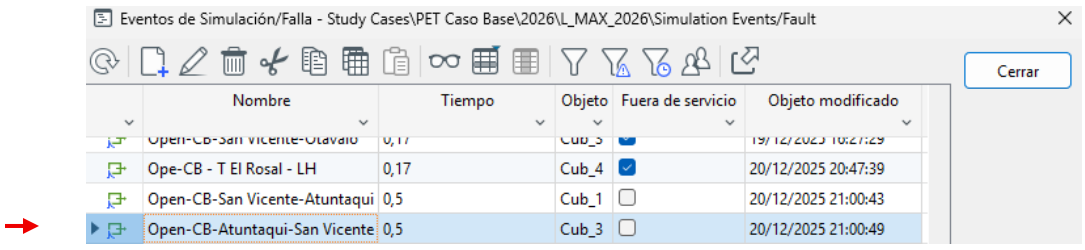


Figura. 40 Especificación de un nombre para el Evento de Conmutación del interruptor derecho

El registro de los eventos de aperturas y cierres de los interruptores tanto de izquierda y derecha que se creen, se encuentra en Editar de Eventos de Simulación que se encuentra en la parte superior derecha del programa como se ilustra en la figura 40. En el ANEXO E (PARTE I Y II) se muestra todos los eventos de conmutación definidos en los dos interruptores de las líneas de 69 kV.

3.6.3. Uso de Cambiar Caja de Herramientas

En tercera instancia, se debe ingresar al ícono de Cambiar Caja de Herramientas, ubicada en la parte superior derecha de la barra de herramientas del DIgSILENT, permite ejecutar los eventos que modificarán el estado del sistema durante la simulación como se observa en la figura 41.

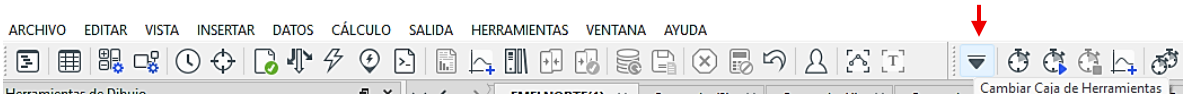


Figura. 41 Visualización del ícono Cambiar Caja de Herramientas

Luego, se selecciona el módulo Simulación RMS/EMT, tal como se visualiza en la figura 42. Este módulo RMS es el estándar en estudios de estabilidad en los sistemas eléctricos ya que representa el valor eficaz de las variables eléctricas.

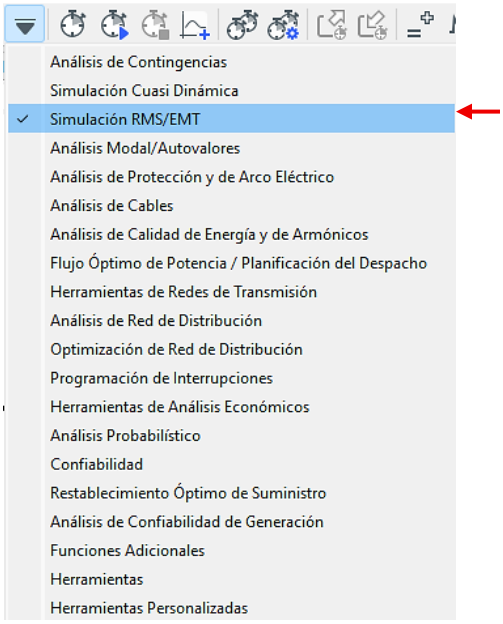


Figura. 42 Selección del módulo Simulación RMS/EMT

3.6.4. Evento de conmutación en los transformadores

En cuarta instancia, se definió el evento de conmutación en el interruptor lado de alta AT en los transformadores específicos de los generadores, que en una etapa posterior será necesario para realizar las gráficas de la curva de los ángulos de los generadores.

Como ejemplo, dentro de la subestación San Gabriel se encuentra la barra de 69 kV, en el cual, aguas abajo está el transformador San Gabriel de 20/25 MVA y después, la Central Electrocórdoba como se visualiza en la figura 43.

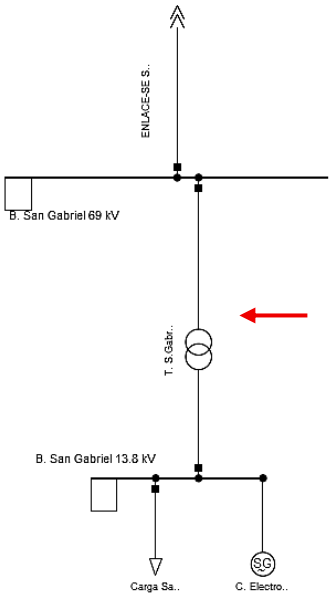


Figura. 43 Localización del transformador San Gabriel 20/25 MVA

Siguiente, dar clic izquierdo en el interruptor del transformador lado de alta para que se marque de color azul como en la figura 44.

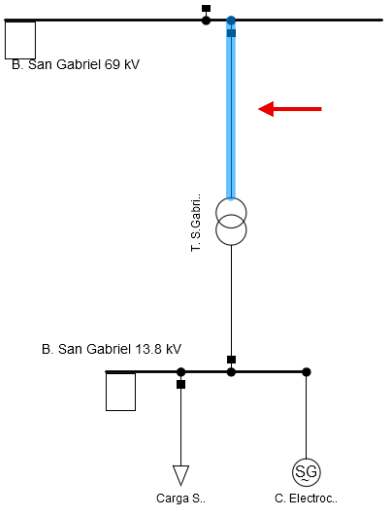


Figura. 44 Interruptor lado de alta AT del transformador San Gabriel 20/25 MVA

En la misma posición dar clic derecho en Definir y en Evento de Conmutación como se observa en la figura 45.

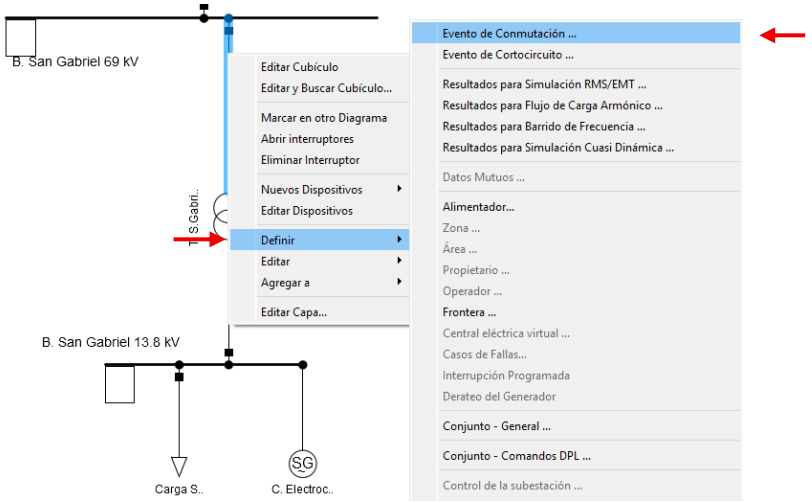


Figura. 45 Definición del Evento de Conmutación en el interruptor del transformador

Automáticamente se muestra la ventana de Evento de Conmutación en la figura 46, donde en el Tiempo de Ejecución se coloca en segundos de 0,5 s.

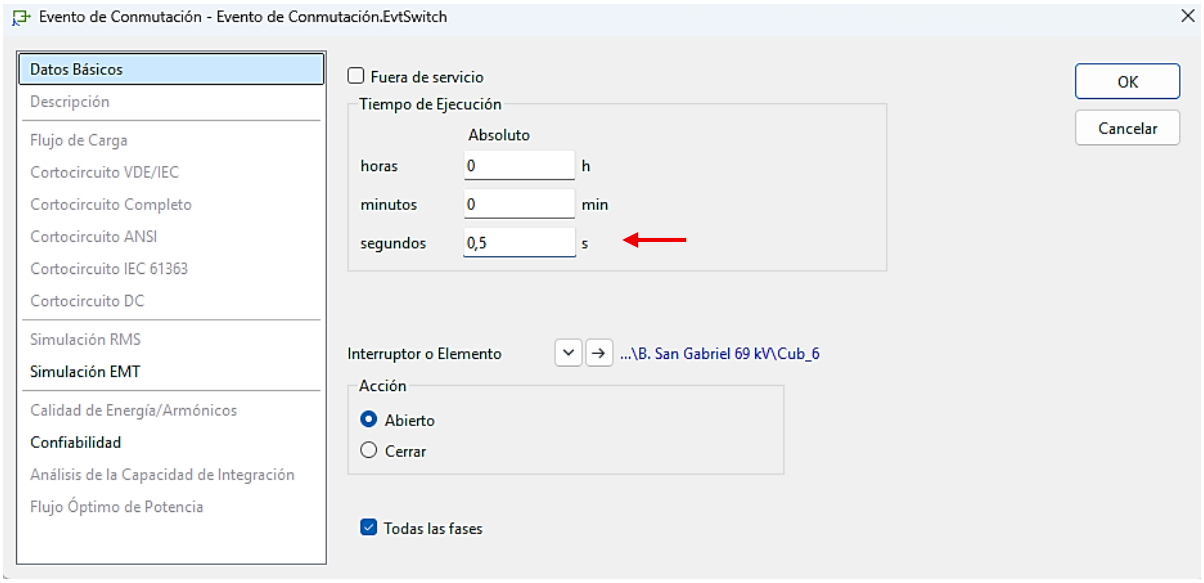


Figura. 46 Ventana de Evento de Conmutación

Hay que dirigirse al ícono Editar Eventos de Simulación que se muestra en la figura 47.

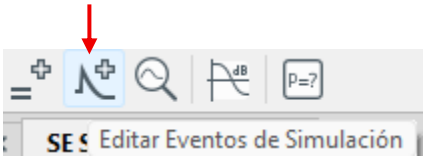


Figura. 47 Ícono Editar Eventos de Simulación

Se observa en la figura 48 el evento creado con un nombre automático que se debe renombrar.

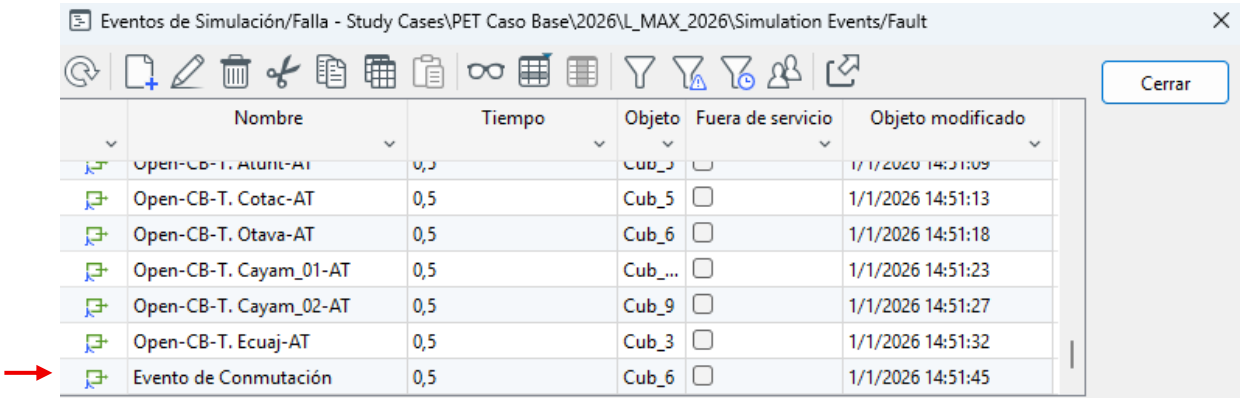


Figura. 48 Ventana de Eventos de Simulación/Falla

Se realiza el cambio del nombre del evento por Open-CB-T. San Gabriel-AT que se presenta en la figura 49.

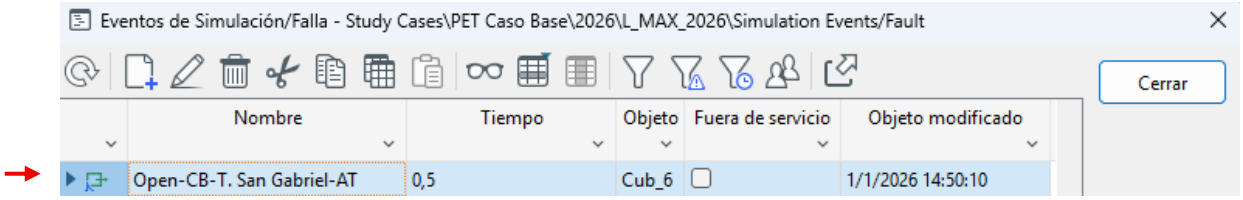


Figura. 49 Cambio del nombre en el evento creado

3.6.5. Simulación gráfica para el voltaje en barras

En quinta instancia, una vez definidos los eventos se procede a generar la simulación gráfica con el fin de obtener la curva del voltaje en las barras.

La contingencia N-1 en esta sección se determinó al establecer un escenario de cortocircuito al 50% de la longitud total de la línea del sistema de subtransmisión LTS ya

que permite examinar el comportamiento del voltaje sin tendencias asociadas a la proximidad de los extremos de la línea y evaluar en una condición promedio del tramo.

Se ejecutó en un tiempo de 0.085 s para que el sistema haya alcanzado un estado estable previo a la perturbación. De igual manera, el despeje de la falla con la apertura de los dos interruptores en cada extremo de la línea a un tiempo de 0.5 s. Por último, el tiempo total de ejecución para la simulación de 5 s para analizar la recuperación del voltaje en las barras y si el sistema converge a un nuevo punto de operación siguiente a la contingencia.

3.6.5.1 Especificación de los Eventos de Simulación

Este paso es importante para definir en que línea de subtransmisión que conectan a la barra de subestación se desea analizar cuando se da el evento de cortocircuito y que interruptores van a tener apertura. Se da clic en el ícono de Editar Eventos de Simulación como se presenta en la figura 50.



Figura. 50 Ícono de Editar Eventos de Simulación

Posteriormente, en la venta de Editar Eventos de Simulación, se deja sin servicio a todos los eventos acepción del que se quiera analizar, en este caso, la línea CC-LTS-San Vicente-Atuntaqui 50% como se observa en la figura 51. Además, sin dejar fuera de servicio los dos interruptores Open-CB-San Vicente Atuntaqui y Open-CB-Atuntaqui-San Vicente como se ilustra en la figura 52.

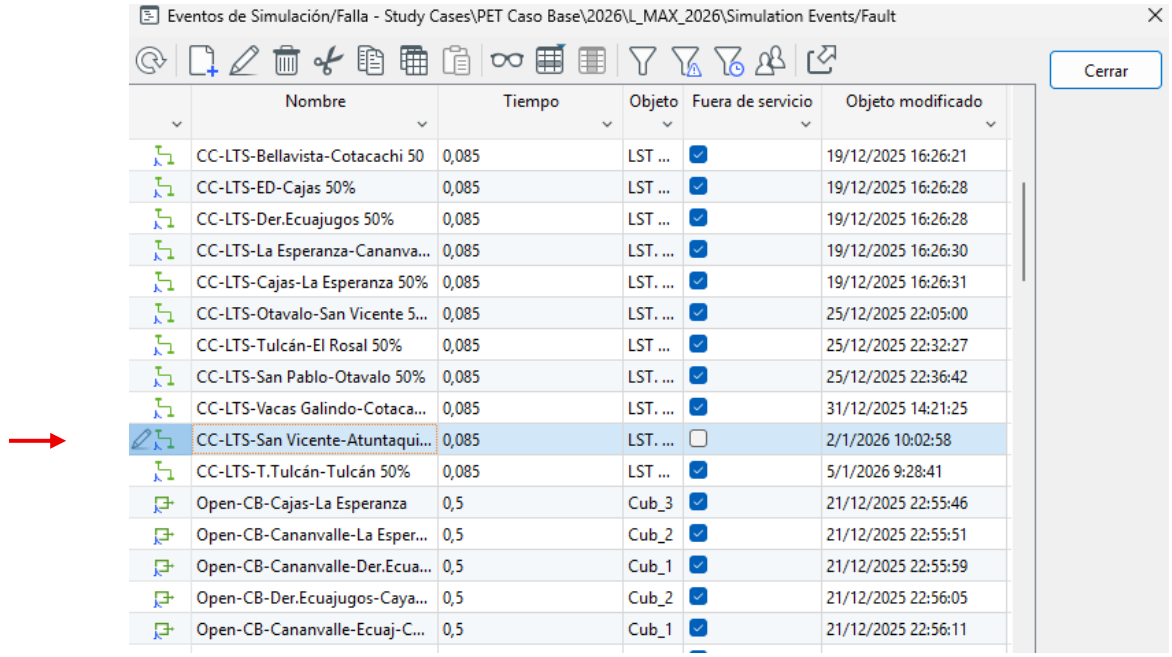


Figura. 51 Evento de cortocircuito

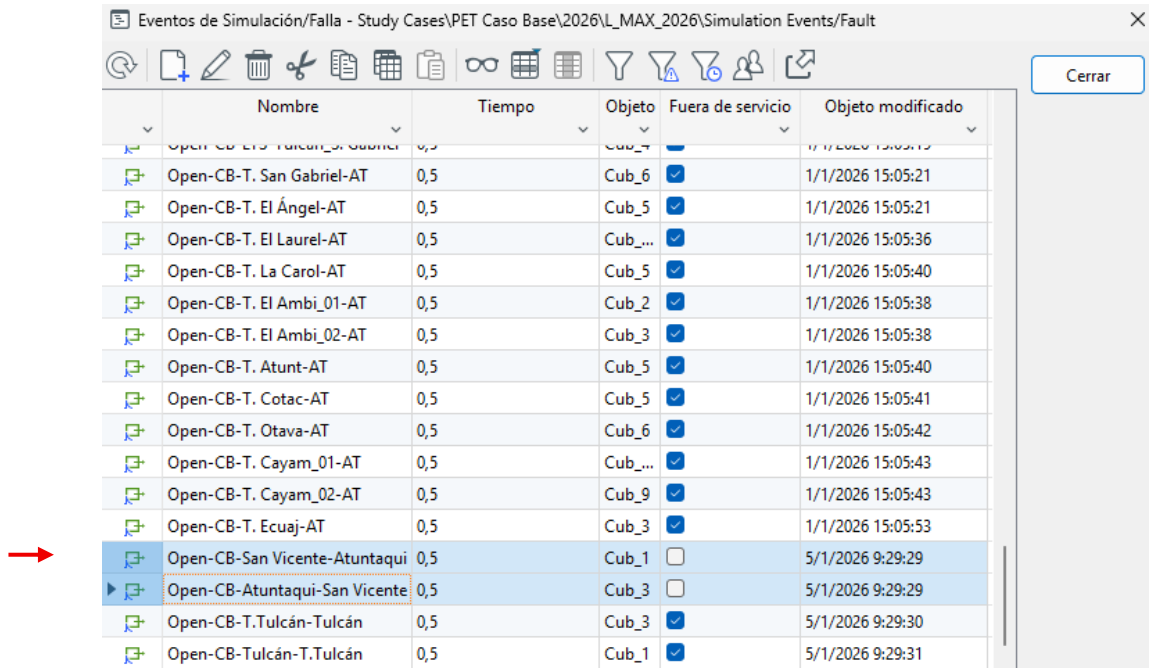


Figura. 52 Evento de conmutación

3.6.5.2 La ejecución de Calcular Condiciones Iniciales

Se procede a ingresar en el ícono de Calcular Condiciones Iniciales como se presenta en la figura 53.



Figura. 53 Ícono de Calcular Condiciones Iniciales

Siguiente, en la ventana de Cálculo de las condiciones iniciales, verificar en Método de simulación, se definida la opción Valores RMS (transitorios electromecánicos) y después, Ejecutar como se refleja en figura 54.

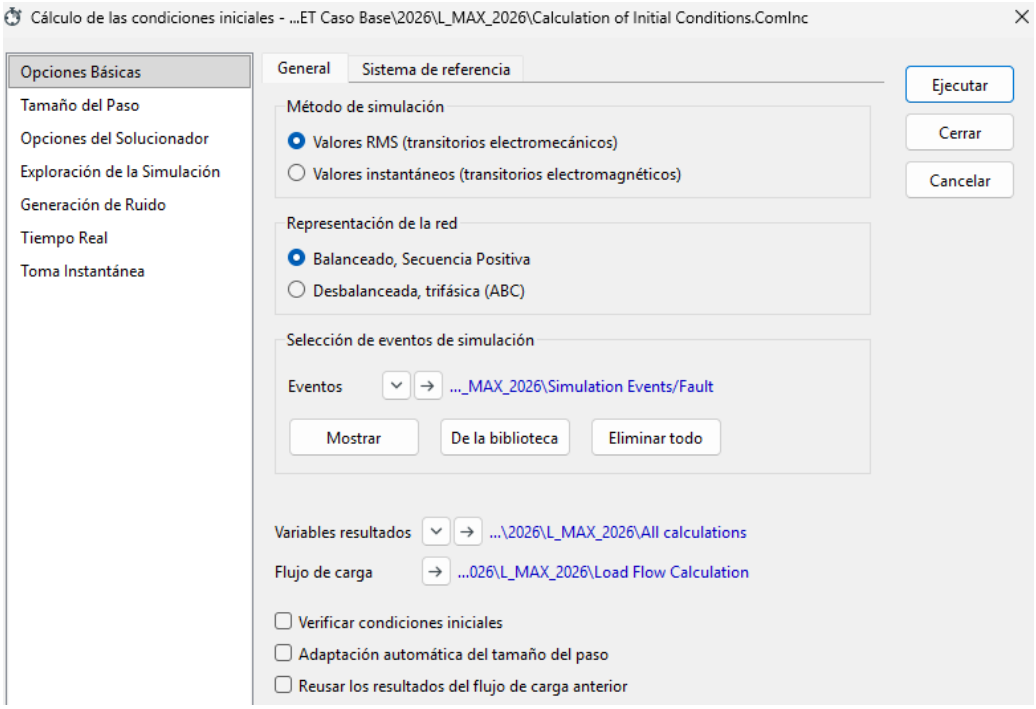


Figura. 54 Ventana de Cálculo de las condiciones iniciales

Por consiguiente, se ilustra en la figura 55 los resultados del flujo de carga inicial que el programa muestra sobre las barras y líneas antes de ejecutar la simulación.

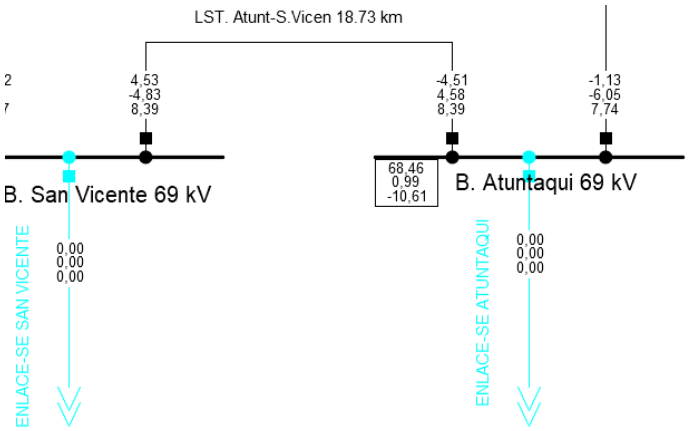


Figura. 55 Flujo de carga inicial

3.6.5.3 Crear gráfico de simulación

Al realizar la ejecución de Cálculo de las condiciones iniciales se habilita el ícono Crear gráfico de simulación que está en la parte superior derecha del programa, como se observa en la figura 56.

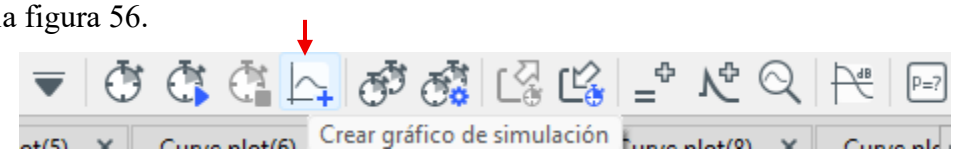


Figura. 56 Ícono Crear gráfico de simulación

Por consiguiente, se abrirá la ventana Insertar gráfico, donde se debe verificar que, en el Filtro, este determinado Simulación RMS/EMT. Luego, en Gráfico seleccionar Curve plot como se ve en la figura 57, esto permite visualizar la curva del voltaje tras un evento de cortocircuito y la apertura de los dos interruptores en la barra de la subestación.

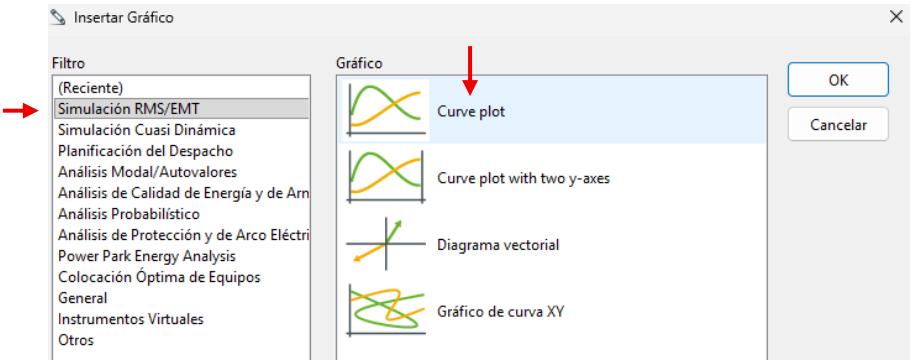


Figura. 57 Ventana de Insertar Gráfico

Después, se ilustra la ventana Serie de datos en el cual, dentro de Curvas, en Elemento se selecciona la barra de análisis y en Variable m:cu1; que corresponde al parámetro eléctrico que se desea visualizar la curva, en este caso, el voltaje en las barras y se muestra en la figura 58.

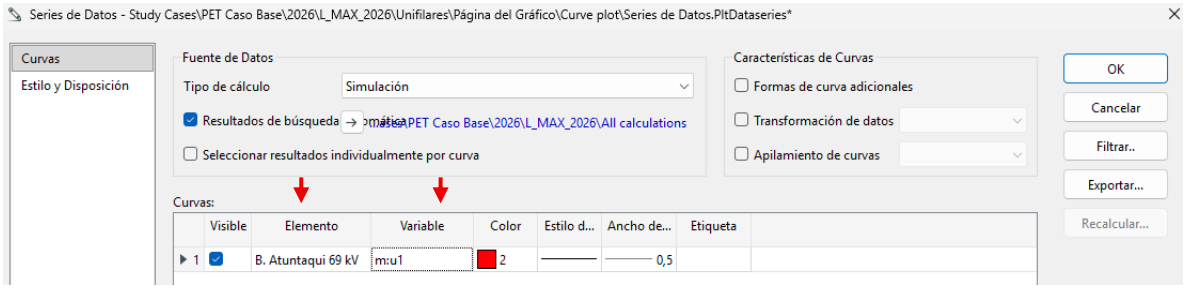


Figura. 58 Ventana Series de Datos

Consecuentemente, en la ilustración 59 se visualiza la gráfica, aún no se observa ninguna curva. Por lo que, se debe dar clic izquierdo en el ícono de Iniciar Simulación.

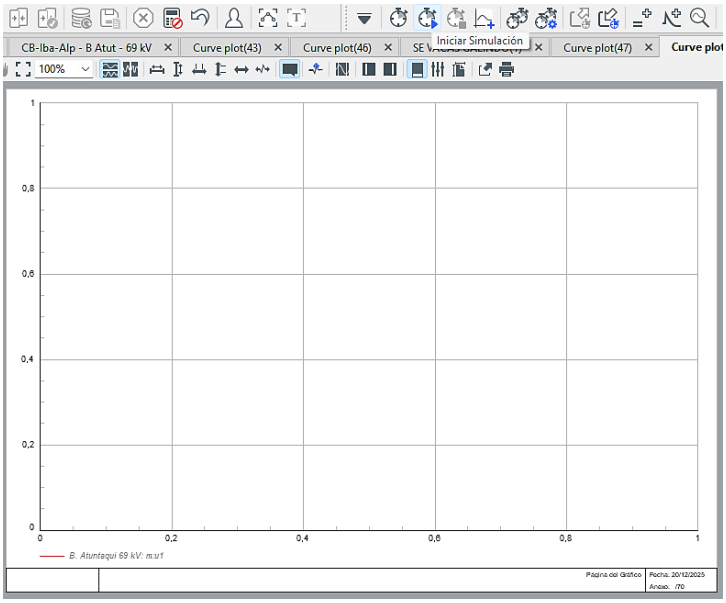


Figura. 59 Ícono Iniciar Simulación

Dentro de la ventana Ejecutar Simulación, en el Tiempo de Parada, en Absoluto es de 20 s, que es el tiempo absoluto que se establece la duración total de la simulación como se observa en la figura 60.

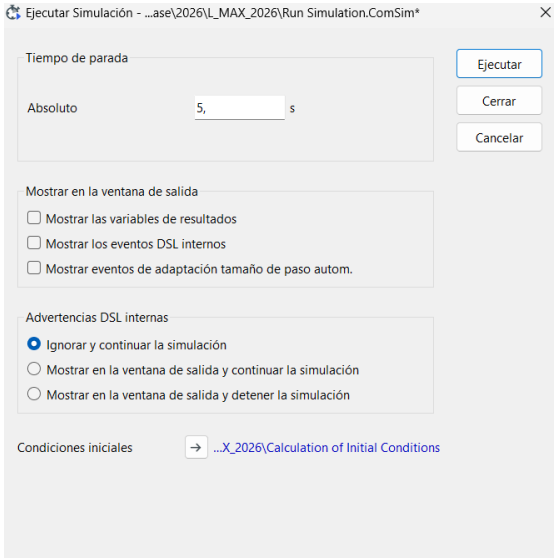


Figura. 60 Ventana Ejecutar Simulación

Se obtendrá la gráfica de la curva de voltaje en la barra como se presenta en la figura 61.

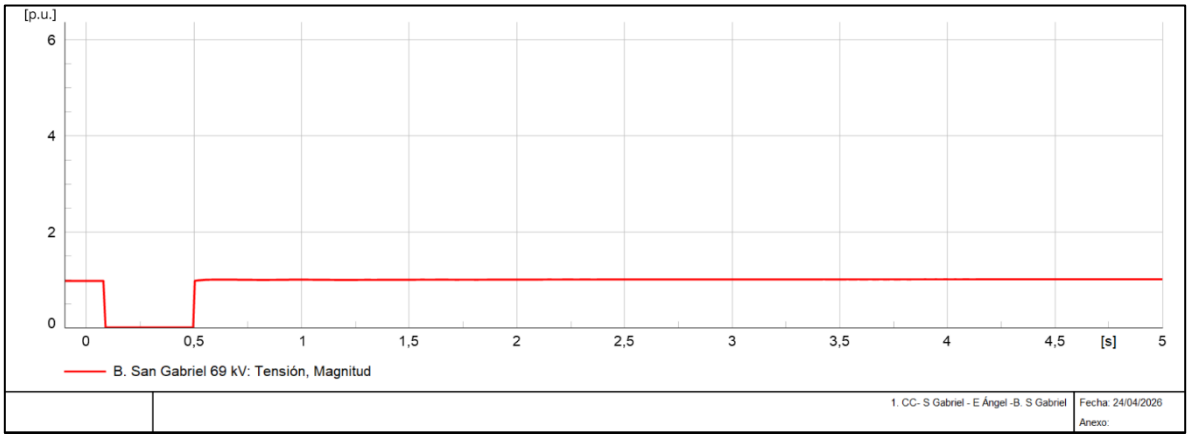


Figura. 61 Curva del voltaje en la barra de la subestación

Al salir de la simulación gráfica, en la ventana de modelación del sistema se puede visualizar en la figura 62, la activación del evento de cortocircuito en la línea LTS-Atuntaqui-San Vicente 18,73 km. Asimismo, los interruptores ubicados en ambos terminales de la línea se muestran abiertos, indicando que la desconexión fue aplicada como parte de la contingencia N-1.

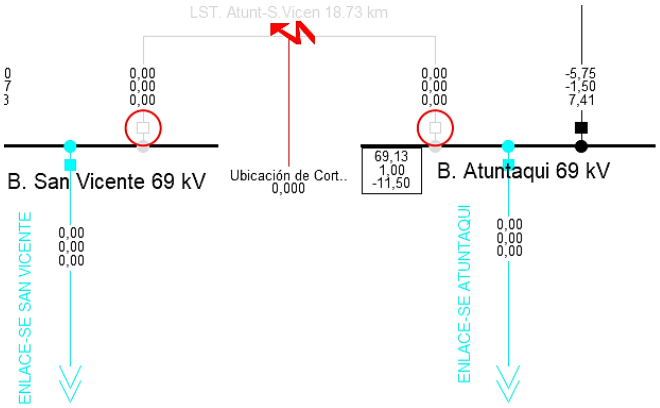


Figura. 62 Evento de cortocircuito y apertura de interruptores

3.6.6. Simulación gráfica del ángulo de los generadores

En sexta instancia, al completar la creación de los eventos de conmutación en los transformadores se obtiene la simulación grafica de la curva del ángulo de los generadores. La contingencia N-1 en este apartado, se estableció a través de la desconexión de un transformador en un tiempo de 0.5 s ya que representa el tiempo de actuación del sistema de protección. Igualmente, el tiempo de ejecución de la simulación fue dependiendo el instante en el que se estabiliza el comportamiento del ángulo posterior a la conmutación y observar la tendencia del sistema a una nueva condición de operación.

3.6.6.1. Localización de la central

A continuación, para obtener la curva del ángulo en los generadores se indica cada paso mediante el ejemplo de la Central Hidroeléctrica La Playa. Primer paso, dirigirse a la subestación B. El Rosal y dar doble clic izquierdo en el Enlace- SE El Rosal como se muestra en a figura 63.

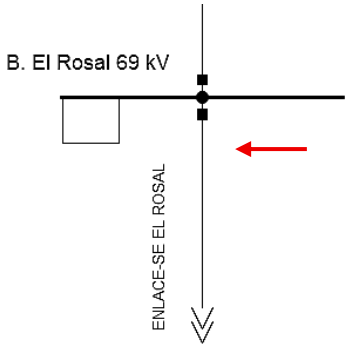


Figura. 63 Enlace- SE El Rosal

Por consiguiente, como se presenta en figura 64, dentro del enlace se encuentra la Central Hidroeléctrica La Playa.

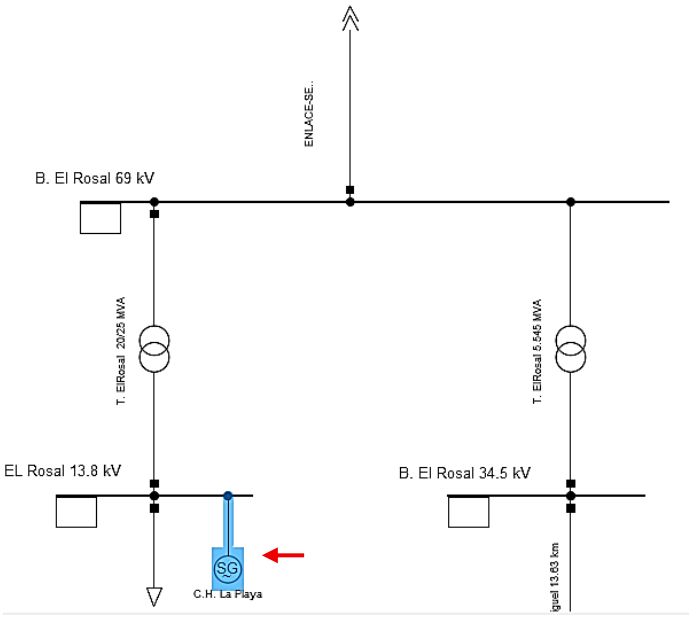


Figura. 64 Localización de la Central Hidroeléctrica La Playa

3.6.6.2. Definir Resultados para Simulación RMS/EMT

Luego de la ubicación del generador, se da clic derecho en el generador para seleccionar Definir y en Resultados para Simulación RMS/EMT como se visualiza en la figura 65.

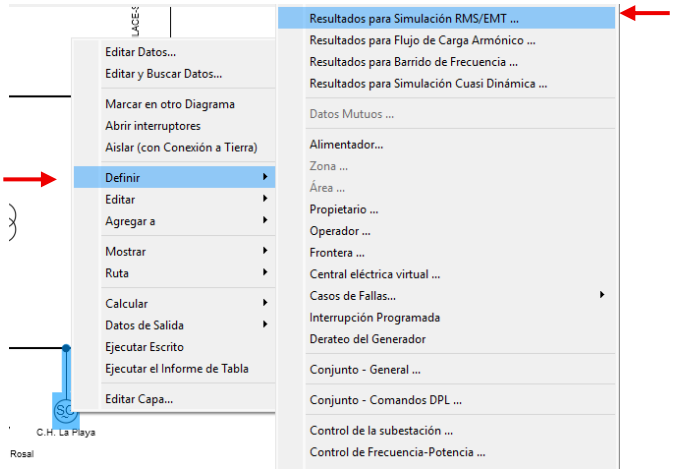


Figura. 65 Definir Resultados para Simulación RMS/EMT

Automáticamente se visualiza la ventana Resultados, en el cual, está registrado el generador que se observa en la figura 66.

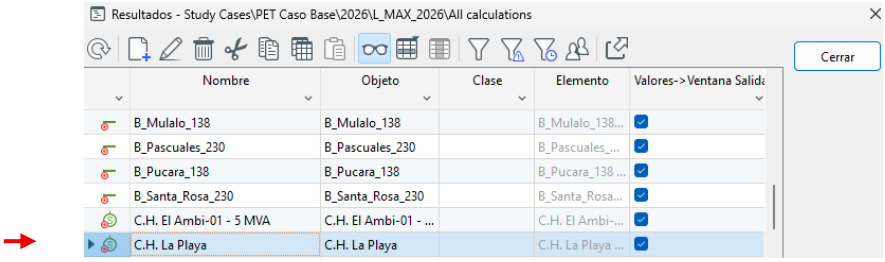


Figura. 66 Ventana Resultados

En la figura 67, al dar clic izquierdo en el ícono Editar Variables de Resultados se puede ver la ventana de la Selección de Variables como se encuentra en la figura 68, donde se registra las barras y generadores que se desea desarrollar la simulación gráfica.

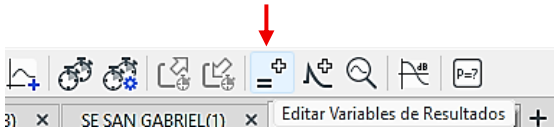


Figura. 67 Ícono Editar Variables de Resultados

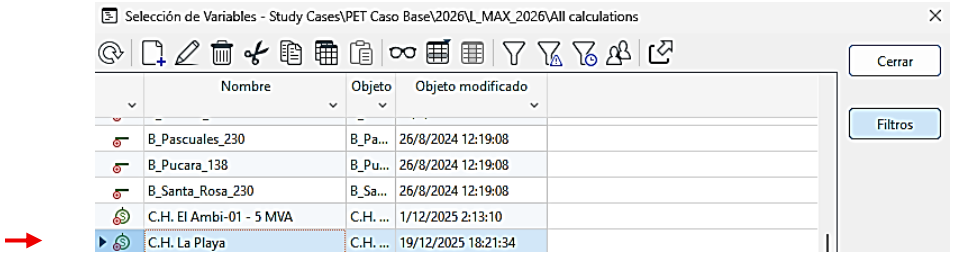


Figura. 68 Ventana Selección de Variables

3.6.6.3. Especificación de los Eventos de Simulación

Es fundamental este proceso para especificar que interruptor va a tener apertura, en esta instancia, del transformador T. El Rosal 20/25 MVA que conectan a la barra de la subestación B. El Rosal 69 kV a la barra B. El Rosal 13,8 kV.

Esto permite crear la gráfica de la simulación del ángulo del generador cuando el interruptor se abra. Se da clic en el ícono de Editar Eventos de Simulación como se presenta en la figura 69.

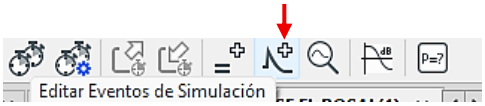


Figura. 69 Editar Eventos de Simulación

Se visualiza en la figura 70 la ventana Eventos de Simulación/Falla, en el cual, estará sin fuera de servicio el evento de conmutación definida para el transformador T. El Rosal con el nombre Open-CB-T. El Rosal-LH.

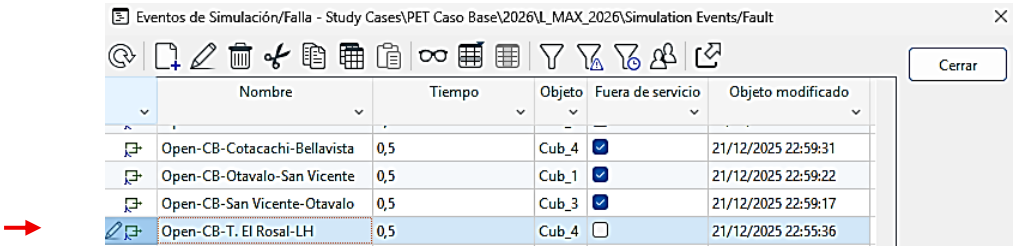


Figura. 70 Ventana de Eventos de Simulación/Falla

3.6.6.4. Cálculo de las condiciones iniciales

Inicialmente, como en la figura 71, dar clic izquierdo en el ícono de Calcular Condiciones Iniciales.

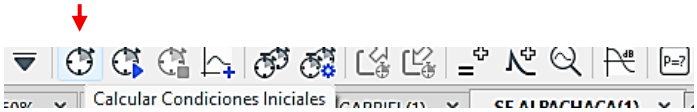


Figura. 71 Ícono Calcular Condiciones Iniciales

Posteriormente, en la ventana Cálculo de las condiciones iniciales, verificar en Método de simulación que la opción Valores RMS (transitorios electromecánicos) este seleccionado y después, Ejecutar como se refleja en figura 72.

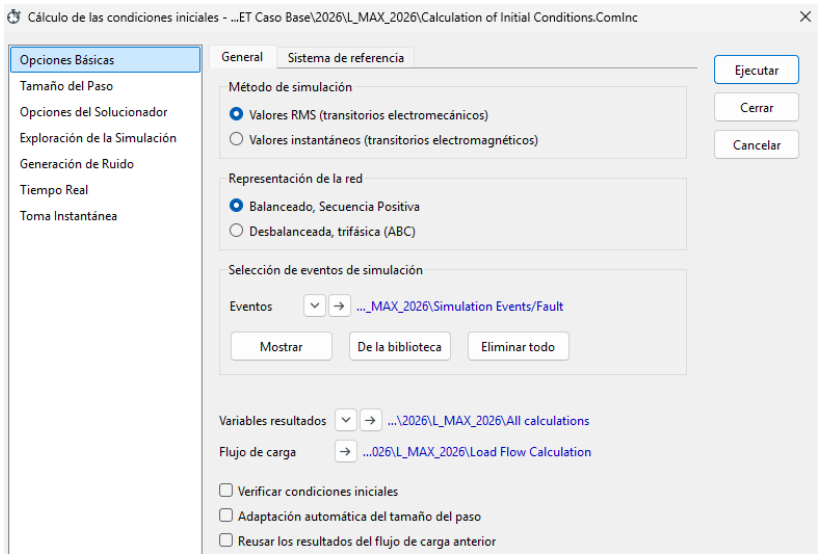


Figura. 72 Ventana Cálculo de las condiciones iniciales

Dentro de la subestación B. El Rosal se visualiza el flujo de carga inicial que se ilustra en la figura 73, que el DIgSILENT muestra sobre las barras y líneas antes de ejecutar la simulación.

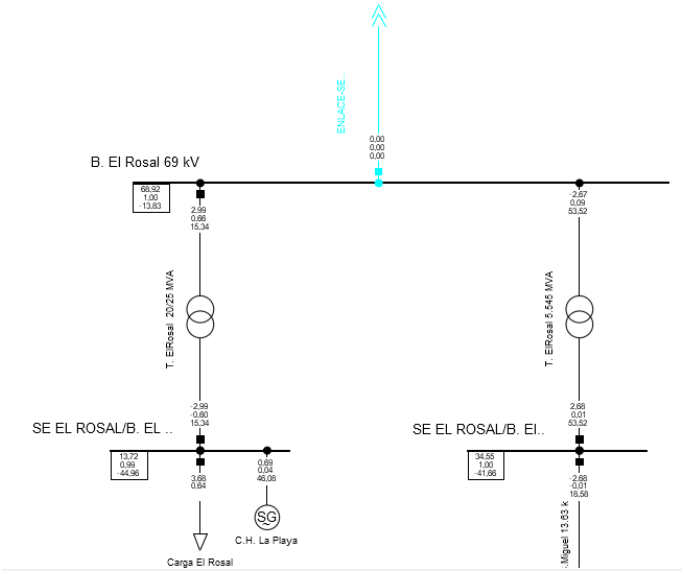


Figura. 73 Flujo de carga inicial en B. El Rosal

3.6.6.5. Crear gráfico de simulación

Al realizar la ejecución de Cálculo de las condiciones iniciales se habilita el ícono Crear gráfico de simulación que está en la parte superior derecha del programa, como se observa en la figura 74.

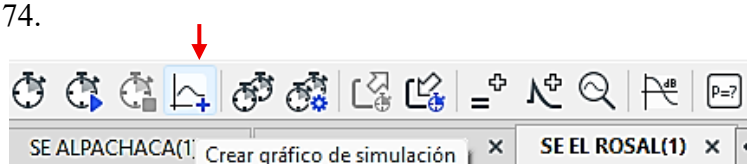


Figura 74 Ícono de Crear gráfico de simulación

Luego, se abrirá la ventana Insertar Gráfico, donde se debe verificar que, en el Filtro, este seleccionado la Simulación RMS/EMT. Después, en gráfico la selección de Curve plot (Gráfico de curvas) como se ve en la figura 75, esto permite visualizar la curva del ángulo en los generadores ante un evento de cortocircuito y apertura de los dos interruptores.

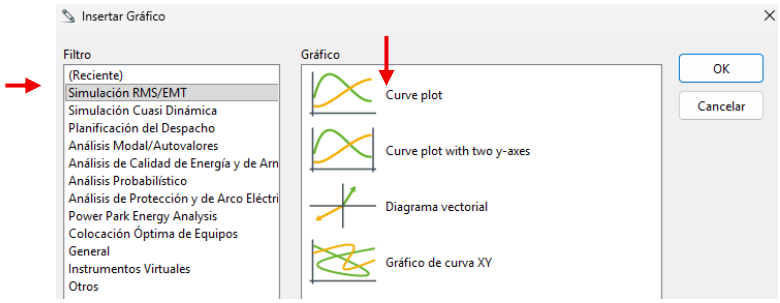


Figura. 75 Ventana de Insertar Gráfico

Se muestra la ventana Serie de datos en el cual, en Elemento se selecciona el generador a analizar y en Variable; c: firel, como se muestra en la figura 76.

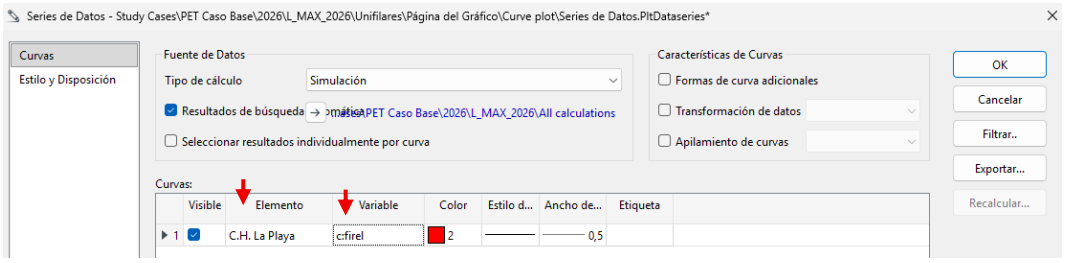


Figura. 76 Ventana Serie de Datos

Consecuentemente, en la figura 77 se observa la gráfica, pero sin ninguna curva. Por tanto, se debe dar clic izquierdo en el ícono de Iniciar simulación.

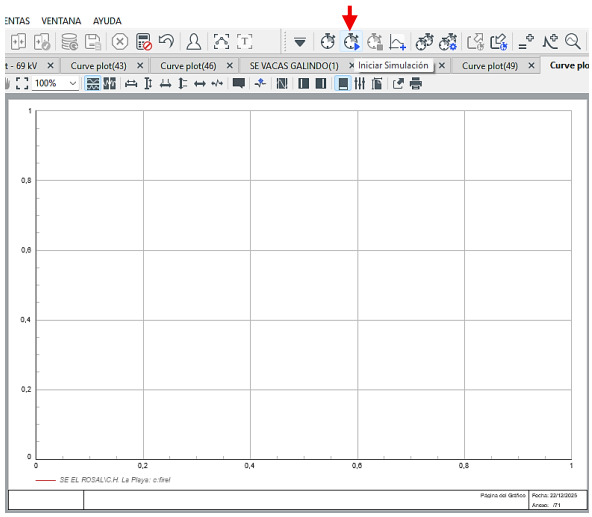


Figura. 77 Ícono Iniciar Simulación

En la ventana Ejecutar simulación en Absoluto, determinar un tiempo dependiendo en que instante se estabilice, en este caso de 20 s, que es el tiempo absoluto de duración total de la simulación como se observa en la figura 78.

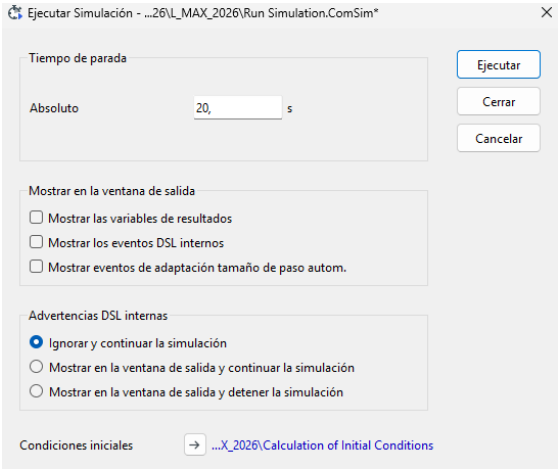


Figura. 78 Ventana Ejecutar Simulación

Se obtendrá la gráfica de la curva del ángulo en el generador como se visualiza en la figura 79.

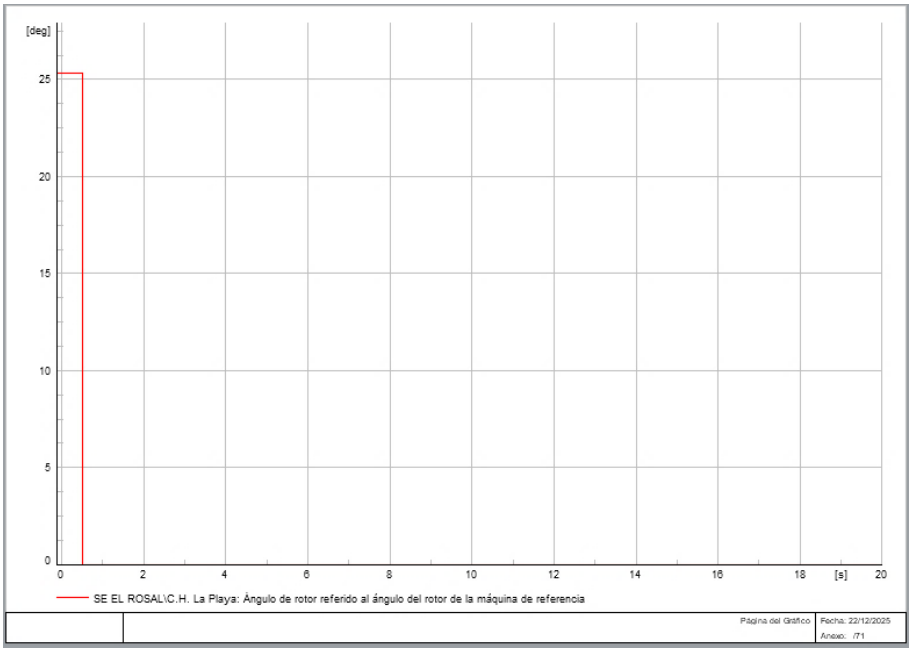


Figura. 79 Curva del voltaje en la barra de la subestación

Al regresar a la ventana principal de la modelación del sistema se puede visualizar como en la figura 80, la activación del evento de conmutación del interruptor especificado Open-CB-T. El Rosal-LH, donde la apertura fue aplicada como parte de la contingencia N-1.

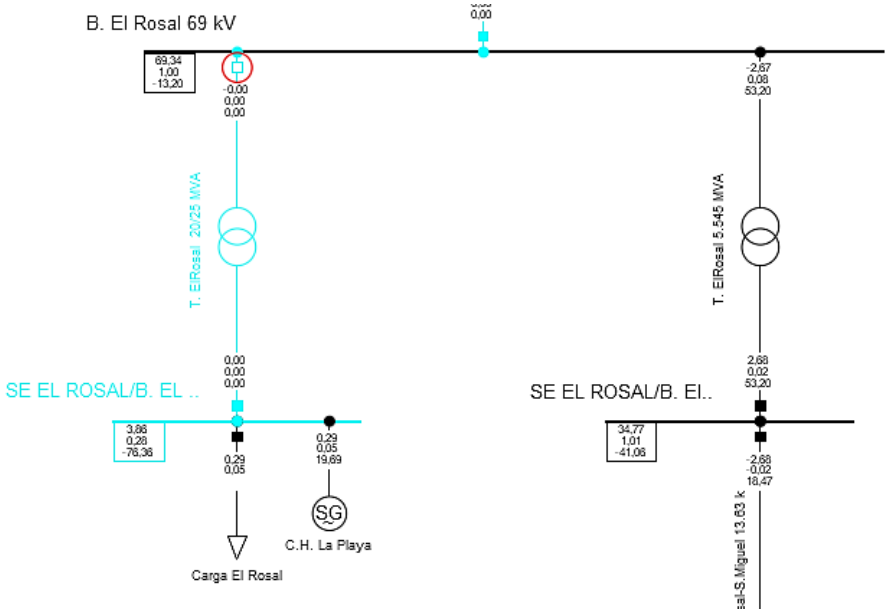


Figura. 80 Evento de conmutación del interruptor del Transformador T. El Rosal

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se exponen y se analizan los resultados del estudio de contingencias N-1 aplicado al modelo del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, con el propósito de identificar el desempeño del sistema ante la desconexión de un elemento y sus efectos sobre la continuidad operativa.

Los resultados se organizan en dos partes. La primera se centra en evaluar el comportamiento del sistema frente a perturbaciones y en analizar la estabilidad de voltaje en las barras de 69 kV, considerando tres momentos distintos: antes de la falla, durante su ocurrencia y una vez despejada. Un aspecto clave de este análisis es verificar si el voltaje de régimen permanente alcanzado después de despejar la falla se ajusta a los límites emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR); esto posibilita determinar si existe o no cumplimiento normativo.

La segunda parte se enfoca en el comportamiento dinámico de los generadores sincrónicos, para lo cual se muestra cómo evoluciona en el tiempo el ángulo de rotor de cada generador durante los eventos de falla. Con esta información es posible comparar directamente dos situaciones: por un lado, el efecto del torque de amortiguamiento en las maquinas que logran conservar el sincronismo; por otro, la pérdida de la referencia angular en aquellas centrales que debido a la topología radial de la red terminan quedando aisladas eléctricamente.

Finalmente, con base en el comportamiento dinámico observado, se plantean alternativa de medida correctiva para mitigar el impacto negativo sobre el perfil de voltaje y la respuesta del rotor, contribuyendo a mejorar el desempeño general del sistema frente a las perturbaciones.

4.1. CONDICIONES INICIALES Y PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Previo a la evaluación de las contingencias tipo N-1, es importante definir las variables de estudio y establecer la línea base de operación del sistema. Para sustentar los resultados del análisis dinámico, el estudio partió de un escenario base que es el estado de operación pre-falla, el cual representa el comportamiento normal y equilibrado del voltaje en la red antes de cualquier perturbación.

4.1.1. Definición de los parámetros del perfil de voltaje

Para la caracterización del comportamiento dinámico del voltaje previo y durante los eventos de contingencia, se establecieron parámetros de referencia. Como se ilustra en la figura 91, la evolución del perfil de voltaje ante una perturbación se evalúa mediante los siguientes indicadores:

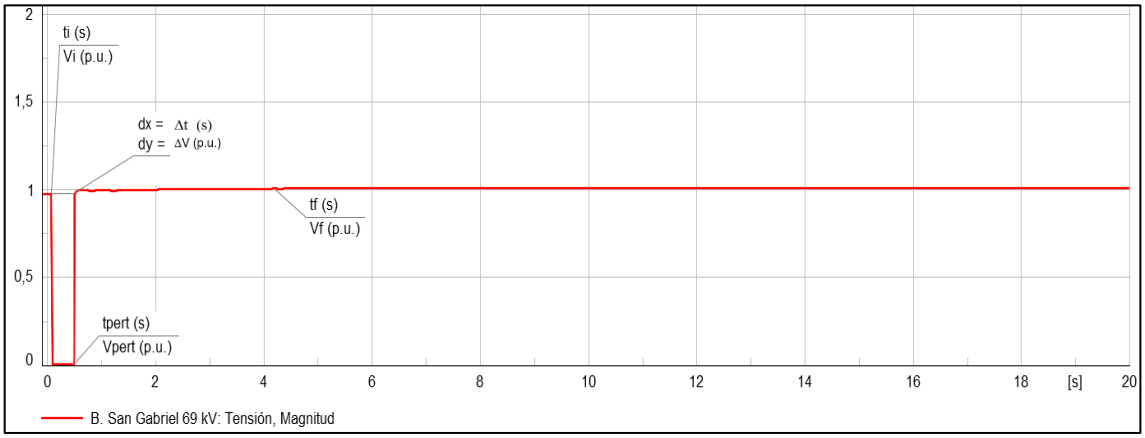


Figura. 81 Definición de parámetros del perfil de voltaje

Voltaje inicial V_i (p.u.): magnitud del voltaje en estado estable previa a la perturbación.

Tiempo inicial t_i (s): instante de referencia en el que se inicia el evento de contingencia.

Voltaje de perturbación V_{pert} (p.u.): valor mínimo de voltaje alcanzado durante la perturbación.

Tiempo de perturbación t_{pert} (s): instante transcurrido durante la perturbación tras el inicio del evento.

Hundimiento de voltaje ΔV (p.u.): magnitud del descenso de voltaje calculado como la diferencia entre el voltaje inicial y el voltaje de perturbación registrado:

$$\Delta V = V_i - V_{pert}$$

Intervalo de respuesta Δt (s): periodo transitorio comprendido entre el inicio de la perturbación t_i y el punto de máxima caída de voltaje t_{pert} definido mediante la relación:

$$\Delta t = t_{pert} - t_i$$

Voltaje inicial V_f (p.u.): magnitud de voltaje en régimen permanente post-falla.

Tiempo final t_f (s): instante en el que se constata que el voltaje se ha estabilizado.

4.1.2. Perfil de voltaje pre-contingencia

Una vez definidos los parámetros de evaluación, se establecieron las condiciones de partida para cada barra de 69 kV como se presenta en la TABLA XVI y TABLA XVIII, mediante el registro del voltaje inicial en estado pre-falla (V_i) y el instante de aplicación de cortocircuito (t_i). Definir este estado operativo inicial resulta importante para validar la convergencia del flujo de potencia y comprobar la estabilidad del sistema antes de someterlo a perturbaciones.

Para sintetizar el comportamiento de la red, tanto en esta etapa como en los análisis posteriores de contingencia N-1, se aplicó estadística descriptiva sobre las variables obtenidas (V_i, V_{pert} y V_f). Mediante este procedimiento, se extrajeron los valores mínimos, promedios y máximos, lo cual permite evaluar el desempeño de las barras, identificar las tendencias generales y detectar puntos de mayor vulnerabilidad en el sistema.

Al examinar el comportamiento del sistema previo a las perturbaciones, se evidencia un perfil de voltaje que en términos generales se encuentra equilibrado y dentro de los rangos de operación.

Este diagnóstico se evidencia entre el resumen estadístico de la TABLA XIII y el registro detallado de la TABLA XIV, el cual contempla 47 puntos de evaluación distribuidos en las 24 barras del sistema, donde cada registro representa de forma individual las trayectorias de las líneas de subtransmisión conectadas a cada barra.

TABLA XIII (PARTE I)

CONDICIONES OPERATIVAS INICIALES DE LAS BARRAS DE 69 KV

No	Barra	Vista a	V_i (p.u.)	t_i (s)
1	Tulcán T.	Tulcán	0,999	0,085
2	Tulcán T.	San Gabriel	1,000	0,085
3	Tulcán	Tulcán T.	0,999	0,085
4	Tulcán	El Rosal	0,999	0,085
5	El Rosal	Tulcán	0,998	0,085
6	San Gabriel	Tulcán T.	0,976	0,085
7	San Gabriel	El Ángel	0,976	0,085
8	El Ángel	San Gabriel	0,975	0,085
9	El Ángel	El Chota	0,975	0,085
11	La Carolina	El Chota	0,983	0,085
10	El Chota	El Ángel	0,977	0,085
12	El Chota	La Carolina	0,976	0,085
13	El Chota	Alpachaca	0,977	0,085
14	Alpachaca	El Chota	0,990	0,085
15	Alpachaca	Ajaví	0,990	0,085
16	Alpachaca	Bellavista	0,990	0,085
17	Ajaví	Alpachaca	0,990	0,085
18	El Retorno	San Agustín	0,993	0,085
19	San Agustín	El Retorno	0,994	0,085
20	San Agustín	Bellavista	0,994	0,085
21	UNACEM	Bellavista	1,000	0,085
22	Bellavista	Alpachaca	1,000	0,085
23	Bellavista	San Agustín	0,999	0,085
24	Bellavista	UNACEM	0,999	0,085
25	Bellavista	Atuntaqui	1,000	0,085
26	Bellavista	Cotacachi	0,999	0,085
27	Cotacachi	Bellavista	0,997	0,085
28	Cotacachi	Vacas Galindo	0,997	0,085
29	Vacas Galindo	Cotacachi	0,994	0,085
30	Atuntaqui	Bellavista	0,992	0,085
31	Atuntaqui	San Vicente	0,992	0,085
32	San Vicente	Atuntaqui	0,986	0,085
33	San Vicente	Otavalo	0,986	0,085
34	Otavalo	San Vicente	0,986	0,085
35	Otavalo	San Pablo	0,986	0,085
36	San Pablo	Otavalo	0,991	0,085

TABLA XIV (PARTE II)

CONDICIONES OPERATIVAS INICIALES DE LAS BARRAS DE 69 KV

No	Barra	Vista a	V_i (p.u.)	t_i (s)
37	San Pablo	Cajas línea 3	0,991	0,085
38	Cajas	San Pablo línea 3	1,000	0,085
39	Cajas	Cayambe línea 2	1,000	0,085
40	Cajas	La Esperanza	1,000	0,085
41	Cayambe	Cajas línea 2	0,994	0,085
42	Cayambe	Enlace Der. Ecuajugos	0,994	0,085
43	Ecuajugos	Enlace Der. Ecuajugos	0,994	0,085
44	Cananvalle	Enlace Der. Ecuajugos	0,996	0,085
45	Cananvalle	La Esperanza	0,996	0,085
46	La Esperanza	Cananvalle	0,997	0,085
47	La Esperanza	Cajas	0,997	0,085

De acuerdo con los datos de la TABLA XV, el sistema presenta un voltaje promedio de 0,992 p.u., lo cual refleja una operación general estable. El valor mínimo registrado de 0,975 p.u., indica que la condición base se mantiene dentro del rango de operación normal aprobado por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) (0,97 – 1,04 p.u.) en todos los puntos evaluados. En contraste, el valor máximo de 1,000 p.u., muestra que ninguna barra presenta condiciones de sobrevoltaje. Por tanto, la validación de este estado inicial constituye una referencia para evaluar el impacto dinámico de las contingencias en las secciones posteriores.

TABLA XV

RESUMEN ESTADÍSTICO DEL VOLTAJE EN ESTADO PRE-FALLA

Estadístico	V_i (p.u.)
$V_{mín}$	0,975
V_{prom}	0,992
$V_{máx}$	1,000

Como caso representativo de las condiciones iniciales del sistema, en la figura 92 se presenta el perfil de voltaje de la barra Tulcán T con vista hacia la barra Tulcán.

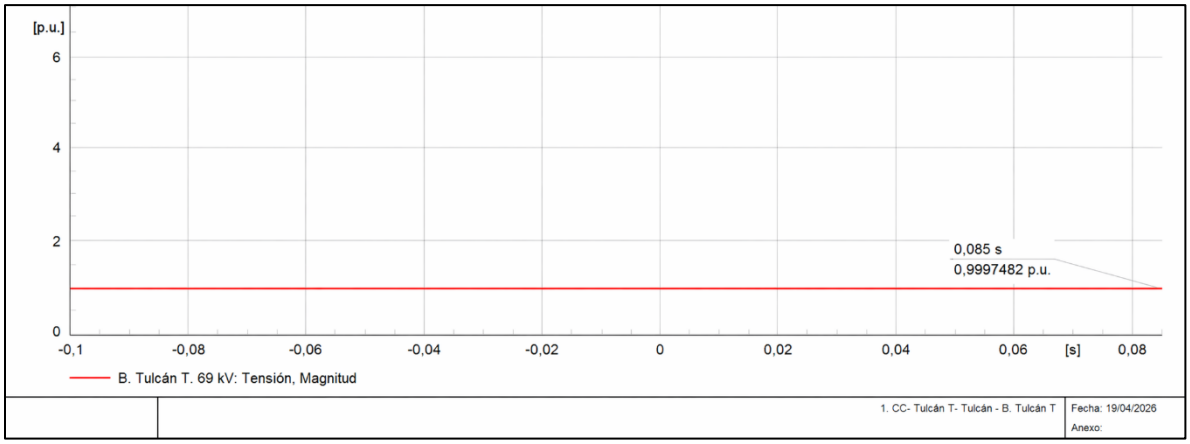


Figura. 82 Perfil de voltaje de la barra Tulcán T con vista hacia la barra Tulcán en condición inicial

Se observa que durante el periodo de pre-falla (t<0,085 s), la magnitud de voltaje se mantiene en 0,999 p.u., cumpliendo con los límites operativos. Este comportamiento de cumplimiento normativo en estado estable es consistente en las demás barras del sistema, cuyos resultados se detalla en el ANEXO F PARTE I, II Y III.

4.2. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL VOLTAJE EN LAS BARRAS DE 69 KV ANTE CONTINGENCIAS N-1

Una vez constatado que el sistema opera en condiciones de equilibrio en el escenario base, se procede a evaluar su respuesta frente a contingencias N-1. Para ello, se registró el voltaje post-falla en régimen permanente V_f al que el sistema logra estabilizarse una vez despejada la falla. Con base en este parámetro, el estado operativo de cada barra se clasificó aplicando las bandas de variación de voltaje para las redes de 69 kV, emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) y fundamentadas en los estudios técnicos del Operador Nacional de Electricidad (CENACE), tal como se detalla en la TABLA XVI.

Esta categorización permite determinar la severidad de cada evento según los criterios normativos:

TABLA XVI

RANGOS DE VOLTAJE PARA LA CLASIFICACIÓN DEL ESTADO OPERATIVO EN BARRAS DE 69 KV

Estado operativo	Rango de voltaje (p.u.)
Operación normal	$0,97 \leq V_f \leq 1,04$
Operación en emergencia	$0,95 \leq V_f \leq 1,06$
Incumplimiento	$0,95 < Vf > 1,06$

Nota. Extraído de [22]

Debido a la topología radial del sistema, la desconexión de ciertas líneas aísla completamente a varios nodos. Por lo tanto, el análisis omitió aquellas barras que perdieron su única ruta de alimentación y cuyo voltaje cae a 0,000 p.u., enfocándose en las que permanecieron conectadas al sistema principal; esto asegura que el diagnostico de estabilidad refleje la respuesta dinámica de la red ante las perturbaciones, separando los efectos de inestabilidad de voltaje de aquellos derivados de la configuración del sistema.

4.3. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN LOS GENERADORES

La evaluación de las centrales de generación se fundamenta en la identificación del ángulo inicial del rotor (δ_i) antes de la salida de servicio del transformador referente a la central de interés y los nuevos puntos de equilibrio tras la perturbación. Para efectos de este apartado, el interés se centra en el ángulo del rotor en régimen permanente post-contingencia (δ_f); considerando que las oscilaciones ocurridas durante la perturbación representan la respuesta dinámica natural de las máquinas mientras sus sistemas de control actúan para estabilizarlas. Por lo tanto, se verifica si la unidad mantiene el sincronismo y alcanza un nuevo ángulo de operación estable una vez que la velocidad del rotor se iguala nuevamente a la frecuencia del sistema.

Para registrar los resultados en la sección posterior se definieron los siguientes indicadores:

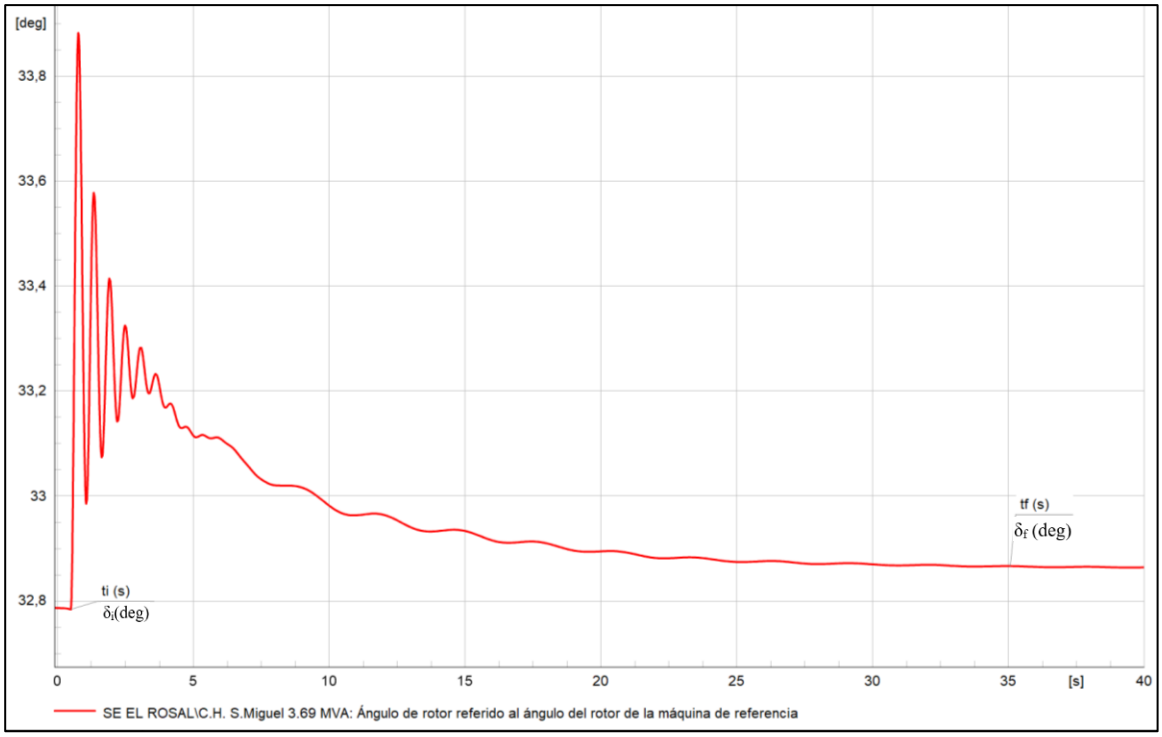


Figura. 83 Definición de parámetros para la evaluación del ángulo del rotor en los generadores

Ángulo inicial δ_i(deg): posición angular del rotor en estado estable antes de la contingencia N-1.

Tiempo inicial t_i (s): instante en el que se ejecuta la acción de control o protección; en este caso, corresponde a la apertura del transformador asociado a la central.

Ángulo final δ_f (deg): describe la nueva posición angular en la que el generador logra restablecer el equilibrio tras la contingencia.

Tiempo final t_f (s): tiempo transcurrido hasta que el sistema de control de la unidad que es el gobernador y el regulador de voltaje logran amortiguar las oscilaciones provocadas por la contingencia.

4.4 ANÁLISIS DEL EFECTO DE CONTINGENCIAS TIPO N-1 EN LA ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA

Se presentan los resultados obtenidos al realizar las contingencias N-1. Con este análisis es posible comparar el comportamiento de la red desde dos ángulos fundamentales: por un lado, cómo se comporta el perfil de voltaje en las barras del sistema de subtransmisión; por otro, qué tan estables se mantienen electromecánicamente las centrales de generación.

En cuanto al voltaje, lo que se busca es determinar la capacidad del sistema para recuperarse una vez que se desconecta el interruptor de la barra. Para ello, los niveles alcanzados se contrastan con las bandas de operación normal, emergencia e incumplimiento que establece la normativa vigente.

En cuanto a los generadores, se examina el comportamiento del ángulo del rotor para determinar si las unidades conservan su sincronismo con la red, lo cual permite identificar posibles estados críticos operativos.

4.4.1. Desempeño del voltaje en estado de operación normal

Los parámetros registrados tras las contingencias N-1 se sintetizan en la TABLA XVII, donde los puntos evaluados tienen un estado de operación normal. En estos nodos, a pesar del hundimiento de voltaje, la red demostró la rigidez suficiente para amortiguar el evento transitorio, permitiendo que la magnitud del voltaje final se establezca dentro de la banda regulatoria permitida para operación normal ($0{,}97 \leq V_f \leq 1{,}04$ p.u.).

TABLA XVII

RESULTADOS DEL PERFIL DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL TRAS

No	Barra	Vista a	V_i (p.u.)	t_i (s)	V_{pert} (p.u.)	t_{pert} (s)	ΔV (p.u.)	Δt (s)	V_f (p.u.)	t_f (s)
1	Tulcán T.	San Gabriel	1,000	0,085	0,259	0,50	0,741	0,42	0,999	0,76
2	San Gabriel	El Ángel	0,976	0,085	0,006	0,50	0,970	0,41	1,000	0,58
3	Alpachaca	El Chota	0,990	0,085	0,292	0,50	0,699	0,41	1,005	0,53
4	Bellavista	Alpachaca	1,000	0,085	0,183	0,50	0,817	0,42	1,037	0,57
5	Bellavista	Atuntaqui	1,000	0,085	0,318	0,50	0,682	0,42	1,019	0,53
6	Atuntaqui	San Vicente	0,992	0,085	0,253	0,50	0,739	0,42	1,006	0,52
7	San Vicente	Atuntaqui	0,986	0,085	0,139	0,50	0,847	0,42	0,980	0,63
8	San Vicente	Otavalo	0,986	0,085	0,035	0,50	0,951	0,42	0,996	0,61
9	Otavalo	San Vicente	0,986	0,085	0,030	0,50	0,955	0,42	0,996	0,58
10	Otavalo	San Pablo	0,986	0,085	0,140	0,50	0,846	0,42	0,979	0,61
11	San Pablo	Otavalo	0,991	0,085	0,183	0,50	0,808	0,42	1,016	0,57
12	San Pablo	Cajas línea 3	0,991	0,085	0,008	0,50	0,983	0,42	0,983	0,61
13	Cajas	San Pablo línea 3	1,000	0,085	0,605	0,50	0,395	0,42	1,020	0,60
14	Cajas	Cayambe línea 2	1,000	0,085	0,382	0,50	0,618	0,42	1,027	0,55
15	Cajas	La Esperanza	1,000	0,085	0,225	0,50	0,775	0,42	1,029	0,61
16	Cayambe	Cajas línea 2	0,994	0,085	0,015	0,50	0,980	0,42	0,992	0,52
17	Cananvalle	La Esperanza	0,996	0,085	0,062	0,50	0,934	0,42	1,009	0,61
18	La Esperanza	Cananvalle	0,997	0,085	0,174	0,50	0,823	0,42	1,022	0,60
19	La Esperanza	Cajas	0,997	0,085	0,020	0,50	0,977	0,42	1,001	0,54

En la TABLA XVIII se observa que el sistema mantiene un perfil de voltaje inicial cercano a la unidad, con valores comprendidos entre 0,976 p.u. y 1,000 p.u., lo cual refleja una condición operativa adecuada en estado pre-falla. Durante la perturbación se evidencia variaciones significativas, alcanzando un valor máximo de 0,605 p.u., correspondiente al nivel mínimo registrado en ese instante. La rápida transición de estos valores mínimos hacia el régimen post-falla confirma que los sistemas de protección y la capacidad de reconfiguración del sistema mantiene la continuidad del servicio frente a contingencias N-1. Posteriormente, una vez despejada la contingencia, el sistema logra recuperarse, alcanzando valores finales entre 0,979 p.u. y 1,037 p.u.

TABLA XVIII

RESUMEN ESTADÍSTICO DEL DESEMPEÑO DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL

Estadístico	V_i (p.u.)	V_{pert} (p.u.)	V_f (p.u.)
$V_{mín}$	0,976	0,006	0,979
V_{prom}	0,993	0,175	1,006
$V_{máx}$	1,000	0,605	1,037

A continuación, se ilustra este efecto en la figura 84 correspondiente al perfil de voltaje en la barra San Gabriel con vista hacia la barra El Ángel. En la gráfica se observa que partiendo de una condición inicial de 0,975 p.u., el sistema experimenta la perturbación en el instante 0,085; sin embargo, tras el despeje de la falla, el voltaje logra restablecerse rápidamente dentro de la banda regulatoria permitida. Este resultado ejemplifica la capacidad de recuperación del sistema mencionada en el resumen estadístico de la TABLA XVIII, donde los valores finales se estabilizan para la continuidad del servicio. Las representaciones graficas del resto de nodos que exhiben este mismo desempeño operativo se encuentra recopiladas en el ANEXO G PARTE I, II Y III.

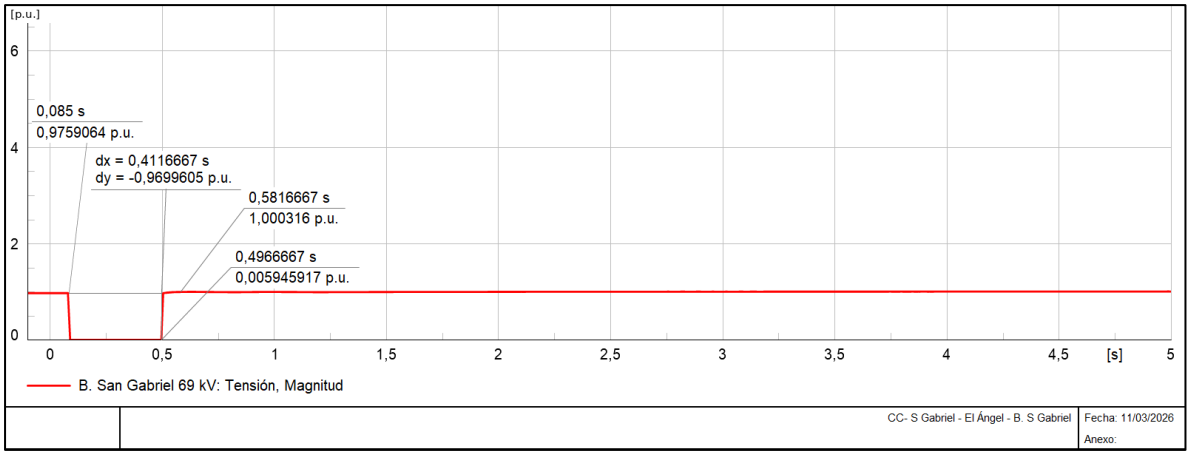


Figura. 84 Perfil de voltaje en la barra San Gabriel con vista hacia la barra El Ángel en estado de operación normal

4.4.2. Evaluación de barras en estado de operación en emergencia

Se identificaron puntos de evaluación cuyo post-falla se sitúa dentro de la banda de operación en emergencia ($0{,}95 \leq V_f \leq 1{,}06$ p.u.) que se muestra en la TABLA XIX. Este estado se define como una condición en la que el sistema opera fuera de los parámetros normales de calidad y seguridad, exigiendo acciones de control para restablecer la red a un estado operativo normal.

TABLA XIX

RESULTADOS DEL PERFIL DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN EN EMERGENCIA TRAS

No	Barra	Vista a	V_i (p.u.)	t_i (s)	V_{pert} (p.u.)	t_{pert} (s)	ΔV (p.u.)	Δt (s)	V_f (p.u.)	t_f (s)
1	El Ángel	El Chota	0,975	0,085	0,112	0,50	0,863	0,42	0,965	0,55
2	El Chota	El Ángel	0,977	0,085	0,244	0,50	0,732	0,42	0,967	0,54

Al examinar el perfil de voltaje post-falla, en la tabla XX se observa un valor promedio de 0,966 p.u., con registros que se estabilizan entre 0,965 p.u. y 0,967 p.u. Aunque estos valores se sitúan técnicamente en la banda de emergencia por estar ligeramente debajo del límite de 0,97 p.u., el resultado valida la rigidez de la red, la cual logra sostener niveles de voltaje operativos. En cuanto a la respuesta dinámica, el voltaje de perturbación registro un valor promedio de 0,178 p.u. y un mínimo de 0,112 p.u. Esta caída, inherente a la naturaleza física de un cortocircuito antes del despeje de falla, sirve como indicador de la severidad de la prueba a la que fue sometido el modelo.

TABLA XX

RESUMEN ESTADÍSTICO DEL DESEMPEÑO DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN EN EMERGENCIA

Estadístico	V_i (p.u.)	V_{pert} (p.u.)	V_f (p.u.)
$V_{mín}$	0,975	0,112	0,965
V_{prom}	0,976	0,178	0,966
$V_{máx}$	0,977	0,244	0,967

Lo expuesto se ejemplifica con la figura 85 sobre el perfil de voltaje de la barra El Ángel con vista hacia la barra El Chota. Tras la perturbación el sistema tiene una caída voltaje severa, no obstante; el voltaje se restablece hacia un valor final de 0,965 p.u. Según la normativa vigente, este valor sitúa a la barra en un estado operativo de emergencia, al encontrarse fuera de la banda de seguridad normal, pero logrando sostener la operatividad del sistema sin llega al colapso. Los resultados gráficos complementarios para las demás barras que comparten esta condición se encuentra en el ANEXO H.

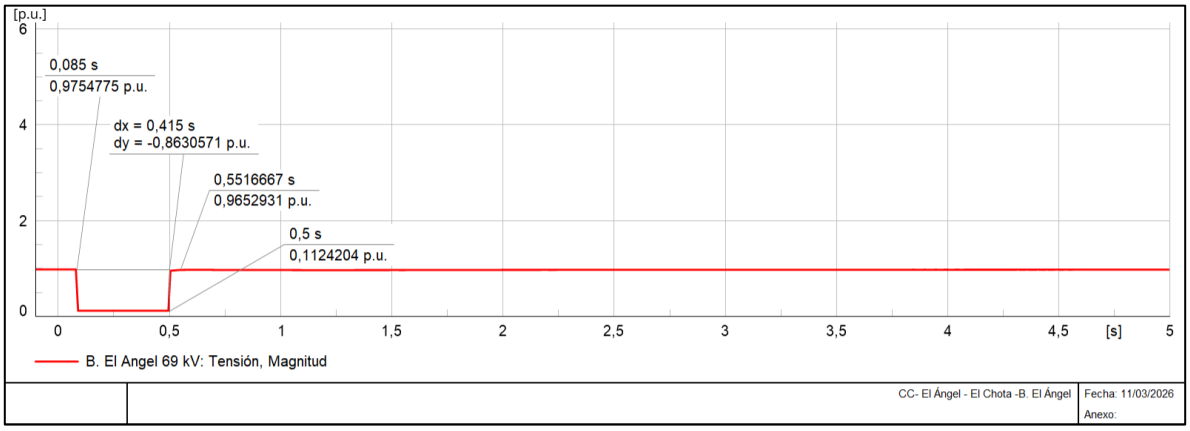


Figura. 85 Barra El Ángel con vista hacia la barra El Chota en estado de operación en emergencia

4.4.3. Identificación de nodos en estado de incumplimiento

La TABLA XXI detalla los puntos de evaluación que tras la ocurrencia de una contingencia N-1, presentan un voltaje post-falla inferior a 0,95 p.u., incurriendo de forma directa en un estado de incumplimiento de los limites regulatorios establecidos para el nivel de 69 kV.

TABLA XXI

RESULTADOS DEL PERFIL DE VOLTAJE EN ESTADO DE INCUMPLIMIENTO TRAS CONTINGENCIAS

No	Barra	Vista a	V_i (p.u.)	t_i (s)	V_{pert} (p.u.)	t_{pert} (s)	ΔV (p.u.)	Δt (s)	V_f (p.u.)	t_f (s)
1	San Gabriel	Tulcán T.	0,976	0,085	0,230	0,50	0,746	0,42	0,929	0,54
2	El Ángel	San Gabriel	0,975	0,085	0,009	0,50	0,967	0,42	0,946	0,56
3	El Chota	Alpachaca	0,977	0,085	0,062	0,50	0,915	0,42	0,840	0,54
4	Alpachaca	Bellavista	0,990	0,085	0,025	0,50	0,965	0,42	0,786	1,19
5	Atuntaqui	Bellavista	0,992	0,085	0,077	0,50	0,915	0,42	0,949	0,52
6	Cayambe	Enlace Der. Ecuajugos	0,994	0,085	0,099	0,50	0,896	0,42	0,696	0,55
7	Cananvalle	Enlace Der. Ecuajugos	0,996	0,085	0,198	0,50	0,797	0,42	0,671	0,52

Este escenario de vulnerabilidad se hace evidente en la figura 86 que pertenece al perfil de voltaje de la barra San Gabriel con vista hacia la barra Tulcán T. Una vez superado la perturbación la magnitud del voltaje se estabiliza en 0,929 p.u.; este valor representa un incumplimiento de los niveles de seguridad definido por la normativa, al situarse por debajo del límite inferior de emergencia. Esto indica que el sistema ha perdido su capacidad de recuperación en este nodo, operando en una zona de riesgo que compromete la red. Los perfiles del resto de barras que incurren en este estado de incumplimiento se encuentran recopilados en el ANEXO I.

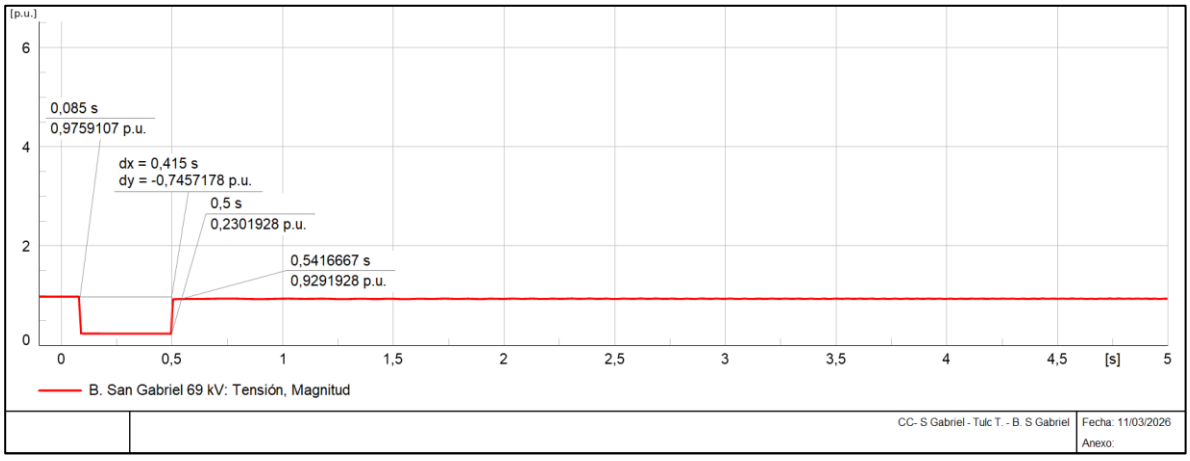


Figura. 86 perfil de voltaje de la barra San Gabriel con vista hacia la barra Tulcán T con estado de incumplimiento

4.4.4. Comportamiento dinámico del ángulo del rotor en generadores

La evaluación se efectuó en 16 centrales de generación ubicadas en 11 subestaciones, considerando como contingencia N-1 la salida de servicio del transformador de potencia asociado a cada central.

Como se detalla en la tabla XXII los generadores presentan una condición de operación inicial, al producirse la falla en el instante 0,085 s, se rompe el equilibrio entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica, provocando una aceleración del rotor. No obstante, los resultados demuestran que la mayoría de las centrales logran amortiguar las oscilaciones y alcanzar un nuevo punto de equilibrio.

Un hallazgo relevante en este análisis es que centrales como La Playa, Ambi entre otras, presentan un ángulo final de 0,000 deg.

Este comportamiento no responde a una pérdida de estabilidad por oscilación critica, sino a la configuración de cada subestación del sistema de subtransmisión en dichos puntos; al quedar fuera de servicio el transformador, la central pierde su única ruta de alimentación y evacuación hacia la red, lo que resulta en la desconexión de la unidad.

TABLA XXII
RESULTADOS DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN LOS GENERADORES TRAS CONTINGENCIAS N-1

No	Contingencia	Generador	δ_i (deg)	t_i (s)	δ_f (deg)	t_f (s)
1	Apertura T. El Rosal 20/25 MVA	La Playa	25,278	0,49	0,000	0,49
2	Apertura T. El Rosal 20/25 MVA	San Miguel	43,805	0,50	43,884	35,04
3	Apertura T. El Rosal 5.5 MVA	La Playa	25,278	0,50	24,815	33,98
4	Apertura T. El Rosal 5.5 MVA	San Miguel	43,805	0,50	0,000	0,50
5	Apertura T. S Gabriel 20/25 MVA	Electrocórdoba	-16,558	0,50	0,000	0,50
6	Apertura T. El Ángel 2.5 MVA	Espejo	-27,944	0,50	0,000	0,50
7	Apertura T. La Carolina 5/6.25 MVA	Buenos Aires	18,432	0,02	0,000	0,02
8	Apertura T. La Carolina 5/6.25 MVA	Hidromira	35,42	0,02	26,035	180,14
9	Apertura T. La Carolina 5/6.25 MVA	Hidroimababura	29,329	0,46	20,073	120,00
10	Apertura T. La Carolina 7.5 MVA	Buenos Aires	15,978	0,50	16,313	32,03
11	Apertura T. La Carolina 7.5 MVA	Hidromira	32,85	0,50	32,175	34,99
12	Apertura T. La Carolina 7.5 MVA	Hidroimababura	29,329	0,50	28,912	35,00
13	Apertura T. El Laurel 2.5 MVA	El Laurel	58,927	0,50	0,000	0,50
14	Apertura T. El Ambi 01- 5.545 MVA	El Ambi 01	2,324	0,50	0,000	0,50
15	Apertura T. El Ambi 01- 5.545 MVA	El Ambi 02	11,501	0,50	11,193	31,06
16	Apertura T. El Ambi 02- 5.545 MVA	El Ambi 01	2,324	0,50	1,764	29,98
17	Apertura T. El Ambi 02- 5.545 MVA	El Ambi 02	11,501	0,50	0,000	0,50
18	Apertura T. Atuntaqui 20/25 MVA	Sermaa	19,012	0,50	0,000	0,50
19	Apertura T. Cotacachi 10/12.5 MVA	Cotacachi	-13,814	0,50	0,000	0,50
20	Apertura T. Otavalo 10/12.5 MVA	Otavalo	-13,497	0,50	0,000	0,50
21	Apertura T. Cayambe 01-20/25 MVA	C.T. Moderna Alimentos	-9,297	0,50	0,000	0,50
22	Apertura T. Cayambe 01-20/25 MVA	C.H. Moderna Alimentos	-9,105	0,50	-8,655	39,96
23	Apertura T. Cayambe 02-20/25 MVA	C.T. Moderna Alimentos	-9,296	0,47	-8,862	39,98
24	Apertura T. Cayambe 02-20/25 MVA	C.H. Moderna Alimentos	-9,105	0,50	0,000	0,50
25	Apertura T. Ecuajugos 3/3.75 MVA	Ecuajugos	8,078	0,50	0,000	0,50

En la figura 87 se presenta la respuesta dinámica de la central San Miguel ante la salida de servicio del transformador El Rosal 20/25 MVA. Tras el inicio de la falla a los 0,085 s, el ángulo del rotor presenta una oscilación característica de la redistribución de flujos de potencia.

La unidad mantiene el sincronismo con la red, estabilizándose en un nuevo punto de equilibrio y con la capacidad de amortiguar la perturbación y continuar en operación sin incurrir en una pérdida de paso o desconexión.

El comportamiento del ángulo del rotor en cada generador tras contingencia N-1 se encuentran recopilados en el ANEXO J PARTE I, II Y III.

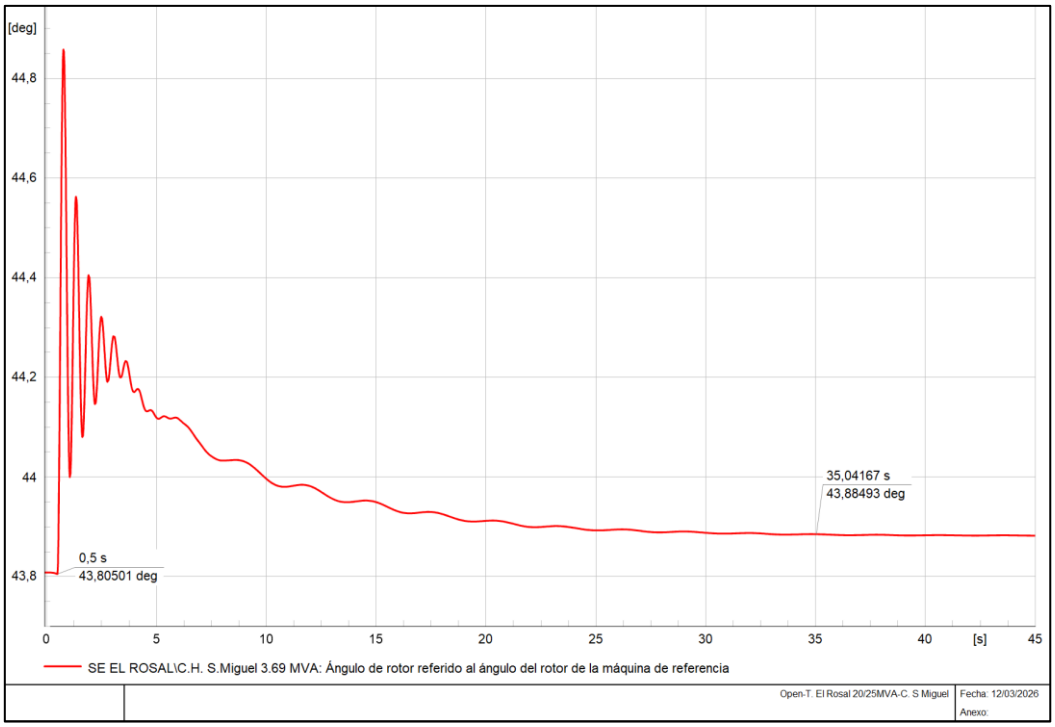


Figura. 87 Respuesta dinámica de la C. San Miguel ante la salida de servicio del transformador El Rosal 20/25 MVA

4.5. SÍNTESIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ANTE LAS CONTINGENCIAS N-1

Una vez analizados los eventos de contingencia N-1, se presenta una síntesis general del desempeño del sistema, integrando tanto la respuesta del perfil de voltaje en las barras de 69 kV como el comportamiento del ángulo del rotor en los generadores.

En cuanto al perfil de voltaje, la mayoría de los puntos evaluados se mantuvo dentro de la banda de operación definida por el CENACE ($0{,}97 \leq V_f \leq 1{,}04$ p.u.), sin embargo 7 eventos están fuera de la banda de variación del ± 5%, límites permitidos en contingencia, lo que evidencia que el sistema posee, en general, una adecuada capacidad de recuperación tras el despeje de la falla.

Un grupo reducido de barras (El Ángel y El Chota) se ubicó en la banda de operación de emergencia, con valores ligeramente por debajo de 0,97 p.u., sin comprometer la continuidad del servicio.

Por otra parte, las barras identificadas en estado de incumplimiento (San Gabriel, El Ángel, El Chota, Alpachaca, Atuntaqui, Cayambe y Cananvalle) no evidencian un problema estructural grave del sistema. Su origen esta más bien en la topología radial de la red: al quedar fuera de servicio la línea analizada mediante la actuación de sus interruptores asociados, estas barras no pierden por completo su alimentación, pero si quedan sujetas a una trayectoria eléctrica más débil dentro de la configuración radial existente. Como consecuencia, el voltaje se estabiliza a un valor final de incumplimiento normativo (0,95< Vf> 1,06) En este sentido, dicho comportamiento corresponde a una limitación propia de la configuración actual del sistema al no contar con una vía de alimentación alterna más cercana que refuerce el voltaje en dichos nodos y no a una falla en la respuesta dinámica de la red.

En lo referente al comportamiento dinámico del ángulo del rotor, los resultados muestran que ninguna de las 16 centrales de generación evaluadas presentó pérdida de sincronismo por inestabilidad angular. Las centrales que mantuvieron su conexión a la red lograron amortiguar las oscilaciones provocadas por la apertura del transformador y alcanzar un nuevo punto de equilibrio angular estable, mientras que los casos con ángulo final de $0{,}000^0$ corresponden a centrales que, quedaron eléctricamente aisladas al perder su única vía de evacuación hacia el sistema, y no a un colapso de la estabilidad. En consecuencia, al evaluar N-1, no se identifican riesgos de inestabilidad angular en el sistema. Los puntos que sí requieren atención tienen que ver principalmente con la recuperación del perfil de voltaje en los nodos eléctricamente más débiles de la red radial.

4.6 ANÁLISIS DE LA CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA DEL SISTEMA: LST BELLAVISTA-UNACEM

La línea Bellavista-UNACEM fue seleccionada para este análisis por corresponder a la contingencia más crítica del sistema, debido a que la barra UNACEM alimenta una carga de 28 MW, un valor que supera el rango típico de hasta 20 MW manejado por la red de subtransmisión de EMLENORTE.

Esta diferencia en magnitud de carga es lo que convierte a esta línea en el evento de mayor severidad dentro del sistema. A partir de esta contingencia, se analiza la estabilidad del ángulo del rotor en las unidades de central C.H. El Ambi 01 y C.H. El Ambi 02, así como la estabilidad de voltaje en la barra Cotacachi, por ser esta la más próxima eléctricamente al evento.

4.6.1. Estabilidad del ángulo del rotor en C.H. El Ambi 01 y C.H. El Ambi 02

Para evaluar el efecto de la propuesta de mejora sobre la estabilidad dinámica del sistema, se analizó el comportamiento del ángulo del rotor de las centrales C.H. El Ambi 01 y C.H. El Ambi 02, ante el cortocircuito en la línea LST Bellavista-UNACEM y posteriormente la apertura de los interruptores relacionados a esta línea, comparando la condición inicial (líneas abiertas) frente al escenario propuesto (cierre de las líneas Cananvalle-La Esperanza, San Vicente-Otavalo y El Chota-El Ángel).

En la figura 88 se presenta la respuesta dinámica de la central C.H. El Ambi 01. En la condición inicial, el ángulo del rotor registra su valor inicial en $-9{,}441^0$ en el instante 0,079s, estabilizándose posteriormente en un valor final de estabilización $-8{,}244^0$ en el instante 36,24 s.

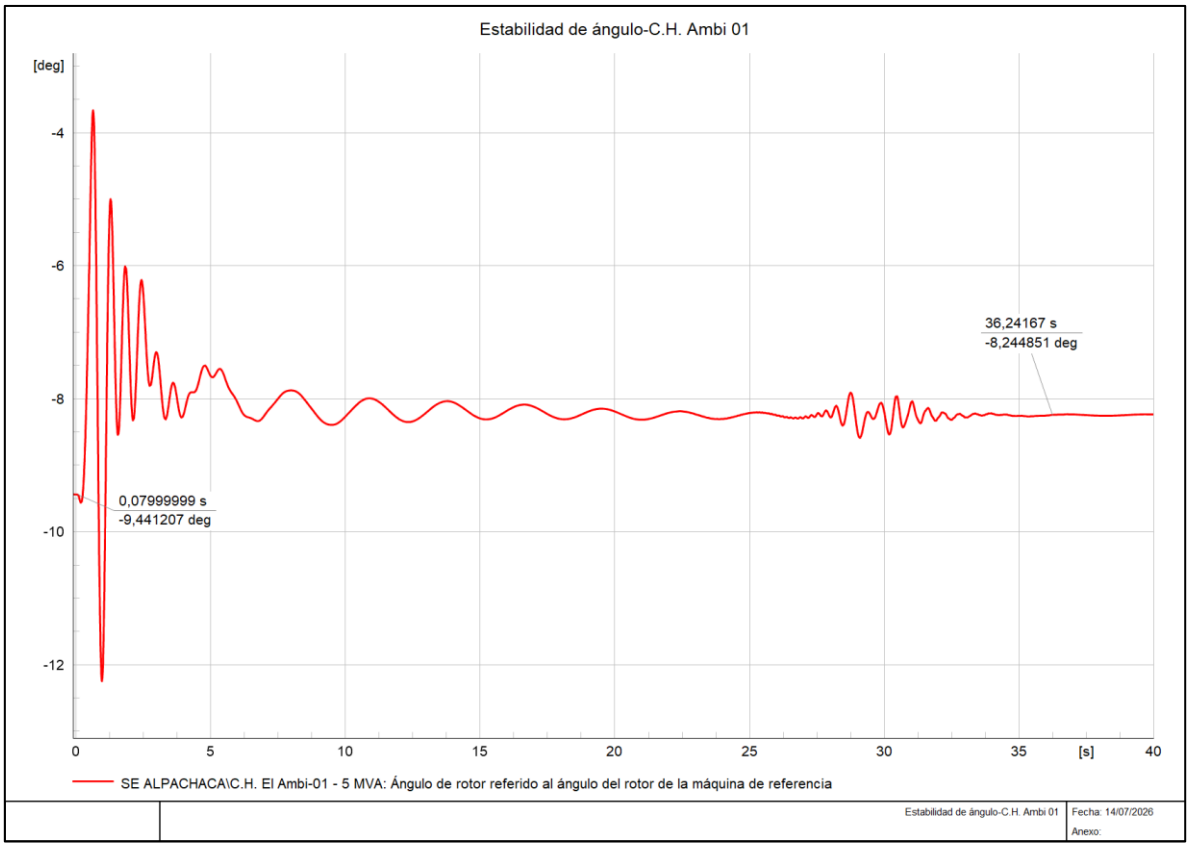


Figura. 88 Estabilidad de ángulo-C.H. Ambi 01

De manera similar, en la figura 89 se observa el comportamiento de la central C.H. El Ambi 02, el ángulo registra un valor inicial de $-0{,}261^0$ en el instante 0,079 s, alcanzando un ángulo final de estabilización de $0{,}689^0$ en el instante 36,09 s.

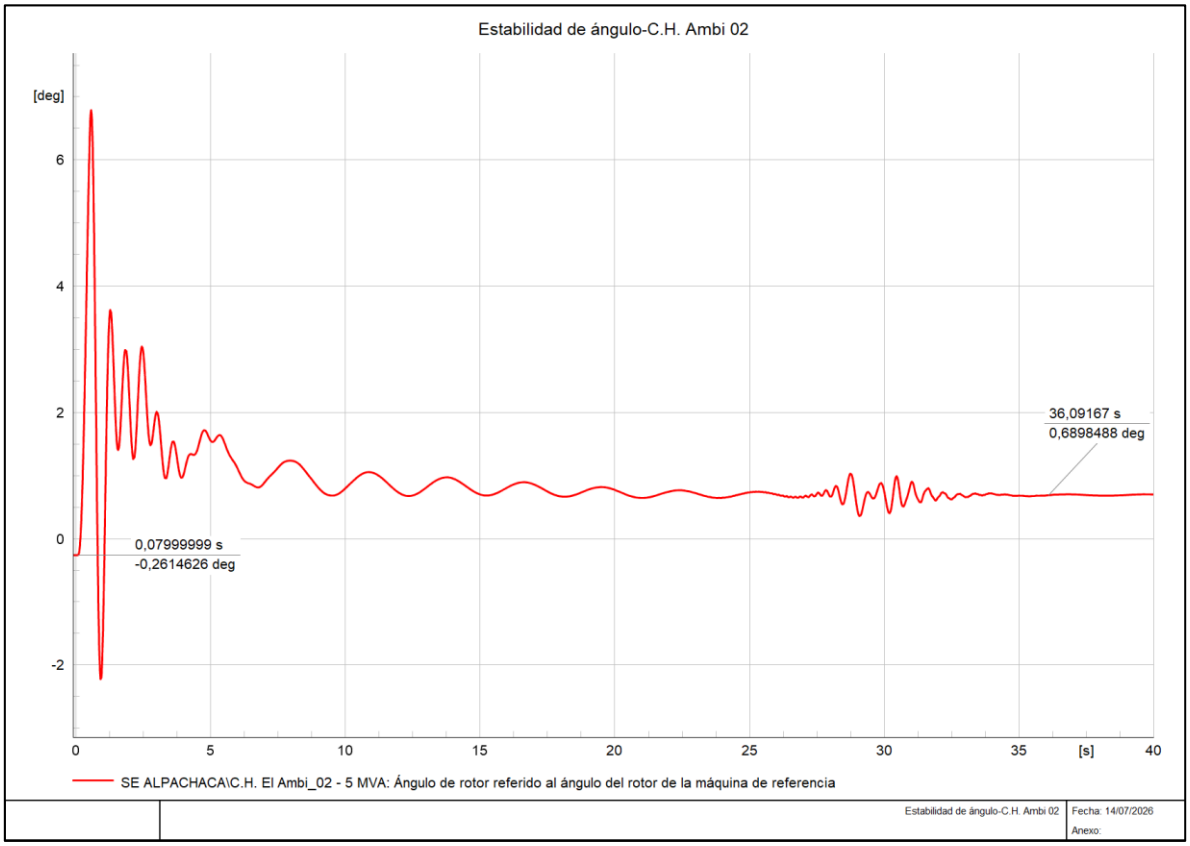


Figura. 89 Estabilidad de ángulo-C.H. Ambi 02

En ambos casos, las unidades de generación mantienen sincronismo con la red, lo cual confirma la estabilidad del sistema ante esta contingencia.

4.6.2. Estabilidad de voltaje en la barra Cotacachi

Para complementar el análisis de la contingencia más crítica, se evaluó el comportamiento del perfil de voltaje en la barra Cotacachi, por ser esta la más próxima eléctricamente al evento de cortocircuito en la línea LST Bellavista-UNACEM.

En la figura 90 se presenta el perfil de voltaje de la barra Cotacachi, partiendo de una caída de voltaje de 0,418 p.u. en el instante 0,49 s. Posteriormente, una vez despejada la falla, el voltaje se restablece con un valor final de estabilización de 1,029 p.u. en 0,75 s.

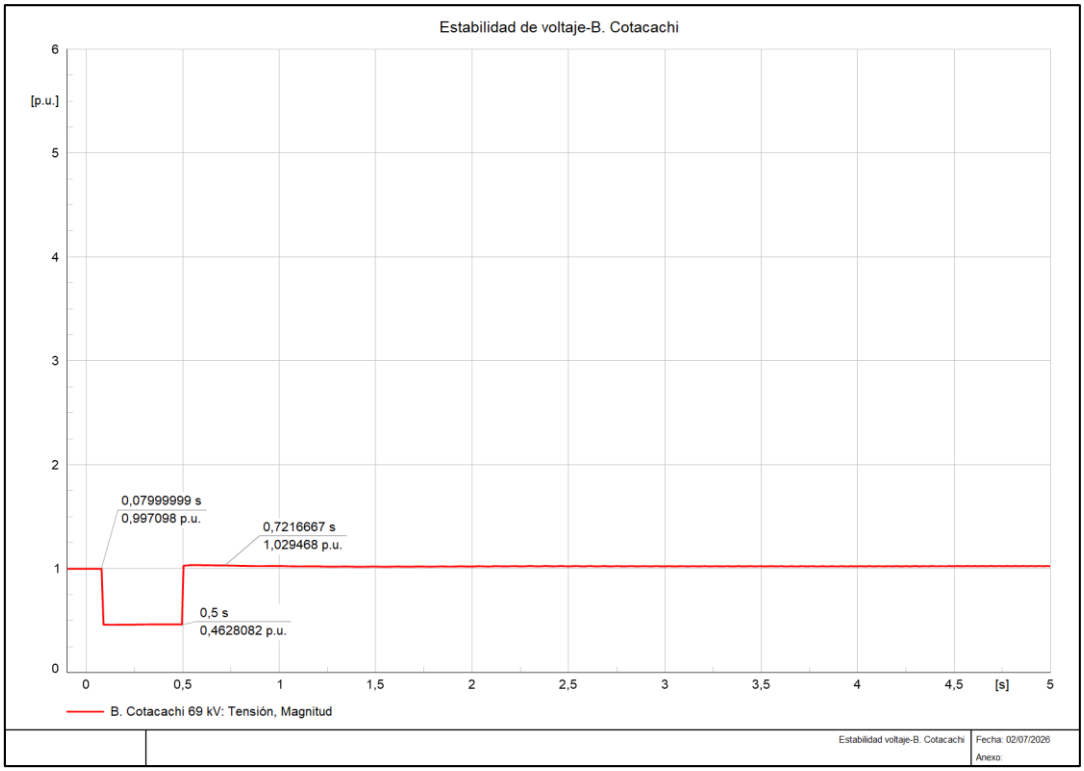


Figura. 90 Estabilidad de voltaje-B. Cotacachi

Se evidencia que el voltaje final de estabilización prácticamente se encuentra sin variación confirmando que el sistema se estabiliza dentro de la banda de operación normal ($0{,}97 \leq V_f \leq 1{,}04$ p.u.).

4.7 PROPUESTA DE MEJORA DEL PERFIL DE VOLTAJE EN LAS BARRAS EN ESTADO DE INCUMPLIMIENTO

Como se identificó en la sección 4.5, las barras San Gabriel, El Ángel, El Chota, Alpachaca y Atuntaqui presentan un voltaje final de estabilización en incumplimiento ($0{,}95 < Vf > 1{,}06$) tras el despeje de falla.

Al analizar el origen de esta condición, se identificó que los dos transformadores conectados a la barra 138 kV, punto de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, operan en paralelo con la posición del tap en el software del Cambiador de Tomas Bajo Carga (LTC), en el lado de alto voltaje, fijada en una posición que no ajusta adecuadamente para mantener un correcto perfil de voltaje en el sistema.

Cabe señalar que, según los datos de placa del transformador, las posiciones de tap enumeran, por ejemplo; 1 al 5, correspondiendo el 1 al nivel más bajo y el 5 al nivel más alto. Sin embargo, en el software DIgSILENT esta enumeración se encuentra invertida, es decir, la posición 5, que es más alta, corresponde a la posición 1, la más baja en el software. Esta diferencia debe considerarse al momento de interpretar y corregir la posición del tap, con el fin de evitar una configuración errónea del nivel de voltaje.

A partir de este hallazgo, se propone mejorar como medida de mejora la corrección de la posición del tap del LTC, en el lado de alto voltaje, de ambos transformadores conectados a la barra Ibarra 138 kV, con el fin de mejorar el perfil de voltaje.

De manera similar, se identificó que las barras Cayambe y Cananvalle, que registran los valores de voltaje final de estabilización están entre las barras de estado de incumplimiento, son alimentadas a través de la subestación Cajas, punto de interconexión con el SIN. En esta subestación, la barra Cajas 230 kV se conecta mediante dos transformadores en paralelo hacia la barra Cajas 69 kV, desde donde se deriva la alimentación hacia dichas barras. Al igual que en el caso de la subestación Ibarra, se identificó que la posición del tap del LTC de estos transformadores no se encuentra correctamente ajustada para mantener un adecuado perfil de voltaje en el sistema.

Mediante esto, se propone como medida de mejora la corrección de la posición del tap del LTC de ambos transformadores conectados a la barra Cajas 230 kV, con el fin de mejorar el perfil de voltaje.

CONCLUSIONES:

- Se recopilaron y organizaron los parámetros eléctricos correspondientes a los elementos del sistema de subtransmisión de EMELNORTE (líneas, transformadores y generadores). Con esta información se construyó una base de datos técnica que resulto importante para representar el comportamiento de la red en el modelo digital, y que además sirvió para los análisis de estabilidad dinámica realizados en las etapas posteriores.
- El sistema de subtransmisión fue modelado y simulado en el software DIgSILENT, incorporando las características de operación propias de cada uno de sus elementos. Este modelo no se limita a representar las contingencias especificas evaluadas en el presente estudio, sino que constituye una herramienta de simulación flexible: a partir de esto, es posible ejecutar cualquier evento de falla en cualquier punto del sistema y obtener la respuesta dinámica correspondiente, ya sea la estabilidad angular de cualquier generador o la estabilidad de voltaje en cualquier barra, lo que amplia significativamente la utilidad del trabajo más allá del alcance inicial del análisis.
- El análisis de contingencias tipo N-1 demostró que el sistema de subtransmisión de EMELNORTE mantiene la estabilidad angular y el sincronismo en las centrales frente a los eventos simulados. Al analizar la contingencia más crítica en la línea LTS Bellavista-UNACEM por concentrar en la barra UNACEM la mayor carga del sistema, se identificó que el origen del incumplimiento de voltaje en las barras mas alejadas está relacionado con un ajuste necesario en la posición del tap del LTC de los transformadores de interconexión en las subestaciones Ibarra y Cajas, por lo que se plantea la corrección de ducha posición como medida de mejora para restablecer el perfil de voltaje del sistema dentro de los limites normativos.

RECOMENDACIONES:

- Es recomendable que EMELNORTE mantenga actualizada, en coordinación con su departamento de estudios eléctricos, la base de datos de los parámetros eléctricos del sistema de subtransmisión. Es permitirá que el modelo digital refleje oportunamente cualquier modificación en la configuración de líneas, transformadores y generadores.
- Asimismo, se recomienda que la empresa conserve y de continuidad al modelo desarrollado en DIgSILENT, empleándose como la herramienta institucional de planificación. De esta manera, podrá utilizarse en estudios futuros ya sea para evaluar nuevas contingencias, incorporar proyectos de expansión de la red o analizar el impacto de nueva generación distribuida sin tener que reconstruir el modelo desde cero.
- Se propone priorizar la corrección de la posición del tap del Cambiador de Tomas Bajo Carga (LTC) en los transformadores de interconexión de las subestaciones Ibarra y Cajas, con el fin de restablecer la capacidad de regulación de voltaje en dichos puntos y mejorar el perfil de voltaje en las barras del sistema de subtransmisión que actualmente se encuentran en estado de incumplimiento, fortaleciendo así la respuesta del sistema ante contingencias criticas similares a la evaluada la línea LTS Bellavista-UNACEM.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

[1] J. A. Pineda Guaman, "Análisis dinámico de la estabilidad transitoria en los sistemas de potencia posterior a la conmutación óptima de líneas de transmisión," 2024.

[2] A. R. Sobbouhi and A. Vahedi, "Transient stability prediction of power system; a review on methods, classification and considerations," Electric Power Systems Research, vol. 190, p. 106853, 2021.

[3] H. Wu, J. Li, and H. Yang, "Research methods for transient stability analysis of power systems under large disturbances," Energies, vol. 17, no. 17, p. 4330, 2024.

[4] Q.-H. Wu, Y. Lin, C. Hong, Y. Su, T. Wen, and Y. Liu, "Transient stability analysis of large-scale power systems: A survey," CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 9, no. 4, pp. 1284-1300, 2023.

[5] H. Ahmad, M. Yousif, M. Shah, and N. Ullah, "Monitoring Transient Stability in Electric Power Systems Using a Hybrid Model of Convolutional Neural Network and Random Forest," Electric Power Components and Systems, vol. 52, no. 6, pp. 946-958, 2023.

[6] U. Shahzad, "Prediction of probabilistic transient stability using support vector machine," arXiv preprint arXiv:2111.11242, 2021.

[7] C. He, X. He, H. Geng, H. Sun, and S. Xu, "Transient stability of low-inertia power systems with inverter-based generation," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 37, no. 4, pp. 2903-2912, 2022.

[8] U. Shahzad, "A Risk-Based Probabilistic Transient Stability Approach for Ranking of Circuit Breakers in a Power System," arXiv preprint arXiv:2505.15374, 2025.

[9] C. Xu, Z. Zou, J. Yang, Z. Wang, W. Chen, and G. Buticchi, "Transient stability analysis and enhancement of grid-forming and grid-following converters," IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics, 2024.

[10] A. Brik, N. E. Y. Kouba, and A. A. Ladjici, "Power System Transient Stability Analysis Considering Short-Circuit Faults and Renewable Energy Sources," Engineering Proceedings, vol. 67, no. 1, p. 42, 2024.

[11] J. Jang, Y. Gong, S. Min, and I. Kim, "Analysis of power system transient stability with PSO-optimized distributed generation and HVDC transmission systems," Scientific Reports, vol. 15, no. 1, p. 7855, 2025.

[12] Z. Liu, Z. Ding, X. Huang, and P. Zhang, "An online power system transient stability assessment method based on graph neural network and central moment discrepancy," Frontiers in Energy Research, vol. 11, p. 1082534, 2023.

[13] T. Bei, J. Xiao, and X. Wang, "Transient stability assessment of power systems based on the transformer and neighborhood rough set," Electronics, vol. 13, no. 2, p. 270, 2024.

[14] J. Chen et al., "Comprehensive assessment of transient stability for grid-forming converters considering current limitations, inertia and damping effects," CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2025.

[15] S. Kai, Y. Che, F. Zhang, G. Wu, Z. Zhou, and P. Huang, "A review of power system dynamic equivalents for transient stability studies," The Journal of Engineering, vol. 2022, no. 8, pp. 761-772, 2022.

[16] J. Stiasny, G. S. Misyris, and S. Chatzivasileiadis, "Transient stability analysis with physics-informed neural networks," arXiv preprint arXiv:2106.13638, 2021.

[17] A. N. B. Alsammak, Z. M. Salleh, and H. A. Mohammed, "A Review on Enhancing Power System Transient Stability Using Static VAR Compensator-Based Intelligent Control," Journal of Robotics and Control (JRC), vol. 6, no. 1, pp. 396-405, 2025.

[18] S. V. T. Quilligana and D. V. P. Moran, "Análisis de estabilidad transitoria con fuentes de energía renovable aplicado a un sistema eléctrico de potencia de nueve barras, mediante el software digsilent power factory," Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, vol. 6, no. 4, pp. 1569-1590, 2022.

[19] M. E. El-Hawary, Introduction to electrical power systems. John Wiley & Sons, 2008.

[20] D. P. Kothari and I. J. Nagrath, Modern Power System Analysis, Third ed. New delhi: Tata McGraw-Hill Education Private Limited, 2003, p. 694.

[21] J. A. N. Anaguano. "Estimación de estado dinámico de un generador sincrónico aplicando la técnica del filtro de Kalman extendido." https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20111 (accessed 23 de junio del 2025 2025).

[22] CENACE. "Rendición de cuentas 2018." https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/06/rendicin-de-cuentas-cenace-2018-vf_compressed-1.pdf (accessed 23 de junio del 2025.

[23] ARCONEL. "Regulación Nro. ARCONEL-009/2024: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica." Agencia de Regulación y Control de Electricidad. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/Regulacion-Nro.-ARCONEL-009-24-signed.pdf (accessed 16 de julio, 2025).

[24] O. N. d. E.-. CENACE, "Estabilidad de voltajes de corredores de transmisión julio 2025 - junio 2026," ed. Quito, Ecuador: Operador Nacional de Electricidad - CENACE, 2026.

[25] H. Q. Website. "Distribution and Utilization Power System." http://www.eiti.uottawa.ca/~rhabash/ELG4125Distribution2012.pdf (accessed 23 de junio del 2025.

[26] G. E. Harper, Elementos de Dise√±o de Subestaciones El√© ctricas. Editorial Limusa, 2008.

[27] R. Bastidas. "Diseño de subestaciones." https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/LOTAIP_NEW/2016/04-

2016/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/Resources/Disenio%20de%20Subestaciones.pdf (accessed 23 de junio del 2025.

[28] CELEC. "Glosario de términos Sistema Eléctrico Ecuatoriano." https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/terminologia.pdf (accessed 23 de junio del 2025).

[29] N. D. V. Calo. "Estudio de cargabilidad de la línea a 22 kV de la Central Illuchi 1 de la ELEPCO S.A. y propuesta de cambio del conductor existente por un conductor económico para el transporte de la energía generada: estudio de cargabilidad de la línea existente a 22 kV de la Central Illuchi 1 y propuesta de cambio del conductor a un conductor económico." https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/24289 (accessed 23 de junio del 2025.

[30] D. Kothari and I. Nagrath, Sistemas eléctricos de potencia. McGraw-Hill Interamericana, 2008.

[31] S. R. Castaño, "Redes de distribución de energía," Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

[32] S. Chapman, Máquinas eléctricas. Mc Graw Hill, 2012.

[33] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, PowerFactory applications for power system analysis. Springer, 2014.

[34] A. G. Martínez, J. A. C. Garcia, and J. A. C. Juárez, "Simulación Avanzada en Ingeniería Eléctrica: Historia, Desarrollo y Aplicaciones con ETAP Y Digsilent Powerfactory," Ciencia Latina: Revista Multidisciplinar, vol. 9, no. 3, pp. 8279-8300, 2025.

[35] L. Islas-Vargas, "Métodos en investigación Methods in research."

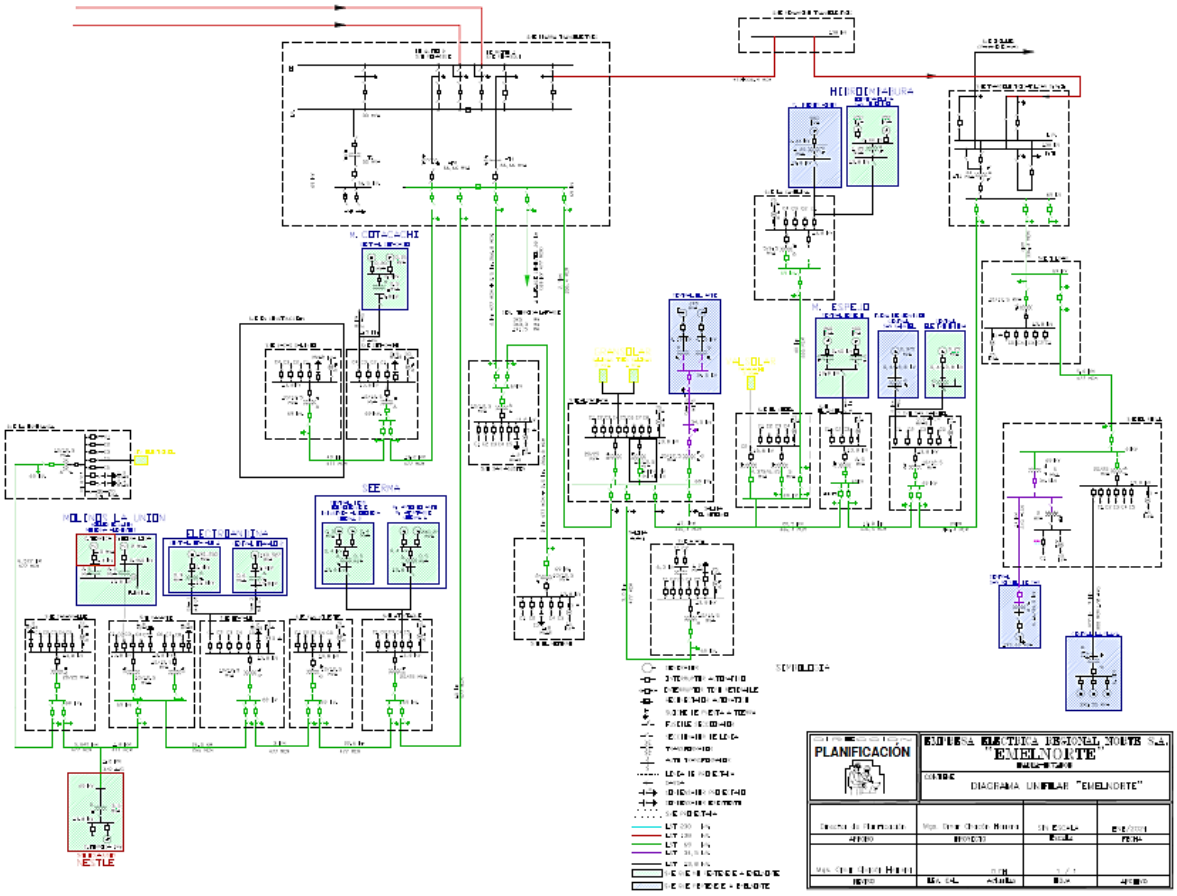
[36] E. E. R. N. S.A., "PLAN ESTRATÉGICO EMELNORTE 2022-2025," ed. Ibarra, Ecuador: EMELNORTE, 2022.

[37] D. Kothari, I. Nagrath, and R. Saket, "Modern power system analysis," 2008.

ANEXOS

ANEXO A

DIAGRAMA UNIFILAR EMELNORTE 2024



ANEXO B

TABLAS DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS TRANSFORMADORES QUE SE ENCUENTRAN EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

DETALLE	Subestación Ajavi
Nombre	T. Ajavi
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	9,09%
Pérdidas en cobre	40,78 kW

DETALLE	Subestación Alpachaca
Nombre	T. Alpachaca
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	25 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22 %
Pérdidas en cobre	91,54 kW

DETALLE	Subestación Atuntaqui
Nombre	T. Atuntaqui
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	25 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22%
Pérdidas en cobre	95,7 kW

DETALLE	Subestación San Vicente
Nombre	T. San Vicente
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,73%
Pérdidas en cobre	45,05 kW

DETALLE	Subestación Cananvalle
Nombre	T. Cananvalle
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	25 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22 %
Pérdidas en cobre	91,54 kW

DETALLE	Subestación Cayambe
Nombre	T. Cayambe_ 1
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	7,5 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,73%
Pérdidas en cobre	56,3 kW

DETALLE	Subestación Cayambe
Nombre	T. Cayambe_ 2
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,59 %
Pérdidas en cobre	56,3 kW

DETALLE	Subestación Cotacachi
Nombre	T. Cotacachi
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,59 %
Pérdidas en cobre	56,3 kW

DETALLE	Subestación El Ángel
Nombre	T. Ángel
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	2,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	6,68 %
Pérdidas en cobre	18,73 kW

DETALLE	Subestación El Retorno
Nombre	T. El Retorno
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,66%
Pérdidas en cobre	55,26 kW

DETALLE	Subestación El Rosal
Nombre	T. El Rosal_1
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	20 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22 %
Pérdidas en cobre	91,54 kW

DETALLE	Subestación El Rosal
Nombre	T. El Rosal_2
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,09 %
Pérdidas en cobre	30,11 kW

DETALLE	Subestación La Esperanza
Nombre	T. La Esperanza
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,39%
Pérdidas en cobre	67,07 kW

DETALLE	Subestación La Carolina
Nombre	T. La Carolina
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	6,25 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,08 %
Pérdidas en cobre	42,05 kW

DETALLE	Subestación Otavalo
Nombre	T. Otavalo
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,59 %
Pérdidas en cobre	55,16 kW

DETALLE	Subestación San Agustín
Nombre	T. Alpachaca
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	25 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22 %
Pérdidas en cobre	91,54 kW

DETALLE	Subestación San Gabriel
Nombre	T. Alpachaca
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22 %
Pérdidas en cobre	95,7 kW

DETALLE	Subestación Tulcán
Nombre	T. Tulcán
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	12,5 MVA
Frecuencia Nominal	60
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	7,68%
Pérdidas en cobre	55,4 kW

DETALLE	Subestación El Chota
Nombre	T. Alpachaca
Tecnología	Transformador trifásico
Potencia Nominal	5 MVA
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión nominal Lado de Alta AT	69 kV
Tensión nominal Lado de Baja BT	13,8 kV
Grupo Vectorial	DYN1
Impedancia de Secuencia Positiva Tensión de c.c. uk	13,22 %
Pérdidas en cobre	95,7 kW

ANEXO C

TABLA DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES QUE SE ENCUENTRAN EN FUNCIONAMIENTO

No	Subestación	Nombre	Potencia aparente nominal (MVA)	Tensión nominal (kV)	Factor de potencia nominal	No. de Fases	Conexión
1	S/E El Rosal	C.H. La Playa	0,55	13,8	0,8	3	YN
2	S/E El Rosal	C.H. La Playa	0,55	13,8	0,8	3	YN
3	S/E El Rosal	C.H. La Playa	0,55	13,8	0,8	3	YN
4	S/E El Rosal	C.H. San Miguel	3,69	13,8	0,8	3	YN
5	S/E San Gabriel	C. Electrocórdoba	0,25	13,8	0,8	3	YN
6	S/E El Ángel	C. Espejo	0,26	13,8	0,8	3	YN
7	S/E El Ángel	C. Espejo	0,4	13,8	0,8	3	YN
8	S/E La Carolina	C.H. Buenos Aires	0,98	13,8	0,8	3	YN
9	S/E La Carolina	C.H.Hidroimbabura	0,25	13,8	0,8	3	YN
10	S/E La Carolina	C.H.Hidroimbabura	0,25	13,8	0,8	3	YN
11	S/E La Carolina	C. Hidromira	1,2	13,8	0,8	3	YN
11	S/E Alpachaca	C.H. El Ambi- 01	5	13,8	0,8	3	YN
12	S/E Alpachaca	C.H. El Ambi- 02	5	13,8	0,8	3	YN
13	S/E Cotacachi	C. Cotacachi	0,20	13,8	0,8	3	YN
14	S/E Cotacachi	C. Cotacachi	0,25	13,8	0,8	3	YN
15	S/E Atuntaqui	SEERMA 1	0,25	13,8	0,8	3	YN
16	S/E Atuntaqui	SEERMA 1	0,25	13,8	0,8	3	YN
17	S/E Atuntaqui	SEERMA 2	0,3	13,8	0,8	3	YN
18	S/E Atuntaqui	SEERMA 2	0,4	13,8	0,8	3	YN
19	S/E Otavalo	C. Otavalo 1	0,250	13,8	0,8	3	YN
20	S/E Otavalo	C. Otavalo 2	0,527	13,8	0,8	3	YN
21	S/E Cayambe	C.H. Moderna Alimentos	2	13,8	0,8	3	YN
22	S/E Cayambe	C.T. Moderna Alimentos	1,5	13,8	0,8	3	YN
23	S/E Cayambe	Nestlé	1	13,8	0,8	3	YN
24	S/E El Chota	C.H. El Laurel G1	1,2	13,8	0,8	3	YN
25	S/E Ecuajugos	C.T. Ecuajugos	1	13,8	0,8	3	YN

ANEXO D

DEFINICIÓN DE EVENTOS DE CORTOCIRCUITO EN LAS LÍNEAS DE 69 KV

No	Evento Corto circuito CC	Tiempo de ejecución (s)	Localización de falla (%)
1	CC-LTS-T.Tulcán-Tulcán 50%	0,085	50
2	CC-LTS-Tulcán-El Rosal 50%	0,085	50
3	CC-LTS-T.Tulcán-San Gabriel 50%	0,085	50
4	CC-LTS-El Ángel-San Gabriel 50%	0,085	50
5	CC-LTS-La Carolina-El Chota 50%	0,085	50
6	CC-LTS-Alpachaca-El Chota 50%	0,085	50
7	CC-LTS-Alpachaca-Ajavi 50%	0,085	50
8	CC-LTS-Bellavista-Alpachaca 50%	0,085	50
9	CC-LTS-Bellavista-San Agustin 50%	0,085	50
10	CC-LTS-San Agustin-El Retorno 50%	0,085	50
11	CC-LTS-Bellavista-UNACEM 50%	0,085	50
12	CC-LTS-Bellavista-Atuntaqui 50%	0,085	50
13	CC-LTS-Bellavista-Cotacachi 50	0,085	50
14	CC-LTS-San Vicente-Atuntaqui 50%	0,085	50
15	CC-LTS-Otavalo-San Vicente 50%	0,085	50
16	CC-LTS-San Pablo-Otavalo 50%	0,085	50
17	CC-LTS-ED-Cajas 50%	0,085	50
18	CC-LTS-Der.Ecuajugos 50%	0,085	50
19	CC-LTS-La Esperanza-Cananvalle 50%	0,085	50
20	CC-LTS-Cajas-La Esperanza 50%	0,085	50
21	CC-LTS-Vacas Galindo-Cotacachi 50%	0,085	50
22	CC-LTS-Cajas-San Pablo 50%	0,085	50
23	CC-LTS-Cajas-Cayambe 50%	0,085	50

ANEXO E (PARTE I)

DEFINICIÓN DE EVENTOS DE CONMUTACIÓN EN LOS INTERRUPTORES DE LAS LÍNEAS DE 69 KV

No	Evento de Conmutación	Tiempo de ejecución (s)
1	Open-CB-T. Tulcán-Tulcán	0,5
2	Open-CB-Tulcán-T. Tulcán	0,5
3	Open-CB-Tulcán-El Rosal	0,5
4	Open-CB-El Rosal-Tulcán	0,5
5	Open-CB-T.Tulcán-San Gabriel	0,5
6	Open-CB-San Gabriel-T.Tulcán	0,5
7	Open-CB-El Ángel-San Gabriel	0,5
8	Open-CB-San Gabriel-El Ángel	0,5
9	Open-CB-La Carolina-El Chota	0,5
10	Open-CB-El Chota-La Carolina	0,5
11	Open-CB-Alpachaca-El Chota	0,5
12	Open-CB-El Chota-Alpachaca	0,5
13	Open-CB-Alpachaca-Ajavi	0,5
14	Open-CB-Ajavi-Alpachaca	0,5
15	Open-CB-Bellavista-Alpachaca	0,5
16	Open-CB-Bellavista-San Agustin	0,5
17	Open-CB-Alpachaca-Bellavista	0,5
18	Open-CB-San Agustin-Bellavista	0,5
19	Open-CB-San Agustin-El Retorno	0,5
20	Open-CB-Bellavista-UNACEM	0,5
21	Open-CB-El Retorno-San Agustin	0,5
22	Open-CB-UNACEM-Bellavista	0,5
23	Open-CB-Bellavista-Atuntaqui	0,5
24	Open-CB-Atuntaqui-Bellavista	0,5
25	Open-CB-Bellavista-Cotacachi	0,5
26	Open-CB-Cotacachi-Bellavista	0,5
27	Open-CB-San Vicente-Atuntaqui	0,5

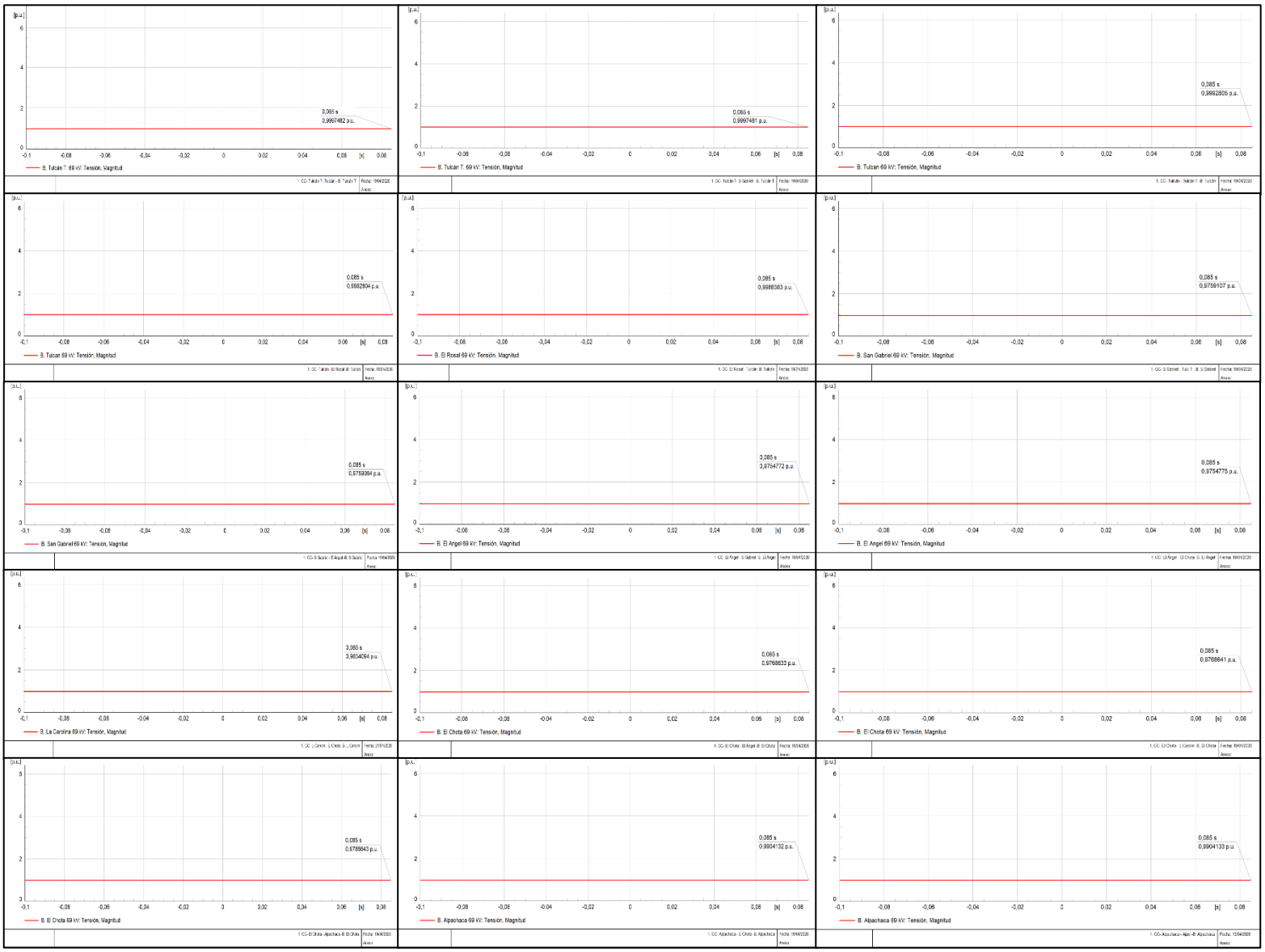
ANEXO E (PARTE II)

DEFINICIÓN DE EVENTOS DE CONMUTACIÓN EN LOS INTERRUPTORES DE LAS LÍNEAS DE 69 KV

No	Evento de Conmutación	Tiempo de ejecución (s)
28	Open-CB-Atuntaqui-San Vicente	0,5
29	Open-CB-Otavalo-San Vicente	0,5
30	Open-CB-San Vicente-Otavalo	0,5
31	Open-CB-San Pablo-Otavalo	0,5
32	Open-CB-Otavalo-San Pablo	0,5
33	Open-CB-ED-Cajas	0,5
34	Open-CB-Cajas-ED	0,5
35	Open-CB-La Esperanza-Cananvalle	0,5
36	Open-CB-Cananvalle-Ecuaj-Cayambe	0,5
37	Open-CB-Der.Ecuajugos-Cayambe	0,5
38	Open-CB-Cananvalle-Der.Ecuajugos	0,5
39	Open-CB-Cananvalle-La Esperanza	0,5
40	Open-CB-Cajas-La Esperanza	0,5
41	Open-CB-La Esperanza-Cajas	0,5
42	Open-CB-Vacas Galindo-Cotacachi	0,5
43	Open-CB-Cotacachi-Vacas Galindo	0,5
44	Open-CB-Cajas-Cayambe	0,5
45	Open-CB-Cayambe-Cajas	0,5
46	Open-CB-Cajas-San Pablo	0,5
47	Open-CB-San Pablo-Cajas	0,5

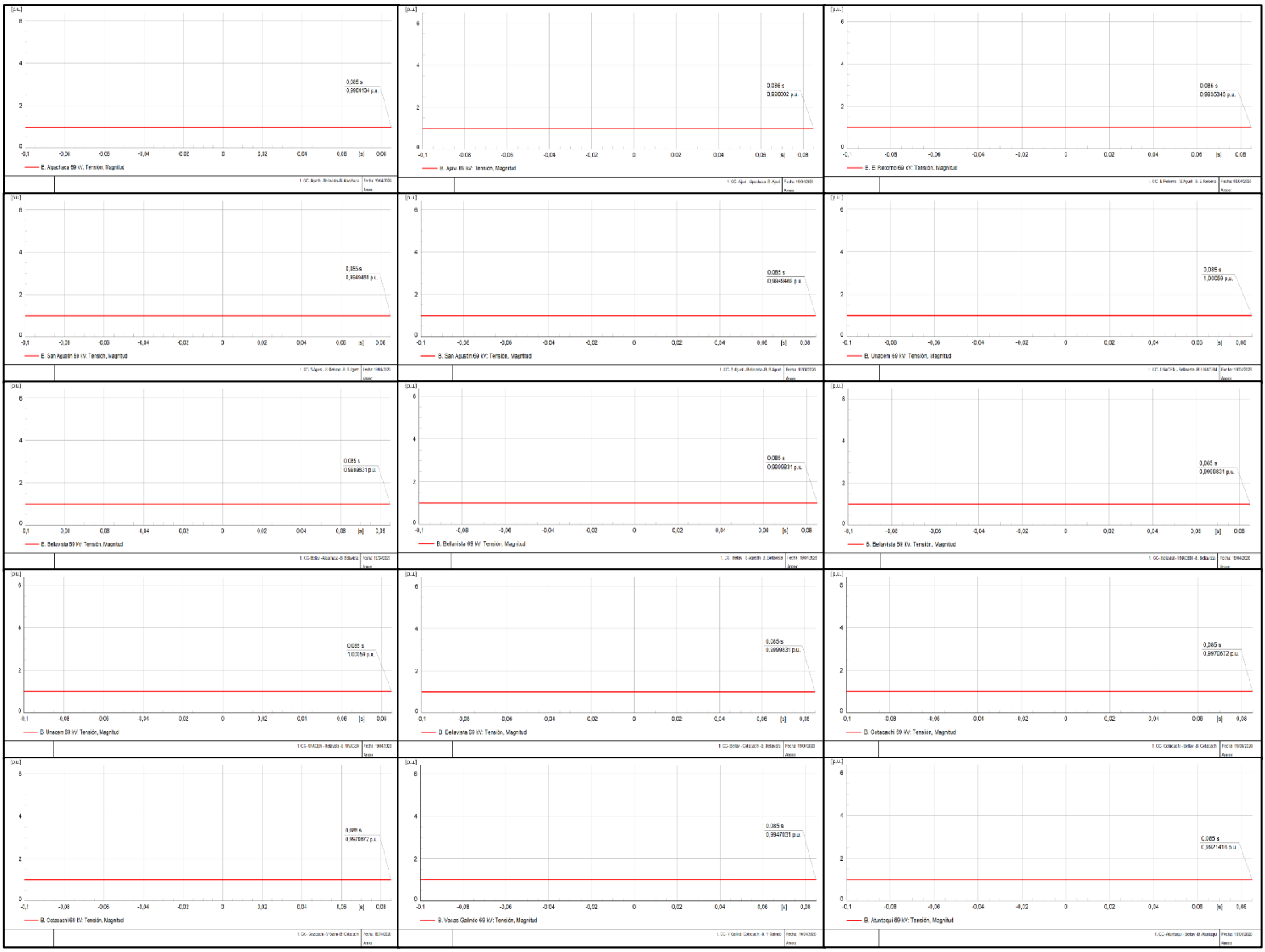
ANEXO F (PARTE I)

PERFIL DE VOLTAJE EN CONDICION INICIAL DE LAS BARRAS DE 69 KV



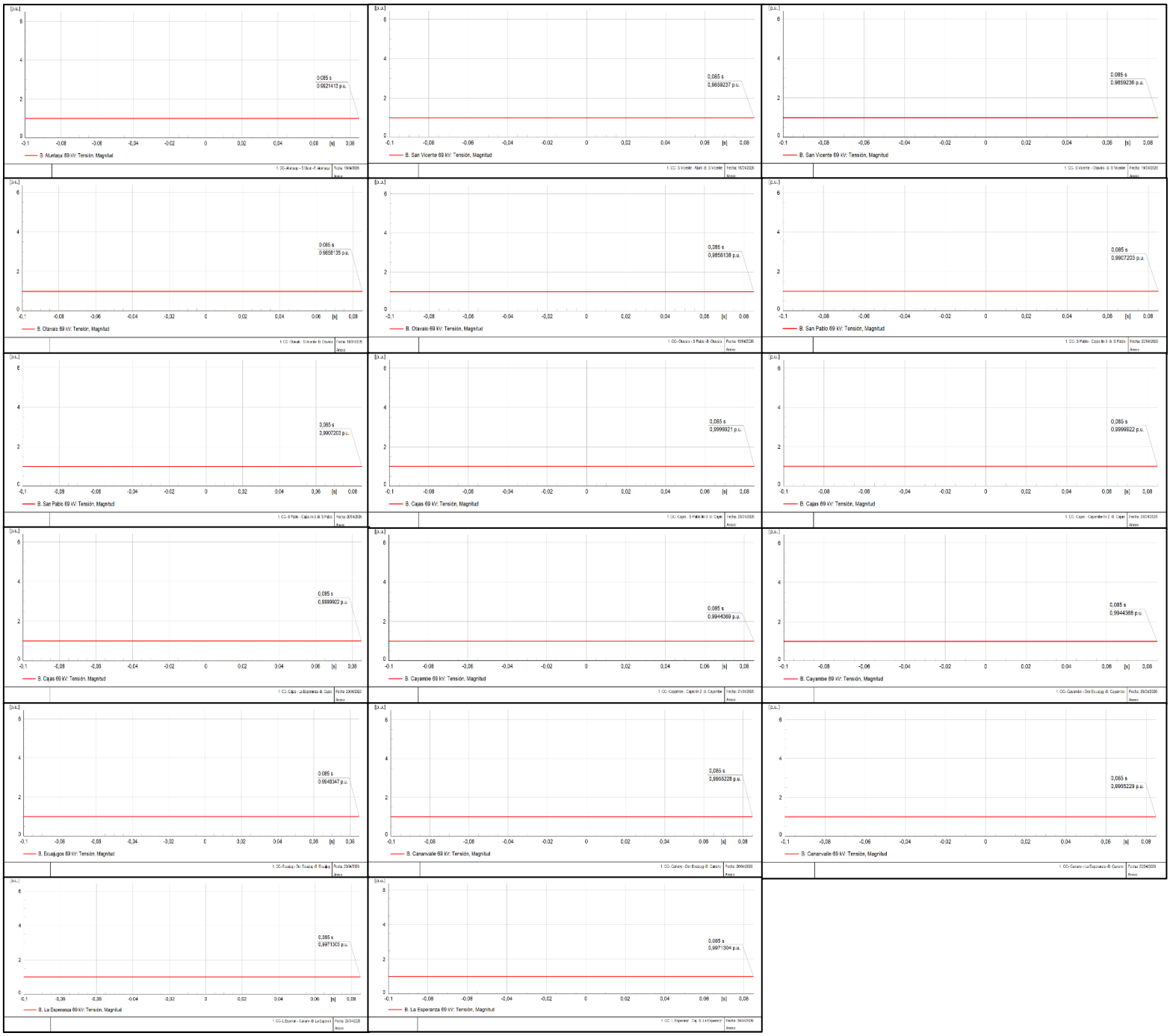
ANEXO F (PARTE II)

PERFIL DE VOLTAJE EN CONDICION INICIAL DE LAS BARRAS DE 69 KV



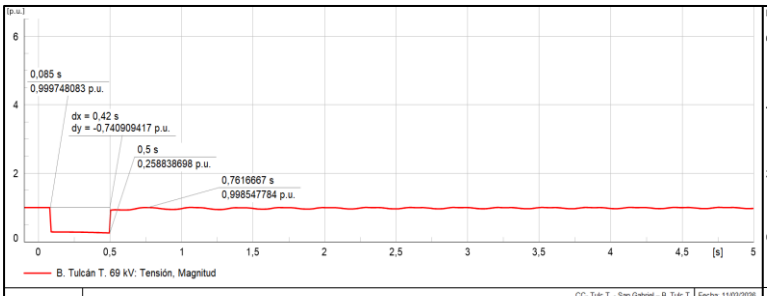
ANEXO F (PARTE III)

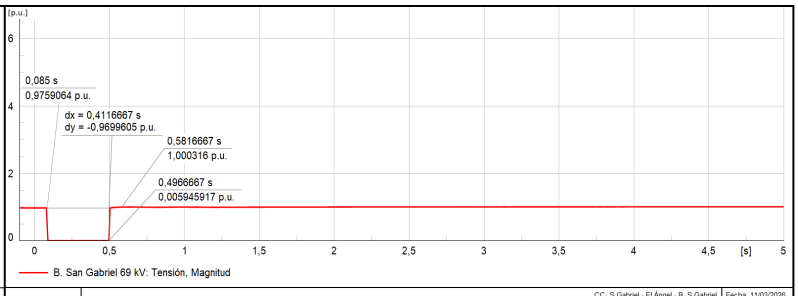
PERFIL DE VOLTAJE EN CONDICION INICIAL DE LAS BARRAS DE 69 KV

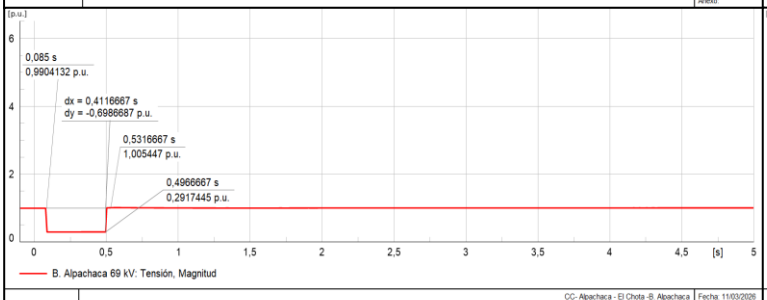


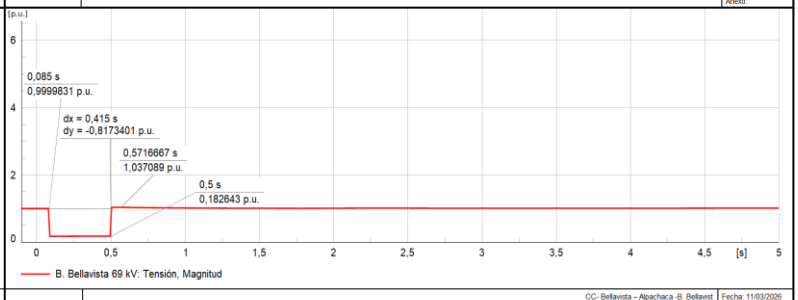
ANEXO G (PARTE I)

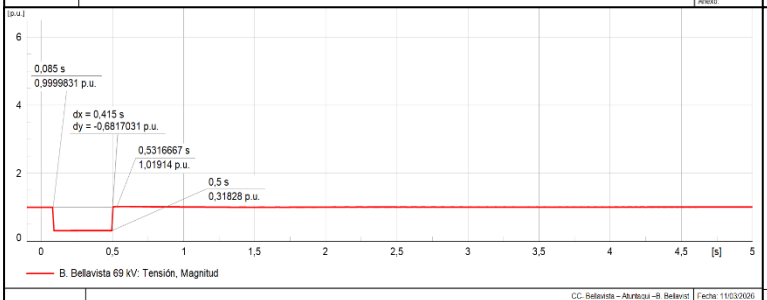
ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL TRAS CONTIGENCIA N-1

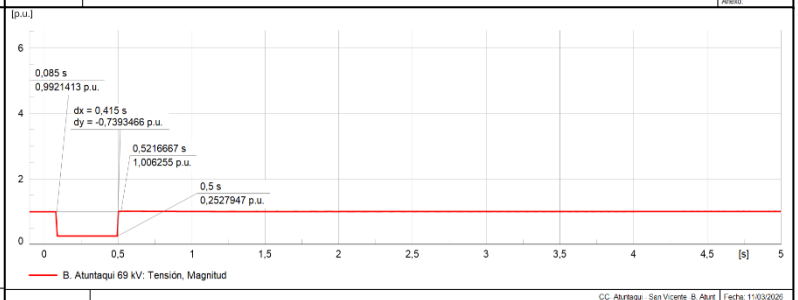


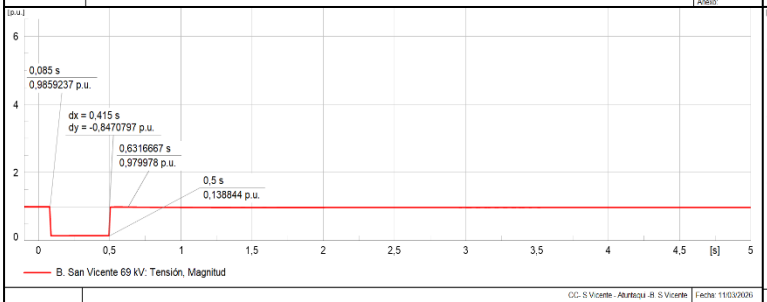


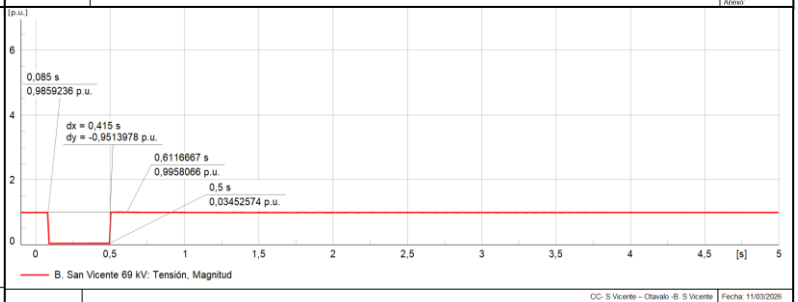






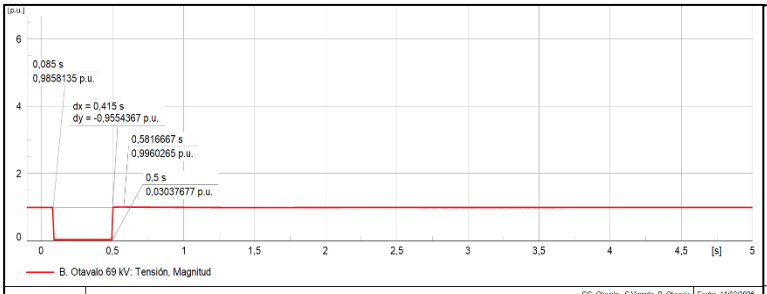


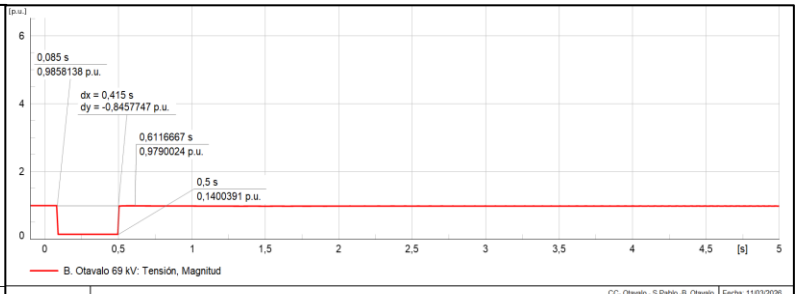


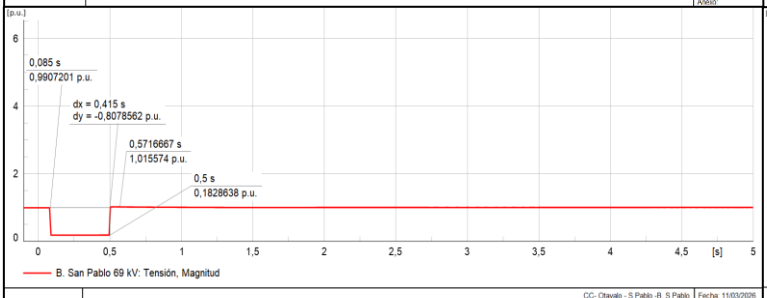


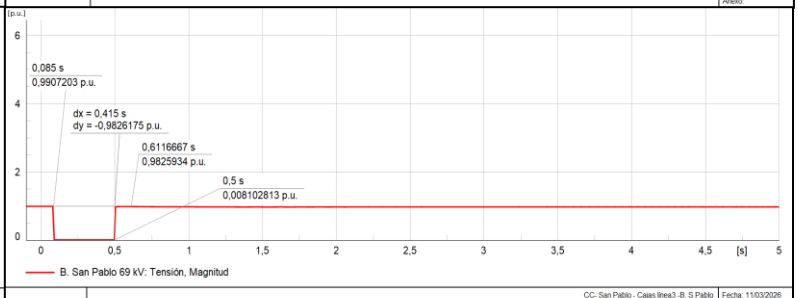
ANEXO G (PARTE II)

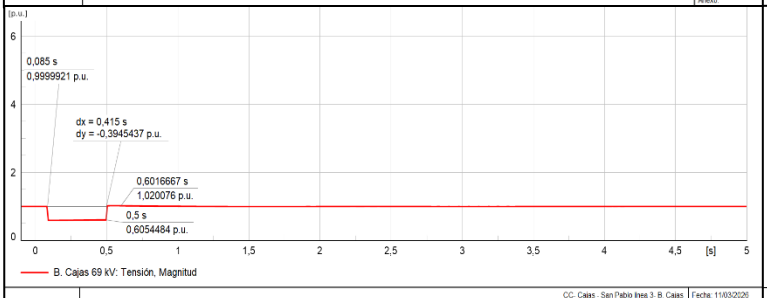
ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL TRAS CONTIGENCIA N-1

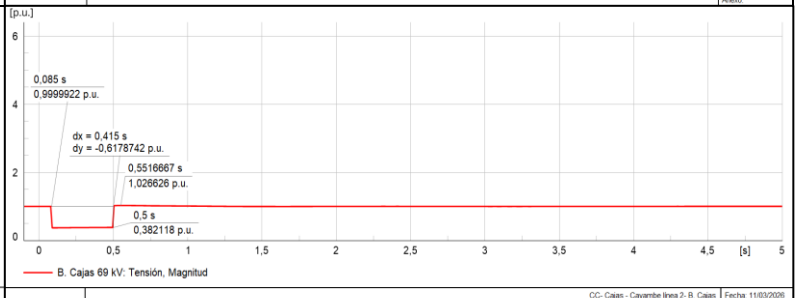


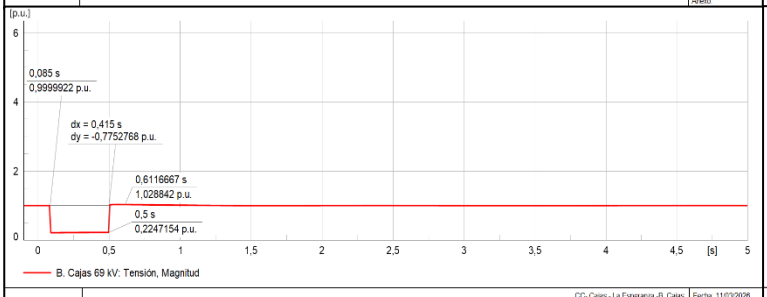


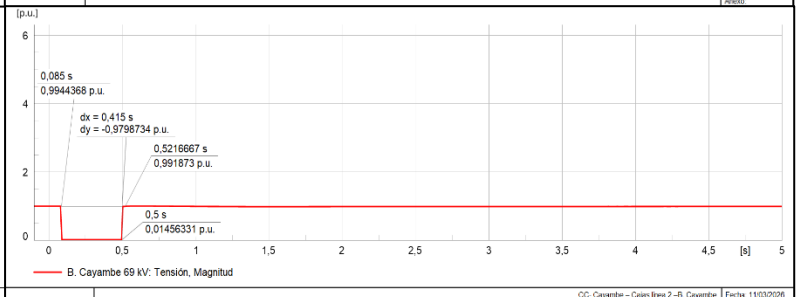






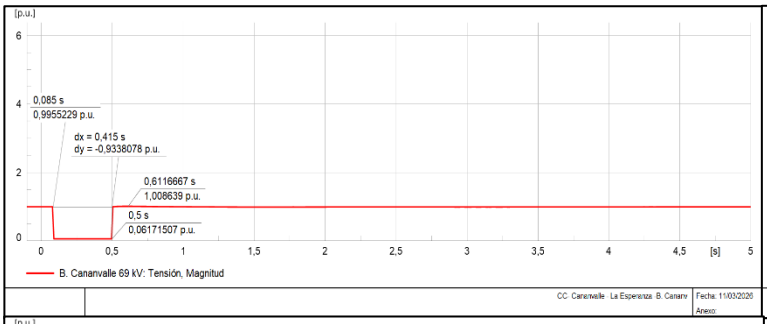


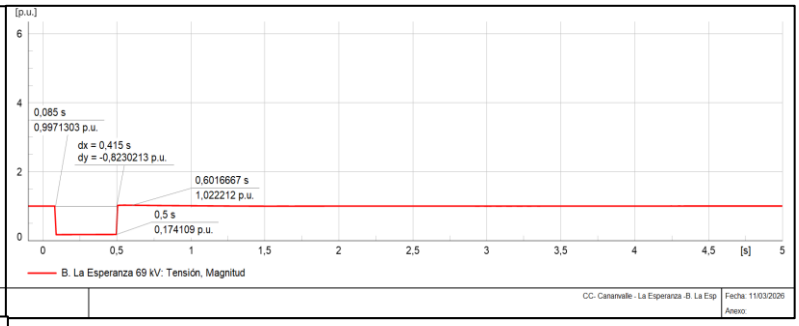


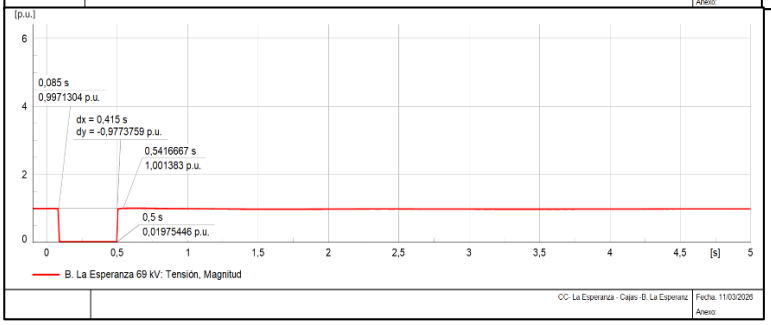


ANEXO G (PARTE III)

ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN NORMAL TRAS CONTIGENCIA N-1

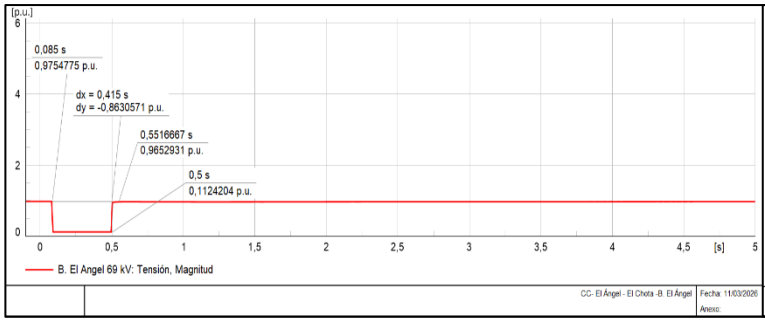


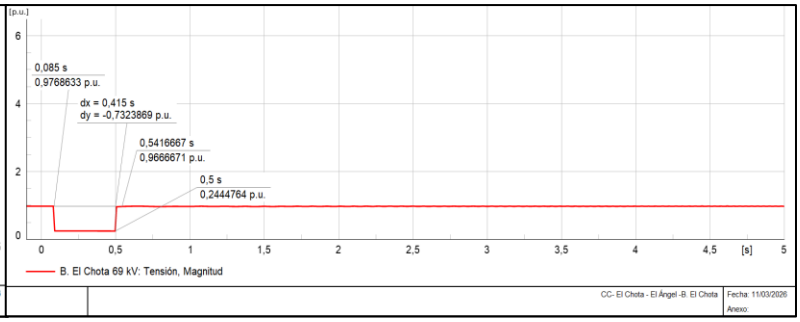




ANEXO H

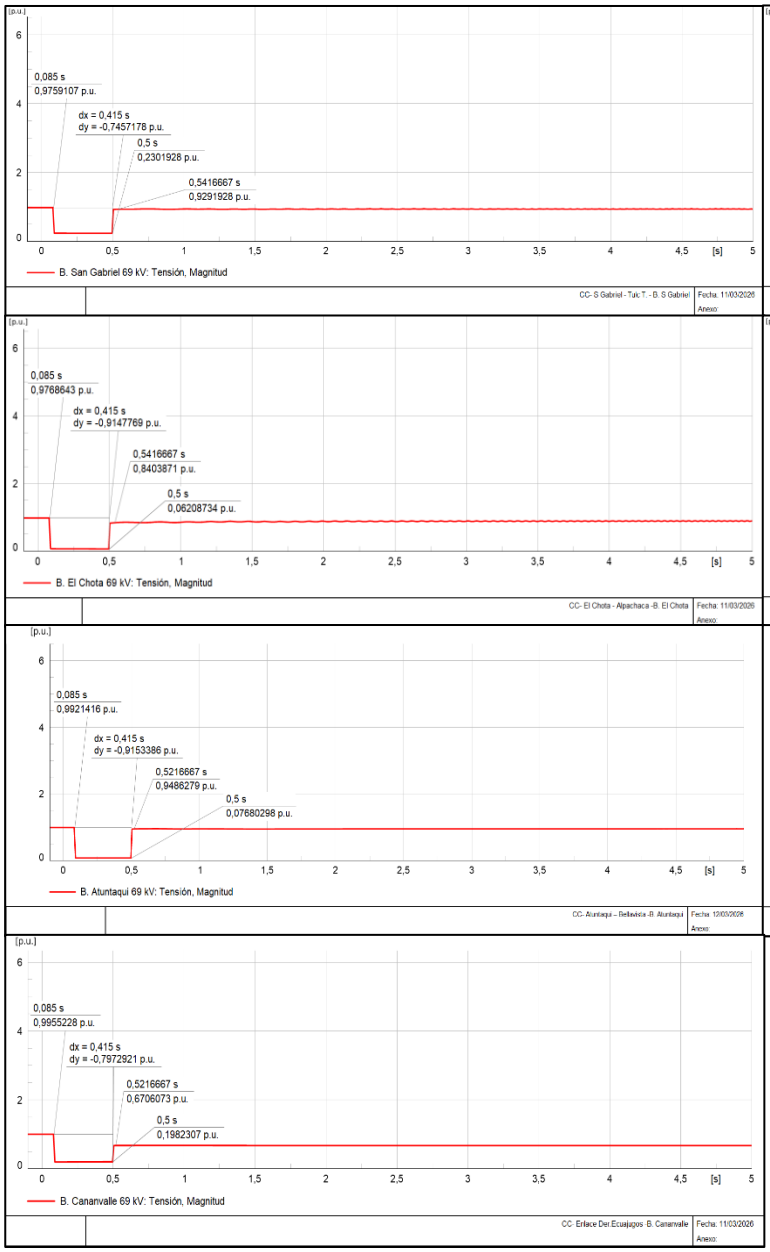
ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN EN EMERGENCIA TRAS CONTIGENCIA N-1

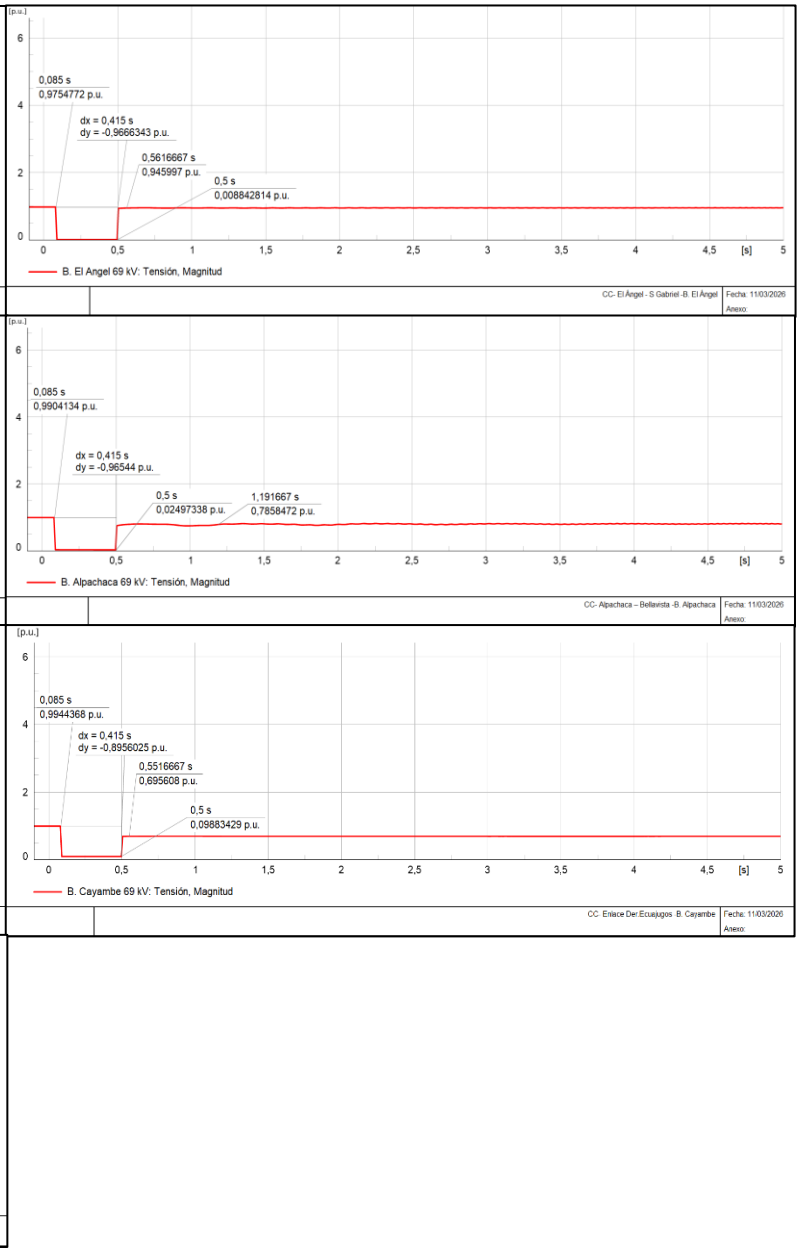




ANEXO I

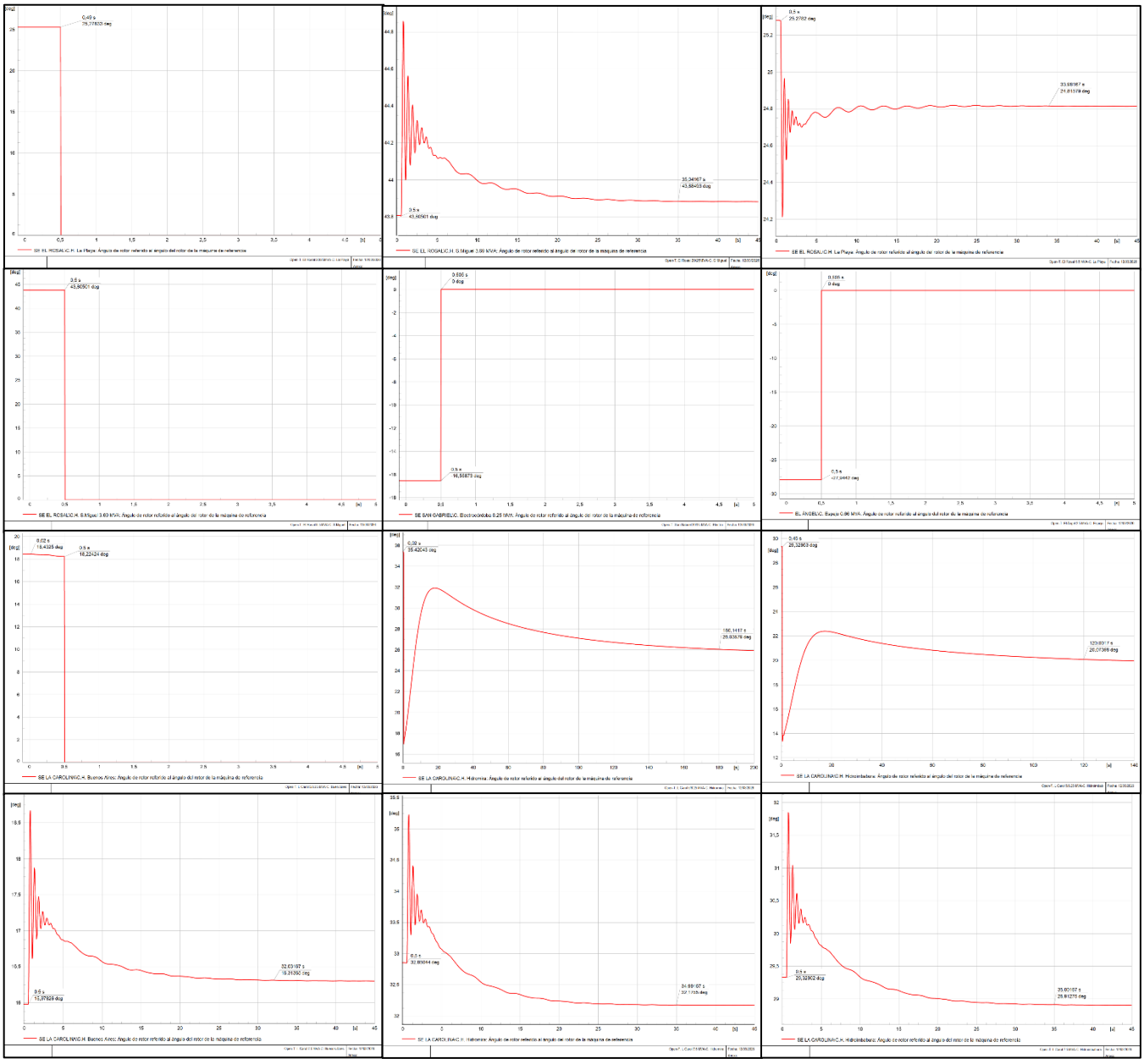
ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO DE OPERACIÓN EN INCUMPLIMIENTO TRAS CONTIGENCIA N-1





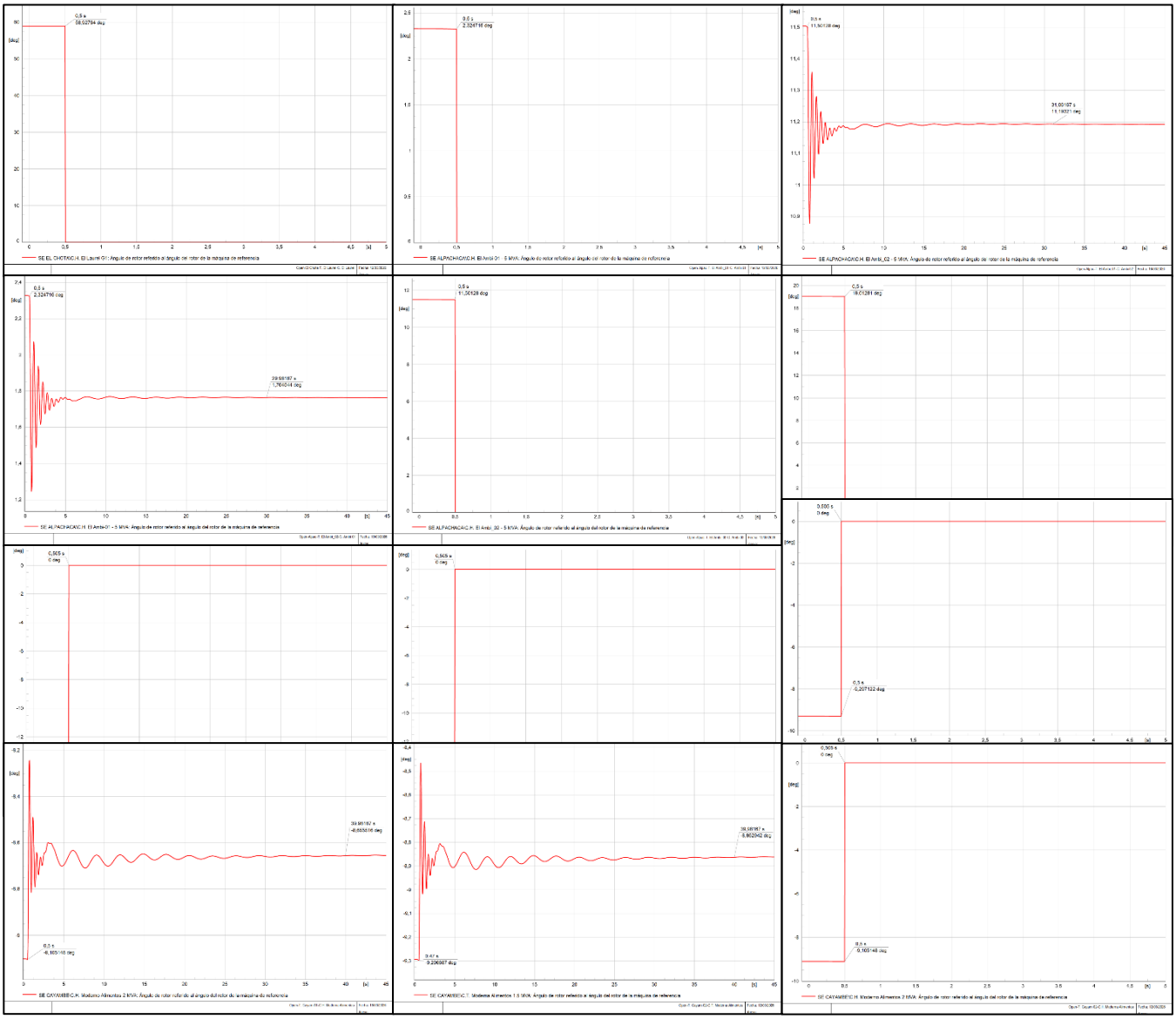
ANEXO J (PARTE I)

ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN CADA GENERADOR TRAS CONTINGENCIA N-1



ANEXO J (PARTE II)

ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN CADA GENERADOR TRAS CONTINGENCIA N-1



ANEXO J (PARTE III)

ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN CADA GENERADOR TRAS CONTINGENCIA N-1

