



Aplicación de metodología RSIF EPRI de resiliencia al sistema eléctrico colombiano

Juan Esteban Suarez Patiño

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesores

Diego Adolfo Mejía Giraldo, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica

Jorge Andrés Mola Jiménez, Magíster (MSc) en Ingeniería Eléctrica

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita	Suarez Patiño [1]
Referencia Estilo IEEE (2020)	[1] J. E. Suarez Patiño, “Aplicación de metodología RSIF EPRI de resiliencia al sistema eléctrico colombiano”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.



Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Jesús Francisco Vargas Bonilla.

Jefe departamento: Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	6
I. INTRODUCCIÓN	7
II. OBJETIVOS	9
A. Objetivo general	9
B. Objetivos específicos	9
III. MARCO TEÓRICO	10
A. Resiliencia	10
B. Resilient System Investment Framework (RSIF) [2]	11
IV. METODOLOGÍA	13
V RESULTADOS Y ANÁLISIS	14
VI. CONCLUSIONES	19
REFERENCIAS	20

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. RESULTADOS SIMULACIÓN SIN REFUERZO.	17
TABLA 2. RESULTADOS SIMULACIÓN CON REFUERZO.	17

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Sistema de prueba. En verde línea a salir de servicio. En rojo línea de refuerzo.	14
Fig. 2. Representación gráfica de los resultados del RSIF.	15
Fig. 3 Hoja de resultados por estado.	15
Fig. 4. Hoja de resultados por capa y total.	16

RESUMEN

Los sistemas de potencia han sido sometidos a grandes cambios en los últimos años, desde los impactos del cambio climático hasta la digitalización de sus componentes. Todo esto ha generado una gran cantidad de nuevas amenazas para los sistemas de potencia, razón por la que se ha empezado a realizar nuevos estudios para asegurar el correcto funcionamiento de las redes. Entre otros, los estudios de resiliencia han recibido gran atención por el aumento de eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP por sus siglas en inglés). XM, como operador del SIN (Sistema Interconectado Nacional), buscó desarrollar metodologías para evaluar la resiliencia del sistema trabajando en un proyecto con EPRI (Electric Power Research Institute). Para evaluar los riesgos en el sistema, EPRI desarrolló una metodología o herramienta llamada RSIF (Resilient System Investment Framework) que funciona con el software PSS-E de Siemens. El objetivo de este proyecto fue traducir el RSIF para que funcionara con el software DIgSILENT PowerFactory, donde XM tenía modelado el SIN y con el cual tenía experiencia. La herramienta permitió automatizar estudios de planeación a realizar en XM, además, permitió definir una metodología para cuantificar el desempeño del sistema en términos de resiliencia.

***Palabras clave* — Resiliencia, SIN, EPRI, XM, sistemas de potencia, planeación, estudios eléctricos.**

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia son una de las infraestructuras más críticas que se tienen en la sociedad moderna. Esto es debido a que son necesarios para el correcto funcionamiento y desarrollo de muchas otras actividades e infraestructuras. Sin embargo, los sistemas de potencia están sujetos a muchos tipos de amenazas físicas e incluso, por los desarrollos tecnológicos, amenazas cibernéticas. Algunos ejemplos de estas amenazas pueden ser peligros naturales, cada vez más comunes por el cambio climático, como incendios forestales, inundaciones, tormentas de hielo y tormentas extremas; así como peligros provocados por el hombre, como ataques cibernéticos y daños en los activos de la red. Por esta razón, es claro que un sistema de potencia con activos envejecidos no podría soportar estas potenciales amenazas de una forma satisfactoria. Debido a que estos eventos de gran impacto requieren una respuesta mejorada y flexible, la resiliencia ha recibido una mayor atención pública últimamente, convirtiéndose en un factor importante para comprender las prioridades y las inversiones en la modernización de la red [1]. De aquí surge la gran necesidad de métricas sólidas, métodos y metodologías de planificación asociadas para cuantificar el riesgo dentro de un marco general de resiliencia de la red para sopesar las mejoras de resiliencia con otros objetivos e inversiones [1].

La resiliencia en sistemas de potencia se define como la habilidad del sistema y sus componentes (equipos y componente humano) de protegerse y recuperarse de cualquier evento fuera de la rutina que pudiera impactar significativamente la red [1]. EPRI (Electric Power Research Institute) es una organización que realiza investigación y desarrollos relacionados a la generación, transmisión y uso de la electricidad abordando sus principales retos. De acuerdo con esto, EPRI desarrolló una herramienta para evaluar el riesgo de fallas en cascada resultantes de un evento de alto impacto y baja probabilidad (HILP por sus siglas en inglés) en un sistema eléctrico de potencia, llamado Resilient System Investment Framework (RSIF) [2]. El riesgo es cuantificado para todos los posibles caminos en cascada y teniendo en cuenta tanto la severidad de pérdida (desconexión en MW) de generación y demanda, como la probabilidad de ocurrencia de cada camino. Finalmente, el riesgo del evento HILF es la suma de los riesgos de todos los caminos posibles. La herramienta fue desarrollada usando Python 2.7 y el software de Siemens PSS-E. Este proyecto desarrollará el RSIF con Python 3.6 y el software DIGSILENT PowerFactory. Desarrollar

la herramienta permitirá ajustar su modo de uso y demás características a las necesidades de la empresa, además de poder contar con un software comúnmente usado en Colombia y con el cual la empresa XM tiene experiencia.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Aplicar la metodología de resiliencia RSIF al Sistema Interconectado Nacional con el fin de determinar si el sistema es resiliente y evaluar posibles cambios que incrementen su resiliencia.

B. Objetivos específicos

- Entender el concepto fundamental de la metodología del RSIF.
- Programar la metodología RSIF en Python de modo que pueda ser ejecutada usando PowerFactory.
- Evaluar la metodología para el caso del Sistema Interconectado Nacional y ajustar la herramienta a las necesidades de la empresa.

III. MARCO TEÓRICO

A. Resiliencia

A pesar de que el concepto de resiliencia no es nuevo, la aplicación a los sistemas de potencia no es tan simple debido a la falta de una definición clara de resiliencia. En [3] se discuten las siguientes definiciones: EPRI (Electric Power Research Institute) ha definido la resiliencia del sistema de potencia en términos de tres elementos: prevención, recuperación y capacidad de supervivencia. UKERC (United Kingdom Energy Research Center) ha definido la resiliencia como "la capacidad de un sistema de potencia para tolerar perturbaciones y continuar brindando un servicio de energía asequible a los consumidores". Según UKERC, los sistemas de potencia resilientes deberían poder recuperarse rápidamente y proporcionar alternativas rápidas para satisfacer el servicio de energía en el momento de calamidades externas. La ASIS (American Society for Industrial Security) ha definido la resiliencia como la capacidad de un sistema de potencia para resistir y recuperarse oportunamente a un nivel aceptable durante eventos extremos. Ha sido definido por la UNISDR (United Nation International Strategy for Disaster Reduction) para medir el grado de capacidad del sistema para mantener su funcionalidad y hacer frente a los peligros organizando y aprendiendo de desastres anteriores. La NARUC (U.S. National Association of Regulatory Utility Commissioners) ha descrito la resiliencia en términos de robustez y características de recuperación del sistema de potencia, durante y después de los desastres. De forma general la resiliencia se define como la habilidad del sistema y sus componentes (equipos y componente humano) de protegerse y recuperarse de cualquier evento fuera de la rutina que pudiera impactar significativamente la red.

En [1] se establecen definiciones y un marco para organizar, aclarar y comunicar cómo se pueden utilizar diferentes métricas, herramientas y métodos para respaldar la toma de decisiones y las prioridades de inversión en lo que respecta a la resiliencia. Los mayores eventos que pueden afectar la resiliencia de un sistema de potencia se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Resiliencia contra eventos pandémicos y desastres naturales.
- Resiliencia contra eventos físicos y cibernéticos hechos por el hombre.

- Resiliencia contra eventos derivados del diseño del sistema, envejecimiento y errores humanos.

La resiliencia de un sistema de potencia se puede medir cualitativa o cuantitativamente. Cualitativamente usualmente se evalúa la capacidad de recuperación del sistema de potencia junto con otros sistemas interdependientes, como los sistemas de información, la cadena de suministro de combustible y otras infraestructuras similares. Así se evalúan las capacidades de resiliencia tales como preparación, mitigación, respuesta y recuperación (por ejemplo, la existencia de planes de emergencia, capacitación del personal, disponibilidad del equipo de reparación y otras medidas similares). Esta forma de medir la resiliencia es apropiada para la planificación a largo plazo porque proporciona una descripción integral de la resiliencia del sistema. Por otro lado, cuantitativamente se busca medir el rendimiento del sistema. Las métricas cuantitativas son útiles para evaluar la efectividad de ciertas medidas de resiliencia o comparar los niveles de resiliencia entre diferentes sistemas. La resiliencia se evalúa cuantitativamente en función de la reducción de la magnitud y duración de las desviaciones con respecto al desempeño objetivo o aceptable. Las métricas cuantitativas de resiliencia deben ser:

- Relacionadas con el desempeño.
- Específicas del evento.
- Capaces de considerar la incertidumbre.
- Útiles para la toma de decisiones.

El RSIF proporciona una evaluación cuantitativa de la resiliencia de un sistema de potencia.

B. Resilient System Investment Framework (RSIF) [2]

El RSIF es un software diseñado para evaluar el riesgo de fallas en cascada resultantes de un evento de alto impacto y baja frecuencia (HILF por sus siglas en inglés) en un sistema eléctrico de potencia. Su objetivo es ayudar a los planeadores del sistema de potencia a evaluar los impactos y consecuencias resultantes de la aplicación de un evento HILF en sus sistemas. Está desarrollado como un conjunto de scripts de Python 2.7 que con ayuda del software de Siemens PSS-E aplican

contingencias a un caso base dado y resuelven los flujos de potencia necesarios. Posteriormente, el RSIF evalúa el impacto resultante para determinar posibles caminos de fallas en cascada y sus consecuencias asociadas. A cada camino de falla en cascada se le asigna una probabilidad de ocurrencia que depende de la magnitud de sobrecarga en equipos y de violación de límites de tensión. La probabilidad asignada es una representación heurística de los límites de emergencia de equipos o las curvas de disparo por altas o bajas tensiones. Usando los resultados de las simulaciones, el RSIF determina el riesgo de los impactos resultantes del evento aplicado inicialmente al caso base. El riesgo de cada estado de las fallas en cascada posibles se calcula multiplicando la probabilidad de ocurrencia por la severidad respectiva, que es la pérdida o desconexión de generación y demanda en MW comparado con el caso base. Finalmente, el riesgo total del evento HILF será la suma del riesgo de cada uno de los estados. Así, el RSIF permite cuantificar la resiliencia del sistema como función del riesgo de perder generación y carga al tiempo que considera la probabilidad de ocurrencia para cada caso, además de ofrecer una herramienta para comparar diferentes topologías de la red evaluando posibles inversiones futuras.

IV. METODOLOGÍA

A continuación, se listan las actividades que se realizaron para lograr los objetivos mencionados anteriormente:

- Actividad 1: Se revisaron artículos científicos y documentos técnicos para obtener información relacionada con la resiliencia en los sistemas eléctricos de potencia. Además, se recibieron recomendaciones de EPRI para evaluar el sistema en términos de resiliencia.
- Actividad 2: Se realizó el código en Python de la herramienta RSIF, siguiendo las recomendaciones de EPRI y XM. El código recibe una base de datos de PowerFactory de un sistema de potencia y una contingencia (evento HILF) a evaluar. Luego, ejecuta la API con PowerFactory necesaria para simular flujos de potencia, modificar el caso base y demás acciones con el fin de obtener los resultados necesarios para calcular el riesgo.
- Actividad 3: Se verificó el funcionamiento de la herramienta aplicada al Sistema Interconectado Nacional Colombiano y los resultados que entrega. Se evaluó el desempeño del SIN en términos de resiliencia ante un evento HILF.

V RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para verificar el funcionamiento de la herramienta se realizan simulaciones en el sistema de prueba PST-16 (figura 1). El sistema consiste en 3 áreas, 66 barras, 16 generadores, 28 transformadores y 51 líneas de transmisión. El parque de generación cuenta con varios tipos de tecnologías y la capacidad instalada es de 15.93 GW. Además, la demanda máxima es de aproximadamente 15 GW y se tienen niveles de tensión de 380, 220 y 110 kV. Este sistema no es muy robusto, por lo que la contingencia inicial es una N-1 aplicada a una línea de transmisión. Se ejecuta la simulación de la misma falla con y sin el ingreso de una línea nueva para reforzar el sistema y comparar los resultados arrojados por el RSIF.

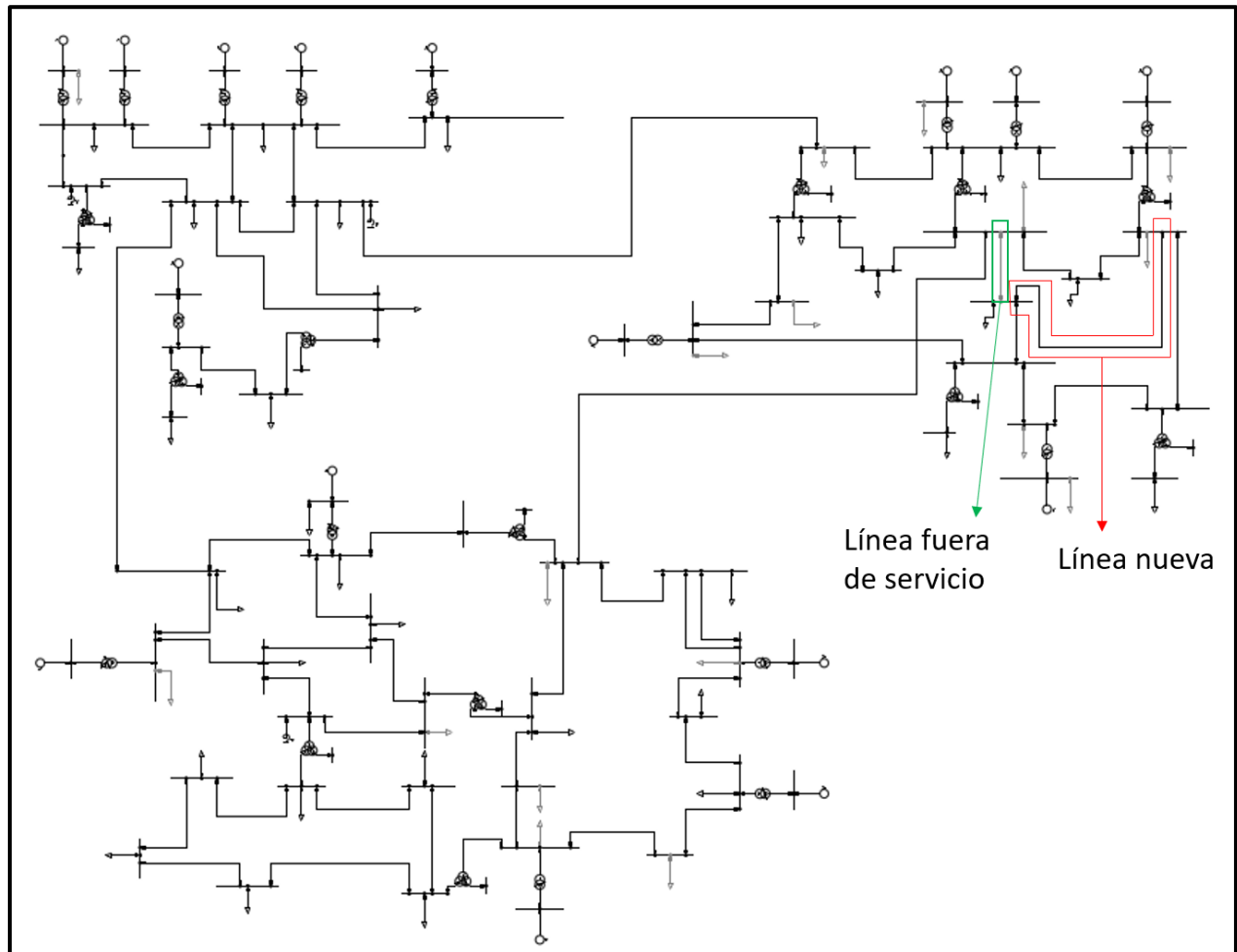


Fig. 1. Sistema de prueba. En verde línea a salir de servicio. En rojo línea de refuerzo.

Los resultados del RSIF se podrían representar gráficamente como en la figura 2. Cada uno de los círculos representa un estado de la falla en cascada, por esta razón es necesario darles un nombre. Así mismo, la profundidad de la cascada o cantidad de estados necesarios para llegar a cierto estado se llaman capas; así, C0 significa capa 0, C1 significa capa 1 y así sucesivamente. Las capas se usan para mostrar el resumen de los resultados.

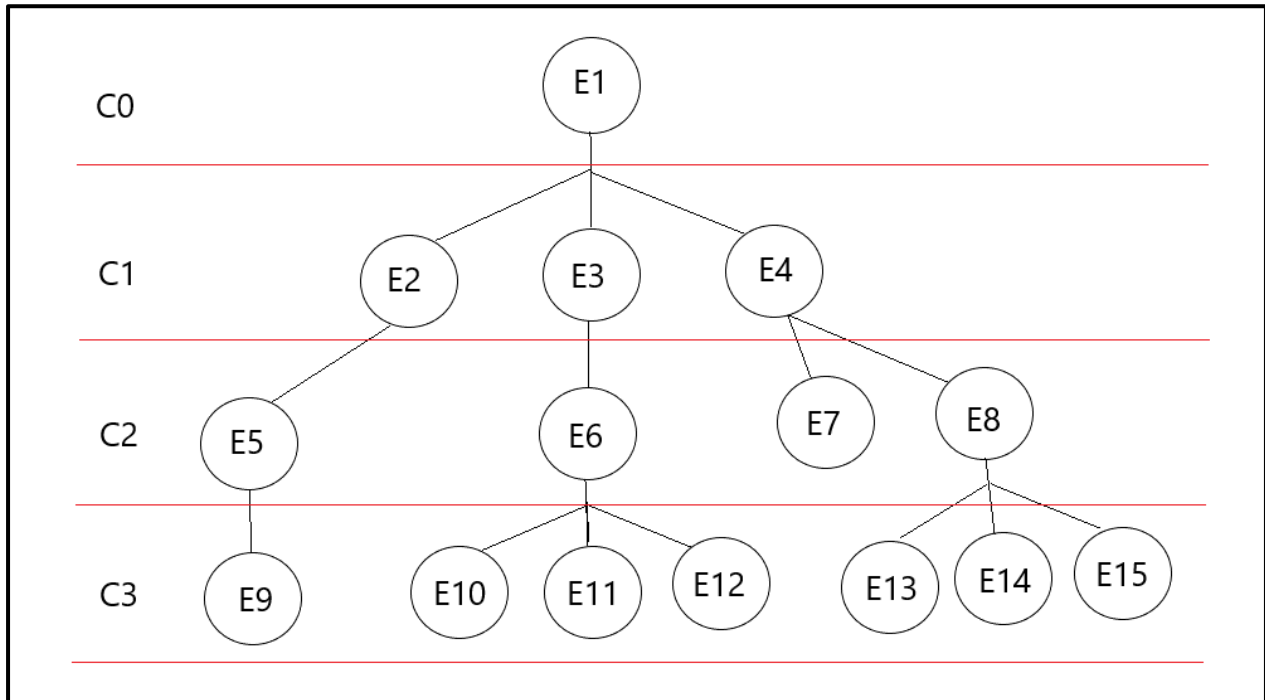


Fig. 2. Representación gráfica de los resultados del RSIF.

Como resultado de la simulación, la herramienta entrega un archivo de Excel con dos hojas, una con el detalle de cada estado (figura 3) y otra hoja con el resumen por capas y total de la simulación de la falla en cascada (figura 4).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Estado	Nombre Elementos	Estado Flujo	Severidad Demanda	Severidad Generacion	Severidad KE	Probabilidades	Probabilidad	Riesgo Demanda	go Genera	Riesgo KE
2	C0	B2c-B5	Converge	29.07	0	0		1	1	29.07	0
3	C1_1	B3b-B11	Converge	65.57	0	0 (1,)		1	1	65.57	0
4	C1_2	B5-B9	Converge	434.36	0	0 (1,)		1	1	434.36	0
5	C1_3	B3b-B11, B5-B9	Converge	456.23	0	0 (1, 1)		1	1	456.23	0
6	C2_1_1	B1a-B7, B2c-B4, B5-B9, B7-B8, B8-B9	No converge	4087.693527	774.718245	9674.821528 (1, 1, 1, 1)		1	1	4087.693527	774.7182
7	C2_2_1	B-C	Converge	875.08	0	0 (1,)		1	1	875.08	0
8	C2_2_2	C6a-C8a	Converge	436.24	0	0 (1,)		1	1	436.24	0
9	C2_2_3	B-C, C6a-C8a	No converge	3903.300806	623.9634116	9674.821528 (1, 1)		1	1	3903.300806	623.9634
10	C2_3_1	B-C, B2c-B4, C6a-C8a	No converge	3892.365865	604.0619658	9674.821528 (1, 1, 1)		1	1	3892.365865	604.062
11	C3_2_1_1	A-B, B2c-B4, Line	Converge	790.23	199.3364868	3174.000921 (1, 1, 1)		1	1	790.23	199.3365
12	C3_2_2_1	B-C	Converge	872.49	0	0 (1,)		1	1	872.49	0
13	C4_2_1_1	C9-C10 (2), C9-C10(1), A7 3T	Converge	1781.5	360.4463861	6503.94193 (1, 1, 1)		1	1	1781.5	360.4464
14	C4_2_2_1	B2c-B4	Converge	910.86	0	0 (1,)		1	1	910.86	0

Fig. 3 Hoja de resultados por estado.

	A	B	C	D	E	F	G
		Severidad Demanda	Severidad Generacion	Severidad KE	Riesgo Demanda	Riesgo Generacion	Riesgo KE
2	C0	29.07	0	0	29.07	0	0
3	C1	956.16	0	0	956.16	0	0
4	C2	389.9568433	34.41115167	1372.400244	389.9568433	34.41115167	1372.400244
5	C3	13194.6802	2002.743622	29024.46458	13194.6802	2002.743622	29024.46458
6	C4	1662.72	199.3364868	3174.000921	1662.72	199.3364868	3174.000921
7	C5	4291.66	360.4463861	6503.94193	4291.66	360.4463861	6503.94193
8	C6	7684.920208	2053.453378	23068.41866	7684.920208	2053.453378	23068.41866
9	C7	8214.029658	1846.249882	15944.6808	8214.029658	1846.249882	15944.6808
10	C8	10317.31123	1668.939017	16196.74978	10317.31123	1668.939017	16196.74978
11	C9	10561.17802	1181.172629	16733.29474	10561.17802	1181.172629	16733.29474
12	C10	5644.554917	553.116837	10200.3081	5644.554917	553.116837	10200.3081
13	Total	-	-	-	62946.24107	9899.869389	122218.2598

Fig. 4. Hoja de resultados por capa y total.

Para el primer caso, la contingencia sin el refuerzo, los resultados se muestran en la tabla 1. Se tienen resultados de severidad y riesgo de demanda, generación y energía cinética (KE por sus siglas en inglés, indicador adicional de afectación en frecuencia por desconexión de generadores síncronos). Se observa que los resultados de la simulación tienen muchas capas, esto es igual a una falla en cascada que se propagó demasiado. Como se mencionó anteriormente, el sistema de prueba usado no es muy robusto y por esta razón no es necesario aplicar un evento de gran magnitud para generar grandes problemas en la red.

Por otro lado, los resultados obtenidos por sí solos no dicen mucho sobre la resiliencia del sistema. Son una métrica del desempeño del sistema ante una contingencia, por lo que es necesario contar con otros escenarios para comparar los resultados obtenidos. De esta forma es posible evaluar diferentes inversiones en la red y verificar cuales mejoran la resiliencia del sistema.

TABLA 1. RESULTADOS SIMULACIÓN SIN REFUERZO.

Capa	Severidad Demanda	Severidad Generacion	Severidad KE	Riesgo Demanda	Riesgo Generacion	Riesgo KE
C0	29.07	0	0	29.07	0	0
C1	956.16	0	0	956.16	0	0
C2	389.95	34.41	1372.40	389.95	34.41	1372.4
C3	13194.68	2002.74	29024.46	13194.68	2002.74	29024.46
C4	1662.72	199.33	3174.00	1662.72	199.33	3174
C5	4291.66	360.44	6503.94	4291.66	360.44	6503.94
C6	7684.92	2053.45	23068.41	7684.92	2053.45	23068.41
C7	8214.02	1846.24	15944.68	8214.02	1846.24	15944.68
C8	10317.31	1668.93	16196.74	10317.31	1668.93	16196.74
C9	10561.17	1181.17	16733.29	10561.17	1181.17	16733.29
C10	5644.55	553.11	10200.30	5644.55	553.11	10200.30
Total	-	-	-	62946.24	9899.86	122218.25

Para el segundo caso, la misma contingencia definida inicialmente con la línea de refuerzo, los resultados se muestran en la tabla 2. En este caso, los resultados muestran solo la capa inicial donde se aplica la contingencia. Esto indica que luego de aplicado el evento no hubo propagación de fallas en cascada, una gran diferencia solo al agregar una línea. Esta mejora es fácil de lograr por el tamaño del sistema, ya que la identificación de una línea que descongestionara las demás se podía lograr dando un vistazo al sistema. En casos como el SIN, sería necesario usar la herramienta comparando varias propuestas de proyectos que puedan mejorar el sistema ante cierta contingencia. Finalmente, la herramienta y la metodología brindarán resultados que se podrían comparar entre ellos para identificar la propuesta de inversión que más aumenta el desempeño del sistema en términos de resiliencia.

TABLA 2. RESULTADOS SIMULACIÓN CON REFUERZO.

Capa	Severidad Demanda	Severidad Generacion	Severidad KE	Riesgo Demanda	Riesgo Generacion	Riesgo KE
C0	11.59	0	0	11.59	0	0
Total	-	-	-	11.59	0	0

Nótese que, en ambos casos, para demanda, generación y energía cinética la severidad y el riesgo son iguales. La razón es que en el sistema de prueba no se tienen modelados los límites de emergencia de los equipos, por lo tanto, cualquier elemento por encima del 100% de cargabilidad

es considerado para la propagación de la cascada. Además, esto resulta en probabilidades de ocurrencia iguales a 1. Recordando que el riesgo para cada estado i se calcula así:

$$riesgo_i = probabilidad_i * severidad_i$$

De esta manera, si la probabilidad es igual a 1 para todos los estados, se tiene que el riesgo será igual a la severidad en todos ellos.

VI. CONCLUSIONES

Se pudo aplicar los conceptos de resiliencia a una metodología y a una herramienta que permiten evaluar el riesgo de una contingencia en el sistema de potencia en términos de resiliencia, además de brindar señales para el manejo de inversiones en la red.

La herramienta desarrollada por EPRI, el RSIF, se pudo traducir satisfactoriamente de Siemens PSS-E a DIgSILENT PowerFactory, siguiendo las recomendaciones tanto de EPRI como de XM, de forma que se ajustó a las necesidades del contexto colombiano.

Se llevó a cabo una verificación del desempeño de la herramienta, tanto en el SIN como en sistemas de prueba. En este informe, se pudo evidenciar el funcionamiento de la herramienta en un sistema de prueba. Además, se observó la forma de comparar los resultados que entrega una simulación del RSIF ante un evento y varias condiciones topológicas de la red, permitiendo así la identificación de las posibles inversiones más efectivas.

REFERENCIAS

- [1] A. Bose *et al.*, “Resilience Framework, Methods, and Metrics for the Electricity Sector”, *IEEE Power & Energy Society*, oct. 2020.
- [2] E. Vittal, “Resilient System Investment Framework User Manual”. Electric Power Research Institute (EPRI), abril de 2021.
- [3] N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman, y M. Benidris, “Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 18064–18086, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968586.