



Doi: <https://doi.org/10.70577/asce.v5i1.643>

Recibido: 2026-01-05

Aceptado: 2026-01-21

Publicado: 2026-02-05

Análisis de contingencias, caso de estudio sistema de 14 barras

Contingency Analysis: Case Study of the 14-Bus System

Autores

María José Mendoza Salazar¹

<https://orcid.org/0000-0002-8870-0743>

mmendoza@esPOCH.edu.ec

**Escuela Superior Politécnica de
Chimborazo**

Riobamba – Ecuador

Victor Oswaldo Cevallos Vique²

<https://orcid.org/0000-0001-5525-5818>

victor.cevallos@esPOCH.edu.ec

**Escuela Superior Politécnica de
Chimborazo**

Riobamba – Ecuador

Andrea Alejandra Cevallos Valverde³

<https://orcid.org/0009-0009-1300-9905>

andreacevallos2303@gmail.com

Escuela Superior Politécnica de Chimborazo

Riobamba – Ecuador

Cómo citar

Mendoza Salazar, M. J., Cevallos Vique, V. O., & Cevallos Valverde, A. A. (2026). Análisis de contingencias, caso de estudio sistema de 14 barras. *ASCE MAGAZINE*, 5(1), 1279–1295.



Resumen

Este trabajo presenta un análisis de contingencias tipo N-1 aplicado a un sistema de 14 barras con el objetivo de determinar el ranking de severidad de fallas y proponer soluciones técnicas que mejoren la confiabilidad operativa. Se evaluaron ocho escenarios aleatorios de contingencia mediante simulaciones en GAMS Studio. El índice de contingencia se calculó con base en la cargabilidad de líneas y transformadores, identificando como eventos más críticos la salida del transformador 3, la línea 1-2 y la línea 6-13. Asimismo, se detectó que la salida del generador G1, aunque con un índice bajo, genera un apagón total debido a su alta participación en la generación. Entre las soluciones propuestas se incluyen la repotenciación del generador G2, el refuerzo de la línea 9-10 y la instalación de una línea paralela a la 1-2, logrando reducciones significativas en los índices de severidad y mejorando la confiabilidad del sistema. Los resultados confirman que el análisis sistemático de contingencias N-1 y el estudio de medidas de refuerzo selectivas permiten la toma de decisiones en función de optimizar la operación de redes eléctricas y reducir riesgos asociados a fallas críticas. Estos hallazgos apoyan la priorización de inversiones, mantenimiento preventivo y planificación de expansión futura.

Palabras Clave: Contingencia N-1; Confiabilidad Operativa; Ranking De Severidad; Flujo De Potencia; Sistema De 14 Barras.



Abstract

This work presents an N-1 contingency analysis applied to a 14-bus system with the aim of determining fault-severity ranking and proposing technical solutions to improve operational reliability. Eight random contingency scenarios were evaluated through simulations in GAMS Studio. The contingency index was computed based on the loading of transmission lines and transformers, identifying the most critical events as the outage of transformer 3, line 1–2, and line 6–13. In addition, it was found that the outage of generator G1, although associated with a low index value, causes a total blackout due to its high share in generation. The proposed solutions include uprating generator G2, reinforcing line 9–10, and installing a parallel line to 1–2, achieving significant reductions in severity indices and improving system reliability. The results confirm that a systematic N-1 contingency assessment and the study of selective reinforcement measures support decision-making aimed at optimizing power network operation and reducing risks associated with critical failures. These findings support investment prioritization, preventive maintenance, and future expansion planning.

Keywords: N-1 Contingency; Operational Reliability; Severity Ranking; Power Flow; 14-Bus System.

Introducción

La operación segura de los sistemas eléctricos de potencia depende de la capacidad de la red para mantener niveles aceptables de tensión y carga ante la ocurrencia de fallas. En estudios de confiabilidad y seguridad, el análisis de contingencias es una herramienta central para anticipar violaciones operativas y apoyar la toma de decisiones, especialmente bajo el criterio N-1, que evalúa el desempeño del sistema ante la salida de servicio de un solo elemento (línea, transformador o generador) (Gómez-Expósito et al., 2018; Gholami, 2020; NERC, 2023). La literatura reciente sobre seguridad estática coincide en que el N-1 sigue siendo un pilar en planificación y operación, y que su aplicación práctica demanda métricas comparables entre escenarios para priorizar acciones correctivas (Gholami, 2020; Hailu et al., 2023).

Metodológicamente, el análisis N-1 suele requerir la ejecución repetida de flujos de potencia para cada contingencia seleccionada, lo que implica un compromiso entre precisión y tiempo de cómputo, sobre todo cuando se requiere evaluar múltiples escenarios o entregar resultados cercanos al tiempo real (Hailu et al., 2023; Qian et al., 2022). Por ello, además del flujo AC completo, se emplean enfoques basados en sensibilidades y modelos lineales DC (p. ej., factores PTDF/LODF), así como técnicas de selección y ranking de contingencias, con el objetivo de acelerar la evaluación sin perder coherencia operativa (Bhuiyan et al., 2019; Hinojosa, 2020; Gutiérrez-Alcaraz et al., 2022). En este contexto, la necesidad no es únicamente simular contingencias, sino jerarquizarlas de forma reproducible y orientar medidas de refuerzo que reduzcan el riesgo operativo (Qian et al., 2022; Marín-Cano et al., 2019).

La investigación reciente evidencia la amplitud de aplicaciones del criterio N-1: en redes multiterminal AC/DC con convertidores VSC se han reportado métodos basados en sensibilidad para estimar eficientemente el estado post-contingencia (Álvarez-Romero et al., 2020); en microrredes, el N-1 se ha incorporado a la coordinación óptima de protecciones para preservar la selectividad ante cambios topológicos (Entekhabi-Nooshabadi et al., 2021); y en sistemas multi-energía se ha integrado el N-1 en modelos estocásticos de programación operativa para representar indisponibilidades (Faraji et al., 2021). Sin embargo, pese a estos avances, sigue siendo útil disponer de estudios claros y replicables en sistemas de prueba

ampliamente aceptados, donde se explicite el procedimiento de ranking y la evaluación de medidas selectivas de refuerzo sobre una red estándar (Sass et al., 2017; Qian et al., 2022).

En consecuencia, el objetivo de este trabajo es realizar un análisis de contingencias N-1 en el sistema IEEE de 14 barras para construir un ranking de severidad basado en un índice asociado a la cargabilidad de líneas y transformadores y, a partir de dicha priorización, evaluar medidas técnicas orientadas a mejorar la confiabilidad operativa. Para ello, se ejecutan simulaciones de flujo de potencia bajo aproximación DC y se calcula un índice comparable entre escenarios, con el fin de identificar contingencias críticas y sustentar decisiones de refuerzo con criterios cuantitativos (Hinojosa, 2020; Gutiérrez-Alcaraz et al., 2022; NERC, 2023).

Materiales y Métodos

Descripción del sistema

El sistema IEEE de 14 barras (IEEE 14-Bus Test System) es un modelo clásico de referencia que se usa mucho para estudiar y validar metodologías de flujo de potencia, análisis de contingencias, cortocircuito, estabilidad y esquemas de protección. Representa una red de transmisión simplificada inspirada en un sistema real, por lo que mantiene una estructura lo bastante pequeña para simularse rápido, pero con la complejidad necesaria para probar algoritmos de operación y planificación, su esquema se presenta en la Figura 1.

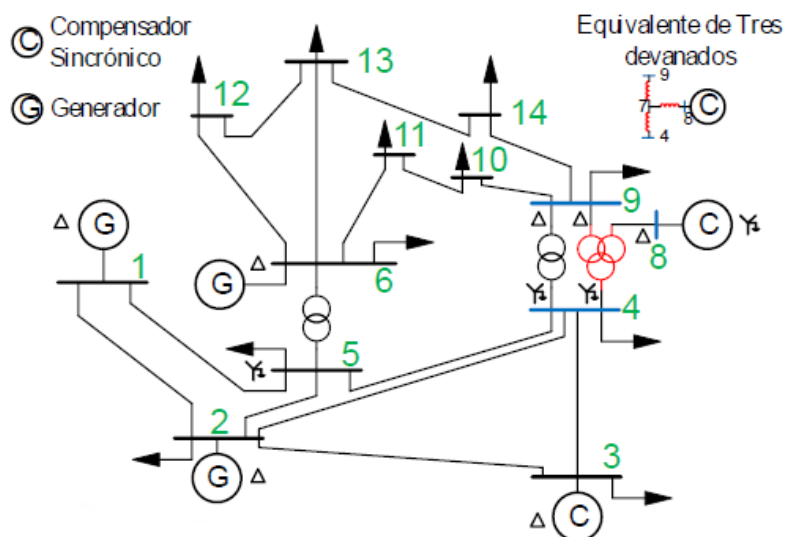


Figura 1. Sistema de prueba IEEE de 14 barras.

Fuente: Campaña et al. (2023, p. 10), *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología*, (29), 9–23.

El modelo conserva elementos típicos de un sistema eléctrico: generación, compensación reactiva, transformadores y líneas de transmisión que interconectan barras de carga. En la figura se distinguen claramente los generadores (G) y los compensadores sincrónicos (C), además de ramas de transmisión y transformadores que permiten estudiar perfiles de voltaje, flujos en líneas y posibles violaciones operativas ante la salida de un elemento.

Desde el punto de vista topológico, el sistema está conformado por 14 barras conectadas mediante un conjunto de líneas y transformadores, con cargas distribuidas en diferentes nodos. El esquema muestra tres barras con generación (en las barras 1, 2 y 6) y dos barras con compensación sincrónica (en las barras 3 y 8), lo que permite representar tanto el aporte de potencia activa como el soporte de potencia reactiva para el control de voltaje. Además, se aprecia un equivalente de transformador de tres devanados en la zona de interconexión alrededor de la barra 4, que vincula el acoplamiento con barras del área derecha (por ejemplo, hacia 8 y 9), aportando realismo al modelado de cambios de nivel de tensión y redistribución de flujos.

En términos de modelado de barras, normalmente una de las barras con generación se toma como barra slack o de referencia (para fijar el ángulo y cerrar el balance de potencia), mientras que las otras barras con control de voltaje se tratan como barras PV (incluyendo, en la práctica, a los compensadores sincrónicos cuando regulan tensión con potencia activa cercana a cero). Las barras restantes se consideran barras PQ, donde la demanda queda definida por valores fijos de P y Q.

La Tabla 1 presenta los generadores conectados a las barras 1, 2 y 6, junto con sus límites operativos de potencia activa. Estos rangos establecen el margen de regulación y redispatch del sistema ante la salida de un elemento, permitiendo cuantificar la capacidad de respuesta del parque de generación para mantener el balance potencia–demanda durante cada escenario de contingencia.

Tabla 1
Características de los generadores

Símbolo	Conexión a la Barra	Pmin [MW]	Pmax [MW]
G1	1	0	261.681
G2	2	0	18.3
G3	6	0	1.2

Fuente: Elaboración propia. Datos identificados del diagrama unifilar del sistema eléctrico.

La Tabla 2 la reactancia determina la distribución de flujos de potencia y, por tanto, la sensibilidad del sistema frente a cambios topológicos. El límite MVA define el criterio para identificar sobrecargas: durante el análisis N-1, un elemento se considera crítico si el flujo aparente supera su capacidad nominal, lo que permite priorizar las contingencias más severas y localizar corredores de transmisión vulnerables.

Tabla 2
Características de las líneas y transformadores del sistema eléctrico

Símbolo	Conexión	X [p.u.]	Límite [MW]
L1	1-2	0.05916	200
L2	1-5	0.22300	100
L3	2-3	0.19794	100
L4	2-4	0.17628	100
L5	2-5	0.17384	100
L6	3-4	0.17099	50
L7	4-5	0.04209	100
Trafo 1.1	4-7	0.20900	50
Trafo 2	4-9	0.55618	50
Trafo 3	5-6	0.25020	100
L8	6-11	0.19887	50
L9	6-12	0.25575	20
L10	6-13	0.13024	400
Trafo 1.2	7-8	0.17615	50
Trafo 1.3	7-9	0.11000	50
L11	9-10	0.08448	20
L12	9-14	0.27033	20
L13	10-11	0.19202	20
L14	12-13	0.19985	20
L15	13-14	0.34795	20

Fuente: Elaboración propia. Datos identificados del diagrama unifilar del sistema eléctrico.

La Tabla 3 resume las cargas del sistema, presenta la condición de operación del caso base y permite evaluar en cada contingencia el impacto sobre violaciones de voltaje, redistribución de flujos y necesidad de soporte reactivo en las zonas de mayor concentración de demanda.

Tabla 3
Características de las cargas del sistema eléctrico

Símbolo	Barra	Demanda [MW]
C1	6	10
C2	2	15
C3	3	80
C4	4	47.79
C5	5	7.599
C6	9	29.499
C7	10	9
C8	11	3.501
C9	12	6.099
C10	13	13.5
C11	14	14.901

Fuente: Elaboración propia. Datos identificados del diagrama unifilar del sistema eléctrico.

1.1. Procedimiento de análisis

En el análisis de contingencias no se toma en cuenta los compensadores sincrónicos. Se realiza el análisis de 8 casos aleatorios de contingencia N-1 los cuales se detallan en la Tabla 4, se ejecuta el algoritmo de simulación para identificar el flujo óptimo de potencia en corriente continua para cada contingencia N-1.

Tabla 4
Casos de contingencia N-1

Símbolo	Elemento que sale	Conexión
JP1	G1	Bus 1
JP2	G3	Bus 6
JP3	Línea	2-4
JP4	Línea	6-11
JP5	Línea	6-13
JP6	Línea	9-14
JP7	Línea	1-2
JP8	Trafo 3	5-6

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo del Ranking de Severidad

Utilizando el programa GAMS Studio con el código para probar el sistema de 14 barras se evalúa cada contingencia y se obtiene los flujos de potencia.

El ranking de severidad se construye a partir del cálculo del índice de contingencia para cada caso operativo.

Utilizando el flujo de potencia se obtiene el índice de contingencia utilizando la forma general, ecuación (1).

$$J = \sum_{i=1}^l \frac{W_i}{m} \left(\frac{f_i}{f_{i(\max)}} \right)^m \quad (1)$$

donde:

f_i es una función escalar que representa la variable del sistema evaluado $\frac{f_i}{f_{i\max}} = \frac{P_i}{P_{i\max}}$.

m es igual a un valor entero de 2 o mayor par.

W_i es el factor de pesos que enfatiza la severidad de alguna contingencia sobre las demás. El peso está asociado a cada trafo/línea en flujos de potencia y cada nodo en voltajes nodales.

Resultados

Se efectúa el cálculo de los índices conforme cada caso de contingencia y se construye el ranking de contingencias que se observa en la Tabla 5.

Tabla 5 Ranking de contingencias

Nº	Índice de contingencia	Contingencias
1	JP8 = 4,15877059	Salida de Trafo 3
2	JP7 = 3,50361772	Salida de Línea 1-2
3	JP5 = 2,73254153	Salida de Línea 6-13
4	JP3 = 2,12428224	Salida de Línea 2-4
5	JP4 = 2,11435411	Salida de Línea 6-11
6	JP2 = 2,00193593	Salida de G3
7	JP6 = 1,97474875	Salida de Línea 9-14
8	JP1 = 1,40640762	Salida de G1

Fuente: Elaboración propia. Datos calculados con la ecuación (1)

Para los tres casos primeros puntuados en la Tabla 5 se detalla las soluciones en la tabla 6.

Tabla 6
Datos caso de estudio 1

Cone xión	Caso 1			Caso 2			Caso 3		
	P(Eval uado)	P(m ax)	Cargabi lidad	P(Eval uado)	P(m ax)	Cargabi lidad	P(Eval uado)	P(m ax)	Cargabi lidad
1-2	159,38	200	0,7969	0	200	0	157,55	200	0,7877
									5
1-5	66,3	100	0,663	137,87	100	1,3787	68,14	100	0,6814
2-3	61,81	100	0,6181	35,64	100	0,3564	60,25	100	0,6025
2-4	51,76	100	0,5176	3,01	100	0,0301	48,5	100	0,485
2-5	30,81	100	0,3081	29,33	100	0,2933	33,79	100	0,3379
3-4	18,19	50	0,3638	44,36	50	0,8872	19,75	50	0,395
4-5	89,52	100	0,8952	108,56	100	1,0856	65,57	100	0,6557
4-7	47,85	50	0,957	8,52	50	0,1704	28,3	50	0,566
4-9	27,45	50	0,549	4,88	50	0,0976	16,23	50	0,3246
5-6	0	100	0	8,62	100	0,0862	30,77	100	0,3077
6-11	11,57	50	0,2314	23,5	50	0,47	12,06	50	0,2412
6-12	4,92	20	0,246	9,58	20	0,479	19,9	20	0,995
6-13	7,85	400	0,0196	24,16	400	0,0604	0	400	0
			25						
7-8	0	50	0	0	50	0	0	50	0

7-9	47,85	50	0,957	8,52	50	0,1704	28,3	50	0,566
9-10	24,07	20	1,2035	11	20	0,55	0,44	20	0,022
9-14	21,73	20	1,0865	5,1	20	0,255	14,6	20	0,73
10-11	15,07	20	0,7535	20	20	1	8,56	20	0,428
12-13	1,18	20	0,059	3,48	20	0,174	13,8	20	0,69
13-14	6,83	20	0,3415	0	200	0	0,3	20	0,015

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 6 se presenta el flujo activo evaluado P en cada elemento línea/transformador, su capacidad máxima P_{max} derivada del límite térmico y la cargabilidad definida como $\frac{P(evaluado)}{P_{max}}$. Valores de cargabilidad mayores a 1 indican sobrecarga y por tanto, una violación operativa bajo la contingencia analizada, mientras que valores cercanos a 1 representan condiciones de operación críticas.

Para el Caso 1, se observan sobrecargas en los enlaces 9–10 (cargabilidad 1.2035) y 9–14 (cargabilidad 1.0865) evidenciando que el corredor asociado a la barra 9 opera por encima de su capacidad y constituye un punto vulnerable ante esta contingencia. Además, se identifican elementos operando cercanos al límite como 4–7 y 7–9 (cargabilidad 0.957) y 4–5 (cargabilidad 0.8952), lo que sugiere una redistribución del flujo hacia estos tramos tras la salida del elemento contingenciado.

En el Caso 2, el sistema presenta el escenario más severo en términos de transferencia: la conexión 1–5 alcanza una cargabilidad de 1.3787, seguida por 4–5 con 1.0856, confirmando congestión en el eje que vincula el área de generación con el área de carga. Adicionalmente, el enlace 10–11 opera exactamente al 100% (cargabilidad 1.0) lo que reduce el margen de seguridad y aumenta la probabilidad de violaciones ante variaciones de demanda o generación.

En el Caso 3, no se registran sobrecargas cargabilidad menor o igual a 1 y el sistema muestra una operación globalmente aceptable; sin embargo, el enlace 6–12 alcanza una cargabilidad de 0.995 quedando prácticamente al límite, por lo que se considera un elemento crítico que podría violar su restricción ante pequeñas perturbaciones.

Finalmente, los valores $P(Evaluado)=0$ observados en algunas conexiones reflejan que para ciertos casos el elemento queda fuera de servicio por la contingencia o que la topología resultante conduce a flujos nulos en ese tramo, lo cual es consistente con la redistribución de potencia y el cambio de trayectorias de flujo posteriores al evento.

Discusión

La Tabla 5 muestra el ranking de contingencias N-1 a partir del índice JP (Ecuación 1). Los resultados evidencian que las contingencias más severas (JP8, JP7 y JP5) están asociadas a la salida de elementos que cumplen un rol estructural en la conectividad del sistema y por tanto, provocan un redireccionamiento significativo de los flujos hacia corredores alternativos con límites térmicos reducidos. En este sentido el ranking no solo identifica qué evento es más crítico, sino también dónde se concentra la vulnerabilidad del sistema que puede ser los enlaces con baja capacidad nominal (20–50 MVA) tienden a convertirse en cuellos de botella cuando se modifica la topología por la contingencia.

Para los tres casos con mayor índice (Tabla 5), la Tabla 6 permite observar el mecanismo físico que explica su severidad. En el Caso 1 (JP8: salida del Trafo 3) se presentan sobrecargas en las líneas 9–10 (cargabilidad 1.2035) y 9–14 (cargabilidad 1.0865). Ambas ramas poseen un límite bajo (20 MVA) por lo que pequeñas redistribuciones de potencia incrementan rápidamente su cargabilidad. Esto revela que el corredor asociado a la barra 9 actúa como ruta alternativa dominante ante la pérdida del enlace transformador, concentrando el flujo en ramas débiles y generando violaciones térmicas. Adicionalmente, se observa operación cercana al límite en las líneas 4–7, 7–9 (0.957) y en 4–5 (0.8952), lo cual sugiere que el sistema utiliza estos tramos como soporte para evacuar potencia hacia el área de carga, reduciendo el margen operativo global. Este patrón es consistente con una topología en la que el desacoplo del enlace 5–6 obliga a transferencias más largas y cargadas a través de rutas paralelas.

En el Caso 2 (JP7: salida de la línea 1–2) se obtiene el escenario más crítico en términos de congestión en el corredor principal de transferencia, la conexión 1–5 alcanza una cargabilidad de 1.3787 y 4–5 llega a 1.0856, mientras que 10–11 opera al 100%. Este comportamiento indica que la indisponibilidad de 1–2 obliga al sistema a desviar flujos desde el área de generación conectada al bus 1 hacia rutas alternativas que atraviesan la rama 1–5 y el acoplamiento 4–5, saturando progresivamente elementos aguas abajo. La combinación de una sobrecarga elevada (≥ 1.3) y la operación en el límite (1.0) reduce la robustez operativa y aumenta la probabilidad de violaciones adicionales ante variaciones normales de demanda o de despacho. Por tanto, JP7 confirma que la línea 1–2 es un elemento de alta criticidad para mantener márgenes térmicos en la red.

En el Caso 3 (JP5: salida de la línea 6–13) no se evidencian sobrecargas ($\text{cargabilidad} \leq 1$), sin embargo aparece como el tercer evento más severo en el ranking (Tabla 5). Esto sugiere que aunque la contingencia no desencadena violaciones térmicas inmediatas, sí produce una operación significativamente más estresada en términos de proximidad a límites, destacando que 6–12 alcanza 0.995, prácticamente en el umbral. En la práctica esta condición representa un estado con margen reducido, susceptible a violaciones ante perturbaciones menores cambios de carga, ajustes de generación o errores de modelado. En consecuencia, JP5 debe interpretarse como una contingencia que no necesariamente provoca fallas operativas instantáneas, pero sí reduce de forma importante la reserva de capacidad del sistema.

Finalmente, los valores $P(\text{Evaluado})=0$ observados en ciertas conexiones son coherentes con la topología posterior a la contingencia (elemento fuera de servicio) y con la redistribución de trayectorias de flujo; esto confirma que el sistema reconfigura la transferencia mediante rutas disponibles, concentrando carga en un subconjunto de enlaces críticos. En conjunto, los resultados permiten concluir que la vulnerabilidad del sistema se localiza en (i) ramas de baja capacidad alrededor de la barra 9 (9–10 y 9–14) y (ii) el corredor de transferencia asociado a 1–5 y 4–5 cuando se pierde la conexión 1–2, elementos que deberían priorizarse para estrategias de refuerzo o redundancia en un plan de mejora basado en criterio N-1.

Desde el punto de vista económico, el ranking de contingencias permite priorizar refuerzos con criterio costo–beneficio. En JP8 las violaciones térmicas se concentran en enlaces de baja capacidad (9–10 y 9–14), por lo que una estrategia costo-efectiva consiste en reforzar directamente dichos tramos, evitando inversiones mayores en subestación. Para dimensionar alternativas, se reportan costos del orden de aproximadamente USD 1 millón por milla para una línea aérea doble circuito de 230 kV, mientras que el soterramiento en ese mismo nivel de tensión puede incrementar el costo en el orden de 10 a 15 veces. Complementariamente, para refuerzos asociados a transformación, guías de estimación como la de MISO presentan costos unitarios en USD/MVA para transformadores de potencia (incluyendo material, transporte y costos base de instalación), lo cual permite aproximar órdenes de magnitud y comparar alternativas de expansión (Midcontinent Independent System Operator [MISO], 2024). En JP7, dada la sobrecarga de los corredores alternativos, la evaluación económica debe contrastar la construcción de una línea en paralelo con la repotenciación selectiva de las líneas que alcanzan

cargabilidad mayor a 1, considerando además el beneficio por reducción de pérdidas y el incremento de confiabilidad del criterio N-1.

Conclusiones

El análisis N-1 del sistema de 14 barras evidenció una alta dependencia del generador G1 para el abastecimiento de la demanda. Esta condición reduce la seguridad operativa del sistema y limita su capacidad de respuesta ante la indisponibilidad de generación, por lo que la pérdida de G1 representa un escenario de alto impacto que debe ser considerado mediante métricas complementarias al índice basado en cargabilidad.

El ranking de contingencias obtenido a partir del índice JP permitió identificar los eventos más severos para la red. En particular, la salida del Trafo 3 (5–6) y de la línea 1–2 incrementa de forma significativa la cargabilidad en corredores alternativos, provocando sobrecargas y reduciendo el margen térmico en elementos críticos lo cual localiza la vulnerabilidad del sistema en rutas específicas de transferencia.

La evaluación de flujos bajo contingencia mostró que las mayores violaciones operativas se concentran en ramas de baja capacidad térmica, especialmente en el corredor asociado a la barra 9 y en enlaces que actúan como rutas alternativas. Esto confirma que la severidad de una contingencia está estrechamente ligada a la topología del sistema y a la presencia de cuellos de botella con límites reducidos.

Durante la construcción del caso de estudio se identificó y corrigió una inconsistencia en los datos del modelo, asociada a la conexión del transformador en el nodo 4: la rama previamente considerada como 4–8 corresponde en realidad a la conexión 4–9. Esta corrección fue necesaria para garantizar la coherencia topológica del sistema y la trazabilidad de los resultados.

En conjunto, los resultados demuestran que la evaluación sistemática de contingencias N-1, junto con la identificación de elementos críticos, proporciona un soporte técnico para definir mejoras selectivas (refuerzos o redundancia en ramas prioritarias), con el potencial de incrementar la confiabilidad, disminuir la congestión y reducir pérdidas, contribuyendo a una operación más robusta del sistema.

Desde la perspectiva económica, el ranking de contingencias permite priorizar inversiones en los elementos que generan mayor severidad, orientando la planificación hacia soluciones de

mayor costo–beneficio. Los resultados muestran que las violaciones térmicas se concentran en un número reducido de ramas críticas; por ello, la repotenciación o refuerzo localizado de estos enlaces constituye una alternativa potencialmente más eficiente que ampliaciones extensivas de subestación, al reducir sobrecargas, disminuir pérdidas por efecto Joule y mejorar el cumplimiento del criterio N-1 con una inversión focalizada.

Revisión Bibliográfica

- Álvarez-Romero, G., Castro, L. M., & Roncero-Sánchez, P. (2020). Effective sensitivity-based method for N-1 contingency analysis of VSC-based MTDC power grids considering power generation droop speed controls. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 122, 106175. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106175>
- Bhuiyan, M. Z. A., Anders, G. J., Philhower, J., & Du, S. (2019). Review of static risk-based security assessment in power system. *IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications*, 4(3), 233–239. <https://doi.org/10.1049/iet-cps.2018.5080>
- Campaña, M., Masache, P., Inga, E., & Carrión, D. (2023). *Voltage stability and electronic compensation in electrical power systems using simulation models. Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, (29), 9–23. <https://doi.org/10.17163/ings.n29.2023.01>
- Entekhabi-Nooshabadi, A. M., Hashemi-Dezaki, H., & Taher, S. A. (2021). Optimal microgrid's protection coordination considering N-1 contingency and optimum relay characteristics. *Applied Soft Computing*, 98, 106741. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2020.106741>
- Faraji, J., Hashemi-Dezaki, H., & Ketabi, A. (2021). Stochastic operation and scheduling of energy hub considering renewable energy sources' uncertainty and N-1 contingency. *Sustainable Cities and Society*, 65, 102578. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102578>
- Gholami, M. (2020). Static security assessment of power systems: A review. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(9), e12432. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12432>
- Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., & Cañizares, C. A. (Eds.). (2018). *Electric energy systems: Analysis and operation* (2nd ed.). CRC Press.



- Gutiérrez-Alcaraz, G., Álvarez, R. E., Hinojosa, V. H., Ríos, M. A., & Canizares, C. A. (2022). *Security-constrained unit commitment: An efficient DC-based model with user cuts*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(3), 2032–2041. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3116462>
- Hailu, E. A., Nyakoe, G. N., & Muriithi, C. M. (2023). Techniques of power system static security assessment and improvement: A literature survey. *Heliyon*, 9(3), e14524. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e14524>
- Hinojosa, V. H. (2020). Comparing corrective and preventive security-constrained DCOPF problems using linear shift-factors. *Energies*, 13(3), 516. <https://doi.org/10.3390/en13030516>
- Hinojosa, V. H., & Velásquez, J. (2016). Improving the mathematical formulation of security-constrained generation capacity expansion planning using power transmission distribution factors and line outage distribution factors. *Electric Power Systems Research*, 140, 391–400. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.002>
- Marín-Cano, J., Marín, M., Arias, M., Saldarriaga-Zuluaga, S., & Jaramillo-Duque, Á. (2019). Implementation of user cuts to reduce the computational burden of N-1 security-constrained unit commitment. *Energies*, 12(12), 2283. <https://doi.org/10.3390/en12122283>
- Midcontinent Independent System Operator. (2024, May 1). *Transmission cost estimation guide for MTEP24*. <https://cdn.misoenergy.org/20240501%20PSC%20Item%2004%20MISO%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP24632680.pdf>
- North American Electric Reliability Corporation. (2023). *TPL-001-5.1—Transmission system planning performance requirements*. <https://www.nerc.com/globalassets/standards/reliability-standards/tpl/tpl-001-5.1.pdf>
- Qian, T., Shi, F., Wang, K., Yang, S., Geng, J., Li, Y., & Wu, Q. (2022). N-1 static security assessment method for power grids with high penetration rate of renewable energy generation. *Electric Power Systems Research*, 211, 108200. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108200>
- Sass, F., Sennewald, T., Marten, A., & Westermann, D. (2017). Mixed AC high-voltage direct current benchmark test system for security constrained optimal power flow calculation.



IET Generation, Transmission & Distribution, 11, 447–455. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0993>

Conflicto de intereses:

Los autores declaran que no existe conflicto de interés posible.

Financiamiento:

No existió asistencia financiera de partes externas al presente artículo.

Agradecimiento:

N/A

Nota:

El artículo no es producto de una publicación anterior.