

# A Novel Framework Based on Mixed-Integer Linear Programming to Restore a Disintegrated Power Grid after Cascading Failures

Jesus Beyza, Jose M. Yusta, *Senior Member, IEEE*, Hector F. Ruiz-Paredes, *Senior Member, IEEE*, and Eduardo Garcia-Paricio

**Abstract**—Electric power systems are prone to disturbances and contingencies, which can trigger cascading failures with severe consequences for society. These undesirable events could disintegrate the electrical infrastructure in areas with disconnected elements. In this article, we propose a novel procedure to restore a collapsed power grid composed of multiple islands and isolated assets. The framework developed identifies the power lines to be closed during the electrical network recovery stages. In the latter, link overload limits and generation thresholds are taken into account. Two disintegrated networks based on the well-known IEEE 57-bus test system are built to demonstrate the performance of our proposal. In summary, this methodology provides a solution to recover the power system optimally and reliably.

**Index Terms**—Cascading failures, power system security, resilience, restoration, robustness, vulnerability.

## NOMENCLATURA

### Índices

$n, m$	Nodos o buses
$k$	Líneas
$g$	Generadores
$d$	Cargas
$i$	Pasos

### Variables

$\theta_n$	Ángulo de tensión en el nodo $n$
$P_k, P_g, P_n$	Flujo de potencia en la línea $k$ , potencia del generador $g$ y potencia demandada en el nodo $n$ (MW)
$\mu_k$	Variable binaria que indica apertura o cierre de línea eléctrica (abierta, $\mu_k=0$ , cerrada, $\mu_k=1$ )
$DS_i$	Demanda satisfecha en el paso $i$ (MW)

### Parámetros

$P_g^{max}, P_g^{min}$	Capacidad máxima y mínima de la línea
------------------------	---------------------------------------

J. Beyza is with the Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica, Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Michoacán, 58120 México and with the Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, Aragón, 50009 España e-mail: jbbcia4@hotmail.com

J. M. Yusta is with the Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, Aragón, 50009 España e-mail: jmyusta@unizar.es

H. F. Ruiz-Paredes is with the Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica, Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Michoacán, 58120 México e-mail: hfrui53@yahoo.com.mx

E. Garcia-Paricio is with the Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, Aragón, 50009 España e-mail: jmyusta@unizar.es; egarciap@unizar.es

Manuscript received March 01, 2020; revised May 30, 2020.

$P_g^{max}, P_g^{min}$	eléctrica $k$ (MW) Capacidad máxima y mínima del generador $g$ (MW)
$\theta_n^{max}, \theta_n^{min}$	Ángulo de tensión máximo y mínimo en el nodo $n$ (radianes)
$B_k$	Susceptancia de la línea eléctrica $k$
$N_c$	Número máximo de líneas eléctricas que pueden cerrarse en cada paso $i$
$\alpha_k$	Parámetro de tolerancia de sobrecarga de la línea eléctrica $k$
Conjunto	
$D$	Cargas
$E$	Elementos aislados
$G$	Generadores
$I$	Islas
$K$	Líneas eléctricas

## I. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los sistemas eléctricos se han vuelto cada vez más interconectados y complejos. Las redes eléctricas pueden fallar no solo por la complejidad de su propia operación técnica sino también por las relaciones interdependientes que tienen con otros sistemas de infraestructura crítica. Estas estrechas relaciones pueden amplificar el impacto de las perturbaciones o fallas, lo que podría contribuir a la pérdida de operatividad y consiguiente degradación del sistema [1].

En el campo de la ingeniería eléctrica, los estudios de *confiabilidad* analizan la continuidad de las operaciones en caso de falla de uno o dos activos de la infraestructura, mientras que los estudios de *vulnerabilidad* o *robustez* evalúan el desempeño de la red frente a la pérdida de múltiples activos [2], [3]. El primer tipo de estudio está relacionado con la habilidad del sistema para satisfacer la demanda de los clientes y el segundo tipo de estudio está asociado con la capacidad para mantener, al menos parcialmente, el suministro de energía dentro de la red [4]. Estos conceptos están bien documentados en la literatura científica [5], [6].

Por otro lado, los estudios de *resiliencia* analizan la capacidad de recuperación del sistema de manera confiable, desde su estado de degradación hasta su estado normal de operación después de cualquier perturbación, interrupción o apagón [7]. Mientras que la confiabilidad estudia sucesos habituales de bajo impacto, la resiliencia evalúa sucesos de alto impacto

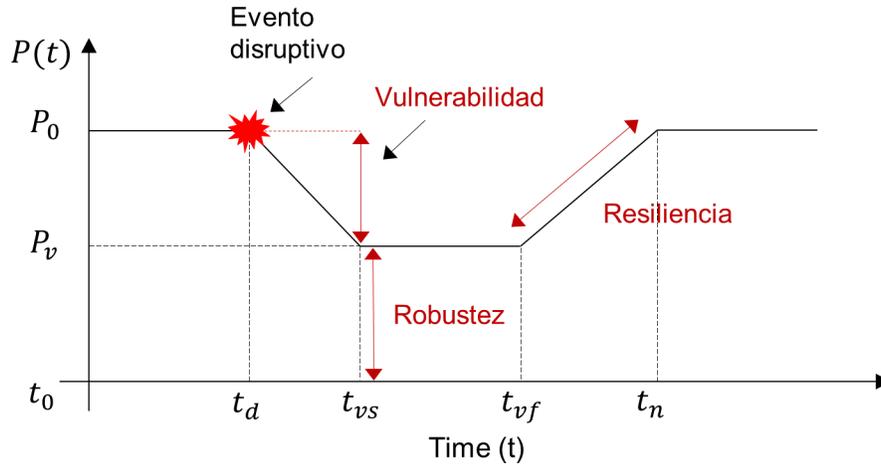


Fig. 1. Esquemática de los conceptos de vulnerabilidad, robustez y resiliencia.

y baja probabilidad, también conocidos como eventos HILP por sus siglas en inglés (*High-Impact, Low Probability*) [8], [9]. La Fig. 1 esquematiza, a modo de ejemplo, los conceptos discutidos anteriormente.

La resiliencia es un campo de investigación novedoso, que requiere la propuesta de técnicas de estudio para resolver los diferentes problemas asociados a la recuperación de un sistema eléctrico de potencia. Algunos investigadores desarrollan marcos conceptuales basados en técnicas de simulación Monte Carlo y curvas de fragilidad para analizar la resiliencia de la red frente a eventos climáticos [10], [11]. Otros estudiosos proponen índices operativos y estrategias para aumentar las características operacionales de la infraestructura [12].

También, hay estudios que plantean procedimientos para incrementar la capacidad de recuperación y cuantificar las fases que experimenta la red de potencia durante un evento de alto impacto [13], [14]. Las obras más destacadas clasifican las contingencias según el impacto en la infraestructura y, luego, desarrollan modelos de restauración óptimos [15]–[19].

Otros investigadores señalan que la resiliencia es una propiedad intrínseca de las infraestructuras críticas, que implica un proceso de detección, anticipación, aprendizaje y adaptación a todo tipo de perturbaciones [20]. En este contexto, algunos académicos proponen reconfigurar la red utilizando modelos basados en programación lineal para adquirir una estructura más robusta antes de una catástrofe [21], [22]. Estos últimos consideran que las redes inteligentes podrían mitigar las interrupciones provocadas por posibles contingencias. Idénticamente, otros autores proponen enfoques cuantitativos que destacan la capacidad del sistema para adoptar planes alternativos cuando se interrumpe un componente. Es decir, proponen que la resiliencia se defina y cuantifique en función de la criticidad, frecuencia de interrupción, impacto de la interrupción y capacidad de recuperación [23].

Por otro lado, uno de los obstáculos más importantes para mejorar la resiliencia es el reemplazo de los componentes

críticos o dañados. Así, la referencia [24] desarrolla un modelo que considera cambiar y reordenar los activos con más desgaste con el objeto de incrementar el desempeño de la infraestructura ante una posible perturbación.

Asimismo, en [25] y [26], se demuestra que los mecanismos de falla, interdependencia, operación y vulnerabilidad deben ser considerados en los estudios para ayudar a los planificadores a tomar mejores decisiones en el proceso de recuperación.

En el campo de los sistemas eléctricos de distribución, la alta penetración de generación distribuida y el desarrollo de las micro-redes permiten que dichas infraestructuras puedan dividirse en múltiples sub-secciones, lo que beneficia su desempeño en situaciones adversas. En ese sentido, los autores de [27]–[31], proponen modelos basados en el concepto de modularidad, teoría de grafos, técnicas multicriterio, teoría fuzzy y teoría de decisión de la brecha de información, para comparar la eficacia de diferentes escenarios de adición de micro-redes al sistema y mejorar los modos resilientes de estas infraestructuras. Otro trabajo similar, pero que combina las métricas de confiabilidad y de grafos se puede ver en [32].

Adicionalmente, se puede encontrar una clasificación exhaustiva de definiciones, medidas y posibles pasos para estudiar la resiliencia de la red de potencia en [33]–[36].

El estado de degradación de la red eléctrica después de una contingencia estará en función de la robustez del sistema y la resiliencia dependerá tanto de la robustez como de la recuperación más o menos rápida de la carga perdida. La mayoría de los trabajos anteriores ignoran las condiciones iniciales de desintegración de la infraestructura, la cual podría estar compuesta por islas o elementos aislados. Por lo tanto, los nuevos procedimientos deben considerar el nivel de vulnerabilidad inicial de la red para mejorar el proceso de restauración.

Es importante resaltar que la vulnerabilidad se divide en dos tipos: *vulnerabilidad funcional* y *vulnerabilidad estructural*. El primer tipo está relacionado con aspectos y condiciones

operativas de la red de potencia, mientras que el segundo tipo está relacionado con una caída o disminución en el desempeño y eficiencia de la infraestructura después de una falla o contingencia [37]. El estado de degradación de una red se determina mediante un estudio de vulnerabilidad estructural.

Este manuscrito considera que las perspectivas de vulnerabilidad y resiliencia deben integrarse dentro de un marco de decisión secuencial para estudiar con más detalle el impacto de las perturbaciones en estos sistemas de infraestructura crítica. El análisis de resiliencia, complementado por el análisis de vulnerabilidad, puede mejorar el desempeño estructural de las redes, la planificación de los sistemas, la confiabilidad y la seguridad energética. Una contingencia en una red eléctrica con elevada vulnerabilidad podría afectar en gran medida el tiempo de recuperación de los activos o elementos aislados. En tales situaciones, los estudios de resiliencia deben tener en cuenta el estado inicial de degradación de la red. El objetivo es mostrar, a través de la evidencia empírica, que la desintegración inicial juega un papel importante en el proceso de restauración, ya que un elevado número de activos aislados dificulta determinar el orden óptimo de reconexión en cada maniobra.

Así, la principal finalidad de este artículo de investigación es el desarrollo de un procedimiento basado en programación lineal entera mixta y su aplicación para la restauración de una red eléctrica desintegrada compuesta de múltiples islas y elementos aislados. Un sistema puede funcionar en condiciones estables hasta que se pierda un elemento, el cual desencadena efectos adversos en una parte importante de la red. Posteriormente, desde el estado en que haya quedado el sistema, se toman acciones para recuperar la demanda eléctrica perdida, actuando coordinadamente, en fases sucesivas de recuperación de la infraestructura, tanto en el despacho de generación como en la reconfiguración de la topología de la red eléctrica.

El problema matemático de re-despacho óptimo de generación con reconfiguración óptima de la topología de la red eléctrica resulta de gran complejidad si se plantea como optimización. En la práctica, los operadores toman las decisiones de restauración en intervalos de tiempo secuenciales. Primero, planifican las acciones a tomar en la red y, posteriormente a su ejecución, analizan el resultado antes de continuar con los siguientes pasos de recuperación del sistema. Este proceso secuencial de toma de decisiones podría mejorarse mediante su formulación como un problema de optimización, garantizando el mejor conjunto de acciones de re-despacho y reconfiguración a lo largo de todo el proceso de recuperación del suministro, para restaurar la máxima demanda en el menor tiempo posible.

Sin embargo, este es un problema matemático complejo cuando existen múltiples decisiones posibles en cada etapa de recuperación, ya que el número de acciones posibles crece exponencialmente con el número de etapas y, por lo tanto, tiene una complejidad computacional muy elevada. Por lo tanto, este artículo busca proporcionar una primera solución a este problema complejo, proponiendo un procedimiento que permita determinar las líneas eléctricas que deben cerrarse en cada etapa de restauración de la red. Estas líneas no deberían

causar sobrecargas en otras líneas eléctricas operativas y deberían maximizar la carga recuperada en la infraestructura. Lo anterior permitirá a los operadores disponer de información más completa para tomar sus decisiones de recuperación del sistema después de un colapso o apagón generalizado.

El procedimiento desarrollado considera el estado de degradación inicial de la red como dato de entrada, que es determinado usando el modelo de fallas en cascada propuesto en la referencia [38]. A diferencia de otras propuestas, este marco se plantea como un problema de optimización de tipo mixto entero construido a partir de las ecuaciones de flujos de potencia óptimos en corriente directa (DCOPF), donde las variables enteras representan el estado operativo de las líneas eléctricas, es decir, abierto o cerrado. En términos generales, se calculan los despachos de generación óptimos y se determinan los enlaces que deben cerrarse para una recuperación óptima de la topología de la infraestructura. Esto último está limitado por el número máximo de líneas que se pueden operar en cada paso iterativo. Durante el proceso de restauración, se tienen en cuenta los flujos de potencia activa en las líneas eléctricas para evitar sobrecargas en otros activos de la red.

Es importante resaltar que esta propuesta no tiene en consideración los límites de potencia reactiva de los generadores y líneas, ni las magnitudes de tensión en cada uno de los buses de la red. Los autores consideran que el procedimiento desarrollado podría complementar a otros trabajos ya publicados en la literatura científica.

El marco de simulación se aplica en la conocida red de prueba de 57 buses del IEEE, a partir de la cual se construyen dos estudios de caso para demostrar el alcance de la metodología propuesta [39]. Este sistema se elige porque es una red lo suficientemente pequeña como para llevar a cabo una gran cantidad de estudios con un tiempo de solución razonable, pero lo suficientemente detallada como para reflejar las complejidades reales involucradas en los estudios de resiliencia. Este sistema incluye las principales instalaciones de generación y transmisión, que podrían representar un modelo simple y representativo de una red real. La noción básica consiste en ilustrar, en la medida de lo posible, algunas configuraciones que se pueden encontrar en una red eléctrica desintegrada.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera: la Sección II describe el procedimiento desarrollado para restaurar un sistema de potencia colapsado que consiste en múltiples islas y elementos aislados. La Sección III presenta los estudios de caso basados en el sistema de prueba de 57 buses del IEEE y la Sección IV discute los resultados de simulación alcanzados. Finalmente, la Sección V muestra las conclusiones principales de este manuscrito.

## II. METODOLOGÍA PARA RESTAURAR UNA RED ELÉCTRICA DESINTEGRADA

La restauración del sistema eléctrico es una de las tareas más complejas, ya que el TSO debe estar preparado con un plan de restauración que permita una recuperación rápida y segura de la red eléctrica. Además, el operador de la infraestructura debe prestar especial atención al balance de energía, al control

de la potencia activa y reactiva, a la tensión y a la estabilidad del sistema [40].

Esta sección presenta el procedimiento desarrollado para recuperar un sistema eléctrico desintegrado después de una falla en cascada. La metodología propuesta usa un problema de optimización de tipo mixto entero basado en las ecuaciones de flujos de potencia en corriente continua. Se usa este método porque proporciona una capacidad adecuada para este tipo de análisis de seguridad del sistema de potencia. En este sentido, las magnitudes de tensión y la potencia reactiva en líneas y generadores pueden no ser una preocupación importante, y los estudios de flujos de carga en corriente directa ofrecen suficiente precisión en los resultados [41].

#### A. Marco de Simulación Propuesto

El estudio de flujos de potencia es uno de los problemas más usados en la operación de las infraestructuras eléctricas para el cálculo del despacho óptimo de los generadores. En el caso de recuperación del sistema, puede que no haya tiempo suficiente para llevar a cabo todo el análisis de flujos, por lo que el estudio de las ecuaciones de flujos de carga en corriente alterna podrían no ser la solución más conveniente. Los DCOPF pueden utilizarse como una suposición inicial para llevar a cabo el proceso de restauración de una red eléctrica desintegrada. En tal situación, este tipo de problema proporciona una solución que puede emplearse para estabilizar el sistema y garantizar la seguridad del mismo [42].

Este artículo usa el problema de flujos de potencia en corriente directa, que es una versión simplificada de los flujos de carga tradicionales en corriente alterna. Hay muchas ventajas de este estudio, lo que lo convierte en la primera elección para una herramienta de recuperación de la infraestructura eléctrica. El DCOPF genera restricciones lineales, lo que facilita su implementación. Esta linealidad en la formulación del problema, especialmente en las restricciones, es la más confiable porque conduce a soluciones únicas con una precisión razonable para los flujos de potencia activa.

Tomando como entrada los datos de los generadores y las características de la red como reactancias, cargas y límites máximos de flujo en las líneas, se determina de manera óptima la energía producida por los generadores, los flujos en las líneas y los ángulos en los diferentes buses [43]. En este último caso, las magnitudes de tensión y las potencias reactivas se eliminan por completo del problema y los flujos de potencia activa se modelan como funciones lineales de los ángulos de tensión.

El procedimiento de simulación propuesto maximiza, en cada iteración  $i$ , la demanda satisfecha recuperada ( $DS_i - DS_{i-1}$ ) en la infraestructura eléctrica, como se muestra en la función objetivo (1), mediante el despacho óptimo de las unidades de generación y la reconexión óptima de algunas líneas eléctricas abiertas.

Para cada iteración  $i$ :

$$\max (DS_i - DS_{i-1}) \quad (1)$$

sujeto a:

$$P_g^{min} \leq P_g^i \leq P_g^{max} \quad \forall g \in G \quad (2)$$

$$P_k^{min} \cdot \mu_k^i \leq P_k^i \leq P_k^{max} \cdot \mu_k^i \quad \forall k \in G \quad (3)$$

$$\theta_n^{min} \leq \theta_n^i \leq \theta_n^{max} \quad \forall n \quad (4)$$

$$-\sum_{k \in K} P_k^i - \sum_{g \in G} P_g^i - \sum_{d \in D} P_d^i = 0 \quad \forall n \quad (5)$$

$$B_k(\theta_n^i - \theta_m^i) - P_k^i \geq 0 \quad \forall k \quad (6)$$

$$-B_k(\theta_n^i - \theta_m^i) - P_k^i \leq 0 \quad \forall k \quad (7)$$

$$\sum_{k \in K} \mu_k^i \leq N_c \quad (8)$$

$$DS_i = \sum P_n^i \quad \forall n \quad (9)$$

$$P_k^{max} = \alpha_k \cdot P_k \quad \forall k \in K \quad (10)$$

En esta formulación, se les asigna a las líneas eléctricas de transmisión una variable binaria  $\mu_k$  que representa el estado operativo del enlace, es decir, abierto o cerrado ( $\mu_k=0$  y  $\mu_k=1$ , respectivamente). Cuando la línea de transmisión está abierta no puede transmitir flujos. También, se incluye la restricción (8) para limitar el número máximo de enlaces que pueden cerrarse en cada iteración  $i$ . Todo lo anterior se encuentra sujeto a las restricciones presentadas en (2) – (10)

En suma, la restricción (2) limita la energía producida por los generadores entre sus límites máximos y mínimos, la restricción (3) limita la potencia que fluye en los enlaces para evitar disparos por sobrecargas y la restricción (4) calcula los ángulos dentro de los umbrales preestablecidos. La ecuación de balance nodal se incorpora en (5) y las leyes de Kirchhoff en (6) y (7). La restricción (8) determina las líneas que pueden cerrarse en cada paso iterativo identificadas por la variable binaria  $\mu_k^i$  y la restricción (9) mide la demanda satisfecha total durante las etapas de recuperación.

Tenga en cuenta que no hay consenso en la industria sobre el número máximo de líneas que pueden operarse durante cada etapa de recuperación de una red eléctrica, ya que este último dependerá de las características físicas de la infraestructura y de los procedimientos aplicados por cada centro de control. Así, la restricción (8) se usa para modelar el número máximo de líneas que se pueden conmutar durante la restauración de la infraestructura.

Por último, la restricción (10) establece el límite de sobrecarga de las líneas eléctricas de transmisión. Tenga en cuenta que la capacidad máxima de transferencia de energía generalmente está determinada por restricciones de estabilidad, caída de tensión y efectos térmicos. El marco de simulación propuesto supone que  $P_k^{max}$  está relacionado con el flujo de potencia inicial  $P_k$  en la red entera. Es decir, esta ecuación modela los mecanismos de protección de las líneas al introducir un parámetro de tolerancia  $\alpha_k$ .

La salida consiste en la demanda satisfecha recuperada ( $DS$ ), la potencia producida por los generadores ( $P_g$ ) y los estados de las líneas de transmisión ( $\mu_k$ ), para todas las etapas de restauración  $i$ .

El Algoritmo 1 describe el procedimiento iterativo para determinar las líneas eléctricas que deben cerrarse en cada

**Algoritmo 1** Procedimiento para restaurar un sistema de potencia desintegrado

**Entrada:** degradación de la red eléctrica, es decir, conjunto de islas ( $I$ ), estado inicial de las líneas eléctricas ( $\mu_k$ ), conjunto de elementos aislados ( $E$ ), demanda satisfecha en el sistema desintegrado ( $DS_{desintegrado}$ ) y número máximo de líneas a reconectar ( $N_c$ ) en cada iteración  $i$ .

**Salida:**  $DS_i$  y  $\mu_k^i \forall k$  en cada paso de recuperación  $i$ .

**Paso 1. Inicialización:** cuantificar demanda satisfecha inicial ( $DS_i = DS_{desintegrado}$ ) y fijar líneas operativas ( $\mu_k = 1$ ) e inoperativas ( $\mu_k = 0$ );

**Paso 2. Construir el problema:** fijar cada uno de los parámetros mínimos y máximos de (2) y (3). La constante  $P_k^{max}$  en (3) está determinada en (10);

**Paso 3. Resolver el problema mixto-entero:** maximizar (1), sujeto a (2) – (10);

**Paso 4. Solución:** guardar resultados de  $DS_i$  y  $\mu_k^i$ ; fijar variables  $\mu_k^i$  restauradas como constantes (es decir,  $\mu_k^i = 1$ ) para todas las iteraciones siguientes;

**Paso 5. Evaluación:** si  $\forall k \in (K-k')$ :  $\mu_k^i = 1$  ir a paso 7; de otra manera ir a paso 6;

**Paso 6. Iteraciones:** fijar  $i = i+1$  e ir a Paso 3;

**Paso 7. Terminación:** si  $\forall k \in (K-k')$ :  $\mu_k^i = 1$ ; el algoritmo termina.

etapa de recuperación de la red eléctrica. El primer paso consiste en recolectar los parámetros técnicos y el estado de descomposición del sistema bajo estudio ( $E$ ). Esta infraestructura desintegrada podría estar compuesta por diferentes activos desconectados, como buses y líneas eléctricas. También, se podrían encontrar islas operativas o inoperativas. Ambas se tienen en cuenta en el algoritmo propuesto. Una vez recogida la información, se cuantifica la carga operativa inicial del sistema desintegrado ( $DS_{desintegrado}$ ) y se fijan todas las líneas operativas ( $\mu_k = 1$ ) e inoperativas ( $\mu_k = 0$ ).

A continuación, se establecen los umbrales mínimos y máximos de (2), (3) y (4). Aquí, los límites de las líneas eléctricas se determinan usando un parámetro de tolerancia definido en (10), que está relacionado con los flujos de potencia en las líneas para su caso base, es decir, cuando la red está completamente conectada. Luego, se formula el problema de optimización desde (5) hasta (9), usando los diferentes datos de entrada. Tenga en cuenta que (8) está limitado por un número máximo de líneas (establecido por el usuario) que se pueden operar en cada iteración. En este punto, la función objetivo (1), correspondiente a la iteración  $i$ , se maximiza.

La salida del problema de optimización consiste en la demanda satisfecha ( $DS$ ) y en los enlaces ( $\mu_k$ ) que deben cerrarse en la iteración  $i$ . Estos resultados se guardan y las nuevas líneas eléctricas cerradas se fijan en su variable correspondiente ( $\mu_k^i = 1$ ). Si todas las líneas eléctricas están cerradas, el algoritmo finaliza; de otra manera, el algoritmo repite el proceso en  $i+1$  hasta que todas las líneas eléctricas restantes estén cerradas.

### III. ESTUDIOS DE CASO

Para demostrar el alcance del procedimiento propuesto, se generan dos estudios de caso basados en la red de prueba de 57 buses del IEEE [39]. La metodología desarrollada no considera las variables de costo de los generadores, las resistencias de las líneas de transmisión y las pérdidas de energía.

#### A. Red Usada

El caso de prueba de 57 buses del IEEE representa una simple aproximación del sistema eléctrico de potencia estadounidense, en el medio oeste, como lo fue a principios de la década de 1960. Esta infraestructura tiene 57 buses, 80 líneas de transmisión, 7 generadores y 42 cargas. En estado normal de operación, el sistema satisface una carga de 1250.80 MW. Los generadores tienen una capacidad máxima de 1975.88 MW. Los datos técnicos de la red pueden consultarse en otro lugar [39].

Se consideran dos casos con las siguientes características:

- *Infraestructura eléctrica (a):*

- Se considera un  $\alpha_k = 1.5$  para todas líneas, es decir, se asume que la capacidad máxima de las líneas está 1.5 veces por encima del flujo de los enlaces en la situación inicial de la red; por lo tanto, las líneas operan cerca del 70% de su capacidad.
- Este sistema desintegrado está compuesto por 8 islas, de las cuales 1 isla tiene una carga operativa de 233.20 MW, 6 islas están inoperativas y 1 isla cuenta con un deslastre de carga de 27.80 MW. Además, hay 51 líneas desconectadas y 24 buses aislados con una carga conectada de 725.60 MW. De estos últimos, tres son generadores.

- *Infraestructura eléctrica (b)*

- Se utiliza un  $\alpha_k = 1.1$  para todos los enlaces, es decir, se supone que la capacidad máxima de cada línea está 1.1 veces por encima del flujo inicial en el sistema entero; así, las líneas eléctricas operan al 90% de su capacidad.
- La infraestructura cuenta con 4 islas inoperativas con una carga total de 123.10 MW, 1 isla operativa con 121 MW, 1 isla con un deslastre de carga de 27.80 MW, 59 líneas desconectadas y 32 buses aislados con una carga total de 873.90 MW, de los cuales tres son generadores.

En ambos casos, las capacidades de sobrecarga de las líneas eléctricas se seleccionan para fines de simulación y para ejemplificar el enfoque propuesto. Por supuesto, el marco desarrollado tiene el potencial de incorporar otras capacidades, cambiando los valores ingresados en la variable  $P_k$ .

Para el proceso de recuperación, se fija que los  $\theta_n^{min}$  y  $\theta_n^{max}$  están limitados entre  $-0.60$  y  $0.60$  radianes, y se asume que la línea eléctrica 8-9 no puede reconectarse en el proceso iterativo. Este enlace es el más cargado en el sistema, por lo que se supone que sufrió un evento de alto impacto, el cual ocasionó una falla en cascada con las terribles consecuencias descritas en las infraestructuras estudiadas. Los estados de desintegración de las redes se obtienen aplicando el modelo de fallas en cascada presentado en [38]. Así, se optimizan un total de 326 variables en la infraestructura (a) y un total de 342 variables en la infraestructura (b). La Fig. 2 presenta los sistemas desintegrados correspondientes a los estudios de caso.

### IV. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

El objetivo de este artículo es desarrollar un procedimiento de restauración del sistema después de una interrupción importante. Debe tenerse en cuenta que la recuperación debe cumplir con varios parámetros de seguridad para evitar nuevos

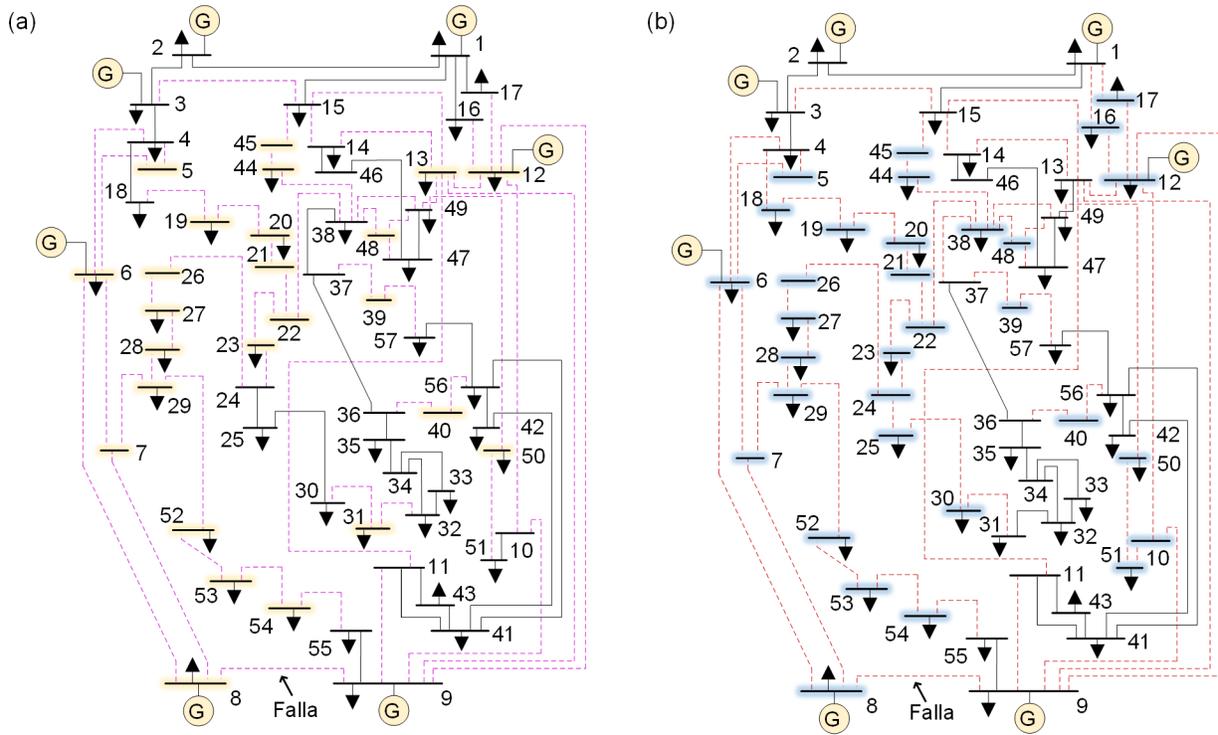


Fig. 2. Sistemas de potencia desintegrados analizados. Los enlaces punteados, así como los buses resaltados representan líneas eléctricas abiertas y subestaciones aisladas, respectivamente.

cortes en las líneas eléctricas debido a sobrecargas. Por eso, se aplica el Algoritmo 1 a los casos descritos en la Sección III para determinar la recuperación óptima de las infraestructuras de transmisión. Es importante resaltar que las variaciones en la frecuencia, tensión y estabilidad no se tienen en cuenta en el modelo propuesto.

El marco de simulación se ejecuta en la plataforma de Matlab, utilizando una computadora personal con procesador Intel® Core™ i7 CPU de 3.40 GHz y 16 GB de RAM. Idénticamente, el problema de optimización se programa y resuelve usando el Optimization Toolbox™ de Matlab, donde se emplea la función de programación lineal de enteros mixtos, *intlinprog*. Aquí, se usa el algoritmo heurístico básico y las opciones predeterminadas de la función para encontrar los puntos factibles [44].

Es importante tener en cuenta que el marco propuesto se puede programar y ejecutar en otros entornos de programación y con otros solucionadores para problemas de optimización de enteros mixtos.

Para obtener planes de recuperación, se limita el número máximo de líneas que pueden cerrarse en cada etapa de recuperación. En este caso, se consideró un  $N_c=3$  y 5 (a partir de ahora, Plan 1 y 2, respectivamente). El cierre de 3 o 5 líneas corresponde al número de maniobras seguras que el operador de la red puede ejecutar. Además, se establece que la línea 8-9 no puede volver a conectar en el proceso de recuperación, ya que está gravemente dañada.

La Fig. 3 muestra las curvas de recuperación de las infraestructuras (a) y (b), aplicando el Algoritmo 1 y considerando los Planes 1 y 2, respectivamente. La Fig. 3 (a)

corresponde al sistema desintegrado (a), mientras que la Fig. 3 (b) corresponde al sistema desintegrado (b). En estas gráficas, el eje  $x$  representa el número de ejecuciones del procedimiento y el eje  $y$  representa la demanda satisfecha total en la red reconectada. A medida que el indicador  $DS$  aumenta, mayor es la cantidad de carga recuperada.

Nótese que el procedimiento propuesto encuentra la solución óptima para restaurar las redes en cada etapa iterativa, reconectando nuevamente las islas y activos aislados. También, se puede observar que los diferentes planes restauran más o menos prontamente las condiciones operativas de la infraestructura. Cada una de las maniobras se gestiona en intervalos de minutos, por lo que el número de acciones a realizar es limitado. Es decir, en el caso  $N_c=3$ , solo se reconectan tres líneas y se lleva a cabo el correspondiente re-despacho de generación, después, se ejecuta la siguiente acción y se repite el procedimiento nuevamente. Sin embargo, en el caso de que se pueda realizar un mayor número de maniobras en cada intervalo (por ejemplo,  $N_c=5$ ), la recuperación será más rápida.

La Tabla I presenta los diferentes planes de recuperación que dependen del número de líneas eléctricas que se pueden reconectar en cada paso de iteración. Como ilustración, solamente se muestran las líneas correspondientes a la primera iteración de recuperación  $i=1$ . Además, se informan los diferentes valores de carga recuperada, demanda satisfecha total, número máximo de iteraciones de cada plan después de ejecutar todas las acciones correspondientes y los tiempos de cálculo totales para cada plan. Nótese que los tiempos son muy bajos y que las soluciones óptimas se encuentran en segundos.

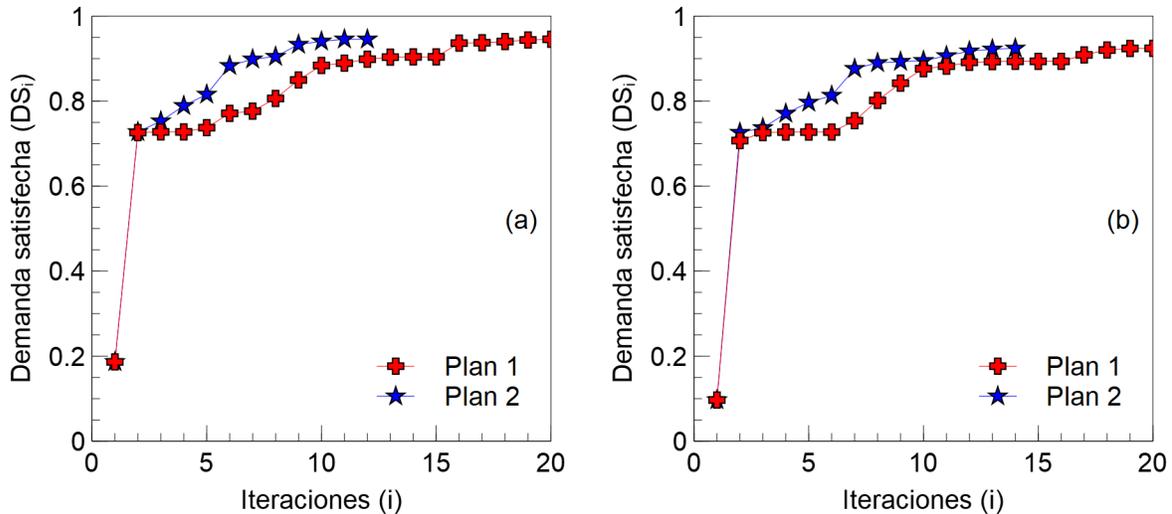


Fig. 3. Curvas de recuperación de las infraestructuras eléctricas (a) y (b), aplicando el Algoritmo 1 propuesto.

Esto demuestra la aplicabilidad de la propuesta.

Obsérvese que, entre los diversos planes de acción, la primera maniobra da como resultados valores de demanda satisfecha muy próximos entre sí. Sin embargo, la configuración topológica de la red no es la misma en ninguno de los casos, ya que las líneas reconectadas son diferentes en cada caso. Así, el re-despacho de generación influye en la recuperación de las diversas cargas aisladas.

Por otra parte, cuando solo se pueden reconectar tres líneas de transmisión, la recuperación resulta ser más lenta; sin embargo, cuando se reconectan cinco líneas eléctricas, ambos sistemas comienzan a recuperar más rápidamente la carga y su estructura mallada.

Al comparar las curvas de los planes 1 y 2, se deduce que la reconexión de cinco líneas ofrece mejores resultados que la reconexión de solo tres líneas eléctricas. Esto muestra que ciertas reconfiguraciones topológicas son mejores desde el punto de vista del mallado de la red, ya que las limitaciones de los flujos influyen en la carga que se puede recuperar. Por ejemplo, es fácil comprobar gráficamente que, si el TSO siguiera el plan de acción 2 (es decir, curvas azules en las gráficas de la Fig. 3) en el orden indicado, sería suficiente realizar entre 11 y 13 etapas para recuperar casi el 100% de la carga. Sin embargo, si siguiera el plan de acción 1 (es decir, curvas rojas en las gráficas de la Fig. 3), debería considerar aproximadamente 19 etapas.

Por otro lado, la Tabla II reporta los resultados de energía no suministrada (ENS) para cada uno de los diferentes planes de recuperación. La métrica ENS se cuantifica determinando el área por encima de las curvas de recuperación, considerando intervalos de tiempo de 15 minutos para cada etapa  $i$  y un tiempo de reparación de 20 horas para la línea 8-9. Cuanto menor sea el valor de ENS, más eficiente es el plan de recuperación. Al considerar estos tiempos y el número de iteraciones, se obtiene un tiempo promedio de restauración de la infraestructura. Este tiempo es aproximado para la

recuperación de la carga y la reconfiguración de la topología. Por supuesto, en sistemas de potencia reales se deben considerar otros factores que podrían influir en la recuperación más o menos rápida de las redes; sin embargo, los tiempos entre maniobras, re-despacho y reparación de la línea dañada corresponden a valores cercanos a la realidad.

Nótese que el Plan 2 resulta ser el caso donde se mantiene el mayor suministro eléctrico en las redes. Sin embargo, el operador del sistema debe ser capaz de seleccionar el plan más apropiado que no solo garantice la mayor recuperación de la carga, sino también que las condiciones del sistema sean las más favorables desde el punto de vista de la seguridad operativa. Esto último podría limitarse al número de líneas que pueden operarse durante cada etapa de recuperación, de modo que algún otro plan podría determinarse como más adecuado.

La Fig. 3 y la Tabla II muestran que, aunque ambos planes de recuperación usando prácticas de re-despacho de 15 minutos y reconfiguración óptima de la red son muy importantes, el Plan 2 restaura las cargas interrumpidas en un tiempo más corto y satisface una mayor demanda en el sistema. Este plan implica cinco acciones de conmutación de líneas, las cuales deben implementarse secuencialmente junto con las acciones de re-despacho de generación. Ambas toman un tiempo de implementación entre 165 y 195 minutos, y recuperan más del 90% de la carga. Se pueden hacer observaciones similares para el Plan 1, destacando los beneficios de emplear la topología para una recuperación óptima.

El procedimiento desarrollado puede proporcionar múltiples planes de restauración que brinden una recuperación significativa de los activos aislados. Al usar estas opciones disponibles, el TSO solo necesitaría seleccionar el plan temporal que mejor satisfaga las necesidades de la red, como son la duración, el grado de recuperación y el restablecimiento de las cargas prioritarias. Si bien los Planes 1 y 2 recuperan la carga y topología más o menos rápidamente, estos restauran las posibles áreas críticas de forma diferente, por lo que es

TABLA I  
RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO 1 EN LA ITERACIÓN  $i=1$  Y TIEMPOS DE CÁLCULO TOTALES DE CADA PLAN

	Plan	$N_c$	Líneas que se cierran ( $L$ )	Carga recuperada (MW)	$DS_i$ (p.u)	Tiempo de cómputo (s)
Infraestructura (a)	Estado inicial	-	-	-	0.186	
	1	3	12-16 y 12-17	674.181	0.725	16.66
	2	5	4-5, 3-15, 12-16 y 12-17	676.683	0.727	15.83
Infraestructura (b)	Estado inicial	-	-	-	0.096	
	1	3	1-16, 1-17 y 12-16	651.667	0.707	21.01
	2	5	1-16, 1-17, 12-16, 12-17 y 14-15	674.181	0.725	14.97

TABLA II  
ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN CADA PLAN DE RECUPERACIÓN

	Plan	Número de iteraciones ( $i$ )	Energía no suministrada (MWh)
Infraestructura (a)	Red entera	-	0
	1	19	202.77
	2	11	147.60
Infraestructura (b)	Red entera	-	0
	1	19	224.53
	2	13	176.85

esencial volver a insistir en que los planes deben satisfacer las necesidades de cada sistema, pero de una manera individual.

En el caso de las infraestructuras altamente desintegradas, se debe seleccionar el plan de recuperación que restaure tanto las cargas como la topología lo más rápidamente posible, independientemente de otros planes óptimos más largos. Es decir, el mejor plan dependerá de la topología, las cargas críticas, la experiencia del operador, la seguridad y la resiliencia.

A diferencia de otros artículos publicados, como la referencia [20], que evalúa la resiliencia desde un punto de vista puramente topológico, proponiendo la reconexión del sistema colapsado a través de índices de grafos, nuestro trabajo utiliza los parámetros técnicos y considera los límites de sobrecarga en las líneas de potencia. De esta manera, los resultados pueden ser más realistas en comparación con los resultados topológicos.

Análogamente, los resultados obtenidos en [21] y [22] intentan determinar la estructura más robusta de un sistema de potencia, mientras que los resultados en [24] muestran que los activos dañados deben ser reemplazados para no influir en la recuperación de la red. Además, los documentos [27]–[31] utilizan diferentes técnicas para mejorar el comportamiento resiliente de la red. En suma, los resultados obtenidos en las referencias anteriores y en nuestro artículo muestran diferentes aspectos considerados en esta área de investigación. Así, este documento es una contribución novedosa al campo de estudio.

## V. CONCLUSIONES

Este artículo ha propuesto un procedimiento original para determinar el conjunto de líneas eléctricas que deben cerrarse en la etapa de restauración de una red eléctrica desintegrada. La metodología, basada en un problema de optimización de tipo mixto entero, ha considerado las ecuaciones de flujos en corriente directa para calcular los flujos de carga en la infraestructura eléctrica. El procedimiento ha tenido en cuenta los límites de potencia de los generadores, así como los umbrales de sobrecarga de las líneas eléctricas. También, la propuesta desarrollada ha considerado como restricción el

número máximo de maniobras que se pueden ejecutar con el objeto de obtener diferentes planes de restauración del sistema. Los estudios de caso, construidos a partir de la red de prueba de 57 buses del IEEE, han demostrado el alcance de la metodología. Como resultado, el marco descrito aquí ha evidenciado que el operador de la red puede tener diferentes estrategias capaces de recuperar una mayor o menor cantidad de carga en el sistema, dependiendo del número de maniobras seguras que se puedan realizar durante cada etapa de restauración.

Los trabajos futuros ampliarán la metodología desarrollada en este artículo para abordar los problemas de frecuencia, estabilidad, tensión, deslastre de carga, entre otros. Se pondrán metodologías matemáticas computacionalmente eficientes basadas en técnicas de inteligencia artificial y aprendizaje profundo con redes neuronales.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su gratitud a Carlos Alcaine-Baquedano, ingeniero senior y exjefe del centro de control de ENEL, por sus útiles discusiones sobre este y otros temas relacionados.

## REFERENCIAS

- [1] J. Beyza, J. Yusta, G. Correa, and H. Ruiz, "Vulnerability assessment of a large electrical grid by new graph theory approach," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 2, pp. 527–535, 2018.
- [2] W. Li et al., *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [3] Q. Chen and J. D. McCalley, "Identifying high risk nk contingencies for online security assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 823–834, 2005.
- [4] L. Cuadra, S. Salcedo-Sanz, J. Del Ser, S. Jiménez-Fernández, and Z. W. Geem, "A critical review of robustness in power grids using complex networks concepts," *Energies*, vol. 8, no. 9, pp. 9211–9265, 2015.
- [5] A. T. Murray and T. Grubestic, *Critical infrastructure: Reliability and vulnerability*. Springer Science & Business Media, 2007.
- [6] A. Abedi, L. Gaudard, and F. Romero, "Review of major approaches to analyze vulnerability in power system," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 183, pp. 153–172, 2019.

- [7] P. Dehghanian, S. Aslan, and P. Dehghanian, "Maintaining electric system safety through an enhanced network resilience," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 5, pp. 4927–4937, 2018.
- [8] P. Jamborsalamati, M. Moghimi, M. Hossain, S. Taghizadeh, J. Lu, and G. Konstantinou, "A framework for evaluation of power grid resilience case study: 2016 south australian blackout," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*. IEEE, 2018, pp. 1–6.
- [9] H. Shayeghi and A. Younesi, "Resilience metrics development for power systems," in *Power Systems Resilience*. Springer, 2019, pp. 101–116.
- [10] M. Panteli and P. Mancarella, "Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events," *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1733–1742, 2015.
- [11] M. Panteli, P. Mancarella, S. Wilkinson, R. Dawson, and C. Pickering, "Assessment of the resilience of transmission networks to extreme wind events," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. IEEE, 2015, pp. 1–6.
- [12] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatzigiorgiou, "Power systems resilience assessment: Hardening and smart operational enhancement strategies," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1202–1213, 2017.
- [13] —, "Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2913–2922, 2016.
- [14] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, and N. D. Hatzigiorgiou, "Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4732–4742, 2017.
- [15] S. Espinoza, M. Panteli, P. Mancarella, and H. Rudnick, "Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards," *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 352–361, 2016.
- [16] A. Arab, A. Khodaei, Z. Han, and S. K. Khator, "Proactive recovery of electric power assets for resiliency enhancement," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 99–109, 2015.
- [17] M. Ouyang and L. Duenas-Osorio, "Multi-dimensional hurricane resilience assessment of electric power systems," *Structural Safety*, vol. 48, pp. 15–24, 2014.
- [18] A. Arab, A. Khodaei, S. K. Khator, K. Ding, V. A. Emesih, and Z. Han, "Stochastic pre-hurricane restoration planning for electric power systems infrastructure," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 1046–1054, 2015.
- [19] Y. Zhu, J. Yan, Y. Tang, Y. L. Sun, and H. He, "Resilience analysis of power grids under the sequential attack," *IEEE Transactions on Information Forensics and Security*, vol. 9, no. 12, pp. 2340–2354, 2014.
- [20] B. Rachunok and R. Nateghi, "The sensitivity of electric power infrastructure resilience to the spatial distribution of disaster impacts," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 193, p. 106658, 2020.
- [21] M. H. Amini, "Optimization, learning, and control for interdependent complex networks," 2020.
- [22] N. L. Dehghani, Y. M. Darestani, and A. Shafieezadeh, "Optimal life-cycle resilience enhancement of aging power distribution systems: A MINLP-based preventive maintenance planning," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 22 324–22 334, 2020.
- [23] N. Ahmadian, G. J. Lim, J. Cho, and S. Bora, "A quantitative approach for assessment and improvement of network resilience," *Reliability Engineering & System Safety*, p. 106977, 2020.
- [24] H. Luo, B. A. Alkhaleel, H. Liao, and R. Pascual, "Resilience improvement of a critical infrastructure via optimal replacement and reordering of critical components," *Sustainable and Resilient Infrastructure*, pp. 1–21, 2020.
- [25] Z. Yang, Y. Chen, and J. Marti, "Modelling cascading failure of a CPS for topological resilience enhancement," *IET Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 207–215, 2020.
- [26] S. Espinoza, A. Poulos, H. Rudnick, J. C. de la Llera, M. Panteli, and P. Mancarella, "Risk and resilience assessment with component criticality ranking of electric power systems subject to earthquakes," *IEEE Systems Journal*, 2020.
- [27] S. Mousavizadeh, T. G. Bolandi, M.-R. Haghifam, M. Moghimi, and J. Lu, "Resiliency analysis of electric distribution networks: A new approach based on modularity concept," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105669, 2020.
- [28] N. Yodo and T. Arfin, "A resilience assessment of an interdependent multi-energy system with microgrids," *Sustainable and Resilient Infrastructure*, pp. 1–14, 2020.
- [29] H. Wang and T. Jin, "Prevention and survivability for power distribution resilience: A multi-criteria renewables expansion model," *IEEE Access*, 2020.
- [30] R. Ghaffarpour, M. R. Jannati Oskuee, and A. M. Ranjbar, "Resilience-oriented distribution network optimal planning to improve the continuity of power supply," *International Journal of Ambient Energy*, vol. 41, no. 4, pp. 466–474, 2020.
- [31] M. Salimi, M.-A. Nasr, S. H. Hosseini, G. B. Gharehpetian, and M. Shahidehpour, "Information gap decision theory-based active distribution system planning for resilience enhancement," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020.
- [32] B. Li, D. Ofori-Boateng, Y. R. Gel, and J. Zhang, "A hybrid approach for transmission grid resilience assessment using reliability metrics and power system local network topology," *Sustainable and Resilient Infrastructure*, pp. 1–16, 2020.
- [33] M. Mahzarnia, M. P. Moghaddam, P. T. Baboli, and P. Siano, "A review of the measures to enhance power systems resilience," *IEEE Systems Journal*, 2020.
- [34] S. N. Naghshbandi, L. Varga, A. Purvis, R. McWilliam, E. Minisci, M. Vasile, M. Troffaes, T. Sedighi, W. Guo, E. Manley *et al.*, "A review of methods to study resilience of complex engineering and engineered systems," *IEEE Access*, 2020.
- [35] O. S. Omogoye, K. A. Folly, and K. O. Awodele, "Review of sequential steps to realize power system resilience," in *2020 International SAUPEC/RobMech/PRASA Conference*. IEEE, 2020, pp. 1–6.
- [36] J. Dagle, "Resilience of electric power infrastructure," in *Optimizing Community Infrastructure*. Elsevier, 2020, pp. 69–77.
- [37] J. V. Milanović and W. Zhu, "Modeling of interconnected critical infrastructure systems using complex network theory," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4637–4648, 2017.
- [38] Y. Koç, T. Verma, N. A. Araujo, and M. Warnier, "Matcasc: A tool to analyse cascading line outages in power grids," in *2013 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)*. IEEE, 2013, pp. 143–148.
- [39] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), "IEEE 57-Bus System" [Online]. Available: <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-57-bus-system/>
- [40] N. Martins, E. J. de Oliveira, W. C. Moreira, J. L. R. Pereira, and R. M. Fontoura, "Redispatch to reduce rotor shaft impacts upon transmission loop closure," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 592–600, 2008.
- [41] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [42] M. H. Amini, S. Bahrami, F. Kamyab, S. Mishra, R. Jaddivada, K. Boroojeni, P. Weng, and Y. Xu, "Decomposition methods for distributed optimal power flow: Panorama and case studies of the dc model," in *Classical and recent aspects of power system optimization*. Elsevier, 2018, pp. 137–155.
- [43] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2010.
- [44] MathWorks, "Intlinprog: mixed-integer linear programming." [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html>



**Jesus Beyza** received his B.Sc. in electromechanical engineering at the Instituto Tecnológico de la Costa Grande, Mexico, in 2013, and his M.Sc. in electrical engineering at the Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico, in 2017. He is now a Ph.D. candidate at the Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico. In 2013, he received the National Award of ANFEI (National Association of Schools of Engineering). He has been involved in two national funded research projects and R&D contracts with electric utilities, regarding reliability and contingency analysis of gas and power transmission systems. He has published scientific articles in JCR-indexed journals, as well as international conference papers. He is currently a researcher in the Department of Electrical Engineering at the Universidad de Zaragoza, Spain. His research interest includes power system protection and control, power system reliability and resiliency, smart electricity grid applications and critical infrastructure protection.



**Jose M. Yusta** received both his B.Sc. in industrial engineering in 1994, and his Ph.D. in electrical engineering at the Universidad de Zaragoza, Spain, in 2000. From 2004 to 2007, he was Vice-Dean of the Faculty of Engineering at the Universidad de Zaragoza. IEEE Senior Member. Visiting Scientist at the Joint Research Center of the European Commission in Petten, The Netherlands, unit "Energy security, systems and markets", in 2019. 30 scientific articles published in JCR ranked journals and 70 conference contributions. He has been involved in

31 competitive R&D projects and 68 contracts. He is currently an Associate Professor in the Department of Electrical Engineering at the Universidad de Zaragoza, Spain. His areas of interest are electricity markets, renewables integration and critical energy infrastructures.



**Hector F. Ruiz-Paredes** received his B.Sc. in electrical engineering at the Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico, in 1976, his M.Sc. in electrical engineering at the Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), in 1977, and his Ph.D. in electrical engineering at The University of Manchester, UK, in 1992. IEEE Senior Member. He is the founder of the "Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica" at the Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico, where he is currently an Associate Professor since 1992. He has

co-authored two books on mathematics and has published over 100 papers in the area of electrical engineering. Also, he has supervised more than 50 theses in bachelor's, master's and doctoral programs. His areas of interest are electric power and distribution systems, and applications of differential equations in electrical engineering.



**Eduardo Garcia-Paricio** received both his B.Sc. in industrial engineering in 1994, and his Ph.D. in electrical engineering at the Universidad de Zaragoza, Spain, in 2015. He has more than 30 years of experience developing projects related to industrial construction, as well as installations in the field of residential, administrative, commercial, sports, educational and hospital. Also, he has carried out many works in the area of renewable energies, such as solar photovoltaic, cogeneration and wind power. He is currently a professor in the department of

electrical engineering at the University of Zaragoza, where he teaches courses on electrical machines, electrical technology and electrical installations. His areas of interest are renewable energies and critical energy infrastructures.