



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO MONOGRÁFICO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

**PROPUESTA DE INSTRUCCIONES OPERATIVAS PARA UN SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA FRENTE A LA OCURRENCIA DE
CONTINGENCIAS N-1**

PRESENTADO POR:

BR. BRYAN AMAURI SÁNCHEZ SING

TUTOR:

MSc. SANDRO YOHASNER CHAVARRÍA CONDEGA

MANAGUA, NICARAGUA, ABRIL 2021

DEDICATORIA

A Dios, principalmente por concederme fortaleza, sabiduría y serenidad en los momentos de mayores dificultades, así como por proteger a mi familia durante la pandemia de COVID-19. Lo cual, me permitió culminar con éxito este asombroso e importante capítulo de mi vida.

A mis adorados padres, Yaritza María Sing Brooks y Juan Carlos Sánchez Reyes por ser mi máximo referente de amor, perseverancia, deseo de superación, responsabilidad y respeto. Por siempre animarme a entregar lo mejor de mí y acompañarme en cada paso de mi desarrollo personal-educativo. Siendo este trabajo, una pequeña muestra de retribución por todos sus sacrificios, pues sin ellos, nada de esto sería posible.

A mi hermano, Carlos David Sánchez Sing por regalarme todo su cariño y apoyo incondicionalmente.

Bryan Amauri Sánchez Sing

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor, MSc. Sandro Yohasner Chavarría Condega por demostrar todo el tiempo su gran disposición para la realización de esta investigación.

A la Universidad Nacional de Ingeniería por abrirme sus puertas y proporcionar los conocimientos-herramientas necesarias para convertirme en un profesional.

A mis compañeros de clases por compartir a lo largo de este trayecto, alegrías y frustraciones, que ayudaron a enriquecer nuestro crecimiento.

A todos mis familiares y amigos que, de una u otra forma, también fueron parte de esta invaluable experiencia.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. OBJETIVO GENERAL	3
2.1 Objetivos Específicos	3
3. JUSTIFICACIÓN	4
4. ANTECEDENTES	6
5. MARCO TEÓRICO	8
5.1 Generalidades del Análisis de Contingencias y la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	8
5.2 Criterio N-1 aplicado a Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia	11
5.3 Técnicas de Selección e Identificación para aproximar Severidad de las Contingencias	12
5.4 Métodos de Solución para Flujos de Potencia.....	15
5.5 Normativa Operativa de Nicaragua	17
5.5.1 Criterios y Parámetros de Calidad	17
5.5.2 Criterios y Parámetros de Seguridad	17
5.5.3 Carga Admisible en Líneas y Transformadores	18
5.5.4 Niveles de las Corrientes de Falla	18
5.5.5 Tiempo Máximo para Despeje de Fallas.....	19
6. EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS N-1 EN SISTEMA IEEE 9 BARRAS....	21
6.1 Contingencia #1: Desconexión Línea de Transmisión 4-5	28
6.2 Contingencia #2: Desconexión de Línea de Transmisión 4-6	31
6.3 Contingencia #3: Desconexión de Línea de Transmisión 5-7.....	33
6.4 Contingencia #4: Desconexión de Línea de Transmisión 6-9	35
6.5 Contingencia #5: Desconexión de Línea de Transmisión 7-8	37
6.6 Contingencia #6: Desconexión de Línea de Transmisión 8-9	39

6.7 Contingencia #7: Desconexión del Generador 1	41
6.8 Contingencia #8: Desconexión del Generador 2	42
6.9 Contingencia #9: Desconexión del Generador 3	44
6.10 Contingencia #10: Desconexión del Transformador 1	46
6.11 Contingencia #11: Desconexión del Transformador 2	47
6.12 Contingencia #12: Desconexión del Transformador 3	49
7. INSTRUCCIONES OPERATIVAS PARA CONTINGENCIAS N-1 EN SISTEMA IEEE 9 BARRAS.....	51
7.1 Evento Alerta #1: Desconexión de Línea de Transmisión 4-6.....	52
7.2 Evento Alerta #2: Desconexión de Línea de Transmisión 5-7	55
7.3 Evento Alerta #3: Desconexión de Generador 2.....	58
7.4 Evento Emergencia #1: Desconexión de Línea de Transmisión 4-5	60
7.5 Evento Emergencia #2: Desconexión de Transformador 2	63
7.6 Evento Emergencia #3: Desconexión de Transformador 3	65
8. CONCLUSIONES.....	67
9. RECOMENDACIONES.....	71
10. BIBLIOGRAFÍA.....	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de Estados de Operación del Sistema.	11
Figura 2: Diagrama de Flujo del Método de Fase de Tiempo Única.	22
Figura 3: Diagrama de Flujo del Método de Fase de Tiempo Múltiple.	23
Figura 4: Interfaz Gráfica de Calculadora de Impedancia por unidad de PowerWorld Simulator 18.	24
Figura 5: Diagrama Unifilar del Sistema IEEE 9 Barras en DIgSILENT PowerFactory 15.	25
Figura 6: Resultados del Flujo de Carga en Corriente Alterna IEEE 9 Barras	26
Figura 7: Interfaz Gráfica para Definición de Contingencias DIgSILENT PowerFactory 15.	27
Figura 8: Flujo de Potencia con LT_4-5 Fuera de Servicio.	28
Figura 9: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT_4-5.....	30
Figura 10: Flujo de Potencia con LT_4-6 Fuera de Servicio.	31
Figura 11: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT-4_6.....	32
Figura 12: Flujo de Potencia con LT_5-7 Fuera de Servicio.	33
Figura 13: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT-5_7.....	34
Figura 14: Flujo de Potencia con LT_6-9 Fuera de Servicio.	35
Figura 15: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT_6-9.....	36
Figura 16: Flujo de Potencia con LT_7-8 Fuera de Servicio.	37
Figura 17: Resultados de la Pérdidas de Línea de Transmisión LT_7-8.....	38
Figura 18: Flujo de Potencia con LT_8-9 Fuera de Servicio.	39
Figura 19: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT_8-9.....	40
Figura 20: Mensaje presentado por DIgSILENT al intentar apagar el Generador 1.	41
Figura 21: Flujo de Potencia con Generador 2 Fuera de Servicio.....	42
Figura 22: Resultados de la Suspensión del Generador 2.	43
Figura 23: Flujo de Potencia con Generador 3 Fuera de Servicio.....	44
Figura 24: Resultados de la Suspensión del Generador 3.	45

Figura 25: Sistema IEEE 9 Barras con Suspensión del Transformador 1 en Curso.	46
Figura 26: Flujo de Potencia con Transformador 2 Fuera de Servicio.	47
Figura 27: Resultados de la Suspensión del Transformador 2.	48
Figura 28: Flujo de Potencia con Transformador 3 Fuera de Servicio.	49
Figura 29: Resultados de la Suspensión del Transformador 3.	50
Figura 30: Comparativa de Resultados entre Contingencia #8 e Instrucciones Operativas.	54
Figura 31: Comparativa de Resultados entre Contingencia #3 e Instrucciones Operativas.	57
Figura 32: Comparativa de Resultados entre Contingencia #8 e Instrucción Operativa.	59
Figura 33: Comparativa de Resultados entre Contingencia #1 e Instrucciones Operativas.	62
Figura 34: Comparativa de Resultados entre Contingencia #11 e Instrucción Operativa.	64
Figura 35: Comparativa de Resultados entre Contingencia #12 e Instrucción Operativa.	66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.	20
Tabla 2: Hoja de Datos de Sistema de Prueba IEEE 9 Barras.	21
Tabla 3: Resultados de conversión de unidades para Impedancias de Línea en PowerWorld Simulator 18.	24

1. INTRODUCCIÓN

Todo sistema eléctrico de potencia, sin importar sus dimensiones, se encuentra expuesto a sufrir perturbaciones que superen las capacidades técnicas de los equipos que lo conforman, por ende, su seguridad y estabilidad se pueden ver directamente comprometidas, afectando la continuidad del suministro hacia los consumidores, disminuyendo el bienestar de la ciudadanía y ocasionando pérdidas económicas.

En este sentido, al originarse un incidente simple (Criterio N-1), es decir, después de la avería de una línea de transmisión, un transformador, un generador o la desconexión de una carga, es fundamental garantizar la operación de los sistemas en “condiciones admisibles” de calidad, seguridad y desempeño mínimo, tal como lo indica la Normativa Operativa Nacional del Plan de Expansión de Transmisión 2016-2029.

Entre los mecanismos ejecutados para facilitar la planificación y gestión en forma óptima del despacho de potencia en tiempo real, sobresale el Análisis de Contingencias, que consiste en efectuar simulaciones que desconecten uno a uno los elementos, en combinación con la aplicación de flujos de potencia (siguiendo restricciones de seguridad), permitiendo predecir los voltajes de barra y las corrientes de línea resultantes si se presenta la pérdida de una parte del sistema.

En Nicaragua, según la Ley 791, Ley de reformas a la Ley Creadora de ENATREL, en su artículo No. 5, publicada en La Gaceta No. 95 del 23 de mayo 2012, la entidad propietaria del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), responsable de *“administrar y operar el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), para garantizar las operaciones y transacciones del mercado eléctrico nacional y regional”*; además, tiene la función de *“elaborar el Plan de Expansión de ENATREL, tomando como*

referencia el Plan del o los distribuidores de energía eléctrica”; de tal forma que la demanda energética se atienda en condiciones de máxima confiabilidad y calidad.

Actualmente, al desempeñar estas labores, es habitual hacer uso de aplicaciones informáticas que simplifican y agilizan el tratamiento de grandes volúmenes de datos y la realización de cálculos complejos, para obtener las aproximaciones requeridas, a fin de determinar el estado del sistema al momento de valorar o pronosticar una eventual anomalía.

El capítulo Metodología de Trabajo del Plan de Expansión de la Generación de Energía Eléctrica 2019-2033, hace alusión que para el Análisis de Contingencias (Condición N-1), como parte de los Análisis de Seguridad Operativa, se ha utilizado el software de simulación PSS/E 33 mediante la Aplicación ACCC.

En relación con lo anterior, considerando experiencias y estudios de la región Latinoamericana, este trabajo tendrá en cuenta una serie de conceptos y modelos matemáticos, diseñados para la determinación de flujos de potencia, esenciales en la identificación de la severidad mientras se produce la falla. Simultáneamente, se evidenciará la importancia de monitorear en forma permanente los parámetros elementales de los sistemas, tales como: los límites de tensión y corriente de las barras-líneas y el grado de cargabilidad en generadores-transformadores, con el propósito de fijar las estrategias a aplicar según lo amerite cada caso, permitiendo que los operarios estén capacitados para afrontar dichas adversidades y garanticen el adecuado desempeño de la red a la brevedad.

En consecuencia, se ha optado por emplear la herramienta DIgSILENT PowerFactory, dada la fiabilidad que le adjudica su amplia aceptación internacional en instituciones gubernamentales y organismos privados, vinculados a la inspección y control de sistemas eléctricos, esencialmente de alta potencia.

2. OBJETIVO GENERAL

- Proponer instrucciones operativas para un sistema eléctrico de potencia, mediante la evaluación de Contingencias N-1, a fin de restablecer sus condiciones de operación y continuidad.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentar una síntesis documental focalizada en la teoría del Análisis de Contingencias contenida en diversas fuentes.
- Realizar simulaciones de Contingencias N-1 utilizando el software DIgSILENT PowerFactory.
- Evaluar el impacto de las contingencias en un sistema eléctrico, respetando las normativas vigentes en el país.
- Proponer instrucciones operativas para el restablecimiento de las condiciones óptimas de operación del sistema.

3. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo es necesario y revela gran importancia por lo siguiente:

En primer lugar, por su utilidad técnica, en vista de que los conocimientos adquiridos desde el punto de vista teórico y los obtenidos desde el punto de vista empírico con el análisis de contingencia, permiten complementar el manejo y tratamiento de Contingencias Simples (N-1), en los Sistemas Eléctricos de Potencia; área abordada de manera limitada actualmente en la Universidad Nacional de Ingeniería.

En segundo lugar, por su importancia Práctica, ya que aborda la solución de problemas prácticos, en términos de la probabilidad real que se presenten situaciones de colapsos en un sistema eléctrico.

Aunque las inversiones realizadas en Nicaragua en los últimos 10 años han sido sólidas y progresivas, tanto en materia de expansión como de fortalecimiento del Sistema Interconectado, éste no está exento a sufrir averías y deterioros. Además, disponer de un paquete de herramientas científico-técnicas que enriquezcan la planeación y seguimiento, contribuye a mitigar los efectos de estos acontecimientos, salvaguardando la integridad de las instalaciones eléctricas y garantizando un suministro ininterrumpido a los consumidores.

En tercer lugar, se puede afirmar que este trabajo tiene utilidad desde una posición metodológica, ya que aporta otra perspectiva que puede ayudar a futuras investigaciones, permitiendo un mejor estudio de estos problemas. Por ello, este trabajo puede contribuir al desarrollo de más investigaciones vinculadas con este ámbito, en virtud de favorecer la adquisición de habilidades de diagnóstico, que posteriormente puedan aprovecharse como base para la valoración de un sistema a mayor escala.

En cuarto lugar, su utilidad socio-económica queda perfectamente establecida ya que, si un sistema eléctrico funciona en condiciones admisibles, se contribuye al bienestar de la población y al crecimiento económico.

4. ANTECEDENTES

A partir del año 2004, la Universidad Tecnológica de Pereira (Colombia), ha publicado una serie de estudios en este campo: Análisis estático de contingencia de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia (2004); Análisis de contingencias simples, dobles y triples (2012), y un Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia con MATLAB (2014).

La Escuela Superior Politécnica del Litoral (Ecuador), realizó un Análisis de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado con el uso del Programa ANAREDE (1997), y Utilización del simulador PowerWorld para la evaluación de los sistemas eléctricos de potencia (2007).

La Universidad Nacional San Agustín de Arequipa (Perú), cuenta con un Método de evaluación en tiempo real para prevenir colapsos en sistemas eléctricos de potencia (2017).

La Universidad de El Salvador cuenta con una base de datos que contiene un estudio titulado: Solución a problemas prácticos en estado estable del sistema eléctrico de transmisión de El Salvador utilizando el software PSS/E Xplorer 33 (2015).

La Universidad Central De Las Villas (Cuba), realizó un Análisis de la operación de la red eléctrica de Villa Clara ante diferentes contingencias (2012) y una Validación de software para ordenamiento de contingencias en redes eléctricas de distribución (2017).

La Universidad Nacional Autónoma de México publicó una Tesis de Maestría titulada: Análisis de contingencias en sistemas eléctricos de potencia de CA/CD incorporando enlaces multiterminales VSC-HVDC empleando MATLAB (2017).

El Instituto Politécnico Nacional de México publicó dos Tesis de Maestría tituladas: Equivalentes estáticos para selección de contingencias en un sistema eléctrico de potencia (2011), y Análisis estocástico de cargabilidad ante contingencias en sistemas eléctricos de potencia (2015).

5. MARCO TEÓRICO

5.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Kundur P. en “Definition And Classification Of Power System Stability”, apunta que: “La confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia, se refiere a la probabilidad de su funcionamiento satisfactorio a largo plazo”, puesto que, “denota la capacidad de suministrar un servicio adecuado de forma casi continua, con pocas interrupciones durante un periodo de tiempo prolongado”. Exponiendo, además, que según el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en ingles), se establece lo siguiente: “El grado de confiabilidad puede medirse por la frecuencia, duración y magnitud de los efectos adversos en el servicio al consumidor”.

La confiabilidad, también está íntimamente vinculada con los siguientes dos factores: Estabilidad (pues, se refiere a la continuidad de la operación íntegra después de una perturbación); y Seguridad (dado que, representa el grado de riesgo en su capacidad para sobrevivir perturbaciones inminentes o contingencias, sin interrupción del servicio al cliente), las cuales validan la robustez de un sistema eléctrico de potencia. No obstante, Kundur P. recalca que: “Un sistema puede ser estable después de una contingencia, pero inseguro debido a las condiciones del sistema posteriores a la falla que resultan en sobrecargas del equipo o violaciones de voltaje”.

Los problemas de la pérdida de estabilidad en los sistemas eléctricos se identifican claramente con la aparición de grandes oscilaciones en las magnitudes de los voltajes de los nodos más importantes de la red eléctrica, así como con grandes oscilaciones de las transferencias por las líneas que los enlazan. A pesar que los desperfectos provocados por estos eventos no son muy frecuentes o hasta

poco probables, se les atribuye la mayor proporción en la energía dejada de servir cuando tienen lugar, como lo hace notar Clavelo Hernández (2012).

Debe puntualizarse que, según Machowski, Bailek y Bumby (en Power System Dynamics, Stability and Control 2008, p.9), la estabilidad es un factor importante de la seguridad del sistema eléctrico, pero la seguridad es un término más amplio que la estabilidad. La seguridad no solo incluye la estabilidad, sino que también abarca la integridad de un sistema eléctrico y la evaluación del estado de equilibrio desde el punto de vista de sobrecargas, subtensiones o sobretensiones y subfrecuencia.

En el panorama de la gestión operativa, como es de esperar, conocer con exactitud la fortaleza de un sistema eléctrico de potencia y mantener en armonía todo el conjunto de elementos es una labor primordial. Por tanto, para asegurar el cumplimiento de estos aspectos se necesita ejecutar constantemente una supervisión globalizada del sistema con ayuda de procesos que permitan verificar tales principios (seguridad y estabilidad), como lo ratifican Grainger y Stevenson (en Análisis de Sistemas de Potencia 1996, p.560), detallando que: “al conectar o desconectar una línea del sistema a través de interruptores, las corrientes de línea se redistribuyen a través de la red y los voltajes de las barras se ven alterados; estos nuevos valores de voltajes de barra y corrientes de línea pueden aproximarse por medio del Análisis de Contingencias”.

Desde la perspectiva de Viscarra Jaramillo (2007), “El Análisis de Contingencias es una función computacional que permite a los operadores conocer los elementos que, en caso de falla, provocarían las mayores consecuencias y que acciones se pueden llevar a cabo para solucionar los problemas”.

Ferrandon Cervantes (2015) destaca: “El Análisis de Contingencias ha tenido una gran importancia al estudiar la seguridad en el sistema, donde un sistema será operacionalmente seguro cuando exista una baja probabilidad de pérdida por

apagones o daño de elementos del sistema. Es un tópico del cual se sigue estudiando (y continuará de esta forma) debido a la expansión de los sistemas eléctricos de potencia y la evolución de sus configuraciones”.

Blanco Arreola (2017), sostiene que: “Poner en práctica estas medidas, promueve que dichos sistemas sean operados a la defensiva, para que, de ser el caso, el operador del sistema eléctrico cuente con el tiempo necesario para aplicar acciones preventivas y evitar sobrecargas o violación de límites operativos. Estas sobrecargas surgen del redireccionamiento de flujos de potencia en el sistema subsiguientemente de una contingencia y podrían llevar a problemas más serios como desconexiones en cascada o hasta el colapso total del sistema eléctrico”.

Nuevamente, de acuerdo a Machowski, Bailek y Bumby (2008), en vista que “las condiciones del sistema se modifican extremadamente rápido, es vital que los tiempos de cómputo se minimicen, y de esta forma el operador determine el estado del sistema”, que son clasificados como:

- a. Normal: “Cuando el sistema de potencia satisface la demanda de todos los consumidores, todas las variables de estado asumen valores dentro de sus límites técnicos, y el sistema es capaz de soportar cualquier contingencia posible”.
- b. Alerta: “Cuando algunas variables de estado exceden sus límites técnicos a causa de un incremento inesperado en la demanda o una contingencia mayor. Pero el sistema aún está intacto y suministra a los consumidores”.
- c. Emergencia: “Cuando el sistema aún está intacto y suministra a los consumidores, pero la violación de los límites operativos es más severa”. Es oportuno aclarar que, un sistema puede pasar inmediatamente de un estado normal al de emergencia cuando ocurre una falla grave. La última fase de este estado es un apagón parcial o completo”.

- d. In Extremis: “Cuando el sistema ya no está intacto, dado que se presenta una reducción de suministro de potencia a consecuencia de la desconexión de generadores, siguiéndole a su vez una desconexión de carga”.
- e. Restaurativo: Acá, “el operador tiene que ejecutar acciones de control para reconectar paulatinamente todas las instalaciones y restaurar todas las cargas del sistema. Y si las afectaciones no fueron muy severas, al aplicar medidas correctivas, se puede pasar del estado *in extremis* al estado de *alerta*”.

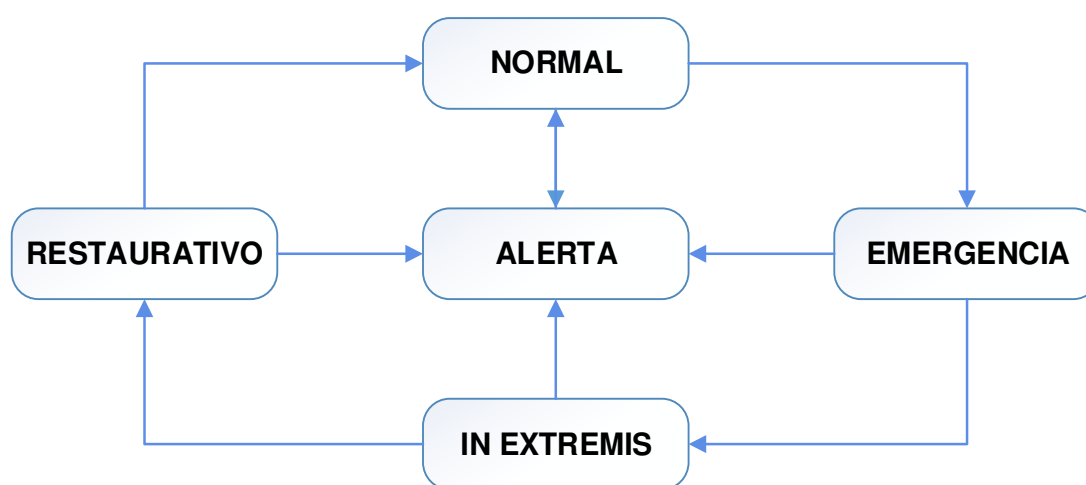


Figura 1: Esquema de Estados de Operación del Sistema.

5.2 CRITERIO N-1 APLICADO A CONTINGENCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Sobre el Criterio N-1, según Salao, Masache y Mera (2006), “un sistema cumple con este criterio si al aplicarle la contingencia más severa, continua en condiciones aceptables de funcionamiento, considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de los límites normales de operación, los voltajes en las barras no superen sus niveles mínimos-máximos de variación, no existen actuaciones de protecciones ni desconexiones forzadas de carga o equipos”.

Adicionalmente, Oñate Yumbra (2008) señala: “El criterio de considerar la ocurrencia de una única contingencia, denominada criterio de seguridad N-1, se basa en el siguiente hecho: la probabilidad de ocurrencia de dos o más fallas de forma simultánea de los componentes es muy bajo. Este criterio de seguridad N-1 es ampliamente usado como regla de operación segura”.

Consecuente a ello, Mantilla Flórez (2017) declara: “Este criterio busca extinguir la posibilidad que una falla de cualquier componente de la red, genere la interrupción inadmisible en el suministro de potencia, además de evitar alcanzar límites térmicos de las cargas y los límites de las tensiones de los nodos”.

5.3 TÉCNICAS DE SELECCIÓN E IDENTIFICACIÓN PARA APROXIMAR SEVERIDAD DE LAS CONTINGENCIAS

Los estudios elaborados por López Aguirre (2016); Viscarra Jaramillo (2007); Ahmad, Zakaria, Biswas, Elahi (2011); Ferrandon Cervantes (2015), reflejan una orientación común respecto a los modelos aprovechados para la clasificación de las contingencias, donde se contempla que algunos de los indicadores utilizados para aproximar el grado de riesgo o amenaza de las violaciones de los límites operativos ante la salida de los elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia son:

- a. Índice de Comportamiento PI_{MW} , también llamado como Índice de Funcionamiento para Contingencias de Potencia Activa o sencillamente Índice de Desempeño (Performance Index). Se encarga de cuantificar la magnitud de sobrecarga en las líneas de transmisión o los transformadores y se expresa matemáticamente bajo la siguiente ecuación:

$$PI_{MW} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2n} \left(\frac{P_l}{P_l^{Lim}} \right)^{2n} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

P_i : Flujo de potencia activa de la línea o transformador.

$P_i^{Lím}$: Capacidad límite de potencia de la línea o transformador.

NL : Número de líneas o transformadores del sistema.

n : Exponente de la función de evaluación ($n \geq 1$).

W_i : Coeficiente de ponderación para las líneas o transformadores (número real no negativo).

- b. Índice de Comportamiento PI_{VQ} o Índice de Funcionamiento para Contingencias de Voltaje. Por medio del cual se cuantifica el deterioro del voltaje en el sistema debido a las violaciones de los límites de caída de tensión. Está definido por la ecuación (2):

$$PI_{VQ} = \sum_{i=1}^{NB} \frac{W_{vi}}{2n} \left(\frac{|V_i| - |V_i^{sp}|}{\Delta V_i^{Lím}} \right)^{2n} + \sum_{i=1}^{NG} \frac{W_{Qi}}{2n} \left(\frac{Q_i}{Q_i^{Max}} \right)^{2n} \quad (Ec. 2)$$

Donde:

$|V_i|$: Magnitud del voltaje en el bus i .

$|V_i^{sp}|$: Magnitud de voltaje especificado en el bus i .

$\Delta V_i^{Lím}$: Límite de desviación de voltaje, sobre el cual las desviaciones son indeseables.

NB : Número de buses del sistema.

W_{vi} : Factor de peso (número real) no negativo. Se elige previamente, de acuerdo a la importancia que tenga el voltaje nodal en el sistema.

Q_i : Potencia reactiva generada en el nodo i .

Q_i^{Max} : Límite de potencia reactiva generada en el nodo i .

NG : Número de nodos de generación.

W_{Qi} : Factor de peso (número real) no negativo. Se elige previamente, de acuerdo a la importancia que tenga el nodo de generación en el sistema.

A diferencia del índice de comportamiento PI_{MW} , el índice PI_{VQ} sí se obtiene mediante un análisis de flujos en corriente alterna, cambiando la estructura de la matriz Y_{bus} para cada escenario de contingencias, obteniendo finalmente el vector de clasificación de contingencias.

López Aguirre menciona que: “Estos índices poseen pequeños valores (menor a 1), cuando las variables se mantienen dentro de los límites operativos de los componentes. Por el contrario, al sobrepasarlos, aproximan la severidad relativa de la(s) contingencia(s). Esto se mide mediante la construcción de un ranking para colocar los peores casos en el tope. El índice de funcionamiento empleado para cuantificar la magnitud de las sobrecargas en las líneas de transmisión y en los transformadores se obtiene en función de sus Flujos de Potencia”.

Si bien, dichos índices muestran ciertos errores de ordenamiento al crear listas de los eventos del sistema, pueden solucionarse (no por completo) utilizando valores grandes del exponente n , igualmente pueden reducirse estos efectos, modificando el coeficiente de ponderación W_l , al darle peso a los elementos que presentan los casos más críticos y que están mal ordenados, aunque este criterio tiende a ser subjetivo. También se recomienda el uso de ordenamientos múltiples en los cuales cada que se ordenan las contingencias con los algoritmos, se eliminan de la lista aquellos casos que en definitiva no ocasionan problemas al sistema.

Existen otros recursos más precisos como el “Índice IR”, pero requieren de mayor tiempo de cómputo, puesto que no convergen en una sola iteración. Por ello, Ferrandon Cervantes (2015) concluye en que: “Si lo que se requiere es solamente una clasificación rápida de contingencias, se recomienda utilizar el índice PI_{MW} del modelo de flujos de corriente directa, debido a que esta subrutina convergería más rápido y sus resultados se tendrían disponibles de forma más expedita, comparado con un modelo de flujos de corriente alterna”.

Por su parte, Viscarra Jaramillo (2007), también expone que a fin de intentar determinar geográficamente las zonas que son o no afectadas en sistemas eléctricos de grandes dimensiones, es posible emplear una técnica de limitación llamada “Bounding”. La cual consiste en subdividir el sistema en tres regiones:

N₁: Subsistema que contiene el elemento que va a salir, mismo que debe ser estudiado en detalle.

N₂: Subsistema externo que podría ser no estudiado en detalle.

N₃: Subsistema que contiene a las barras límites que separan N₁ y N₂.

y realizar ciertas suposiciones acerca de la variación de los ángulos de fase en las barras de N₂, dadas inyecciones en N₁ y el máximo ángulo de fase aparentemente en dos barras en N₃.

Luego de una secuencia de relaciones matemáticas se plantea el siguiente teorema:

$$|\Delta\theta_p - \Delta\theta_q| < |\Delta\theta_i - \Delta\theta_j| \quad (Ec. 3)$$

Donde i y j son cualquier par de barras en N₃, $\Delta\theta_i$ es el mayor $\Delta\theta$ en N₃ y $\Delta\theta_j$ es el menor $\Delta\theta$ en N₃.

Este teorema se interpreta así: “ $|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j|$ provee un límite superior para el máximo cambio en variación angular para cualquier circuito en N₂. O sea, provee un límite de cuan lejano un circuito de N₂ puede cambiar su flujo”.

5.4 MÉTODOS DE SOLUCIÓN PARA FLUJOS DE POTENCIA

Retomando el planteamiento de Wood y Wollenberg en Power Generation, Operation and Control (1996, citados por Blanco, 2017), “Los Flujos de Potencia es el nombre dado a la solución de un modelo matemático de un Sistema Eléctrico de Potencia, del cual se obtiene como primer resultado, las magnitudes de los

voltajes y ángulos de fase nodales, con los que procede a calcular los Flujos de Potencia Activa y Reactiva en toda la red”.

Así mismo, inicialmente expresan que: “Para resolver los Flujos de Potencia de un Sistema de Corriente Alterna, es básico definir tres tipos de nodos”:

- a. Nodo Compensador o “*Slack*”: Se selecciona un nodo que contenga generación como nodo compensador, donde sea señalado el voltaje en terminales V y su ángulo de fase Θ . Su misión es producir suficiente potencia para cubrir cualquier desbalance de potencia por falta de generación que se manifieste y por las pérdidas del sistema.
- b. Nodos PV: Este nodo es de voltaje controlado, como consecuencia, la magnitud del voltaje seguirá constante durante el proceso iterativo. Además, la potencia suministrada por el generador P_g se especifica desde el comienzo de la solución. Sus variables desconocidas son el ángulo de fase Θ y la potencia reactiva generada Q_s .
- c. Nodos PQ: Usualmente este corresponde a un nodo de carga donde la potencia activa y la potencia reactiva consumidas por la carga P_{di} y Q_{di} , son especificadas (aunque tenga un valor de cero) por que se calculan lo voltajes y ángulos de fase nodales, V y Θ .

Una vez son designados, se formulan las ecuaciones de desajuste de potencia activa y reactiva por cada nodo, para obtener los resultados del Análisis de Flujos de Potencia. Dichas ecuaciones corresponden a la categoría “no lineales”; debido a esta razón, hay que utilizar un método de solución iterativo. Generalmente se elige Newton-Raphson debido a su convergencia cuadrática. Lo que permite calcular las variables de estado (V y Θ), hasta que las ecuaciones cumplan con la tolerancia especificada.

5.5 NORMATIVA OPERATIVA DE NICARAGUA

En el Plan de Expansión de Transmisión 2016-2029 (pág.34), desarrollado por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), se menciona que la Normativa de Operación de Nicaragua define los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM), como: “El conjunto de parámetros técnicos a mantener en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para asegurar un nivel de desempeño mínimo asociado a la continuidad y confiabilidad, en Condición Normal y en Condición de Emergencia”. Por ende, resulta incuestionable la necesidad permanente de conservar un régimen estable y confiable, con la intención de limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de Contingencias; sobre la base de los siguientes estatutos:

5.5.1 CRITERIOS Y PARÁMETROS DE CALIDAD

- a. En condición de Operación Normal, se deberá tener como objetivo mantener el nivel de tensión dentro de un rango de $\pm 5\%$ del valor nominal.
- b. En condición de Emergencia, el parámetro será mantener el nivel de tensión dentro de un rango entre $\pm 10\%$ del valor nominal.
- c. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente el voltaje de la red podrá desviarse del valor nominal $\pm 20\%$ durante un tiempo de 10 segundos. Deberá poder permanecer durante tres minutos con una variación de tensión entre el 10% y 20% del valor nominal.

5.5.2 CRITERIOS Y PARÁMETROS DE SEGURIDAD

- a. Criterio de Operación Normal: El sistema debe permanecer estable; la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa; y no debe haber desconexión de carga.

- b. Criterio de Contingencia Simple: Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; no deben producirse disparos en cascada; la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo; los voltajes en los nodos deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe:

- a. Desconectar carga en forma automática.
- b. Reducir las transferencias entre países.

5.5.3 CARGA ADMISIBLE EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES

En condiciones normales de operación los elementos deben mantener el límite operativo de carga. Ante una contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo, y ante contingencias múltiples la carga de cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia.

En condiciones normales de operación, no se admiten sobrecargas ni en las líneas ni en transformadores de potencia.

5.5.4 NIVELES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

Las corrientes de falla trifásicas o de línea a línea que se originen en el sistema, deberán ser menores que los niveles nominales de cortocircuito de los interruptores ya instalados en el sistema.

5.5.5 TIEMPO MÁXIMO PARA DESPEJE DE FALLAS

Cualquier cortocircuito o falla en una línea de transmisión deberá ser liberado despejando solamente la línea afectada en un tiempo no mayor de 6 ciclos (Zona 1). Deberá haber tres niveles de respaldo en caso de fallas del equipo de protección de línea. Los tiempos de liberación de fallas de los niveles de respaldo serán:

- 30 ciclos para el primer nivel de respaldo (Zona 2).
- 120 ciclos para el tercer nivel de respaldo (Sobrecorriente).

Las unidades generadoras deberán permanecer sincronizadas al SIN ante la ocurrencia de los siguientes eventos:

a. Rangos de Frecuencia:

- 59.8 – 60.2 por tiempo indefinido.
- 59.0 – 61.0 por 90 segundos.
- 58.5 – 62.0 por 30 segundos.
- 58.0 – 62.5 por 10 segundos.

b. Voltaje Reducido en Barra de Alta:

- 0.3 pu por 1.75 segundos.
- 0.7 pu por 1.5 segundos.

Categoría	Tipo	Evento y Contingencia	Condiciones Aceptables				
			Sistema Estable	Disparo en Cascada	Límite de Carga de los Elementos	Límite de Voltajes	Desconexión de Carga / Reducción de Transferencias
A. Operación Normal	-----	Sin Contingencias	Si	No	Operativo	0.95 – 1.05 pu	No
B. Pérdida de un Elemento	Simple	Falla detectada por la protección primaria (6 ciclos) que desconecta: 1. Generador 2. Circuito de Transmisión 3. Transformador 4. Banco de Capacitores 5. Reactor 6. Carga Disparo de los componentes anteriores sin falla.	Si	No	Térmico Continuo	0.9 – 1.1 pu	No
C. Pérdida de dos o más Elementos	Múltiple	Falla detectada por la protección primaria o de respaldo (6 o 15 ciclos) que desconecta: 1. Sección de barra 2. Todos los circuitos conectados en las mismas torres 3. Una contingencia seguida de otra contingencia, considerando que se ha ajustado el sistema a un Estado Normal después de que ocurra la primera contingencia.	Si	No	Límite Térmico de Emergencia	0.9 – 1.1 pu	Si (puede desconectarse generación)

Tabla 1: Resumen de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

6. EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS N-1 EN SISTEMA IEEE 9 BARRAS

El Análisis de Contingencias que se lleva a cabo, está basado en un Sistema de Prueba de 9 Barras estandarizado por el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE). Consta de 3 generadores síncronos con excitadores Tipo 1 IEEE, además, dispone de 6 líneas de transmisión, 3 transformadores y 3 cargas. Con la capacidad de atender una demanda total de carga de 315 MW y 115 MVAR.

Las especificaciones técnicas referentes a cada uno de estos elementos se puntualizan a continuación:

IEEE 9 Barras		
Líneas de Transmisión (230kV)		
Nombre	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)
LT_4-5	0.0100	0.0850
LT_4-6	0.0170	0.0920
LT_5-7	0.0320	0.1610
LT_6-9	0.0390	0.1700
LT_7-8	0.0850	0.0720
LT_8-9	0.0119	0.1008
Generadores		
Nombre/Capacidad	Voltaje Nominal (kV)	Potencia Aparente Nominal (MVA)
G1	16.5	247.5
G2	18	192
G3	13.6	128
Transformadores		
Nombre/Capacidad	Relación de Transformación (kV)	Potencia Aparente Nominal (MVA)
T1	16.5/230	250
T2	18/230	200
T3	13.6/230	150
Cargas		
Nombre	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)
C1	125	50
C2	90	30
C3	100	35

Tabla 2: Hoja de Datos de Sistema de Prueba IEEE 9 Barras.

En vista que, para las líneas de transmisión sólo se indica una tensión nominal correspondiente a 230kV y una corriente nominal (por defecto) de 1kA, se ha optado por precisar una longitud de 100 km en cada una de ellas.

Para el proceso de simulación, como se ha detallado con anterioridad, se emplean los recursos que engloba el software **DigSILENT PowerFactory 15**. Especialmente, se recurrirá al módulo de Análisis de Contingencias, el cual, basado en la información que proporciona su desarrollador, ofrece dos tipos de procedimientos:

- a. Análisis de Contingencia de Fase Única de Tiempo: Donde la evaluación no probabilística (determinista) de los efectos de falla bajo contingencias dadas, ocurren dentro de un solo período de tiempo.

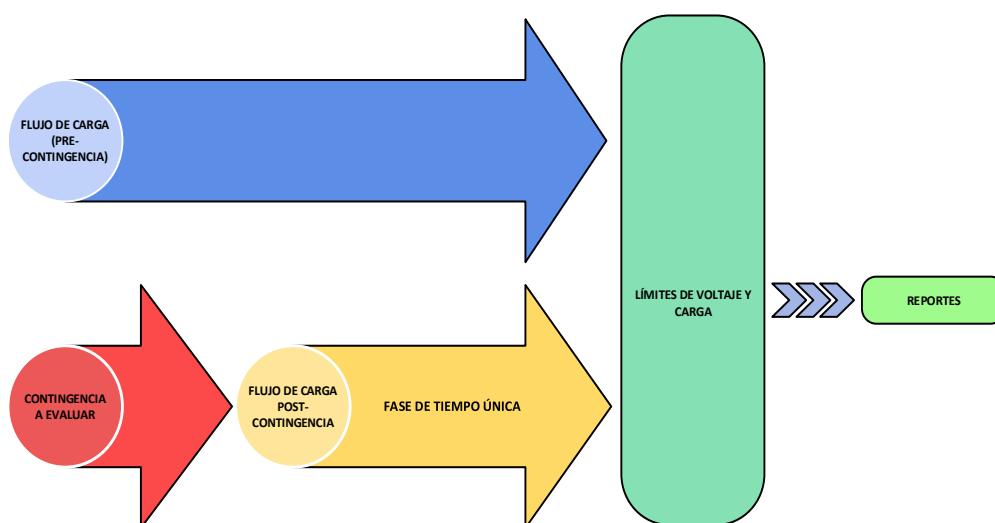


Figura 2: Diagrama de Flujo Del Método de Fase de Tiempo Única.

- b. Análisis de Contingencia de Fase de Tiempo Múltiple: La evaluación de los efectos de falla bajo contingencias se realiza durante diferentes periodos de tiempo, es decir, se puede analizar más de un flujo de carga posterior a la falla. Cada fase permite tener sus propias acciones posteriores, ya sea, configurada individualmente o en combinación, entre las cuales se contemplan: Desconexión de Carga, Reenvío de Generador, Acción de Conmutación (apertura o cierre) y Cambio de Tap.

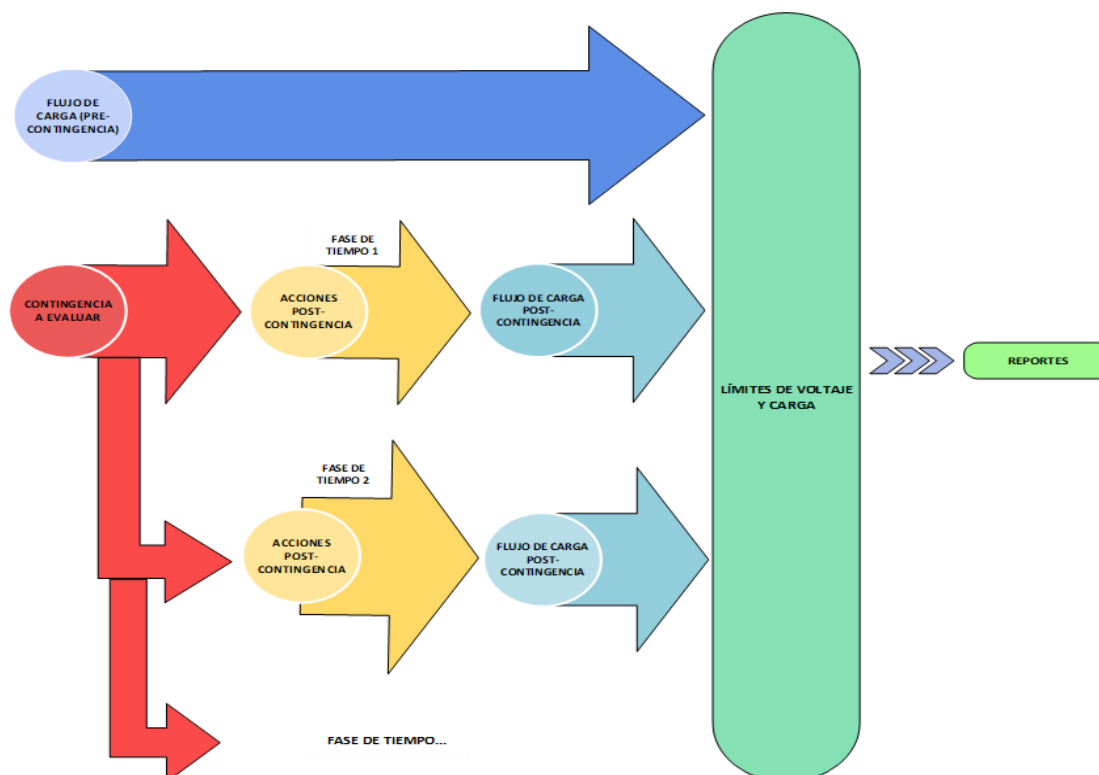


Figura 3: Diagrama de Flujo Del Método de Fase de Tiempo Múltiple.

Tal como se observa en ambos casos, los flujos de carga previos y posteriores a la falla se contrastan con los límites de carga y voltaje especificados. Donde sus poderosos algoritmos se fundamentan en estas evaluaciones para generar los reportes de contingencia; que serán examinados para formular las acciones de restablecimiento de la red.

Durante la configuración del sistema, se identificó una particularidad de la plataforma, resultando que las impedancias de líneas deben introducirse en la unidad de medida Ω/km . Sin posibilidad de modificar dicho parámetro, fue necesario recurrir a un programa auxiliar conocido como PowerWorld Simulator 18, el cual cuenta con una herramienta capaz de convertir las unidades requeridas de forma intuitiva y rápida.

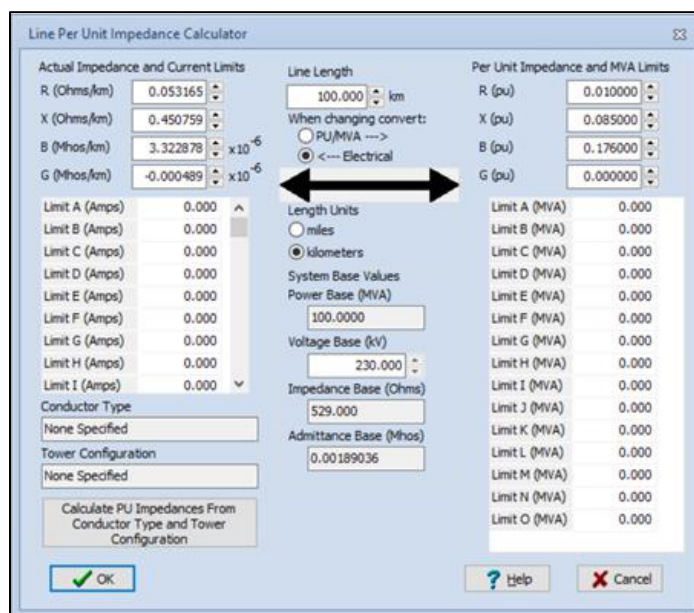


Figura 4: Interfaz Gráfica de Calculadora de Impedancia por unidad de PowerWorld Simulator 18.

Evidentemente, los resultados obtenidos luego de ejecutar los cálculos, serán los valores definitivos a considerar como impedancia para cada línea de transmisión.

Sistema IEEE 9 Barras		
Líneas de Transmisión (230kV) - 100km		
Nombre	Resistencia (Ω/km)	Reactancia (Ω/km)
LT_4-5	0.053165	0.450759
LT_4-6	0.090368	0.487822
LT_5-7	0.172101	0.858468
LT_6-9	0.210572	0.908036
LT_7-8	0.045126	0.381553
LT_8-9	0.063396	0.535086
Generadores		
Nombre/Capacidad	Voltaje Nominal (kV)	Potencia Aparente Nominal (MVA)
G1	16.5	247.5
G2	18	192
G3	13.6	128
Transformadores		
Nombre/Capacidad	Relación de Transformación (kV)	Potencia Aparente Nominal (MVA)
T1	16.5/230	250
T2	18/230	200
T3	13.6/230	150
Cargas		
Nombre	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)
C1	125	50
C2	90	30
C3	100	35

Tabla 3: Resultados de conversión de unidades para Impedancias de Línea en PowerWorld Simulator 18.

Una vez solucionado el inconveniente, se procede a construir el diagrama unifilar del sistema en estudio y de forma simultánea se asignan los datos técnicos, según corresponda, de los 24 componentes en DlgSILENT PowerFactory 15. Teniendo como propósito practicar un Flujo de Carga en Corriente Alterna, que permitirá reconocer su comportamiento bajo un escenario de operación estable, es decir, previo a una contingencia.

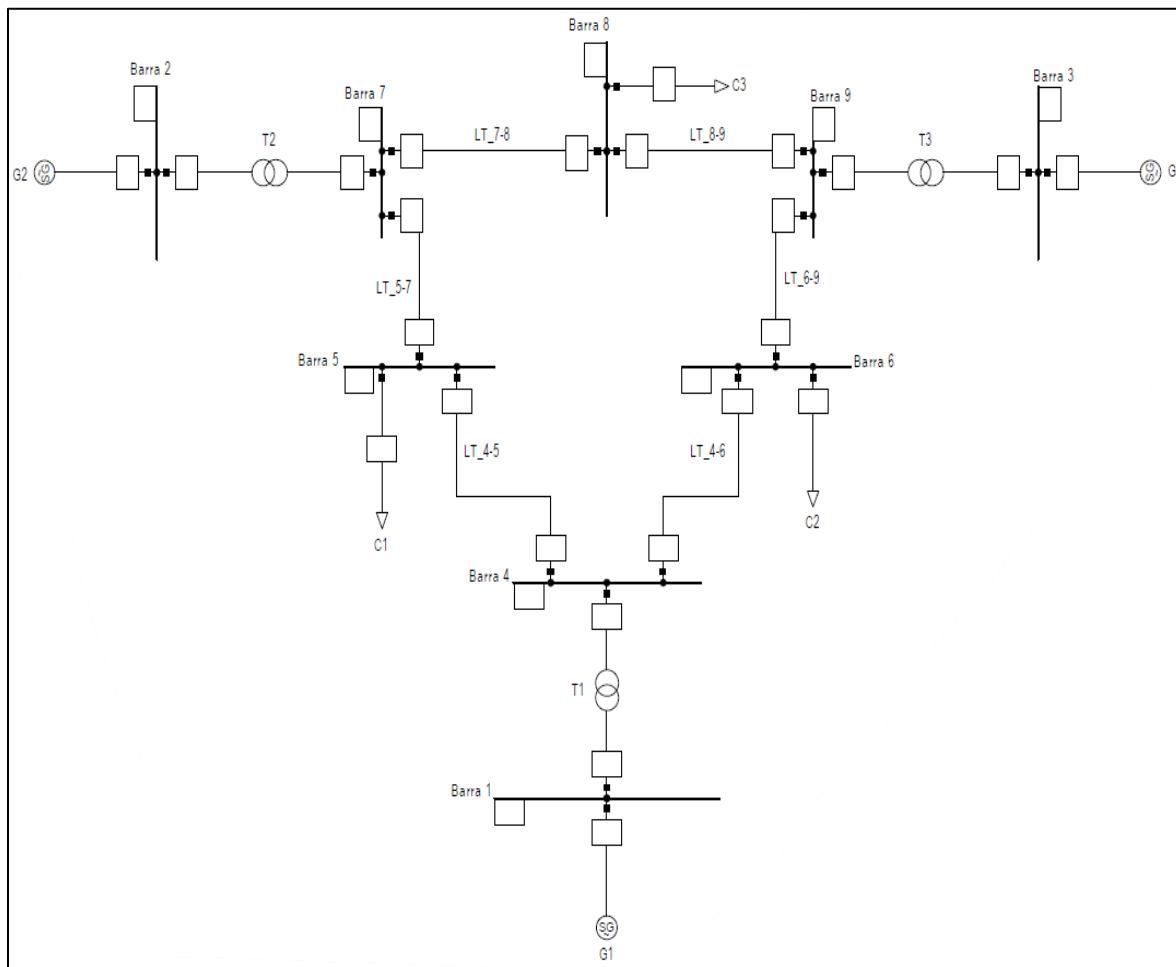


Figura 5: Diagrama Unifilar del Sistema IEEE 9 Barras en DlgSILENT PowerFactory 15.

En ese mismo sentido, los resultados del Flujo de Carga en Corriente Alterna durante esta condición reflejan que, si bien, el Generador 2 (G2) se aproxima a un nivel de cargabilidad del 90%, puede continuar operando sin dificultades, dado que, la demanda de potencia por parte de las cargas ha sido atendida en su totalidad.

Cabe destacar, que los demás elementos del sistema cumplen satisfactoriamente con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo contemplados en la Normativa de Operación Nacional. Dicha afirmación se respalda con los datos expuestos en las siguientes gráficas:



Figura 6: Resultados del Flujo de Carga en Corriente Alterna IEEE 9 Barras

En resumen, se descarta cualquier incidencia negativa dentro del sistema, puesto que, los generadores y transformadores no exceden sus capacidades operativas, la cargabilidad en líneas de transmisión es relativamente mínima y los niveles de tensión en todas las barras del sistema se mantienen dentro de los límites permitidos.

Ahora, con una línea de base adecuadamente establecida, es momento de comenzar a explorar los eventos que pueden desencadenarse si se proyecta una Contingencia N-1 en el Sistema Eléctrico de Potencia. Para ello, luego de activar el módulo orientado al Análisis de Contingencias, DlgSILENT permite crear automáticamente una lista de casos basados en la estructura de toda la red.

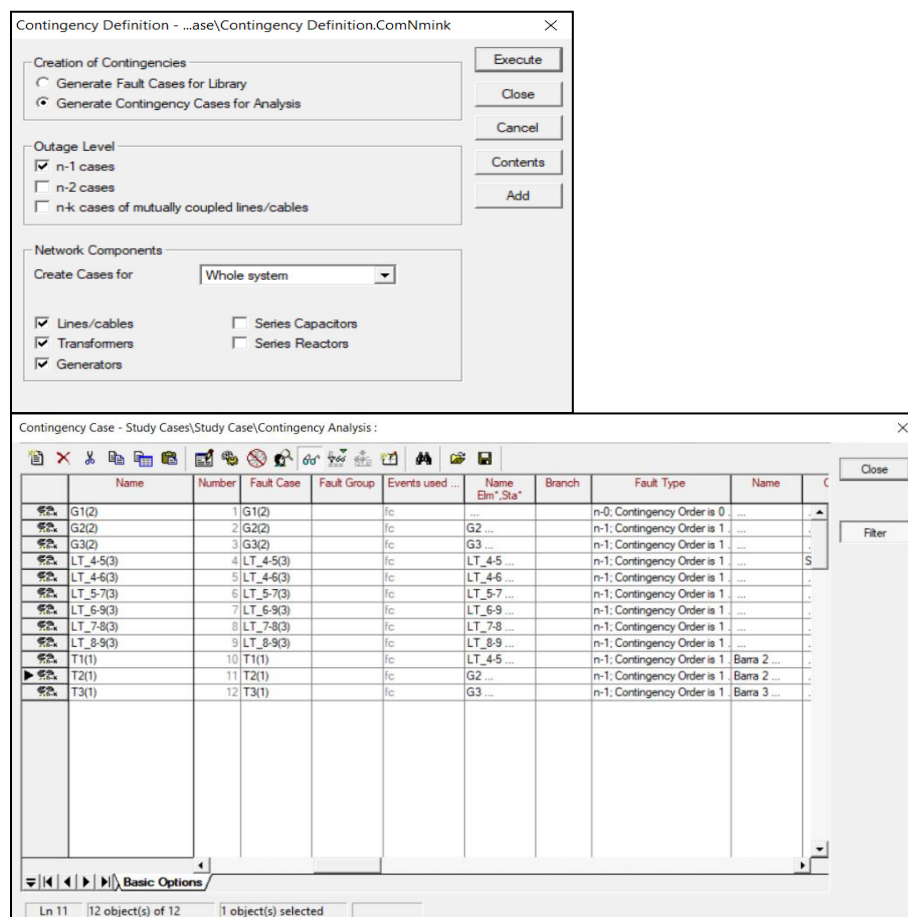


Figura 7: Interfaz Gráfica para Definición de Contingencias DlgSILENT PowerFactory 15.

Según el registro, en total, existen 12 fallas posibles provocadas por la interrupción del funcionamiento de generadores, transformadores y líneas de transmisión. No obstante, es fundamental aclarar que el programa descarta la desconexión del Generador 1 (G1), puesto que, está asociado a la Barra 1. La cual, representa al nodo compensador (Slack), encargado de asumir cualquier desbalance de potencia ocasionado por falta de generación o por pérdidas propias del sistema.

Dentro de este marco, se practicará cada una de estas amenazas y se expondrán sus resultados a continuación:

6.1 CONTINGENCIA #1: DESCONEXIÓN LÍNEA DE TRANSMISIÓN 4-5

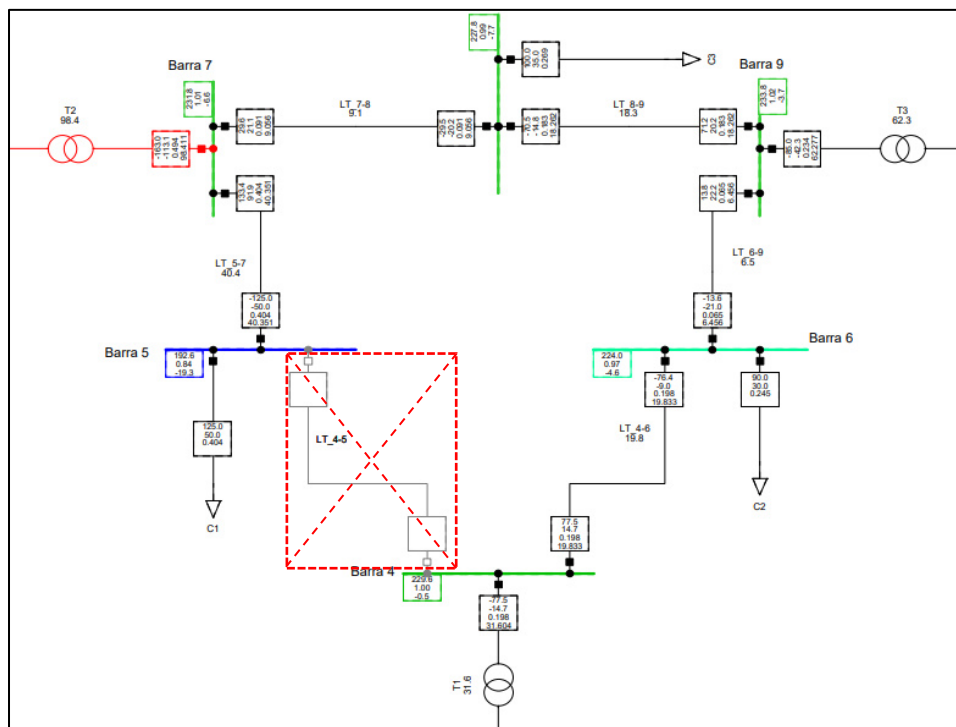


Figura 8: Flujo de Potencia con LT_4-5 Fuera de Servicio.

A consecuencia de la desconexión de esta línea de transmisión se manifiesta una abrupta caída de tensión en la Barra 4, específicamente de un 16% con relación al valor operacional ideal de 1 p.u, o bien, de un 6% por debajo del nivel mínimo estipulado por la Normativa de Operación de Nicaragua bajo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño al acontecer la pérdida de un elemento.

Adicionalmente, el Generador 2 (G2) ingresa a un régimen de sobrecarga dado que excede en un 5% su capacidad nominal de generación, mientras que el Transformador 2 (T2) se encuentra al margen de alcanzar un 100% de cargabilidad. Esta situación propiciaría un recalentamiento de sus componentes internos y pondría en riesgo la integridad de ambos equipos, si no se toman medidas apropiadas para solventarlo en un corto período de tiempo.

Por último, a pesar que las demás líneas de transmisión incrementan su cargabilidad, no exceden sus límites térmicos. Pero, se considera la pérdida de la línea LT_4-6 como una de las contingencias más nocivas para el sistema, clasificándose en una Fase de Emergencia.

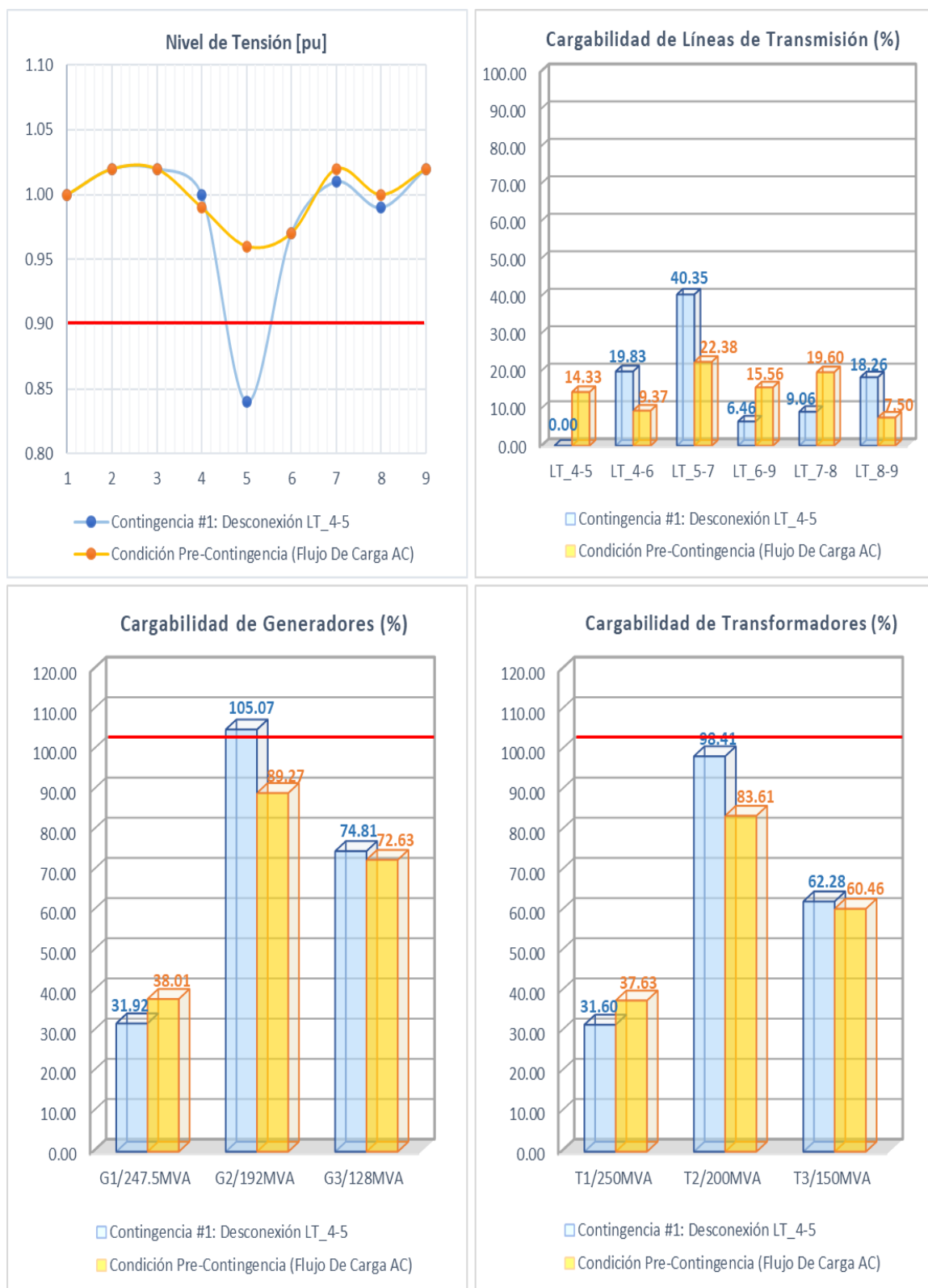


Figura 9: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT_4-5.

6.2 CONTINGENCIA #2: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 4-6

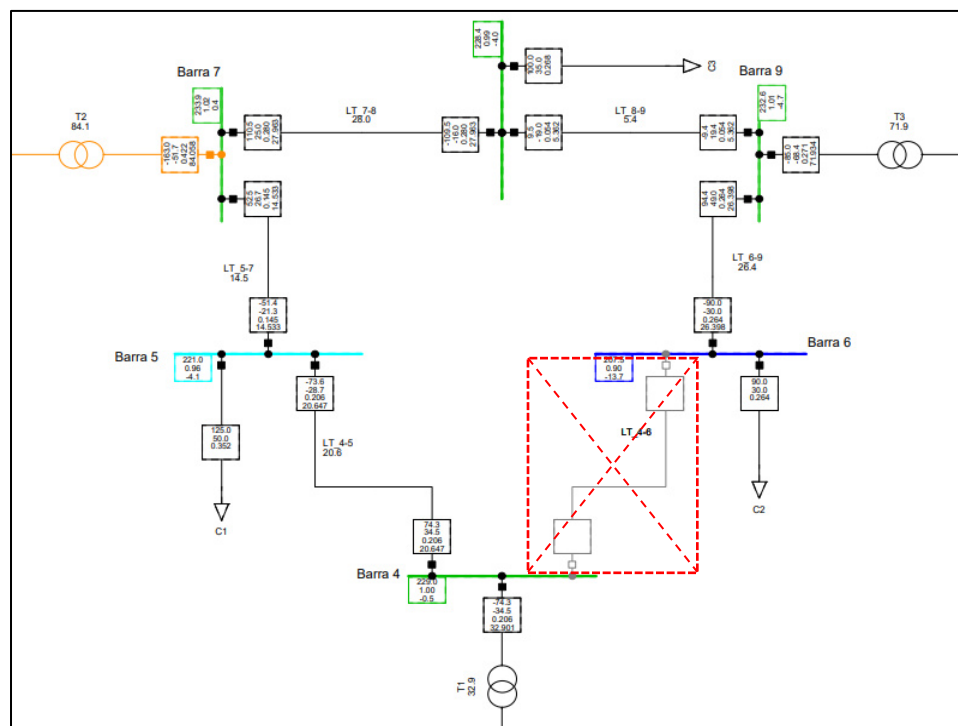


Figura 10: Flujo de Potencia con LT_4-6 Fuera de Servicio.

En este caso, tanto los generadores como los transformadores conservan niveles de operación aceptables. Asimismo, todas las líneas de transmisión se mantienen por debajo de 1/3 de su cargabilidad total. La única anomalía destacable en el sistema, es que la tensión en la Barra 6 se reduce un 7% respecto al estado previo, situándose en el límite permitido por los CCSDM. Pese a no comprometer drásticamente su funcionamiento efectivo, puede catalogarse como una Fase de Alerta, y se recomienda, plantear medidas que favorezcan la recuperación de su rendimiento inicial.

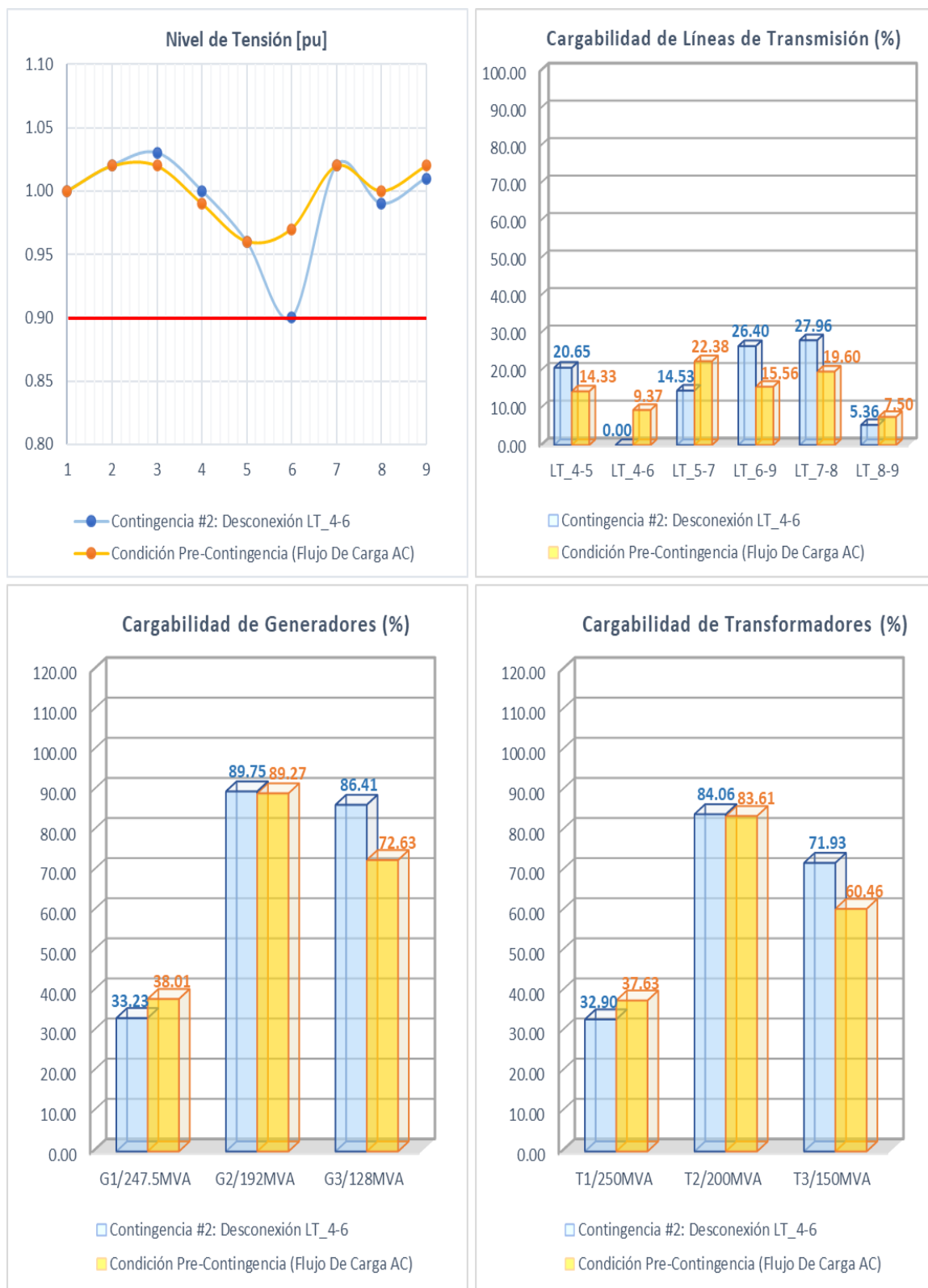


Figura 11: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT-4_6.

6.3 CONTINGENCIA #3: DESCONEXIÓN DE LINEA DE TRANSMISIÓN 5-7

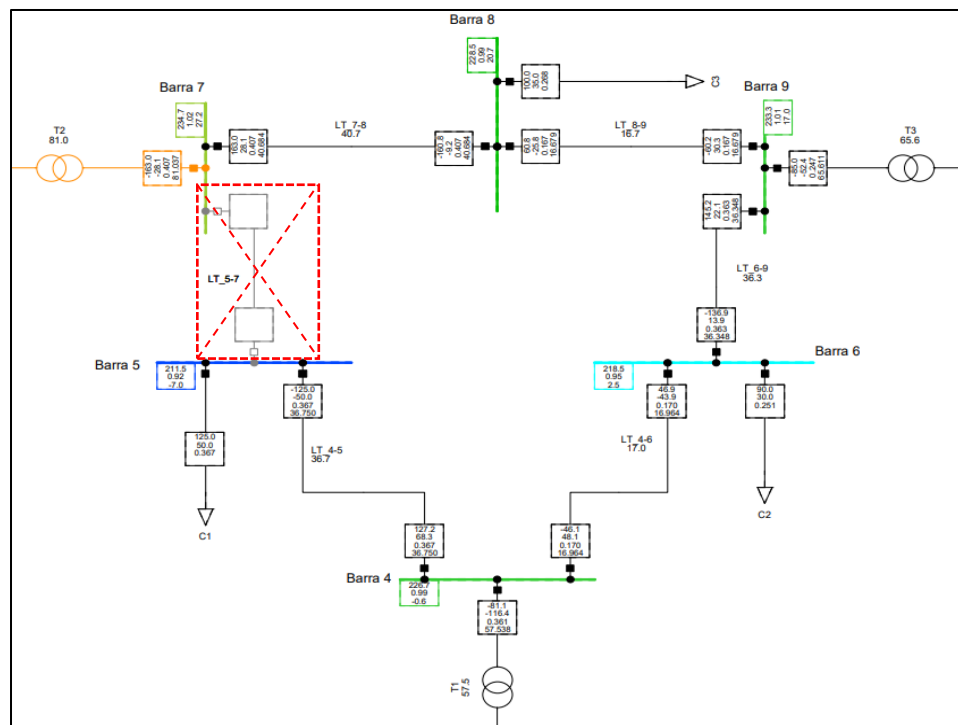


Figura 12: Flujo de Potencia con LT_5-7 Fuera de Servicio.

Similar al contexto anterior, durante la interrupción de la línea LT_5-7, los parámetros operativos de los generadores, transformadores y líneas de transmisión permanecen bajo control. Resaltando que, en esta ocasión, G1 toma una mayor participación al asumir su rol de compensación mediante el suministro de potencia, incrementando en un 20% su aporte en comparación con la condición base. Lo que naturalmente beneficia a los Generadores 2 y 3, puesto que, de esa forma se evita que estas máquinas sean sobrecargadas innecesariamente.

Aunque, llama la atención que aparezca una variación de tensión en la Barra 6 y Barra 5, relativas al 2% y 4%. Por tanto, este evento podría considerarse como un Estado de Alerta. Si bien, las pautas decretadas por los CCSDM no son violentadas, se estimará la oportunidad de solucionar esa irregularidad.

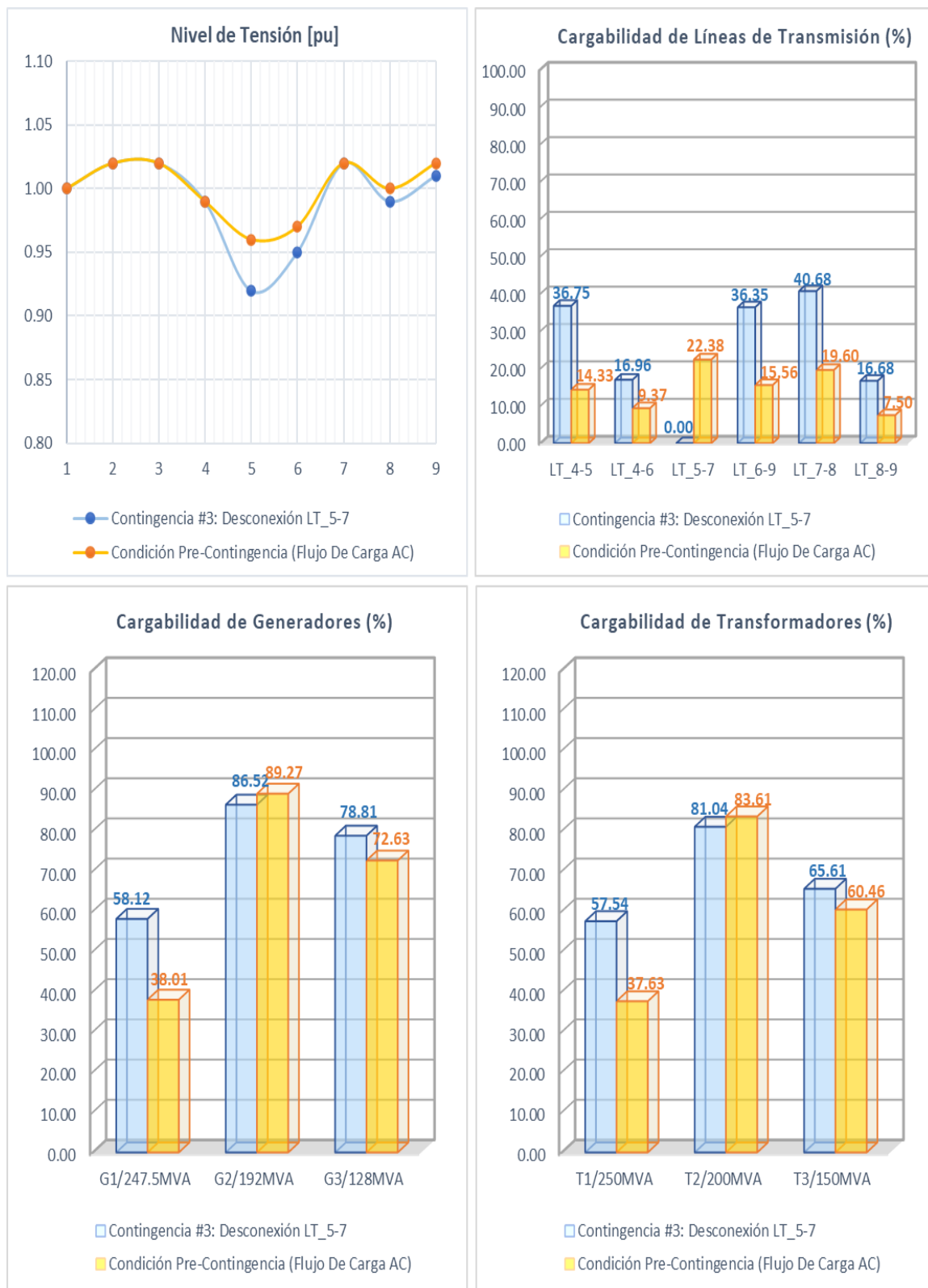


Figura 13: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT-5_7.

6.4 CONTINGENCIA #4: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 6-9

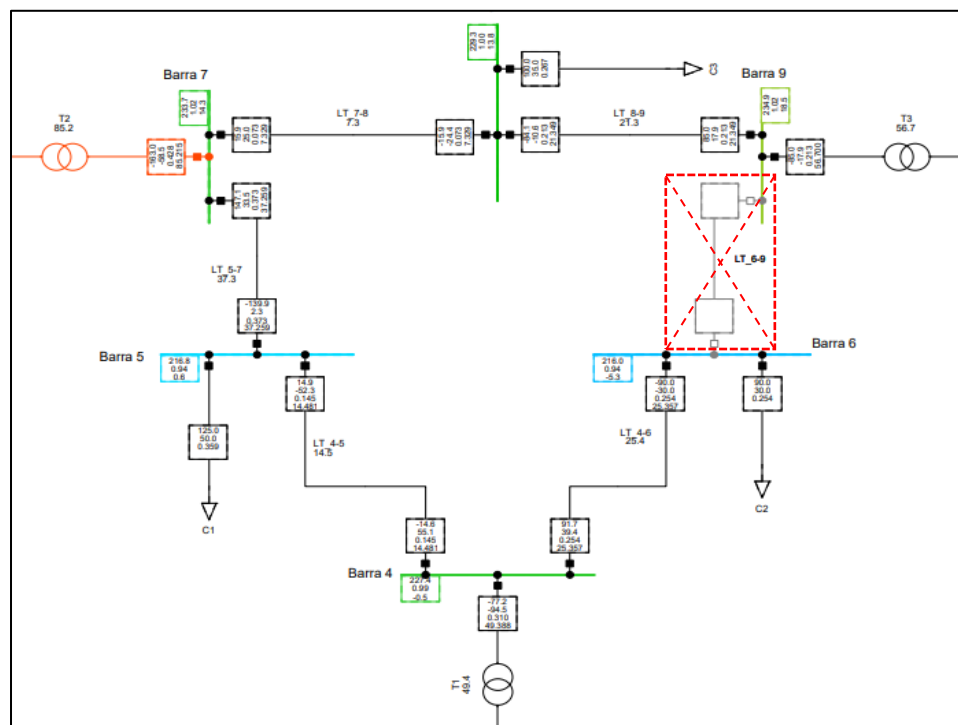


Figura 14: Flujo de Potencia con LT_6-9 Fuera de Servicio.

Al ejecutar esta falla, las líneas de transmisión continúan con una carga mínima, todas las máquinas trabajan de forma oportuna, exceptuando a G2, que supera ligeramente el 90% de cargabilidad, conviene vigilarlo, pero aún no constituye un grado de peligro inminente para su operatividad. Por otro lado, las Barras 5 y 6 exponen una desviación del voltaje, situándose en 0.94 p.u, lo que significa una reducción del 2% y 3%, respectivamente. Según estas características, se concluye que el sistema ha logrado cumplir con los CCSDM y sostiene un modo de funcionamiento normal.

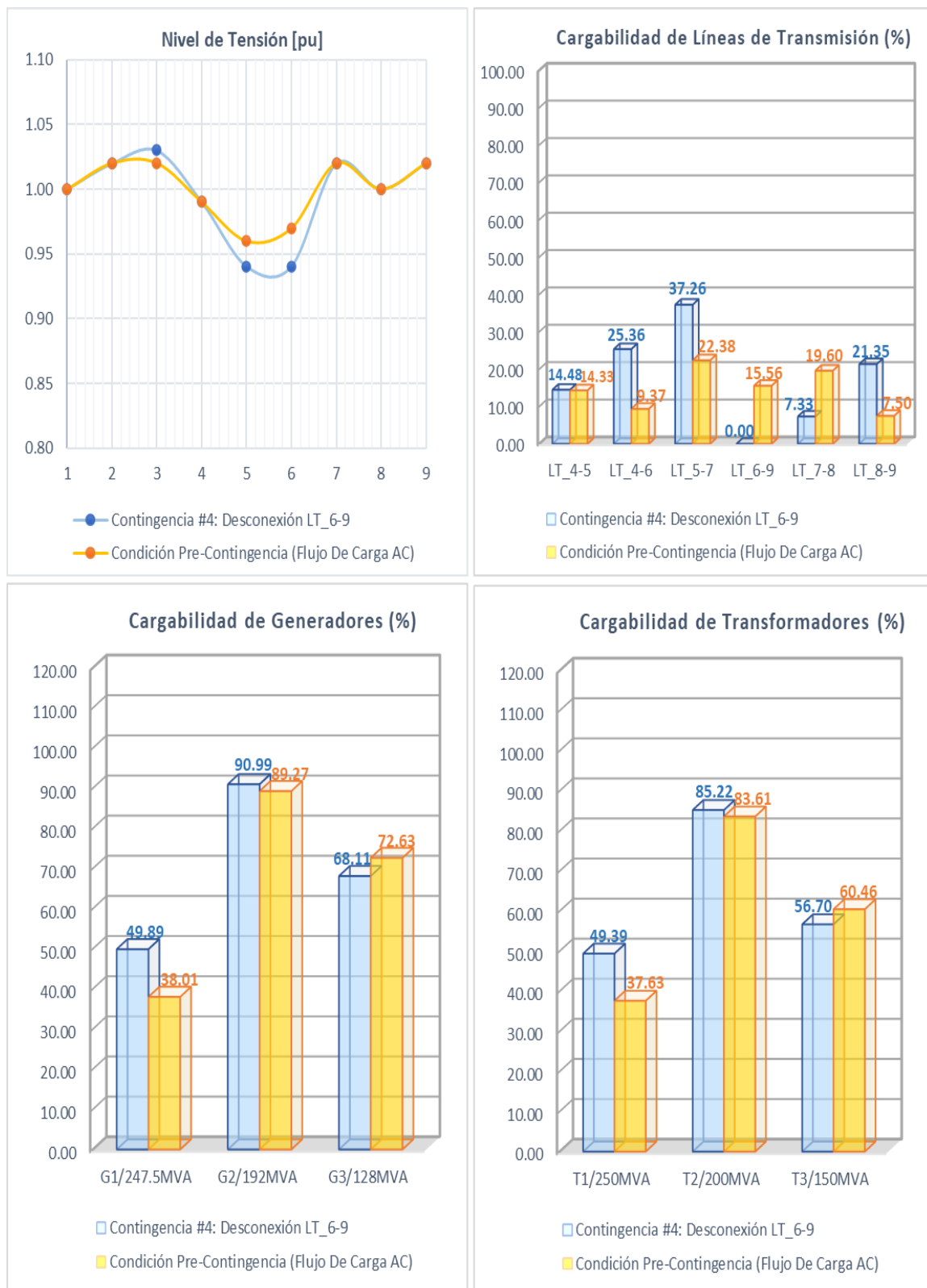


Figura 15: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT_6-9.

6.5 CONTINGENCIA #5: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 7-8

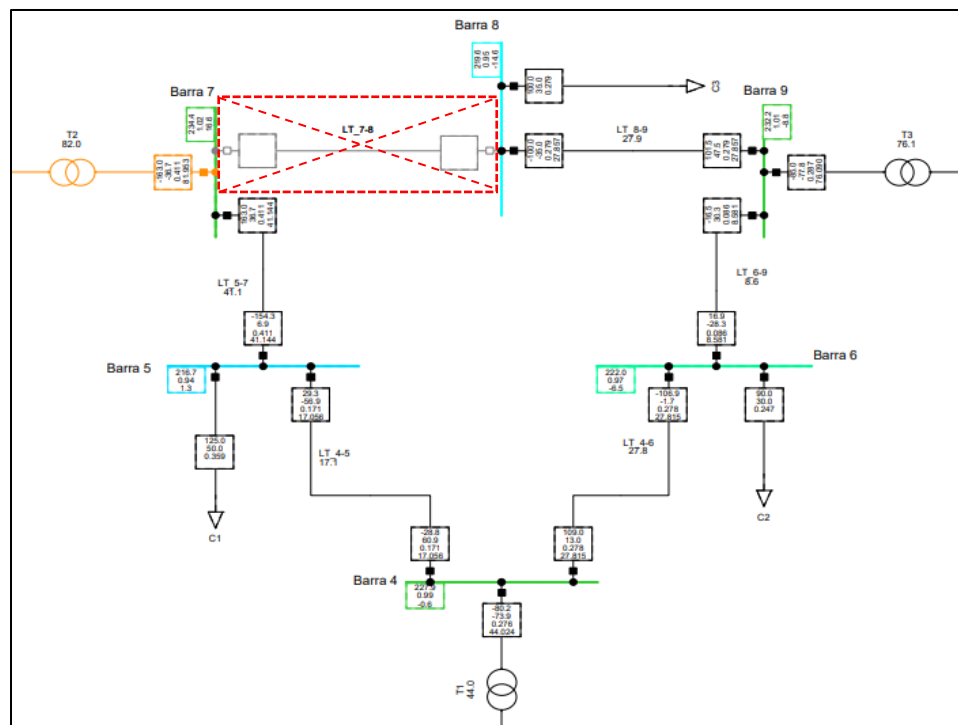


Figura 16: Flujo de Potencia con LT_7-8 Fuera de Servicio.

A raíz del retiro de la línea LT_7-8, las únicas modificaciones que se reconocen, es una contracción en los niveles de tensión en las Barra 5 y 9 no superior al 2%, mientras que, en la Barra 8 es del 5%. Por otra parte, la cargabilidad del Generador 3 (G3) asciende hasta el 91.4%. Dichos cambios son calificados como irrelevantes, así pues, resulta indudable garantizar que el sistema tolera correctamente la contingencia respetando los CCSDM, y no se requiere tomar medidas extraordinarias hasta el restablecimiento de este elemento.

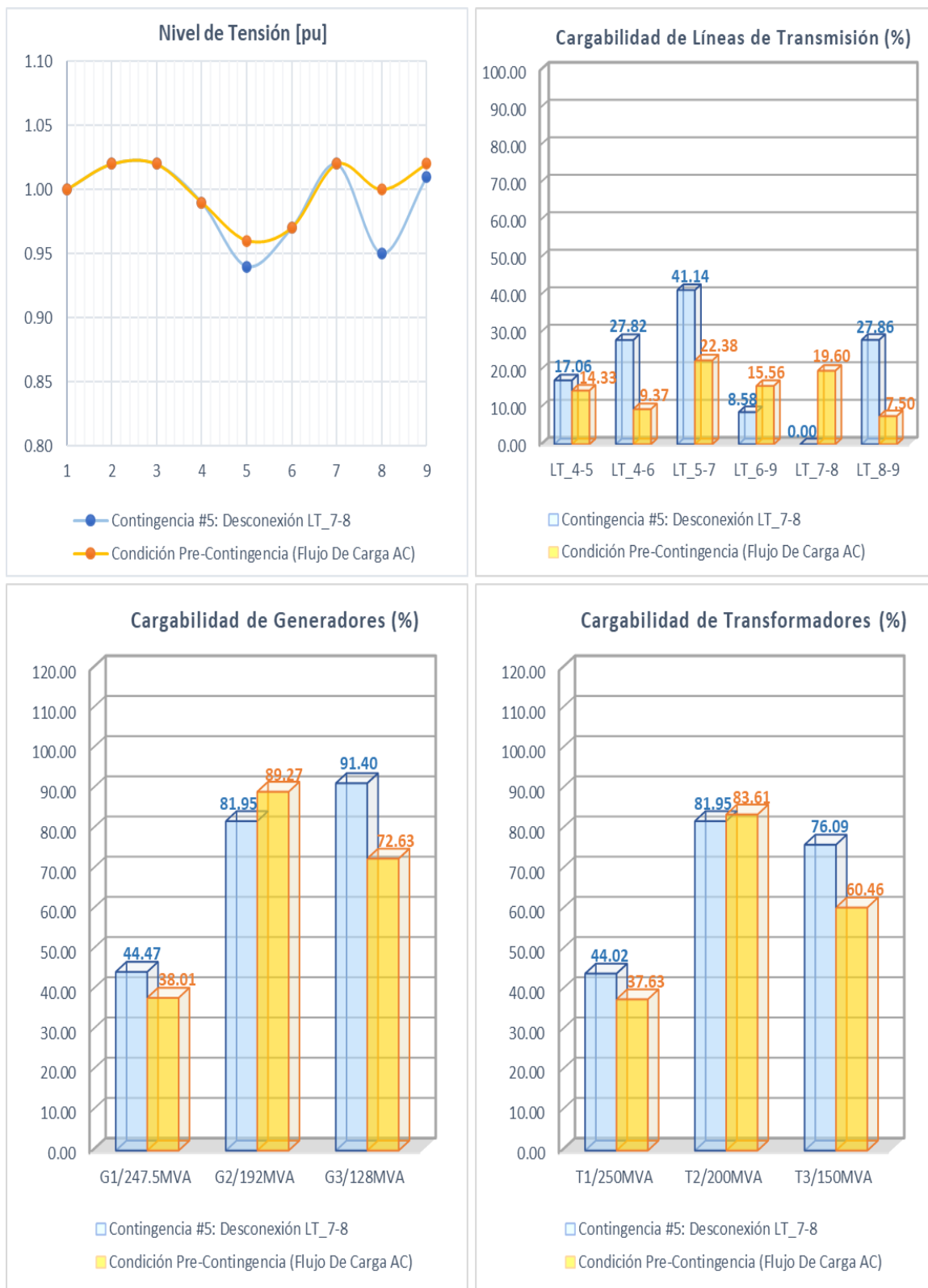


Figura 17: Resultados de la Pérdidas de Línea de Transmisión LT_7-8.

6.6 CONTINGENCIA #6: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 8-9

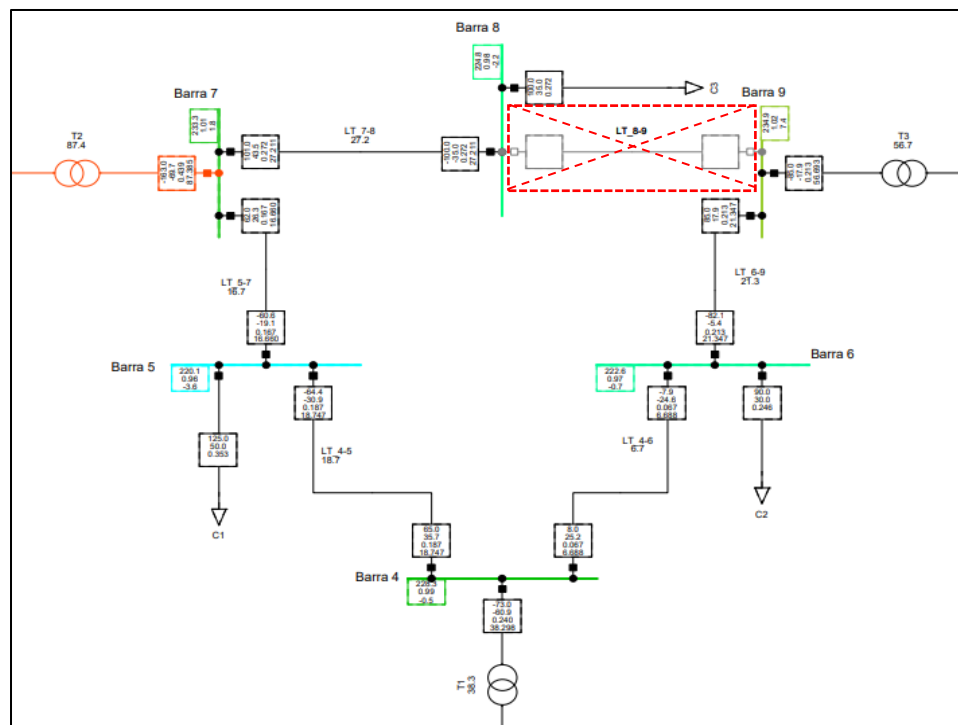


Figura 18: Flujo de Potencia con LT_8-9 Fuera de Servicio.

En este período, los niveles de tensión se mantienen prácticamente en una posición imperturbable si se relaciona con su conducta en el escenario pre-contingencia, salvo en las Barras 7 y 8, donde estos indicadores sufren un leve descenso del 1% y 2%. Las Líneas de Transmisión exhiben una tendencia mínima de sus capacidades. El Generador 2 amerita cierto seguimiento, pues se aproxima al 95% de su cargabilidad, la cual ya es una zona de cuidado. Pero, en términos generales, el sistema es capaz de soportar la ausencia de la línea LT_8-9 sin demasiadas dificultades, ajustándose a las directrices impuestas por la Normativa de Operación de Nicaragua.

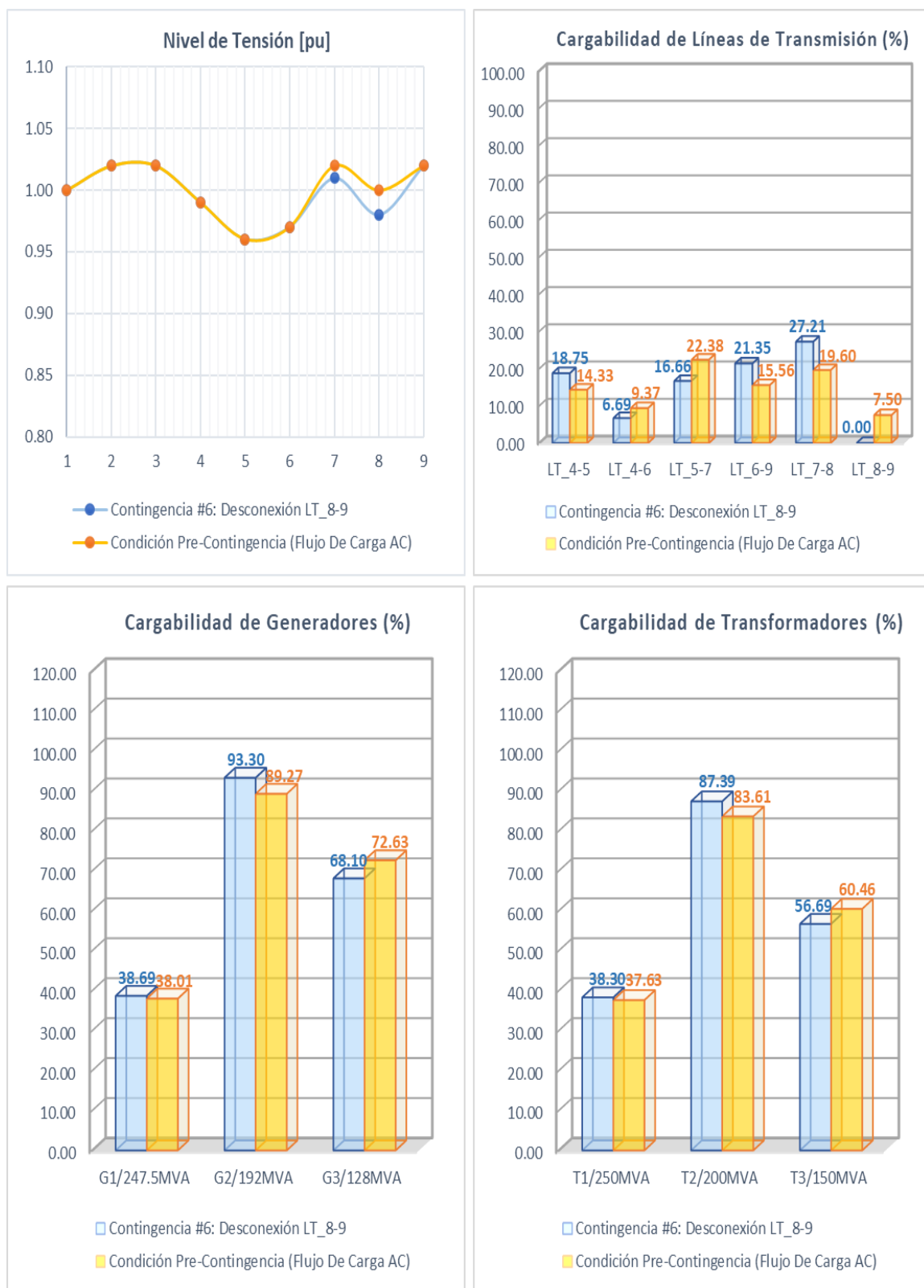


Figura 19: Resultados de la Pérdida de Línea de Transmisión LT_8-9.

6.7 CONTINGENCIA #7: DESCONEXIÓN DEL GENERADOR 1

Técnicamente, en todo sistema eléctrico de alta potencia se debe establecer una unidad de generación que tenga las capacidades necesarias para cubrir parcial o totalmente alguna(s) carga(s) asociadas a la red, en caso de suscitarse la inhabilitación de otro(s) generador(es). Por ese motivo, el sistema IEEE 9 Barras exige como máquina de referencia a G1, sin embargo, dado que la prueba se realiza en un entorno simulado computacionalmente, una vez que se solicita al software DIgSILENT realizar la contingencia prevista, anula la tarea respondiendo de la siguiente manera:

```
DIgSI/info - -----  
DIgSI/info - Calculating AC contingencies...  
DIgSI/info - -----  
DIgSI/info - Calculating Base Case...  
DIgSI/info - ... converged successfully in 1 outer loop(s). Iterations per outer loop - 1.loop: 3 iter  
DIgSI/info - Base Case calculated.  
DIgSI/info - Updating 1 Contingencies...  
DIgSI/info - Contingency Cases were updated.  
DIgSI/wrng - The following contingencies do not contain interrupted components and, are therefore ignored:  
DIgSI/wrng - 'Study Cases\Study Case\Contingency Analysis\G1(2).ComOutage':  
DIgSI/info - Outage successfully calculated.  
DIgSI/info - Contingency analysis started.  
DIgSI/info - -----
```

Figura 20: Mensaje presentado por DIgSILENT al intentar apagar el Generador 1.

6.8 CONTINGENCIA #8: DESCONEXIÓN DEL GENERADOR 2

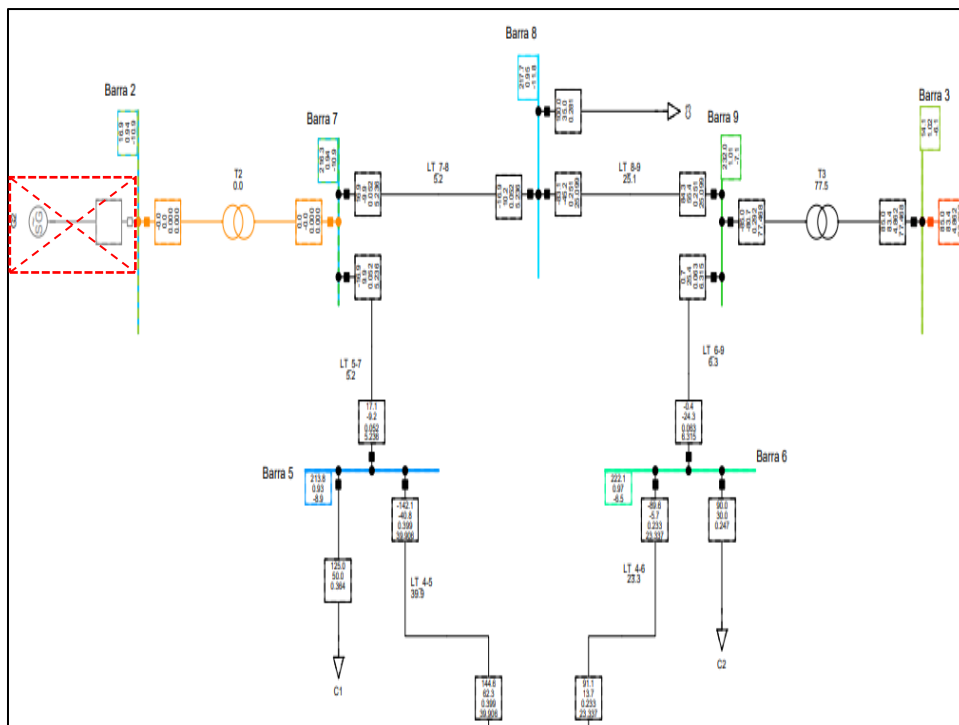


Figura 21: Flujo de Potencia con Generador 2 Fuera de Servicio.

Al desactivar esta máquina, las líneas de transmisión no producen problemas. Sin embargo, se experimentan 3 anomalías que, al combinarse, automáticamente podrían clasificar al sistema en una Fase de Alerta.

Primero, tanto el Generador 1 como el Transformador 1 están saturados, alcanzan un nivel de cargabilidad total. Segundo, el Generador 3 tiene un corto margen de maniobra, ya que posee un índice de carga cercano al 95%. Tercero, las tensiones en las barras siguen un patrón más fluctuante, donde se ven afectadas 5 de ellas, experimentando desplomes que varían en un rango desde el 3% hasta el 8%, tomando en cuenta los resultados pre-contingencia. Aun así, no descienden debajo del límite autorizado en los CCSDM. Por estos motivos, es prudente examinar la viabilidad de realizar procedimientos que permitan recuperar un panorama de operación más óptimo.

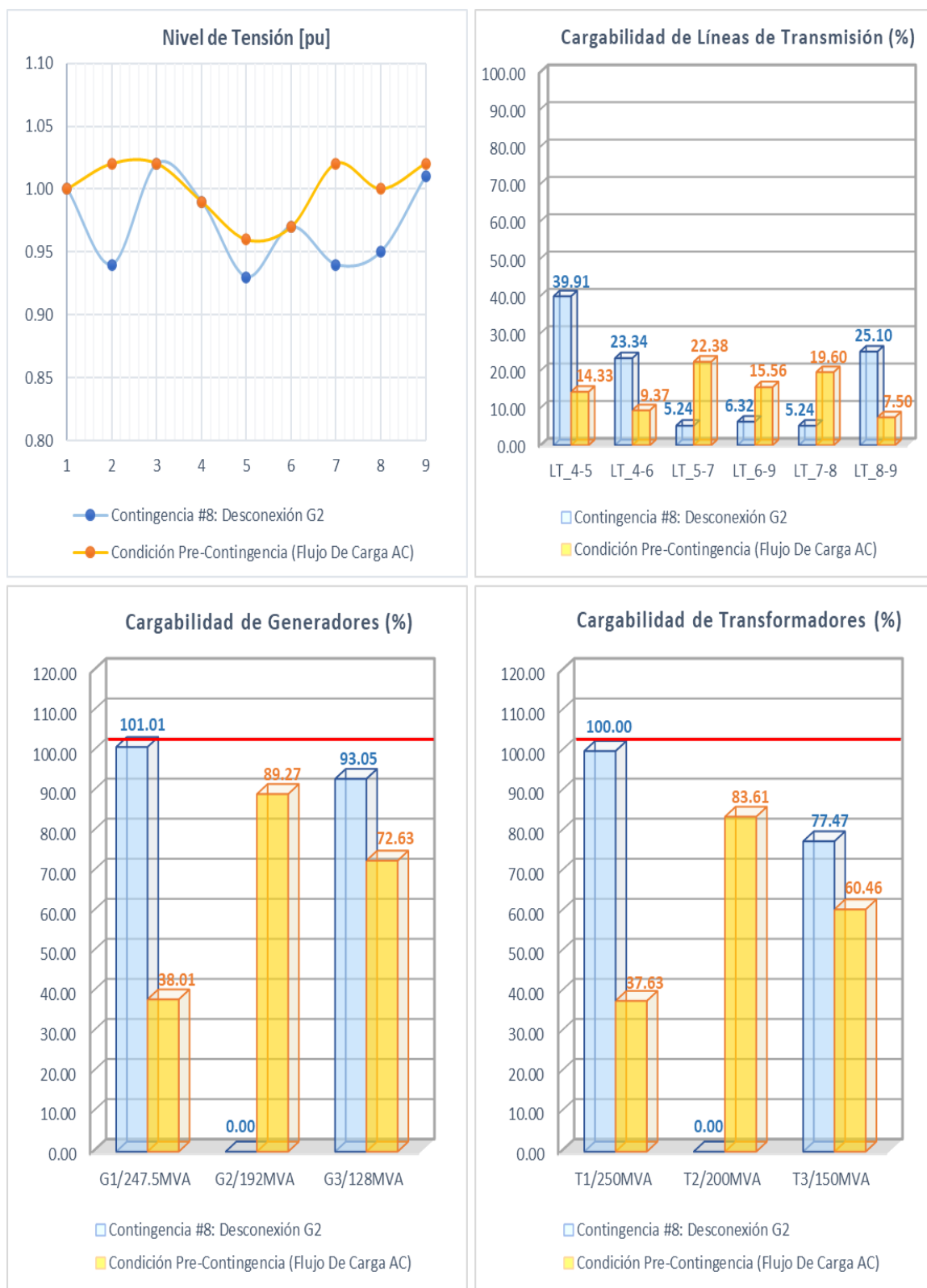


Figura 22: Resultados de la Suspensión del Generador 2.

6.9 CONTINGENCIA #9: DESCONEXIÓN DEL GENERADOR 3

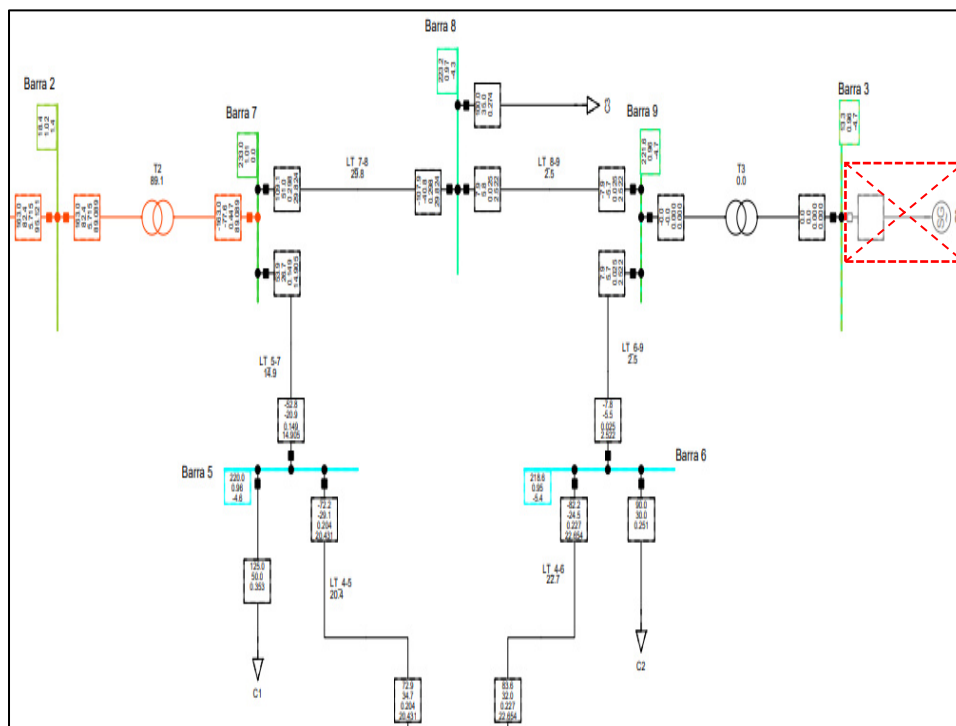


Figura 23: Flujo de Potencia con Generador 3 Fuera de Servicio.

No es de extrañar, que el Generador 1 al igual que el Transformador 1 reaccionen acertadamente durante esta exigencia, incrementado su entrega de potencia más del 30%, con el fin de lograr satisfacer la demanda de las cargas que quedarían desatendidas debido a la salida de funcionamiento del Generador 3 e impedir que el Generador 2 sobrepase el 95% de carga. Otro factor a destacar, es la disponibilidad que poseen las líneas de transmisión, superior al 70%.

Semejante al impacto ocasionado por la contingencia anterior, en esta circunstancia, también se ha descubierto la presencia de oscilaciones en los niveles de tensión de las barras, pero en ninguna caen debajo de 218.5kV (0.95 p.u). Los niveles de cargabilidad en las líneas de transmisión son menores al 30%. Lo cual indica, que se ha cumplido con los CCSDM en forma sobresaliente, y no se necesitan medidas adicionales para controlar el sistema.

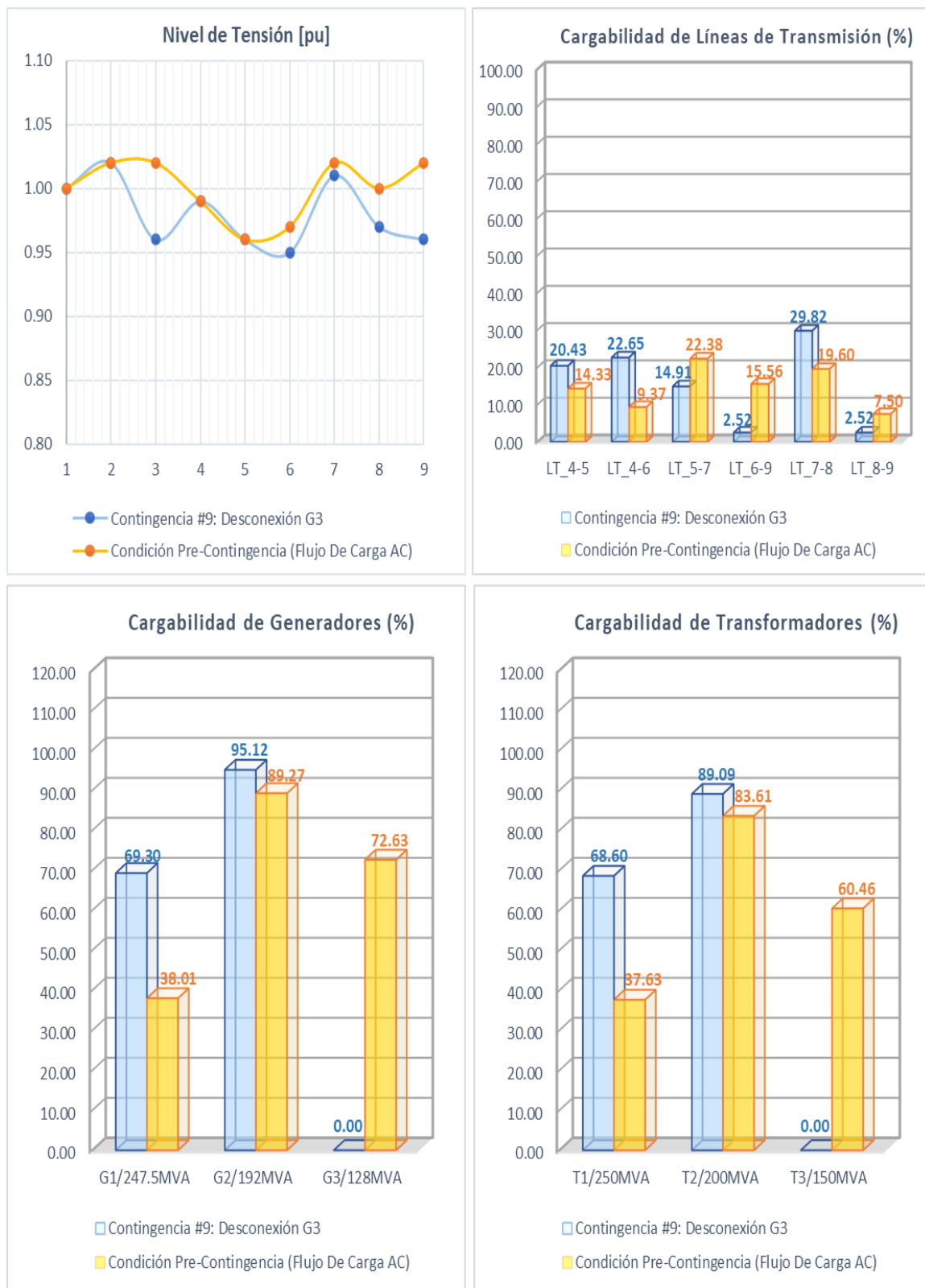


Figura 24: Resultados de la Suspensión del Generador 3.

6.10 CONTINGENCIA #10: DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR 1

La interrupción del Transformador 1 inmediatamente involucra que el Generador 1 también queda desacoplado de la red, y al tratarse de la máquina de referencia, se imposibilita en su totalidad, la transferencia de potencia entre los demás elementos del sistema. Como queda demostrado, a continuación:

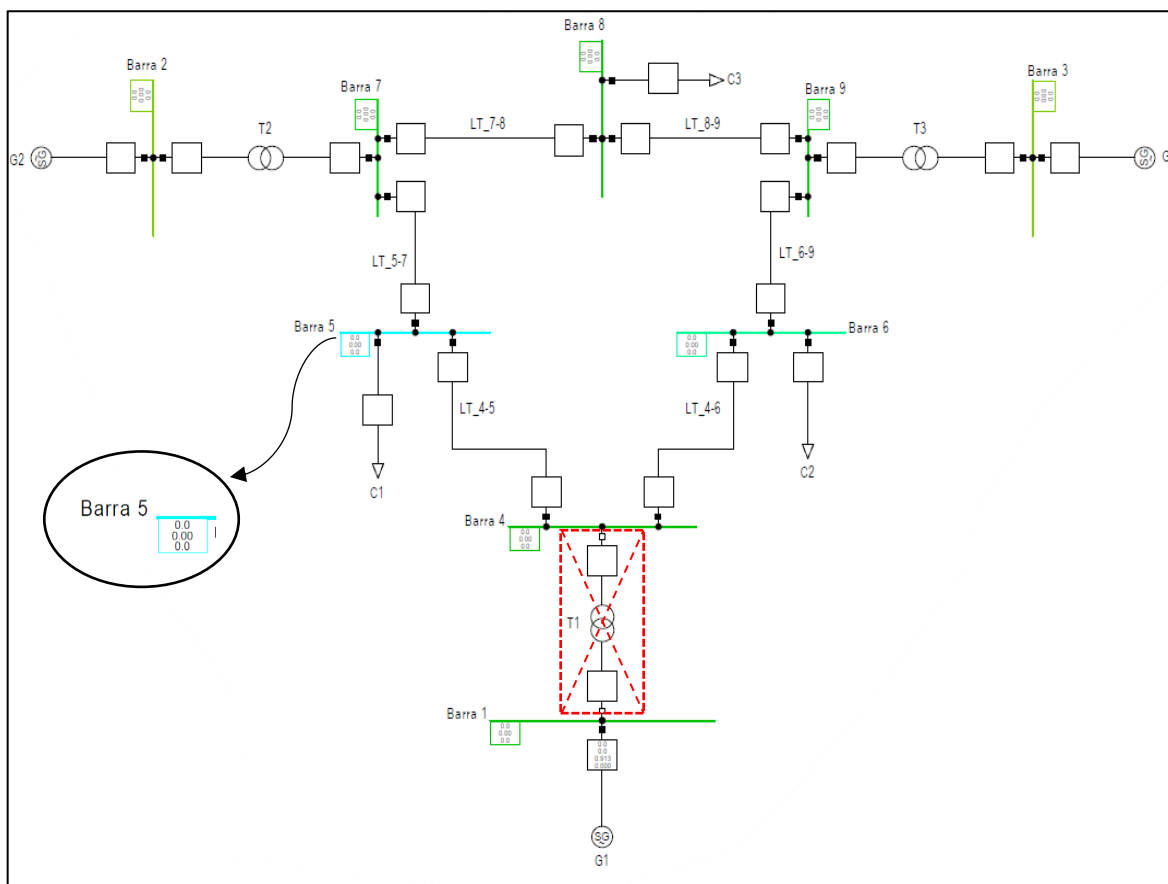


Figura 25: Sistema IEEE 9 Barras con Suspensión del Transformador 1 en Curso.

6.11 CONTINGENCIA #11: DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR 2

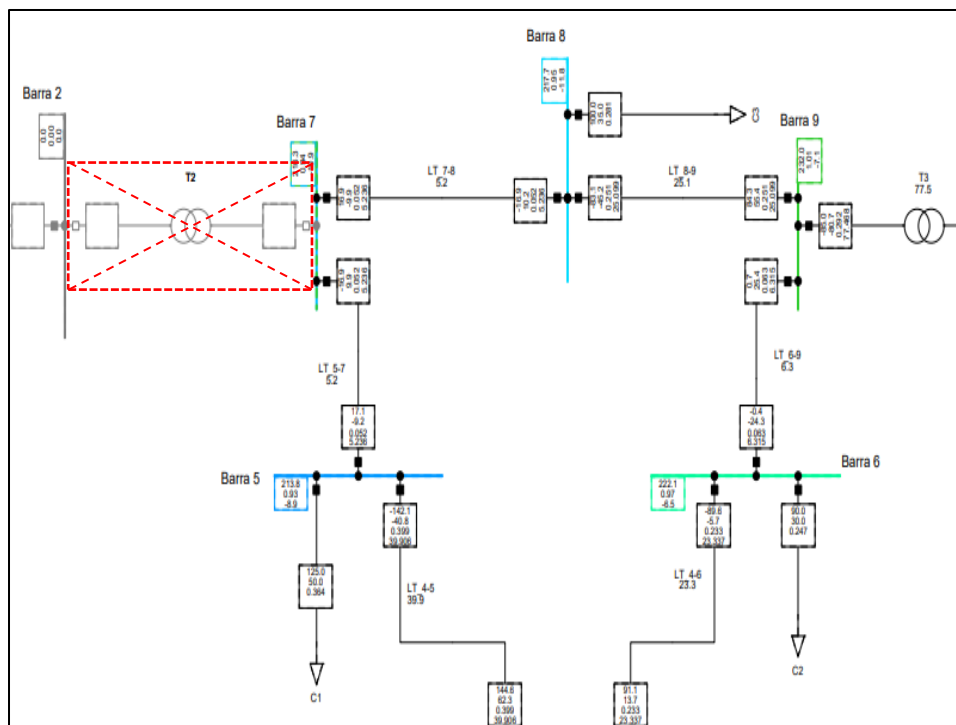


Figura 26: Flujo de Potencia con Transformador 2 Fuera de Servicio.

Sin este transformador trabajando, G2 no tiene forma de enviar la potencia que está generando hacia la red, lo que repercute en igual medida que la Contingencia #8. Así que, nuevamente el Generador 1 y el Transformador 1 sufren un sobresalto sustancial directamente en sus índices de cargabilidad, superior al 60%, de este modo ambos equipos ingresan a una región de saturación. Al mismo tiempo, G3 se sitúa en un 93% de su capacidad total.

Las líneas de transmisión mantienen una cargabilidad menor al 50%. La variación de tensión más importante e ineludible es la perteneciente a la Barra 2, donde la caída se prolonga hasta cero, e independientemente que las demás se encuentran dentro de los límites permitidos para un desperfecto de este tipo, es indispensable clasificar al sistema en un Estado de Emergencia y llevar a cabo procesos en favor de mitigar los efectos de estas alteraciones.

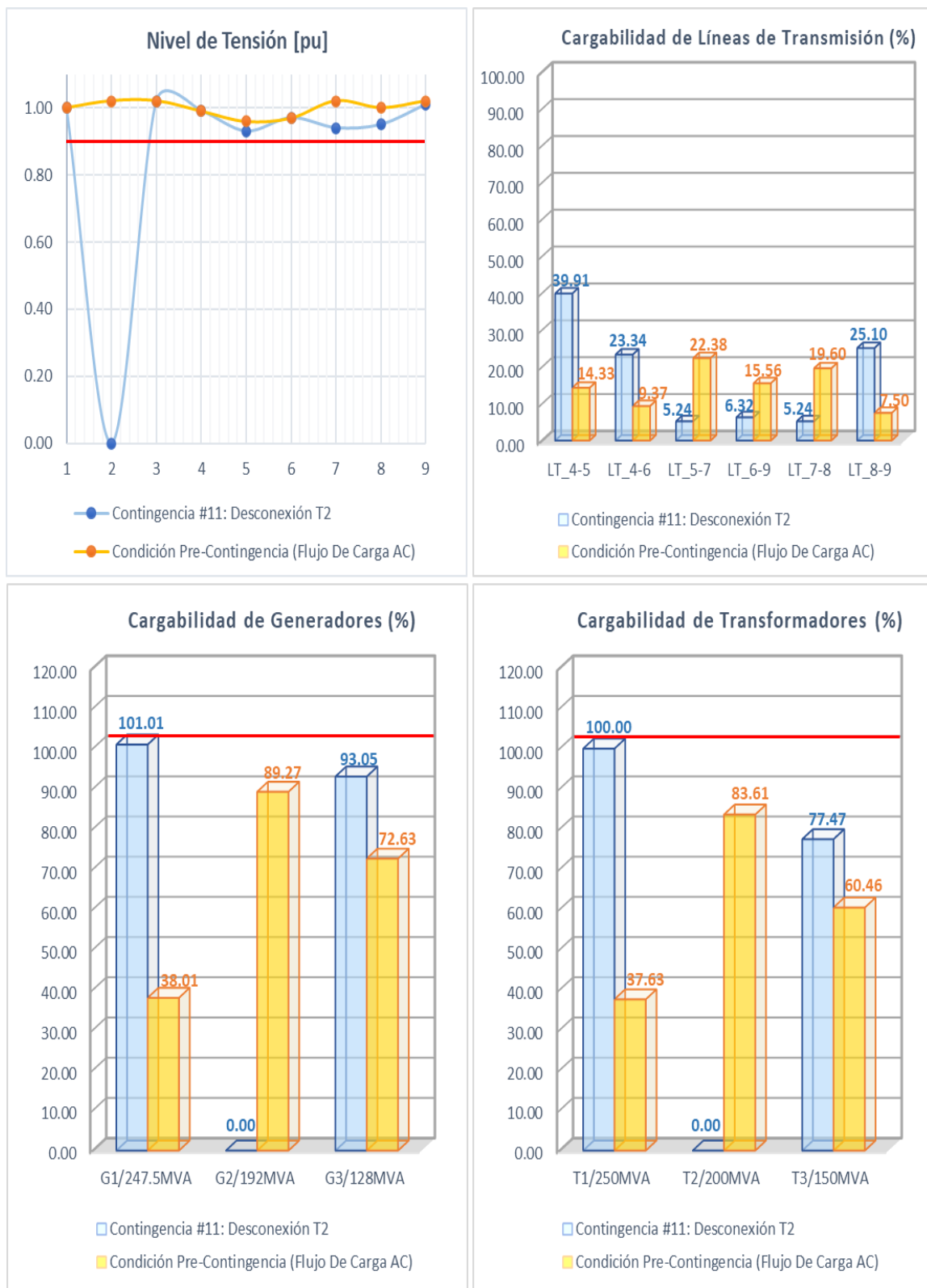


Figura 27: Resultados de la Suspensión del Transformador 2.

6.12 CONTINGENCIA #12: DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR 3

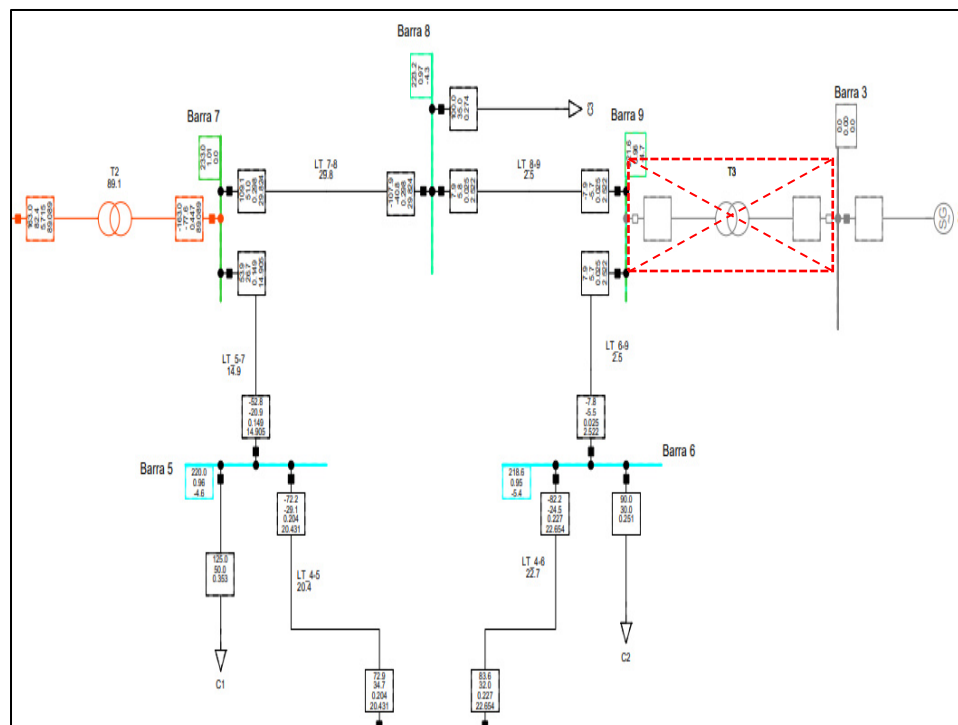


Figura 28: Flujo de Potencia con Transformador 3 Fuera de Servicio.

Tal escenario podría interpretarse como una réplica de la Contingencia #9, dado que, como fue evidenciado en la Contingencia #11, si un transformador se ve obligado a salir de servicio y está ligado a una unidad de generación, ambas maquinas serán excluidas del sistema. Por consiguiente, de inmediato G1 y T1 asumen el desequilibrio de potencia, para evitar que G2 sea sobrecargado. Aun cuando los límites térmicos continuos de las líneas de transmisión no infringen los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, al momento de revisar las oscilaciones de voltaje en las barras del sistema, se identifica que la tensión en la Barra 3 se precipita a cero, es necesario aplicar medidas correctivas que faciliten la transición de Fase de Emergencia a un estado menos perjudicial.

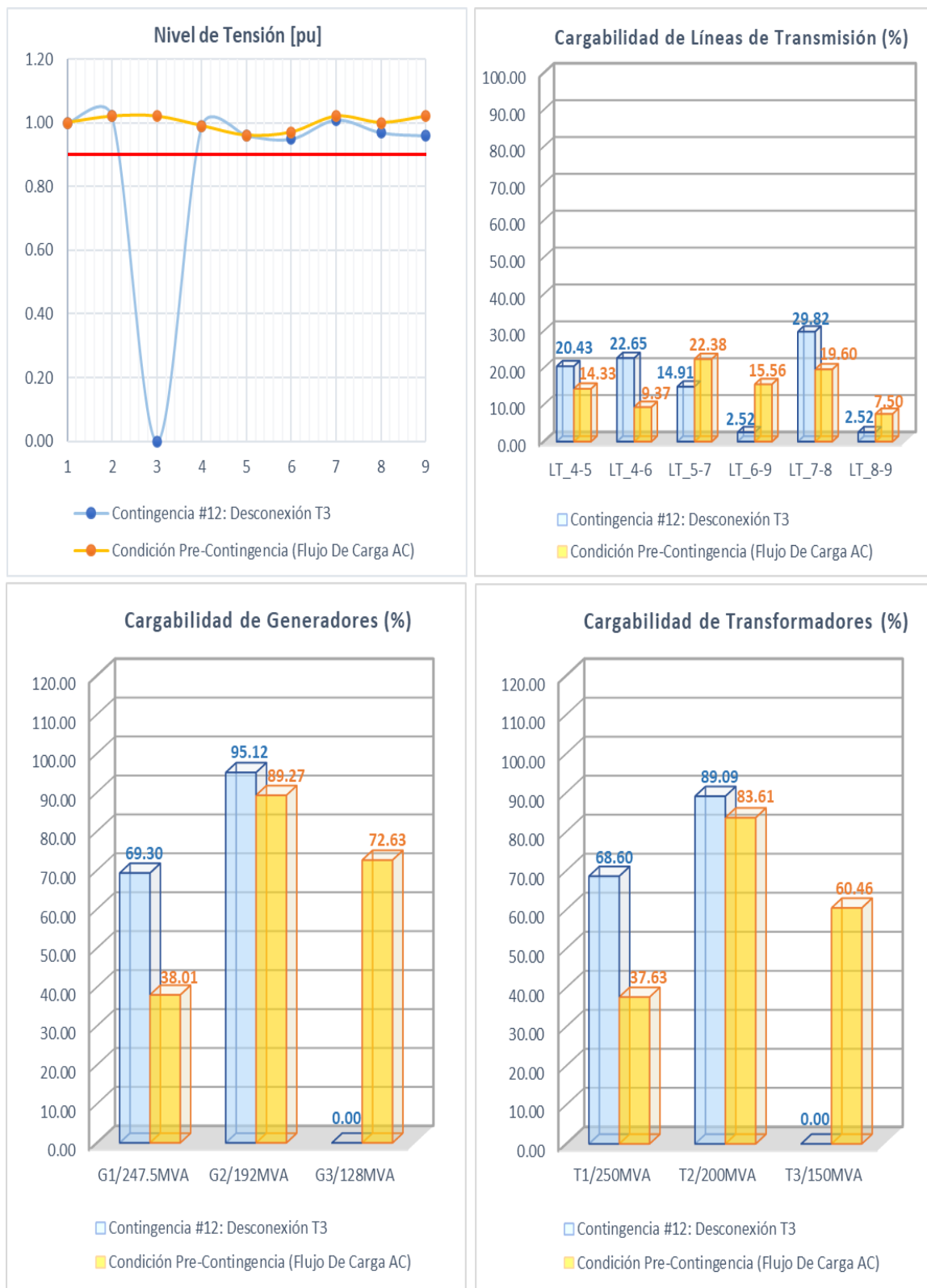


Figura 29: Resultados de la Suspensión del Transformador 3.

7. INSTRUCCIONES OPERATIVAS PARA CONTINGENCIAS N-1 EN SISTEMA IEEE 9 BARRAS

A lo largo de esta sección se plantearán procedimientos dirigidos a minimizar los efectos no deseados, identificados concretamente al momento de presentarse casos de contingencias que posicionan al sistema en un contexto de **Alerta** (posible/real) y **Emergencia**.

Los **CCSDM** estipulan que se deben aplicar los ajustes competentes para restituir un Estado Normal en un tiempo no mayor a 30 minutos para soportar la siguiente contingencia, permitiendo la reducción de transferencias, además del disparo de carga en el área de control donde ocurra.

Si es imprescindible realizar esa última acción; con la intención de no desabastecer por completo a la carga afectada, se subdividirá equitativamente a los **consumidores** en distintas clases, que A.A Feodorov (Suministro Eléctrico de Empresas Industriales, 1980) y Ramírez Castaño (Redes de Distribución de Energía, 2004) coinciden a definir como:

- **Primera Categoría:** Son aquellas en las que una interrupción corta en el suministro de energía eléctrica puede significar un elevado perjuicio para la vida de las personas o una afectación material considerable. Por ejemplo, deterioro de las instalaciones, masiva producción defectuosa o desorden prolongado del proceso tecnológico de la producción.
- **Segunda Categoría:** Pertenecen a este grupo las fábricas medianas que no tienen complicados y delicados procesos de fabricación pero que la interrupción del suministro implica una apreciable disminución de la producción, inactividad del personal, de los mecanismos y medios de transporte. Golpe económico.

- **Tercera Categoría:** Se clasifican aquí el resto de usuarios, los cuales pueden tener un tiempo de interrupción en un rango $1h \leq T_1 \leq 5h$, en un mes, durante el cual no se causan mayores perjuicios. Son clientes residenciales, poblaciones rurales o pequeñas fábricas.

En consecuencia, la carga de potencia activa y reactiva, correspondiente a los clientes de segunda y tercera categoría se reducirá gradualmente hasta en cuatro intervalos de 10%, comenzando por los de menor relevancia, con la finalidad de alcanzar un estado satisfactorio de operación para el sistema eléctrico de potencia. De acuerdo a estas premisas, se valorará la efectividad de las medidas aplicadas y serán establecidas las **Instrucciones Operativas**.

7.1 EVENTO ALERTA #1: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 4-6

Una vez conocidas las repercusiones que ocasiona la falla de esta línea de transmisión en el sistema, se practicarán dos actividades con la misión principal de retirar del margen mínimo de voltaje a la Barra 5, siendo estas:

- Alternativa Técnica 1: Desactivar Temporalmente Línea de Transmisión 8-9
- Alternativa Técnica 2: Restringir el Suministro de Energía al 40% de Clientes de Tercera Categoría y al 40% de Segunda Categoría (Para Carga 2).

Al ejecutar la primera alternativa se descubre una reacción mínimamente positiva sobre el comportamiento del nivel de tensión en el elemento de interés, correspondiente a un incremento de sólo 1%, en comparación con el momento en que se desarrolla la contingencia. Por su parte, la cargabilidad de líneas, generadores y transformadores se mantiene acorde a los parámetros permitidos por los **CCSDM**.

El panorama mejora a medida que se empiezan a descartar consumidores, sin embargo, para alcanzar un incremento del 4% en el nivel de tensión, es necesario retirar la cuota máxima fijada. De ahí que, también disminuya la cargabilidad en todo el conjunto de elementos pertenecientes a la red.

Valorando estos resultados, el procedimiento más conveniente para aproximar al sistema a un estado de Operación Normal, siempre y cuando, LT_4-6 no se encuentre fuera de servicio por un periodo de tiempo prolongado, será la Alternativa Técnica #2.

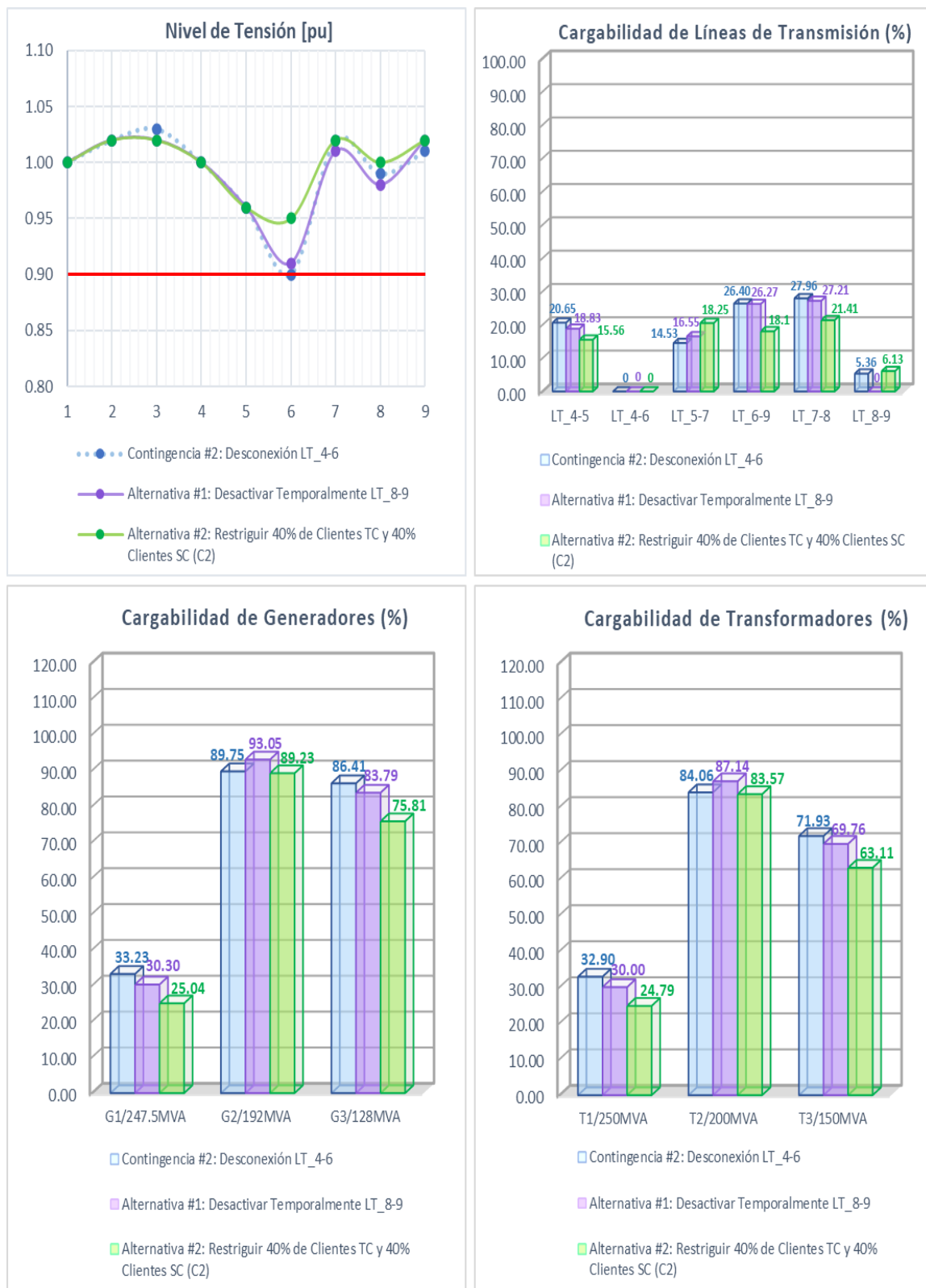


Figura 30: Comparativa de Resultados entre Contingencia #8 e Instrucciones Operativas.

7.2 EVENTO ALERTA #2: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 5-7

Analizando la fluctuación de los niveles de tensión en las barras, tanto en un estado operativo ordinario como ante probabilidad de contingencia, con frecuencia se manifiestan los valores más bajos en la Barra 5. Particularmente, al desarrollar este caso, el voltaje se posiciona justo en un “punto medio” entre el Límite Mínimo permitido al producirse la pérdida de un elemento del sistema (0.90 p.u) y el Límite Mínimo para clasificarse un Estado Normal (0.95 p.u).

A pesar que, en teoría no se infringe ninguna norma dispuesta en los **CCDSM**, con el objetivo de verificar si es posible mejorar la respuesta de dicho parámetro, se ha decidido practicar los siguientes procesos:

- Alternativa Técnica 1: Desacoplar Línea de Transmisión 8-9.
- Alternativa Técnica 2: Descartar 20% de Clientes de Segunda y 40% Tercera Categoría (Carga 1).

Al igual que el patrón de desempeño reconocido en los primeros dos eventos, acá también puede corroborarse que, el forzar una Condición N-2 no necesariamente implica elevar el grado de peligrosidad del sistema, puesto que, al desactivar momentáneamente LT_8-9 disminuye la cargabilidad de G2 y T2 en casi 30% si se toma como punto de vista un escenario de falla. A su vez, las líneas de transmisión LT_4-6, LT_6-9 y LT_7-8 registran una reducción del tráfico de potencia superior al 10%. Además, al ejecutar esta intervención, también se percibe un leve aumento de tensión que beneficia a las Barras 8 y 6 en 1 y 2%, respectivamente. Sin embargo, el voltaje en la Barra 5 se mantiene fijo en 0.92 p.u.

Para conseguir incrementar la tensión hasta 216.2 kV (0.94 p.u), es decir, un 2% en contraste con los resultados precedentes, se requiere desconectar de la red al

20% de Clientes de SC y 40% de TC enlazados a C1. A excepción de G1, T1 y LT_4-6 que promedian un descenso del 10.15% en sus índices de cargabilidad, las demás máquinas no registran cambios mayores.

Por ende, dadas las ventajas y desventajas de cada variante, se contempla que los beneficios de aplicar la **AT2** no son lo suficientemente significativos como para justificar la acción de sacrificar el suministro de los consumidores. Así que se define como Instrucción Operativa a la Alternativa Técnica 1.

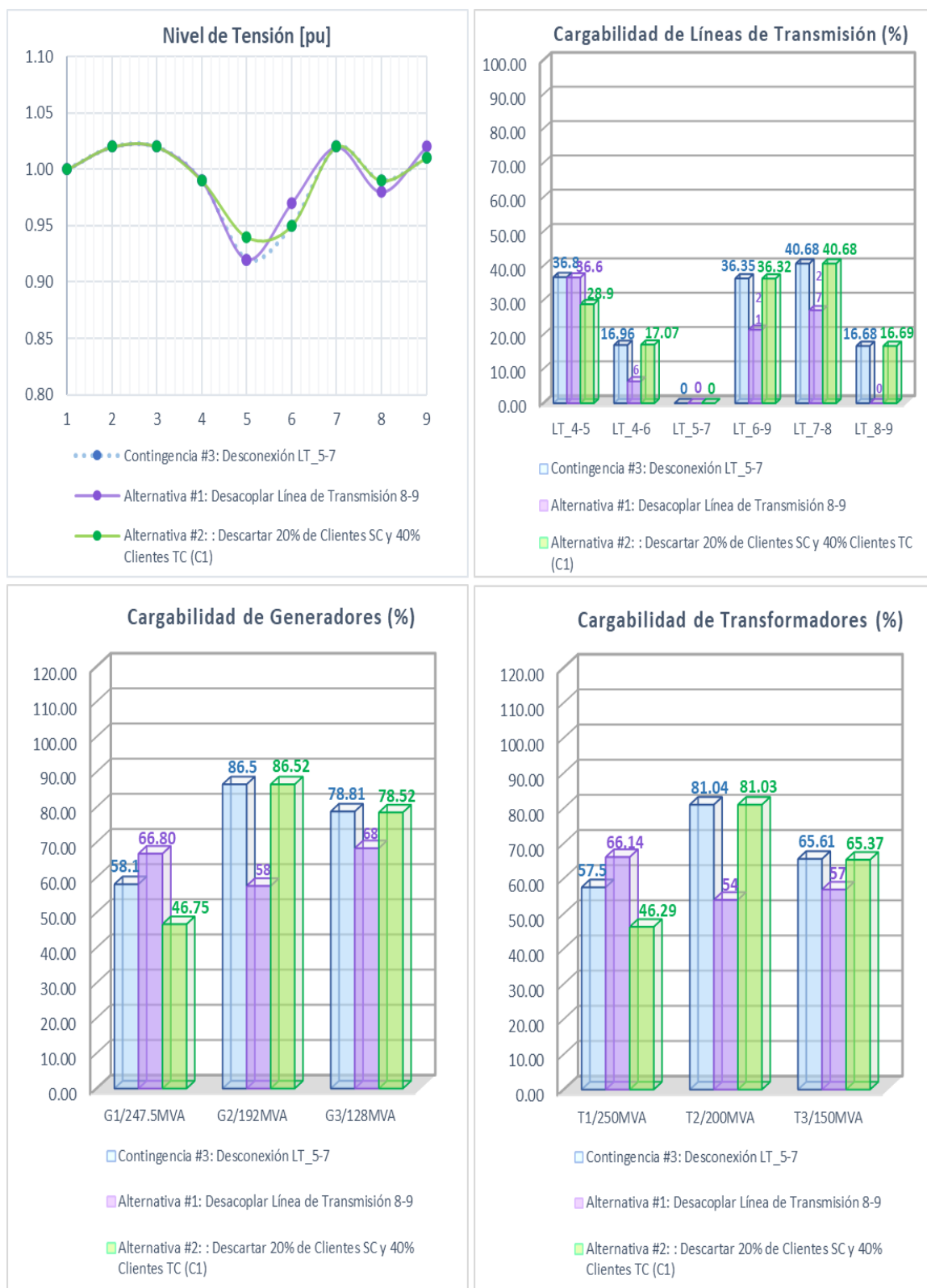


Figura 31: Comparativa de Resultados entre Contingencia #3 e Instrucciones Operativas

7.3 EVENTO ALERTA #3: DESCONEXIÓN DE GENERADOR 2

En función de la trayectoria que siguen los flujos de potencia a través del sistema, es primordial destacar que, en su totalidad, la potencia generada por G1 se transporta por medio de las líneas LT_4-5 y LT_4-6 con dirección a las Barras 5-6, las cuales, precisamente se designan como puntos de alimentación para C1 y C2.

Si se toma en consideración que, más del 80% de la demanda en C3 es cubierta a través del Generador 3, resulta válido declarar como principales responsables del notable incremento en los niveles de cargabilidad presentado en G1, a los consumidores asociados a C1 y C2. En atención a ello, la única oportunidad viable para aliviar la saturación del Generador 1 es:

- Alternativa Técnica 1: Liberar 30% de Clientes TC y 20% de Clientes SC en las Cargas 1 y 2.

Posterior a su aplicación, se observaron mejorías en los niveles de tensión de las barras y lógicamente una ligera reducción en los índices de carga de las líneas de transmisión. Más importante aún, se brindó solución a la principal problemática del sistema, atenuando la sobrecarga de G1 en 16.58% y T1 en 16.41%, facilitando con éxito la transición de un Estado de Alerta a una Operación Normal hasta el retorno de funcionamiento del Generador 2.

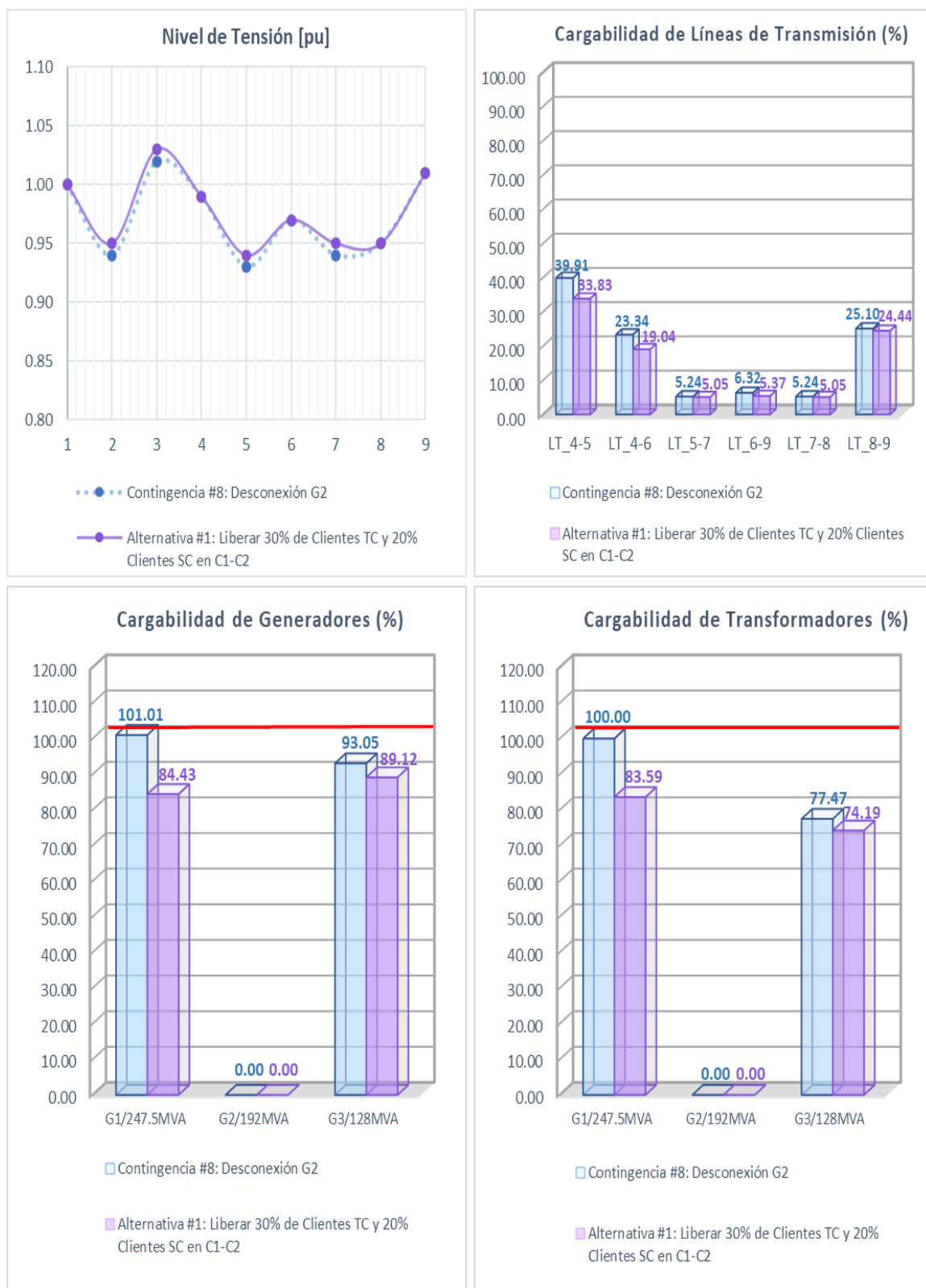


Figura 32: Comparativa de Resultados entre Contingencia #8 e Instrucción Operativa.

7.4 EVENTO EMERGENCIA #1: DESCONEXIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 4-5

En el desarrollo de este estudio, no se admite un enlace complementario por parte de una red externa de apoyo en la topología del IEEE 9 Barras. Por tanto, las posibles acciones a realizar, para optimizar las condiciones de operación, se limitan a:

- Alternativa Técnica 1: Deshabilitar temporalmente Línea de Transmisión 7-8.
- Alternativa Técnica 2: Descartar 40% consumidores de segunda y tercera categoría (Carga 1).

Como se observará, ambas opciones generan efectos positivos. Aunque, el hecho de obligar al sistema a una Condición N-2, en líneas generales, puede interpretarse como un movimiento radical con resultados muy perjudiciales. Inesperadamente, en la realidad del caso, al deshabilitar por un corto periodo de tiempo LT_7-8, se puede apreciar una significativa mejoría con relación a la cargabilidad de los generadores y transformadores, experimentando una reducción de hasta el 20%, en comparación con los niveles máximos alcanzados en el pasado.

Debido a que se contempla el nivel de tensión en cada barra, como un factor de mayor relevancia que la cargabilidad de los equipos, se asegura una respuesta superior al practicar las maniobras integradas en la Alternativa Técnica 2.

Es importante destacar que, gracias a esta medida, la tendencia de voltaje registrada en las barras defiere sobre la Alternativa Técnica 1 y a la Contingencia #1, donde se visualizaba un patrón prácticamente idéntico. Ahora, se consigue un aumento de hasta el 6% en cuatro barras, ajustando al sistema para cumplir con el margen mínimo impuesto por los **CCSDM**. A propósito, también se

disminuye la sobrecarga presentada por G2 en un 10.33%, mientras que, para T2 se consigue un descenso de carga del 9.65%, lo cual permite suavizar su marcha y retirarlo de una zona de riesgo.

Por tanto, se asegura una efectiva transición desde un Estado de Emergencia hacia uno de Alerta. Para que al reestablecer el funcionamiento de LT_4-5, el sistema recupere un régimen de Operación Normal.

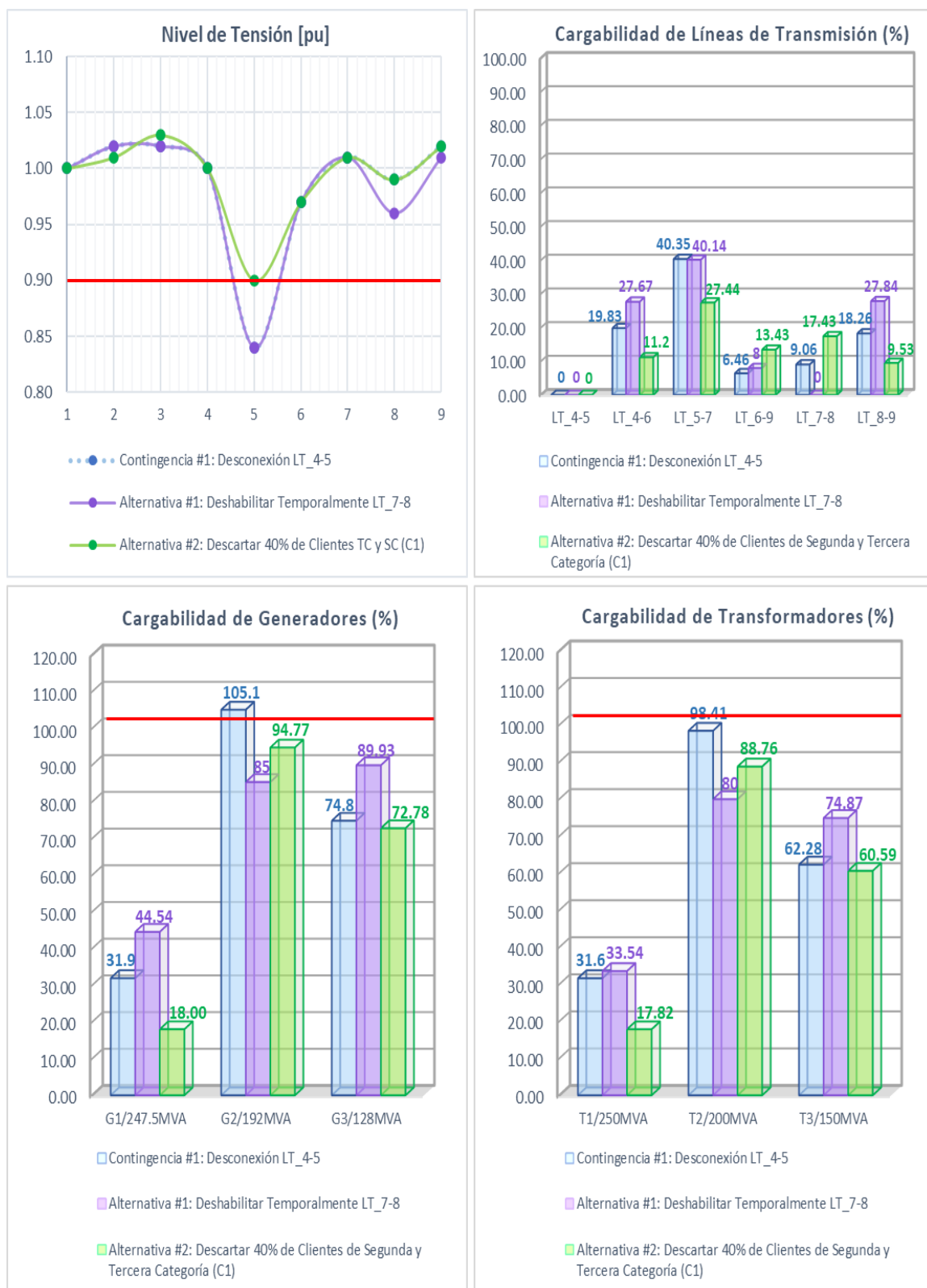


Figura 33: Comparativa de Resultados entre Contingencia #1 e Instrucciones Operativas.

7.5 EVENTO EMERGENCIA #2: DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADOR 2

Es vital recalcar que, durante este acontecimiento se registra un grado de profundidad mayor al planteado por el Criterio N-1, debido a que, si T2 padece una interrupción en su funcionamiento automáticamente aísla del sistema toda la generación de potencia proporcionada por G2, convirtiéndose así, en una Condición N-2. En este estado, el desplome total de tensión en la Barra 2 podría solventarse por medio de la conexión de un Transformador Auxiliar y la incorporación de un Compensador Estático de VAR en dicho punto. Pero, dadas las características estructurales de la red en estudio, esa posibilidad queda descartada.

Para mejorar el rendimiento de los elementos restantes afectados por esta falla, la única vía factible es mediante la aplicación de:

- Alternativa Técnica 1: Retirar al 30% de Clientes de Segunda y 40% de Tercera Categoría en C1.

Los principales beneficiados tras completar el deslastre de carga son G1 y T1, sus índices de cargabilidad, en promedio, se contraen en torno a un 13.75%. Por su lado, el nivel de voltaje en la Barra 3 pasa de 234.6 kV a 236.9 kV, en la Barra 5 de 213.9 kV a 218.5 y en la Barra 7 de 216.2 kV a 218.5 kV. En términos porcentuales, estos resultados conceden incrementos del 1% hasta el 3%. Ninguna de las líneas de transmisión revela vulnerabilidades, pues, cuentan con una disponibilidad superior al 60%.

Por ende, es razonable poner de manifiesto que, a pesar de la ausencia de G2 y T2, el sistema es capaz de conservar un desempeño conveniente atendiendo los **CCDSM**, gracias al seguimiento de **AT1**.

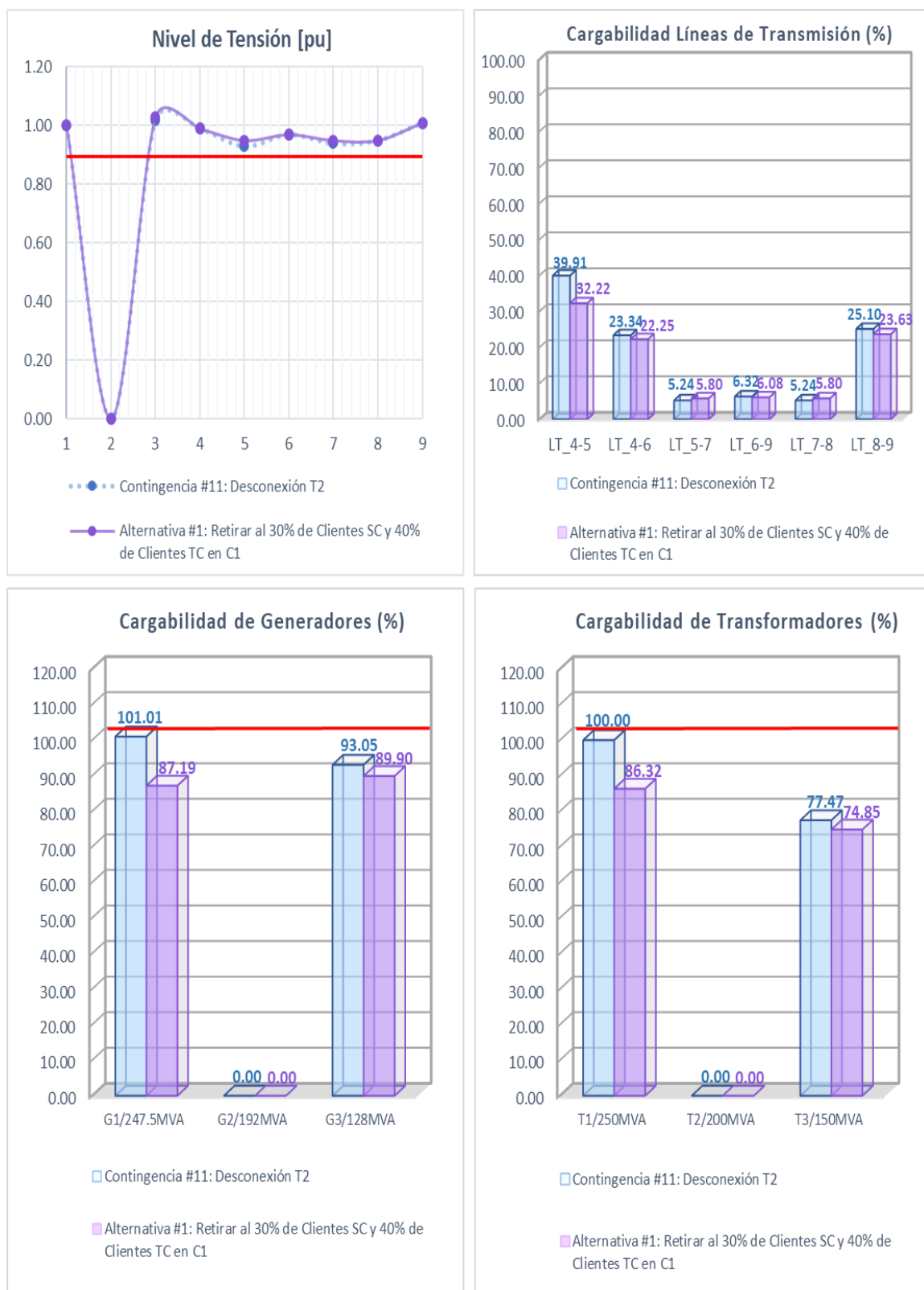


Figura 34: Comparativa de Resultados entre Contingencia #11 e Instrucción Operativa.

7.6 EVENTO EMERGENCIA #3: DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADOR 3

Básicamente, este es un preciso reflejo del panorama anterior, donde una Condición N-1 evoluciona a una Condición N-2, a raíz del estrecho vínculo entre Generador-Transformador. Desencadenando así, un colapso total de tensión en la Barra 3 debido a la inexistencia de una ruta alterna para la entrega de potencia, en este caso, por parte de G3. Sin la oportunidad de expandir la red, mediante la incorporación de un Transformador Secundario y un Compensador Estático de VAR, esta deficiencia se cataloga como irreversible.

Es verdad que, en gran medida el sistema se mantiene bajo control. No obstante, hasta recobrar la operatividad de las máquinas inhabilitadas, se ha optado por suavizar, en especial, el funcionamiento de los equipos que se encuentran próximos a alcanzar niveles de saturación. Por esa razón se, se efectuará:

- Alternativa Técnica 1: Retirar 40% de Clientes de Tercera Categoría en C1, 20% de Tercera Categoría en C2 y 40% de Segunda/Tercera Categoría en C3.

Producto de esta liberación combinada de clientes en todas las cargas, se reduce la cargabilidad de G2 y T2 en una media de 3.4%, posicionándose en 91.6% y 85.8%. No es un descenso sustancial, pero contribuye a preservar un margen más amplio en cuanto a la zona de riesgo. Además, quienes (sin estar considerados como prioridad), experimentan una gran variación son G1 y T1, pues su disponibilidad aumenta alrededor de un 20%, colocando su operación a la mitad de su capacidad total. En las líneas de transmisión se dan cambios muy poco perceptibles. Por último, los niveles de tensión en las Barras 1 a 5 permanecen iguales, mientras que, en las Barras 6 a 9 hay un incremento del 1%.

En su conjunto, se verifica que **AT1** puede no ser una acción indispensable, pues a excepción de la pérdida total de voltaje en B3, teóricamente no se viola ningún **CCSDM**, pero ofrece una opción para relajar la marcha del sistema, mientras se reconectan G3 y T3.

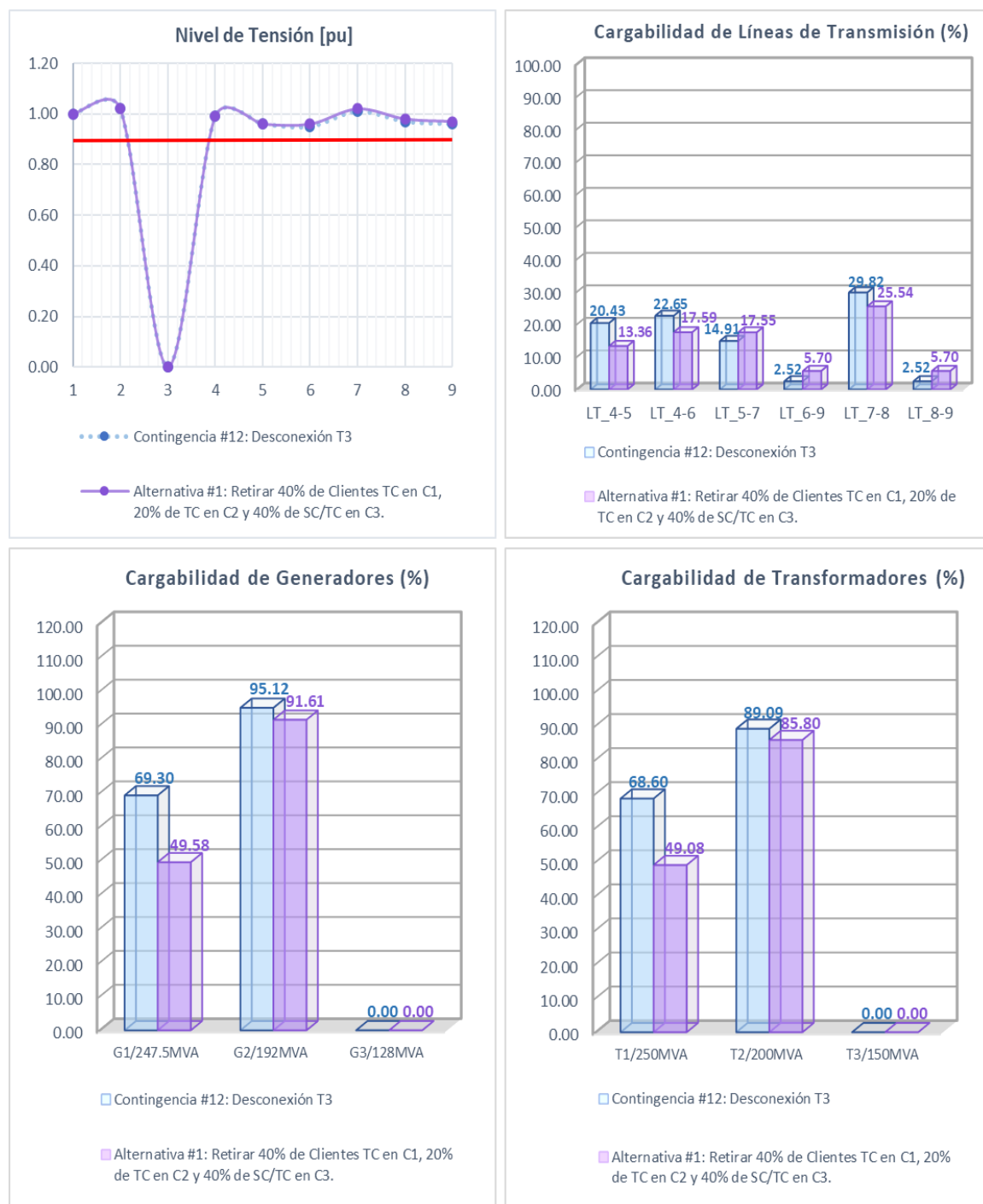


Figura 35: Comparativa de Resultados entre Contingencia #12 e Instrucción Operativa.

8. CONCLUSIONES

SOBRE LA TEORÍA DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS:

Al revisar los planteamientos de diferentes Autores sobre la Teoría del Análisis de Contingencias, se consideran como aspectos relevantes vinculantes con la confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia, los siguientes:

- Un sistema puede ser estable después de una contingencia, pero inseguro debido a las condiciones del sistema posteriores a la falla que resultan en sobrecargas del equipo o violaciones de voltaje.
- La estabilidad es un factor importante de la seguridad del sistema eléctrico, pero la seguridad es un término más amplio que la estabilidad. La seguridad no solo incluye la estabilidad, sino que también abarca la integridad de un sistema eléctrico y la evaluación del estado de equilibrio desde el punto de vista de sobrecargas, subtensiones o sobretensiones y subfrecuencia.
- El Análisis de Contingencias es una función computacional que permite a los operadores conocer los elementos que, en caso de falla, provocarían las mayores consecuencias y que acciones se pueden llevar a cabo para solucionar los problemas.
- El Criterio N-1, es ampliamente usado como regla de operación segura, pues, busca extinguir la posibilidad que una falla de cualquier componente de la red, genere la interrupción inadmisible en el suministro de potencia, además de evitar alcanzar límites térmicos de las cargas y los límites de las tensiones de los nodos.

SOBRE LAS SIMULACIONES DE CONTINGENCIAS N-1 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY Y SU IMPACTO EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ESTANDARIZADO

Se realizaron 22 simulaciones en un estándar de prueba internacional, considerando también el contexto nacional (al ajustar su comportamiento mediante las Normas de Operación de Nicaragua); las que se desglosan de la siguiente manera: 1 para establecer la operación estable del sistema (línea de base); 12 en las que se desconectaron individualmente líneas de transmisión, generadores y transformadores; y 9 donde se aplicaron medidas de mitigación para las contingencias clasificadas como alerta y emergencia.

Las estimaciones de repercusiones ocasionadas por Contingencias N-1 para el IEEE 9 Barras se realizaron desde un punto de vista extremo, donde el sistema se encuentra completamente aislado; es decir, es incapaz de establecer interconexiones con redes adyacentes para transferencias de potencia y se encuentra sujeto tan solo a las maniobras que se puedan efectuar mediante sus propios elementos para enfrentar las complicaciones.

Los reportes de las simulaciones dinámicas del sistema permiten predecir con éxito y gran precisión las magnitudes de tensión en todas las barras, los niveles de corrientes a través de las líneas de transmisión, la cargabilidad de los generadores y transformadores, lo que facilitó la clasificación de las fallas leves y graves para un adecuado tratamiento, destacándose los siguientes resultados:

- Mediante el método Newton-Raphson emulado por DIgSILENT PowerFactory 15, los flujos de potencia para cada caso abordado convergen eficazmente en menos de cuatro iteraciones, por lo que la respuesta es prácticamente inmediata para el sistema en estudio.
- Una vez ejecutadas en el software las 12 posibles contingencias, se identificó que el 50% de ellas ameritan la participación de los controladores del sistema

para minimizar sus consecuencias, siendo éstas: Desconexión de LT_4-5, 4-6 5-7, G2, T2 y T3.

- Para el caso de este sistema, en el que se aplicaron 9 Instrucciones Operativas en los eventos de Alerta y Emergencia, se comprobó que 6 de ellas favorecen positivamente a rescatar los CCSDM vigentes en Nicaragua, sin comprometer de ninguna manera el suministro de energía para los consumidores de primera categoría.

Por otro lado, es preciso hacer la salvedad que los índices de comportamiento dirigidos a la aproximación estadística de la severidad de las contingencias no han sido aplicados en este trabajo porque requieren de coeficientes de ponderación muy subjetivos, estrictamente otorgados por los operadores de un sistema real.

SOBRE LA PROPUESTA DE INSTRUCCIONES OPERATIVAS PARA EL RESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Según las evaluaciones efectuadas, se ha detectado que los parámetros más perjudicados a causa de las contingencias, corresponden directamente al nivel de tensión y la cargabilidad de los generadores. Por ello, para mejorar el desempeño integral del sistema, se efectuaron deslastres de carga, retirando como máximo un 40% de clientes de segunda-tercera categoría en las zonas de mayor afectación, y se provocó deliberadamente una Condición N-2, como en los Eventos Alerta #1 (Desconexión LT_4-6), Alerta #2 (Desconexión LT_5-7), y el Evento Emergencia #1 (Desconexión LT_4-5).

La experiencia desarrollada en este estudio, en un entorno cerrado, ha probado que el deslastre de carga en la mayoría de las circunstancias es una técnica que brinda una solución oportuna cuando se pretende recuperar tensión, consiguiendo incrementos que varían entre 1-6%, superando la respuesta que se consigue al desconectar un segundo componente, lo que no excede el 2%.

Ahora bien, si se desea mantener el suministro de energía sin restricciones para los consumidores, se puede priorizar la disminución de los niveles de cargabilidad de un generador o transformador, recurriendo a una Condición N-2, como en los casos: Evento Emergencia #1 (Desconexión LT_4-5), y Evento Alerta #2 (Desconexión LT_5-7), los que registraron descensos de alrededor del 20-30%, versus un máximo del 10.6% conseguido con la alternativa anterior.

9. RECOMENDACIONES

SOBRE LA TEORÍA DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

- Profundizar en esta línea de investigación promueve que dichos sistemas sean operados a la defensiva, para que, de ser el caso, el operador del sistema eléctrico cuente con el tiempo necesario para aplicar acciones preventivas y evitar sobrecargas o violación de límites operativos.

SOBRE LAS SIMULACIONES DE CONTINGENCIAS N-1 UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY Y SU IMPACTO EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ESTANDARIZADO:

- En estudios posteriores, que consideren una red de mayor complejidad con una base de datos de un modelo de operación real o una combinación de dos o más sistemas de prueba con una estructura interconectada que perfilen un entorno real, se recomienda utilizar el conjunto de simulaciones realizadas, como guía para la clasificación de las contingencias y una correcta interpretación de sus efectos.

SOBRE LA PROPUESTA DE INSTRUCCIONES OPERATIVAS PARA EL RESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

- Al hacer uso de un Sistema Eléctrico de Potencia más amplio y flexible, se recomienda verificar el grado de incidencia de las contingencias, considerando las variaciones de frecuencia y estabilidad angular.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre López, A. (2016). *Análisis Estacionario De Contingencias Múltiples En El Sistema Eléctrico De Pereira*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica De Pereira.
- Ahmad, S., Zakaria, N. M., & Elahi, A.-U. (2011). *Contingency Analysis And Reliability Evaluation Of Bangladesh Power System*. Daca, Bangladés: BRAC University.
- Blanco Arreola, L. F. (2017). *Análisis De Contingencias En Sistemas Eléctricos De Potencia De CA/CD Incorporando Enlaces Multiterminales VSC-HVDC*. México, D.F: Universidad Nacional Autónoma De México.
- DlgSILENT, G. (2012). *User Manual DlgSILENT PowerFactory 15*. Gomaringen, Alemania: DlgSILENT GmbH.
- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica. (2019). *Plan de Expansión de la Generación 2019-2033*. Managua, Nicaragua: ENATREL.
- Ferrandon Cervantes, C. J. (2015). *Análisis Estocástico de Cargabilidad Ante Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia*. México, D.F: Instituto Politécnico Nacional.
- Feodorov, A., & Rodríguez López, E. (1980). *Suministro Eléctrico de Empresas Industriales*. La Habana, Cuba: Pueblo y Educación.
- Gallego Rendón, R. A., Escobar Zuluaga, A., & Granada Echeverri, M. (2016). *Flujo De Carga En Sistemas De Transmisión: Modelamiento Y Análisis*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Gómez Pacué, F. J., & Escobar Zuluaga, A. (2012). *Análisis De Contingencias Simples, Dobles Y Triples En El Sistema Eléctrico De Pereira*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica De Pereira.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Análisis De Sistemas De Potencia*. México: McGraw-Hill.

- Kundur, P., Paserba, V., Ajarapu, G., Andersson, A., Bose, C., Canizares, N., . . .
Vittal, V. (2004). Definition And Classification Of Power System Stability
IEEE/CIGRE Joint Task Force On Stability Terms And Definitions. *IEEE
Transactions On Power Systems*, Vol. 19, 1387-1401.
- Machowski, J., Bailek, J., & Bumby, J. (2008). *Power System Dynamics, Stability
and Control Second Edition*. John Wiley & Sons.
- Mantilla Flórez, B. H. (2017). *Evaluación de Confiabilidad de la Red de
Subtransmisión y Distribución Primaria del Atlántico*. Barranquilla,
Colombia: Universidad de la Costa.
- Oñate Yumbra, P. E. (2008). *Solución de Flujos de Potencia Óptimo con
Restricciones de Seguridad por un Optimizador de Partículas Modificado*.
Guadalajara, México: Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del
Instituto Politécnico Nacional.
- Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Manizales,
Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Research Centre, M. (1 de Agosto de 2020). *IEEE 9 Bus Technical Note*. Obtenido
de <http://forum.hvdc.ca/1598644/IEEE-Test-Systems>
- Salao Paredes, R., Masache Masache, J., & Mera Gencón, C. (2006). *Análisis de
Contingencias del Sistema Nacional Interconectado*. Guayaquil, Ecuador:
Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Viscarra Jaramillo, R. J. (2007). *Utilización Del Simulador PowerWorld Para La
Evaluación De Los Sistemas Eléctricos De Potencia*. Guayaquil, Ecuador :
Escuela Superior Politécnica Del Litoral.
- Wood, A., & Wollenberg, B. (1996). *Power Generation, Operation and Control*.
John Wiley & Sons.