



Universidad
Zaragoza

Redes de libre escala para el análisis de vulnerabilidad y resiliencia de infraestructuras energéticas interdependientes

Proyecto financiado por:

Dirección General de Investigación Científica y Técnica, Ministerio de Economía, Industria y Competitividad. Código ENE2016-77172-R

Periodo de ejecución:

2017-2019

Investigador principal:

José María Yusta Loyo, Profesor Titular

<http://redcrit.unizar.es>

Informe sobre el proyecto de investigación

Redes de libre escala para el análisis de vulnerabilidad y resiliencia de infraestructuras energéticas interdependientes

Financiado por: Dirección General de Investigación Científica y Técnica, Ministerio de Economía, Industria y Competitividad. Proyecto ENE2016-77172-R

Periodo de ejecución: 2017-2019

Investigador principal: José María Yusta Loyo, Universidad de Zaragoza

Web del proyecto: <http://redcrit.unizar.es>

Índice

Resumen del proyecto

1. Introducción
2. Propuesta de investigación
3. Metodología de análisis de vulnerabilidad estructural
4. Aplicación en las redes españolas de transporte de energía eléctrica y gas natural
5. Evaluación de los planes de expansión de las redes españolas de transporte de energía eléctrica y gas natural
6. Clasificación de activos críticos en redes de transmisión de energía interdependientes
7. Conclusiones
8. Anexos



**Departamento de
Ingeniería Eléctrica
Universidad Zaragoza**

José María Yusta Loyo
Profesor Titular de Universidad

Campus Río Ebro / Edif. Torres Quevedo
C/ María de Luna, 3 - 50018 Zaragoza (España)
Tel.: +34 976 76 19 22 / Fax: +34 976 76 22 26
jmyusta@unizar.es

Resumen del proyecto

LA PRINCIPAL finalidad del proyecto de investigación REDCRIT (<http://redcrit.unizar.es>) ha sido el desarrollo y validación de una **metodología de análisis de vulnerabilidad de la topología de infraestructuras energéticas interdependientes ante fallos aleatorios y ante ataques deliberados**. Para ello se ha propuesto el uso de la teoría de grafos mediante el cálculo del indicador de vulnerabilidad geodésica en la topología resultante de la simulación de contingencias sucesivas de fallo en cascada en la infraestructura acoplada de las redes de gas y electricidad. La metodología desarrollada **se ha aplicado a las redes reales de transporte de gas y electricidad en España**, resultando que la red acoplada es más vulnerable que la red eléctrica. Además, se ha evaluado también la vulnerabilidad de las nuevas topologías resultantes de la construcción de nuevas líneas eléctricas y gasoductos hasta 2020.

- Se ha obtenido una representación conjunta de las redes reales de transporte de electricidad y gas natural de España, considerando todos los activos de ambos sistemas.
- La metodología matemática de teoría de grafos ha permitido realizar un análisis de vulnerabilidad ante fallos en cascada en las redes de transporte de gas y electricidad españolas, tanto por separado como considerándolas un único sistema interdependiente.
- La red acoplada de ambos sistemas de transporte resulta más vulnerable que la red eléctrica pero menos que la red de gas, tanto ante fallos aleatorios como ante ataques deliberados.
- La eliminación del 1% de los activos resultaría suficiente para colapsar completamente la red ante ataques intencionados a la infraestructura.
- Se ha evaluado la vulnerabilidad del sistema conjunto de gas y electricidad considerando la construcción de las nuevas líneas eléctricas y gasoductos planificados entre 2018 y 2020, resultando que estas inversiones producirán una mejora potencial de la robustez conjunta de las infraestructuras del 6%.
- Se han identificado los componentes más críticos de ambas redes acopladas. La infraestructura eléctrica resulta más vulnerable a los eventos de fallos en cascada.
- Las conclusiones del proyecto REDCRIT ponen de relieve la importancia de que los sistemas energéticos se aborden como redes acopladas debido a sus fuertes interacciones, ya que las interdependencias aumentan el impacto de las perturbaciones.

Difusión de los resultados

Publicaciones en revistas de carácter internacional

- J. Beyza, J. A. Dominguez-Navarro, and J. M. Yusta, “**Linear-analog transformation approach for coupled gas and power flow analysis,**” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 168, pp. 239–249, Mar. 2019.
- J. Beyza, E. Garcia-Paricio, and J. Yusta, “**Applying Complex Network Theory to the Vulnerability Assessment of Interdependent Energy Infrastructures,**” *Energies*, vol. 12, no. 3, p. 421, 2019.
- J. Beyza and J. M. Yusta, “**Robustness assessment of the expansion of coupled electric power and natural gas networks under cascading failures,**” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 21, pp. 5753–5760, Nov. 2018.
- J.M. Yusta and J. Beyza, “**Robustness Assessment of Interdependent Gas and Electric Power Transmission Systems Against Cyber Threats**”. IEEE Smart Grid Newsletter, October 2018.

Publicaciones de congresos y participación en conferencias

- Jose M. Yusta, “**Vulnerabilidad de infraestructuras críticas de energía interdependientes,**” en XX SEMINARIO ECONOMIA Y DEFENSA, Academia General Militar de Zaragoza y Universidad de Zaragoza, 21-23 marzo 2018.
- Jesus Beyza, Gabriel H. Correa and Jose M. Yusta, “**Cascading failures in coupled gas and electricity transmission systems,**” en IEEE ANDESCON 2018, Cali, Colombia, 22-24 Agosto 2018.
- Jose M. Yusta, “**Vulnerability of energy infrastructures: new challenges, new solutions,**” en IEEE ANDESCON 2018, Cali, Colombia, 22-24 Agosto 2018.
- Jose M. Yusta, Jesus Beyza, Ivan Cristobal, “**Interdependencia entre infraestructuras energéticas: evaluación de la robustez de las redes de gas y electricidad ante amenazas deliberadas,**” en VI Congreso Nacional de I+D en Defensa y Seguridad (DESEi+d 2018), Valladolid, España, 21 noviembre 2018.
- Jose M. Yusta, Jesus Beyza, Jose A. Dominguez-Navarro, Rodolfo Dufo, Jose L. Bernal-Agustin, “**Advances in vulnerability assessment of coupled gas and electricity transmission networks by using graph theory,**” en 56th ESReDA Seminar On Critical Services continuity, Resilience and Security, Linz, Austria, May 23-24, 2019 (aceptado).

1. Introducción

LA LEY 8/2011, de 28 de abril [1], establece medidas para la protección de las Infraestructuras críticas en España, adoptando los principios de la Directiva europea 2008/114/CE de 8 de diciembre [2], sobre la identificación y designación de Infraestructuras Críticas Europeas y la evaluación de la necesidad de mejorar su protección.

Entre las infraestructuras que la Ley 8/2011 considera críticas se encuentran los principales sistemas de transporte de energía de ámbito nacional, que incluyen las redes de transporte de gas y electricidad. La citada ley considera estas instalaciones como críticas dado que su funcionamiento es indispensable y no permite soluciones alternativas, por lo que su perturbación o destrucción tendría un grave impacto sobre los servicios esenciales.

Las amenazas a estas infraestructuras pueden ser de distinta naturaleza, entre otras intencionadas como ciberataques, etc. Según los datos del Instituto Nacional de Ciberseguridad (Incibe), las ofensivas a través de las redes informáticas contra los operadores de estas instalaciones se multiplicaron por siete entre 2014 y 2016, y siguen creciendo exponencialmente. Por otro lado, el Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas español (CNPIC) informó recientemente que el sector energético sufre uno de cada tres ataques cibernéticos en el mundo. En julio de 2018, funcionarios estadounidenses informaron al Wall Street Journal de que piratas informáticos rusos habían conseguido acceder a los centros de control de distintas empresas eléctricas norteamericanas, con capacidad para abrir o cerrar interruptores de la red eléctrica de transporte de alta tensión e interrumpir el flujo de determinadas líneas eléctricas, con el riesgo de producir importantes perturbaciones del suministro eléctrico. Ya en diciembre 2015 Ucrania sufrió graves interrupciones del suministro eléctrico tras la introducción del malware BlackEnergy, y en enero de 2016 la red eléctrica israelí fue afectada por un ciberataque masivo que dejó inoperativos sus sistemas.

En los últimos años se ha incrementado la preocupación por la creciente dependencia que presentan las infraestructuras de gas natural y electricidad. En apenas diez años se han construido en España 67 grupos generadores que utilizan gas natural canalizado como combustible, sumando más de 26 GW de potencia. Esto supone que más del 25% del parque de generación eléctrica español dependa actualmente del suministro de gas natural. Y así como la red eléctrica española se ha ido expandiendo progresivamente hasta adoptar una estructura topológica relativamente mallada y con elevada fiabilidad, la red de transporte de gas natural se ha desarrollado más recientemente y aún no dispone de una topología tan interconectada (ver Fig. 1).

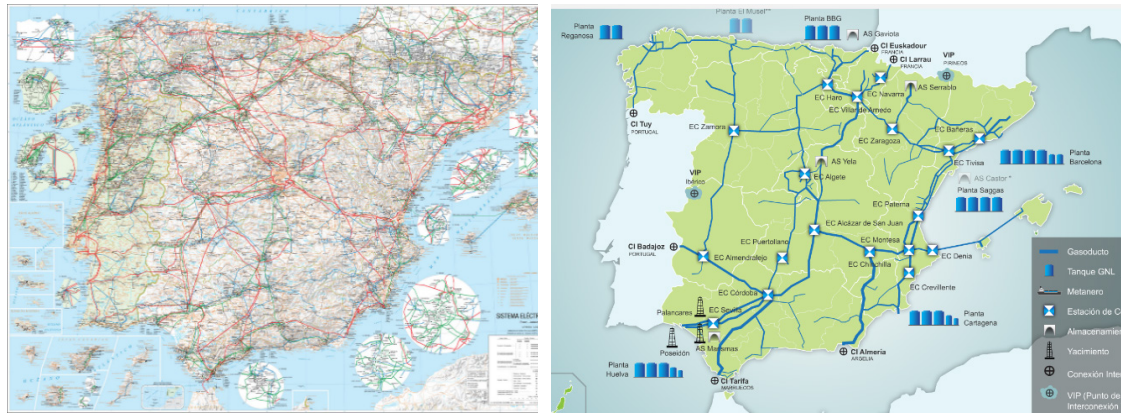


Fig. 1 Mapas de las redes de transporte de electricidad y gas natural en España.

Además, la introducción masiva de las energías renovables requerirá de la construcción de nuevos ciclos combinados de gas natural que proporcionen respaldo suficiente para garantizar la seguridad de suministro. Se estima que serán necesarios hasta 10 GW de capacidad adicional en 2030 que, junto a la potencia ya instalada, constituirían el 58% del total de la capacidad firme del sistema eléctrico.

Por todo lo anterior, no se puede considerar que las redes de transporte de gas y electricidad se encuentren aisladas, ya que un evento en una infraestructura puede tener consecuencias en la otra [3]. Las centrales eléctricas de ciclo combinado requieren de un suministro fiable de gas natural y, por otro lado, muchas de las estaciones de compresión de la red de gas natural demandan energía eléctrica para su funcionamiento. Por tanto, es preciso abordar el problema de la interdependencia entre ambas infraestructuras.

Además de los esfuerzos realizados por los operadores de las infraestructuras energéticas, en cumplimiento de la Ley 8/2001 y los decretos que la desarrollan, para implementar planes de protección de sus activos, los investigadores también han contribuido con la propuesta de metodologías que permitan el análisis de la vulnerabilidad de los sistemas de transporte de energía, especialmente de electricidad. Entre ellas, mediante la utilización de técnicas clásicas de análisis de contingencias con flujos de cargas para simular fallos en cascada, pero también mediante la aplicación de nuevas técnicas emergentes de análisis de vulnerabilidad estructural de las redes basadas en la teoría de redes complejas.

La etapa de evaluación de riesgos debe ser lo más objetiva posible, para lo cual es preciso contar con herramientas cuantitativas que permitan valorar riesgos con más probabilidad de afectar a las operaciones de la red, que abarcan tanto posibles interrupciones del suministro por condiciones climáticas severas o fallos técnicos como ataques intencionados a las infraestructuras. Estos riesgos pueden causar problemas en uno o más componentes de una infraestructura, por lo que será preciso estimar la debilidad del sistema con respecto a una secuencia de eventos en cascada, de manera que se analice la vulnerabilidad del sistema de energía [4].

Un modelo de simulación más realista permitirá tener una representación más cercana del sistema en estudio y permitirá representar mejor el sistema bajo condiciones extremas. Sin embargo, mayor realismo también implica mayor complejidad en la elaboración de estos modelos [5]. Alternativamente, un modelo más abstracto, aunque más sencillo, permitirá sentar las bases para construir modelos de mayor nivel de detalle.

No obstante, para realizar los estudios anteriores se requiere de mucha información técnica, además de elevados tiempos computacionales y requerimientos de software especiales. Por ello, este informe defiende idea de que las representaciones topológicas mediante el uso de la teoría de grafos pueden ser una herramienta muy útil ya que permiten el análisis y visualización de los comportamientos físicos de estos dos sistemas, con una cantidad mínima de información, bajo tiempo computacional y sin programas informáticos específicos, facilitando la realización de análisis en múltiples escenarios con una gran flexibilidad según los intereses de los analistas.

Las principales contribuciones de este informe son las siguientes:

1. Se evalúa el uso de medidas estadísticas de la teoría de grafos como una alternativa a las técnicas de flujo de potencia para el análisis de fallos en cascada en sistemas de transmisión de energía eléctrica y gas natural acoplados. Como resultado, **se propone una metodología con índices de grafos que es capaz de obtener los mismos resultados que la bien conocida técnica de flujos de carga**, pero sin la necesidad de emplear los parámetros eléctricos e hidráulicos de las redes. **La propuesta aquí desarrollada solo necesita la conectividad de los sistemas.**
2. Se propone una nueva metodología basada en la teoría de grafos para evaluar la robustez estructural de los diferentes planes de expansión de las redes reales de transporte de gas natural y electricidad acopladas. **Se toma como caso de estudio las redes reales de transporte electricidad de 400 kV y de transporte de gas natural de 80 bar de España.** Esta investigación constituye una contribución original en el estudio de vulnerabilidad de redes interdependientes de energía.
3. **Se describe un procedimiento para identificar los activos críticos en las infraestructuras de gas natural y electricidad integradas.** El nivel de criticidad de cada nodo se calcula mediante el índice topológico de vulnerabilidad geodésica y la clasificación se determina mediante una medida adimensional denominada área de daño. Esta última cuantifica la caída de desempeño en la red conjunta como consecuencia de la pérdida de cada uno de los activos.

2. Propuesta de investigación

LA TEORÍA de redes complejas ha demostrado su utilidad para el estudio de las características de la topología de distintas infraestructuras interdependientes [6], y en particular puede ser útil para el análisis de vulnerabilidad de redes de suministro de energía [7]. Sin embargo, este campo de investigación es tan reciente que apenas se encuentran metodologías y aplicaciones específicas para la consideración conjunta de redes de transporte de gas y electricidad desde el punto de vista de su robustez y resiliencia. Estas redes se encuentran hoy muy interconectadas por la expansión de la generación eléctrica en centrales de ciclo combinado de gas natural, lo que las convierte en fuertemente dependientes. En el caso de España el 25% de la potencia eléctrica instalada en centrales de generación corresponde a centrales de gas natural. Además, estas redes forman parte de las infraestructuras críticas cuya perturbación tendría repercusiones directas en el funcionamiento de la economía, y por la naturaleza de su dependencia, un fallo en cascada en una de ellas puede propagarse rápida y catastróficamente a la otra.

El objetivo principal del proyecto REDCRIT (<http://redcrit.unizar.es>) es el desarrollo y validación de una metodología de análisis de vulnerabilidad de la topología de infraestructuras energéticas interdependientes y su aplicación para la mejora de la resiliencia del sistema conjunto de transporte de electricidad y gas natural, aplicando los resultados previos obtenidos por el grupo de investigación para sustituir las herramientas computacionales de flujos de cargas, tradicionalmente utilizadas en el análisis de contingencias de redes eléctricas, por los nuevos métodos basados en la teoría de redes complejas. Este enfoque permite el estudio más rápido de la desintegración de las redes ante contingencias $N-k$, es decir, ante fallos en cascada de las redes.

La vulnerabilidad es un concepto ampliamente utilizado en muchas áreas de investigación. Aquí, la vulnerabilidad se define como la susceptibilidad general del sistema ante un evento específico, es decir, la magnitud de las consecuencias dada la ocurrencia de ese evento. Es importante tener en cuenta que la vulnerabilidad debe estar relacionada con un determinado suceso con el fin de ser significativa. Un sistema podría ser vulnerable a ciertos fallos, pero robusto y resistente a otros. Por eso en este proyecto se propone estimar la vulnerabilidad mediante simulaciones, por un lado, de fallos aleatorios y, por otro, de ataques intencionados a los distintos elementos de las infraestructuras.

3. Metodología de análisis de vulnerabilidad estructural

EN EL proyecto REDCRIT se evalúa la posible sustitución de las técnicas de flujos de carga por el uso de los índices estadísticos de teoría de grafos para procesos de fallos en cascada en sistemas acoplados de electricidad y gas natural. Ambas metodologías se aplican comparativamente en redes de prueba de electricidad y redes de prueba de gas natural. Los eventos de fallos en cascada se simulan a través de dos estrategias: ataques deliberados (ataques intencionados, terrorismo, etc.) y errores aleatorios (fallos en equipo, errores humanos, etc.). Como resultado, se confirma la idoneidad de las técnicas de teoría de grafos para la evaluación de la vulnerabilidad de las infraestructuras interdependientes de electricidad y gas natural.

3.1 Modelo de la red eléctrica

El propósito del sistema de potencia es entregar la energía eléctrica producida en las centrales de generación hasta los consumidores finales a través de una red conectada. La red eléctrica se representa típicamente como un grafo compuesto de nodos y enlaces. Los nodos representan puntos de interconexión entre dos o más componentes eléctricos y los enlaces representan las líneas de transmisión o transformadores eléctricos [8], [9]. En la representación tradicional los activos conectados a las subestaciones, por ejemplo, centrales de generación, cargas, compensadores, etc., no se consideran en el grafo, sino que quedan integrados en un solo nodo.

La Fig. 2 muestra la propuesta de representación topológica de una red eléctrica de cuatro buses, en comparación con la representación tradicional que solo considera nodos y enlaces. Tanto los transformadores, las torres eléctricas de las líneas de transmisión, las cargas eléctricas, así como capacitores y reactores se tienen en cuenta como activos susceptibles de ser eliminados como resultado de ataques o fallos en la red eléctrica.

3.2 Modelo de la red de gas

El objetivo de la red de gas es transportar el gas natural desde los sitios de producción hasta las áreas de demanda donde es requerido para calefacción, generación de electricidad y producción industrial [10]. La representación topológica tradicional se describe como un grafo compuesto de nodos y enlaces. Los puntos de interconexión se representan mediante nodos, mientras que los compresores y

tuberías se representan mediante enlaces [11], [12]. No se considera la existencia de suministros y demandas de gas.

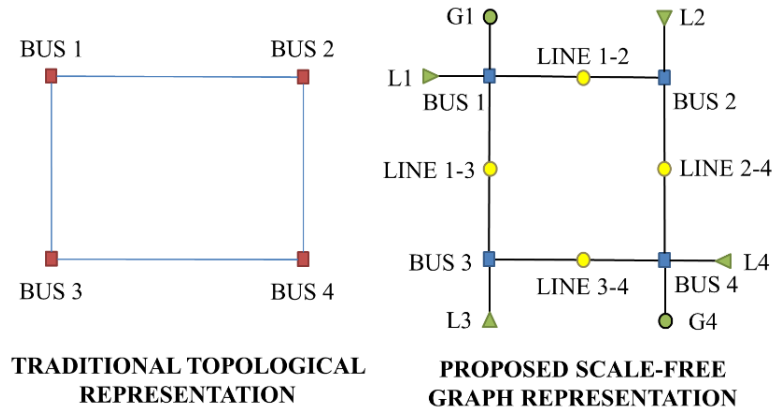


Fig. 2 Representación propuesta como grafo de libre escala de una red eléctrica de cuatro buses.

La Fig. 3 muestra la propuesta de representación topológica de una red de gas de once nodos y un compresor, en comparación con la representación tradicional que solo considera nodos y enlaces. El grafo de libre escala considera las tuberías, demandas y suministros de gas como nodos del sistema que pueden ser atacados como resultados de ataques deliberados o errores aleatorios.

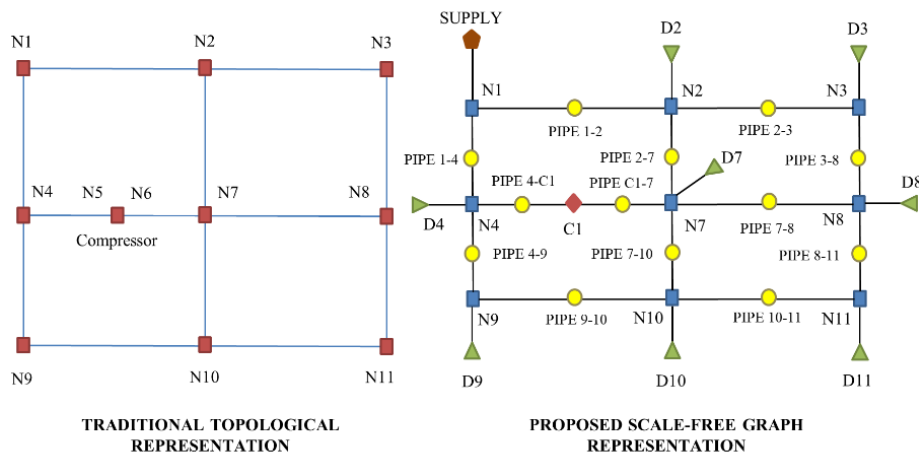


Fig. 3 Representación propuesta como grafo de libre escala de una red de gas natural.

3.3 Acoplamiento entre infraestructuras

El acoplamiento real entre ambos sistemas se realiza mediante la interacción entre determinados activos de ambas redes:

- 1) Por un lado, las centrales de ciclo combinado que usan gas natural para producir electricidad.
- 2) Por otro lado, mediante el suministro de energía eléctrica para el funcionamiento de los compresores de la red de gas.

La Fig. 4 representa la propuesta original de acoplamiento donde se consideran los grafos de libre escala de las Figs. 2 y 3. La red resultante está compuesta por un total de 49 nodos y 55 enlaces. La representación mostrada incluye los enlaces de acoplamiento entre las redes de gas y electricidad como nodos del grafo. En el caso del suministro de gas natural a las centrales eléctricas de ciclo combinado, los nodos del acoplamiento representan los gasoductos que transportan el gas a las centrales de generación. Por otro lado, en el acoplamiento de la red eléctrica a la estación de compresión de la red de gas, las torres de transmisión de electricidad también se representan como un nodo.

Esta propuesta original como grafo de libre escala ofrece un modelo topológico más realista de ambas redes acopladas. Además, permite que los nodos que representan el acoplamiento sean eliminados para iniciar un proceso de fallos en cascada.

3.4 Medidas de vulnerabilidad y robustez

La vulnerabilidad es un concepto que se utiliza para caracterizar la falta de robustez y resiliencia de un sistema cuando está sujeto a peligros y amenazas [9], [15]. En esta situación, la robustez significa que la infraestructura mantiene su función intacta cuando se expone a perturbaciones, y la resiliencia implica que puede adaptarse para recuperar una nueva posición estable después de una contingencia [9].

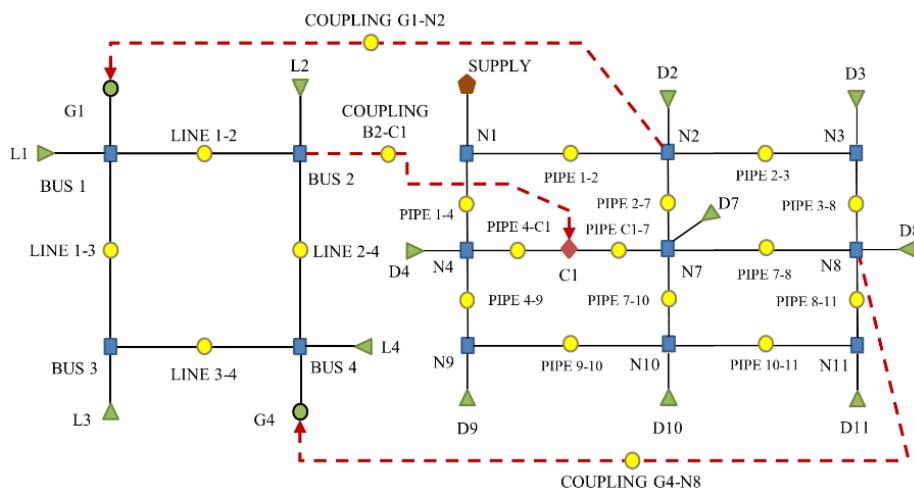


Fig. 4 Grafo de libre escala acoplado de electricidad y gas.

Generalmente la robustez en una red se mide en función del tamaño de la red conectada más grande, antes y después de los fallos en cascada [14]. El análisis de estas contingencias precisa el uso de parámetros estadísticos de grafos que permitan medir la funcionalidad de las redes. Aquí, nosotros hemos usado los índices de vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) e impacto en la conectividad (S) para medir la

funcionalidad de la red acoplada de electricidad y gas cuando está sujeta a una contingencia debido a la interrupción de un nodo con respecto a su condición estable previo a la aparición de contingencias. Estos índices han sido validados en redes de prueba IEEE [16] y posteriormente aplicados en redes eléctricas de México, España y Colombia [17], [18]. Los resultados obtenidos con estos índices han demostrado su potencial en redes eléctricas aisladas, sin embargo, aún no han sido aplicados en redes acopladas.

La vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) permite normalizar la eficiencia geodésica y hacer un balance en el proceso de evolución de eliminación de nodos, como se indica en (1):

$$\bar{v} = 1 - \frac{\sum_{i \neq j} \left(\frac{1}{d_{ij}^{LC}} \right)}{\sum_{i \neq j} \left(\frac{1}{d_{ij}^{BC}} \right)} \quad (1)$$

donde:

d_{ij}^{LC} : Distancia geodésica entre los pares del nodo del grafo de libre escala, después de cada iteración de eliminación de un nodo.

d_{ij}^{BC} : Distancia geodésica entre los pares de nodos del grafo de libre escala, para el caso base.

La distancia geodésica se describe como la menor distancia directa entre dos nodos, mediante el conteo del número mínimo de nodos que deben recorrerse para unirlos [19]. El índice \bar{v} varía entre cero y uno, cuanto mayor sea este índice mayor será el impacto en la interrupción del suministro en la red acoplada.

Por otro lado, el índice S permite cuantificar el número de nodos que permanecen conectados a la red de mayor tamaño después de cada proceso de eliminación:

$$S = 1 - \frac{N^{LC}}{N} \quad (2)$$

donde:

N^{LC} : Número de nodos que permanecen conectados en el grafo de libre escala después de una interrupción del nodo.

N : Número total de nodos en el grafo de libre escala para el caso base.

El índice S varía entre cero y uno, cuanto más grande sea este índice mayor será el número de nodos aislados en la red acoplada de electricidad y gas.

El desempeño de la red acoplada de electricidad y gas, cuantificada mediante los índices de vulnerabilidad geodésica en (1) e impacto en la conectividad en (2), se determinan como funciones de la fracción de nodos eliminados (f).

Por otro lado, aunque el análisis del desempeño de la red acoplada de electricidad y gas ante fallos en cascada se puede realizar con la sola evolución de los índices descritos arriba, se demuestra que es posible comparar la efectividad de estas medidas de teoría de grafos con índices clásicos de flujos de carga que incorporan parámetros eléctricos y mecánicos de las redes. Para este caso, se propone adaptar el índice de desconexión de cargas (LS) aplicado en redes eléctricas para determinar el impacto de los eventos de fallos en cascada, mediante la cuantificación de las cargas que permanecen conectadas en la red acoplada después de sucesivos eventos de interrupción [20].

Para el caso de la subred eléctrica:

$$LS = 1 - \frac{\sum_i \sqrt{(P_{Di}^{LC})^2 + (Q_{Di}^{LC})^2}}{\sum_i \sqrt{(P_{Di}^{BC})^2 + (Q_{Di}^{BC})^2}} \quad (3)$$

donde:

P_{Di}^{LC} : Potencia activa total que permanece conectada en la red eléctrica después de cada eliminación de un nodo.

Q_{Di}^{LC} : Potencia reactiva total que permanece conectada en la red eléctrica después de cada eliminación de un nodo.

P_{Di}^{BC} : Potencia activa total en el caso base.

Q_{Di}^{BC} : Potencia reactiva total en el caso base.

Para el caso de la subred de gas:

$$LS = 1 - \frac{\sum_i D_i^{LC}}{\sum_i D_i^{BC}} \quad (4)$$

donde:

D_i^{LC} : Demanda de gas total que permanece conectada en la red de gas después de cada eliminación de un nodo.

D_i^{BC} : Demanda de gas total en el caso base.

Nótese que (4) requiere normalizar las unidades de demanda de gas en su equivalente eléctrico, calculado a partir del poder calorífico, presiones y temperaturas de operación en cada uno de los nodos de la red [21]. A modo de ilustración y para propósitos de simulación se considera el equivalente de 1 m^3 de gas natural igual a 11.63 kWh para todos los nodos de la red, de acuerdo a los datos recogidos en [21].

En ambos casos, el índice LS varía entre cero y uno. A medida que el índice LS aumenta, el impacto en las cargas conectadas en la red acoplada también aumenta,

medido como una función de la fracción de nodos eliminados (f). Las soluciones obtenidas con este índice serán comparadas con los resultados conseguidos mediante los índices de teoría de grafos de (1) y (2).

3.5 Estrategias de simulación de fallos en cascada

La simulación de fallos en cascada se ha realizado mediante dos estrategias distintas:

- *Ataques deliberados*: se han eliminado sucesivamente los activos más fuertemente conectados en orden descendente.
- *Errores aleatorios*: se han eliminado activos al azar. Se ha repetido más de 30 veces cada experimento para obtener una muestra estadística idónea [16].

Del mismo modo, cuando ciertos activos se eliminan se generan efectos interdependientes en la red conjunta. Debido a eso se han clasificado cuatro componentes principales y sus efectos interdependientes:

- *Instalaciones en la red de gas que suministran combustible a los generadores eléctricos*: cuando se elimina este nodo se ocasiona un efecto de interdependencia hacia la red eléctrica porque este nodo suministra gas natural al generador acoplado. La metodología ha considerado eliminar del grafo el nodo de gas y su acoplamiento. Esto representa la pérdida de suministro de combustible.
- *Subestaciones eléctricas que proporcionan electricidad a los compresores*: este nodo suministra electricidad al compresor acoplado. Nuevamente el modelo ha eliminado del grafo todas las instalaciones afectadas.
- *Tubería de entrada de los compresores*: en estos casos se ha identificado el modo de operación (eléctrico o mecánico) del compresor. En ambos casos equivale a la pérdida del compresor y, si este opera por suministro eléctrico externo, al enlace de acoplamiento con la red de electricidad.
- *Enlaces de acoplamiento entre ambas redes*: en todos los casos, los nodos que se han visto afectados como consecuencia de la remoción de los enlaces entre ambos sistemas se han eliminado también del grafo.

3.6 Casos de estudio

Para mostrar el desempeño del modelo propuesto y comprobar la utilidad de los modelos de teoría de grafos en contraste con la técnica de flujos de carga en redes acopladas de electricidad y gas, se aplican dos casos de estudio:

Caso de estudio 1):

- Red de gas de 22 nodos compuesta de 19 cargas no eléctricas, un suministro y 36 tuberías. Nodo 21 se asume como suministro. Las características físicas de los gasoductos pueden ser consultadas en [22].

- Red de 57 buses del IEEE, compuesto por 42 cargas, 17 transformadores, 80 líneas, 3 capacitores y 7 generadores [23].
- Se asume que los generadores 1, 2, 3, 6, 8 y 9 son centrales de ciclo combinado de gas natural alimentadas de los nodos la red de gas 22, 14, 15, 9, 5 y 1, respectivamente.

Caso de estudio 2):

- Red de gas natural de 25 nodos compuesta de 18 cargas no eléctricas, 3 unidades de compresión, un suministro y 35 tuberías. Nodo 1 se asume como suministro. Las características físicas de los gasoductos pueden ser consultadas en [22].
- Red de 118 buses del IEEE [23], compuesto por 99 cargas, 9 transformadores, 186 líneas, 14 capacitores y 54 generadores.
- Los generadores 10, 12, 18, 19, 46, 49, y 69 son centrales de ciclo combinado de gas natural alimentadas de los nodos de la red de gas 20, 7, 18, 8, 9, 10 y 4, respectivamente.
- Los compresores operan mediante suministro eléctrico externo proporcionado por las subestaciones de la red eléctrica 26, 60 y 58, respectivamente.

Los resultados de simulación para los casos de estudio descritos arriba se muestran en la Fig. 5. La Figs. 5 a), c) y e) contienen los resultados para la estrategia de eliminación aleatoria, mientras que las Figs. 5 b), d), y f) para la estrategia de eliminación de ataque deliberado. En la parte final se realiza un análisis comparativo entre los resultados obtenidos mediante el índice de flujos de desconexión de cargas (LS), en contraste con los índices de teoría de grafos: vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) e impacto en la conectividad (S). Las escalas de los índices están en valores por unidad, medidos en función de la fracción de nodos eliminados (f).

3.6.1 Índice de desconexión de cargas

Aplicando la técnica clásica de flujos de carga, en la Fig. 5 a) se evidencia que el colapso total de las redes acopladas ante errores aleatorios se ocasiona después de la eliminación de más del 30% de los nodos, lo que significa que los fallos en cascada ocurren de manera gradual al seleccionar activos ubicados en diferentes posiciones. Además, la evolución del índice (LS) para el Caso 2 muestra que esta red acoplada es la más vulnerable ya que se produce una mayor desconexión de cargas para la misma fracción de nodos eliminados. No obstante, los resultados también evidencian que el sistema del Caso 1 colapsa con una mayor fracción de nodos eliminados.

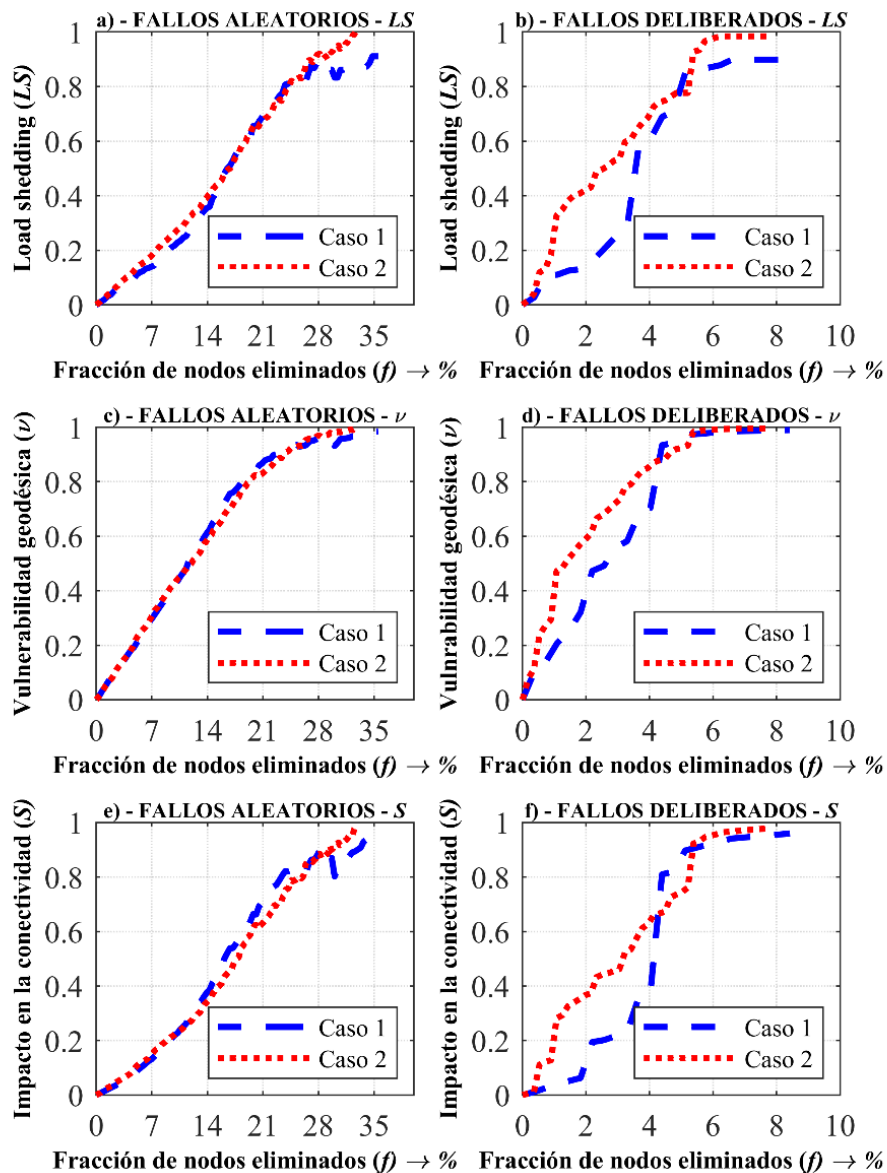


Fig. 5 Resultados de simulación de los casos de estudio ante fallos en cascada.

Por otro lado, la Fig. 5 b) muestra que las redes colapsan ante ataques deliberados con la eliminación de apenas un 7% de los nodos. Sin embargo, los resultados ante ataques deliberados confirman nuevamente que el sistema del Caso 2 es más vulnerable, debido a que tiene compresores alimentados por suministro eléctrico externo lo que provoca que haya mayores dependencias entre ambas redes. El Caso 2 refleja lo que ocurriría en las redes reales si se atacaran componentes con fuerte conectividad, ya que los efectos interdependientes ocasionarían notables perjuicios económicos y sociales para la población.

3.6.2 Índice de teoría de grafos

Las Figs. 5 c), d), e) y f) muestran los resultados obtenidos por los índices de teoría de grafos de vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) e impacto en la conectividad (S) ante errores aleatorios y ataques deliberados. Simultáneamente se realiza también una comparación con los resultados obtenidos con el índice de desconexión de cargas (LS).

En el caso de la estrategia de eliminación de nodos de manera aleatoria, los índices (\bar{v}) y (S) confirman los resultados previos obtenidos con el índice (LS): las redes colapsan con la eliminación de más del 30% de los nodos. Una comparativa entre la Fig. 5 a) y c) muestra que el sistema del Caso 2 es el más vulnerable y que la tendencia de los resultados de (\bar{v}) es muy similar a la obtenida con el índice de cargas (LS). Sin embargo, una comparativa entre la Fig. 5 a) y e) muestra que el índice (S), pese a tener resultados aceptables, no está tan correlacionado con el índice de flujos de carga (LS) sobre las redes acopladas de electricidad y gas. Estos mismos resultados se pueden contrastar en los ataques deliberados en la Fig. 5 b) y f). Relación que se evidencia más claramente para el sistema del Caso 1.

En el caso de la estrategia de eliminación de nodos de manera deliberada, la red se descompone más rápido que en el caso de eliminación aleatoria. De acuerdo con los resultados mostrados en la Fig. 5 d) y f), las redes quedan aisladas cuando se han eliminados más del 7% de los nodos.

Cabe señalar que, en todos los casos, cuando el índice (\bar{v}) tiene un valor cercano a uno implica una mayor fragmentación de la red. Idénticamente el índice (S) tiende a un valor cercano a uno cuando la red está completamente desintegrada.

Comparando la buena correlación de los resultados de los índices de desconexión de cargas (LS) y vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) de las Figs. 5 a), b), c) y d), se puede observar que el índice (\bar{v}) representa de manera más adecuada la desintegración de las redes acopladas que el índice de impacto en la conectividad (S).

4. Aplicación en las redes españolas de transporte de energía eléctrica y gas natural

LA MÉTRICA de vulnerabilidad estructural se ha aplicado a los sistemas interconectados de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural en España, sometiendo la topología de las redes a fallos en cascada y analizando la robustez de los respectivos planes de expansión de las redes. Así, se realizan los experimentos de desintegración de la red únicamente bajo la perspectiva de la teoría de redes complejas.

Esta aplicación incorpora todos los activos como nodos de un grafo único (centrales eléctricas, subestaciones, torres eléctricas, transformadores, regasificadoras, estaciones de compresión, gasoductos, puntos de consumos, etc.) sin tener en cuenta las distancias físicas ni los parámetros técnicos de los mismos (impedancias, caudales, presiones, etc.).

4.1. Representación de la red eléctrica de 400 kV

Para representar la red eléctrica de España, se han considerado los datos proporcionados por el operador del sistema [25]. La Fig. 6 a) muestra la propuesta de representación de la infraestructura eléctrica de 400 kV de España. El grafo está compuesto por un total de 611 nodos y 672 enlaces. Esta representación considera como activos no solo los buses sino también las líneas eléctricas, transformadores, cargas, generadores, entre otros. La red constituida de esta manera permite realizar un análisis de vulnerabilidad detallado. Además, todos los activos de la red eléctrica pueden ser candidatos a ser atacados.

4.2. Representación de la red de gas natural de 80 bar

La topología de la red de gas natural de alta presión se ha obtenido de [26]. Para representar adecuadamente este sistema, se consideran 6 regasificadoras, 19 estaciones de compresión, 3 almacenamientos subterráneos, 2 yacimientos, 6 conexiones internacionales, 32 puntos de conexión de líneas directas, 57 puntos de conexión transporte- transporte y 294 puntos de conexión transporte-distribución. La Fig. 6 b) muestra la propuesta de representación de la infraestructura de gas natural de alta presión de España. El grafo propuesto está compuesto de 1380 nodos y 1402 enlaces. La red aquí formada considera la totalidad de activos principales de la infraestructura de gas natural.

4.3. Representación de las infraestructuras acopladas

La Fig. 6 c) representa la red acoplada de electricidad y gas natural de España. El grafo final está compuesto por 2031 nodos y 2154 enlaces. Las centrales térmicas

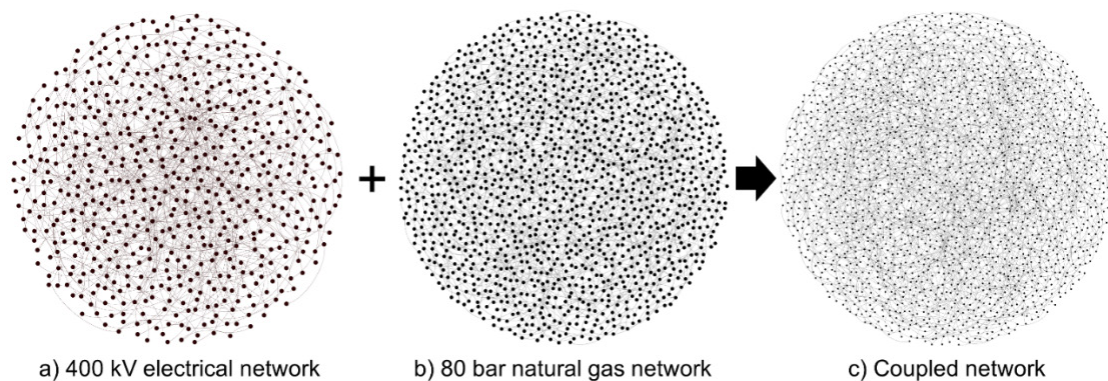


Fig. 6 Grafos de las redes de transporte de electricidad y gas natural en España.

de ciclo combinado de gas natural y los compresores eléctricos actúan como acoplamiento para las redes descritas:

- Por un lado, en el caso de España el 25% de la potencia eléctrica instalada está conformada por plantas de energía de gas. La infraestructura contiene gran número de este tipo de instalaciones conectadas a subestaciones con diferentes niveles de tensión. En este estudio solamente se tienen en cuenta las 26 centrales eléctricas de ciclo combinado que evacuan su producción a la red de 400 kV.
- Por otro lado, la infraestructura de gas natural tiene 14 compresores que operan mediante suministro eléctrico, conectadas a las subestaciones eléctricas más cercanas.

4.4. Resultados

La vulnerabilidad estructural de la red de electricidad y gas natural de España se evalúa, por un lado, considerando los sistemas separados y, por otro lado, el sistema acoplado. Así, se plantean los siguientes casos:

- Simulación de fallos en cascada en cada una de las redes de electricidad y gas natural separadas (casos 1 y 2).
- Simulación de fallos en cascada en la red acoplada de electricidad y gas natural (casos 3 y 4).

Los efectos interdependientes no se tienen en cuenta en la simulación de fallos en cascada en las redes por separado (casos 1 y 2) sino en el caso de la red acoplada (casos 3 y 4). Se presentan los resultados tanto ante ataques deliberados a las redes como ante fallos aleatorios.

En Fig. 7 se muestran los resultados de simulación de fallos en cascada para las redes de electricidad (caso 1) y gas natural (caso 2), y para la red acoplada conjunta (caso 3). Figs. 7 a), c) y e) contienen los resultados para fallos aleatorios, mientras que Figs. 7 b), d) y f) corresponden a fallos deliberados. Los errores aleatorios corresponden a fenómenos al azar, tales como errores humanos, condiciones

meteorológicas adversas, fallos en equipos, etc. Por su parte, los ataques deliberados equivalen a condiciones de terrorismo, ciberataque, actos maliciosos, entre otros.

Para cumplir con el requisito del teorema del límite central que garantice una muestra estadística idónea, en el caso de errores aleatorios se obtienen los resultados promediando un conjunto de 100 ensayos. En contraste, ante ataques deliberados solo se requiere eliminar los nodos más fuertemente conectados en orden descendente de grado nodal.

La Fig. 7 a) evidencia que la red eléctrica colapsa ante fallos aleatorios con la eliminación de aproximadamente el 20% de los nodos. En la misma red eléctrica, pero ante fallos deliberados, la Fig. 7 b) muestra que la eliminación de menos del 2% de los nodos es suficiente para un colapso de la red. Lo anterior demuestra que ataques dirigidos sobre nodos con alta conectividad son una táctica efectiva para desintegrar redes con mayor rapidez.

Por otro lado, la Fig. 7 c) permite observar que la red de gas natural colapsa completamente ante fallos aleatorios cuando se elimina aproximadamente el 3% de los nodos de la red. Los resultados muestran que este sistema es más vulnerable que la red eléctrica. Mientras tanto, ante fallos deliberados, la eliminación del 0.7% de los nodos ocasiona la desintegración de la red como se puede ver en Fig. 7 d). En estos casos de simulación se comprueba que la red de gas natural es menos robusta que la red eléctrica. Esto se explica por la diferente estructura de ambas redes, ya que el sistema de gas natural presenta una topología menos mallada que el sistema eléctrico.

Analizando ahora las dos redes de manera acoplada (caso 3), en la Fig. 7 e) se evidencia que la red colapsa con cerca del 14% de los nodos de la red ante fallos aleatorios. Por su parte, en la Fig. 7 f) se observa que la eliminación del 1% de los nodos es suficiente para colapsar completamente la red ante fallos deliberados.

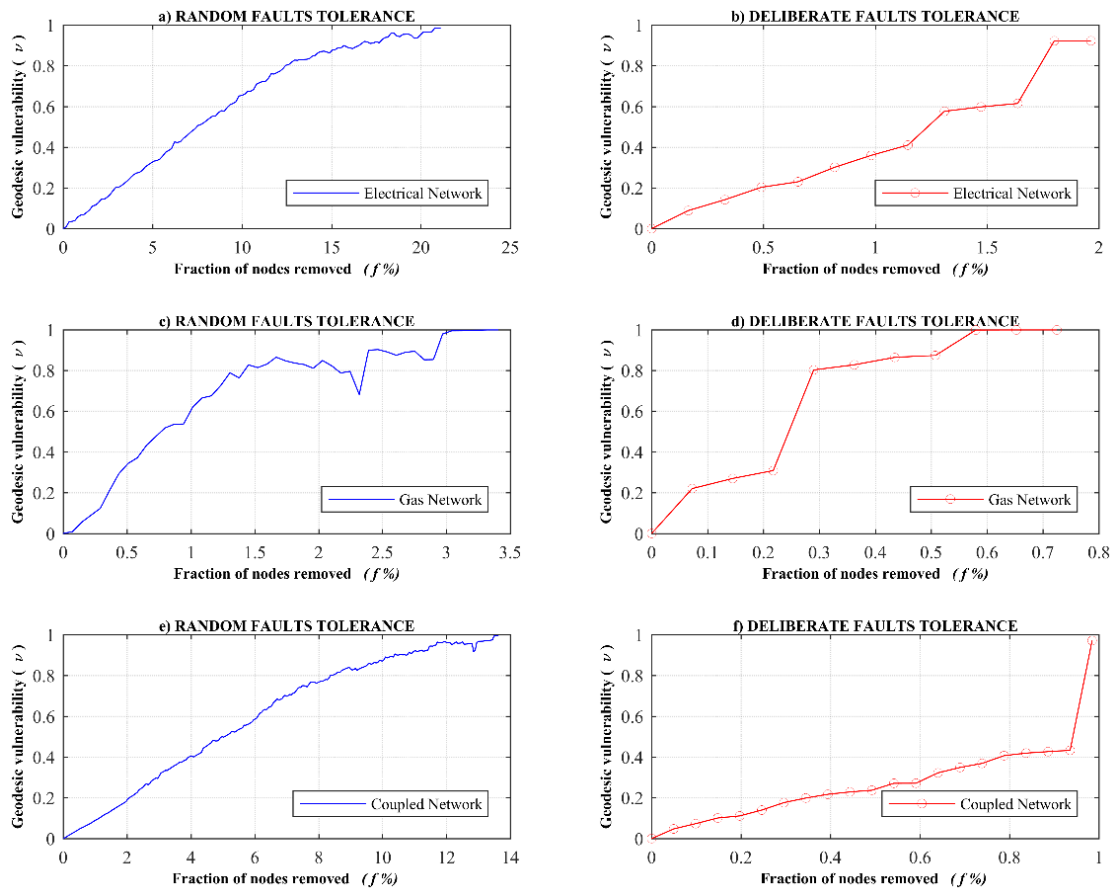


Fig. 7 Resultados de simulación de fallos en cascada en redes reales de gas y electricidad en España.

5. Evaluación de los planes de expansión de las redes españolas de transporte de energía eléctrica y gas natural

EN EL proyecto REDCRIT se ha evaluado también la vulnerabilidad de la infraestructura acoplada de las redes de transmisión de gas y electricidad de España considerando los planes de expansión propuestos por los operadores de las redes para mejorar la seguridad del suministro. Se ha aplicado la métrica de vulnerabilidad geodésica a los sistemas interconectados de energía eléctrica y gas natural, calculando el indicador (\bar{v}) ante fallos aleatorios en cascada en cada nueva topología resultante de los planes de inversión en las redes para los años 2018-2020 [27].

En esta evaluación se han considerado 22 casos de estudio correspondientes a la construcción de nuevas líneas eléctricas de alta tensión de 400 kV y gasoductos de alta presión de 80 bar entre 2018 y 2020. En la Tabla I se reportan, para los distintos casos de estudio, los resultados correspondientes a la eliminación de una determinada cantidad de nodos en la red (f), su impacto sobre la desconexión de cargas del sistema mediante el índice de vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) y el valor f_{max} en el que se produce la desintegración final del sistema [28].

En la Fig. 8 se representan los valores de vulnerabilidad geodésica (\bar{v}) para todos los casos de estudio correspondientes a una pérdida del 10 % de los nodos ($f=10\%$). La línea de tendencia de la Fig. 8 evidencia que el sistema acoplado solo mejora cuando se han realizado todas las inversiones (Caso 22). Tomando los valores numéricos de la Tabla I para ($f=10\%$), se observa que se obtiene una mejora del 6% en la robustez estructural, pasando de un valor de vulnerabilidad geodésica de 0.8762 a un valor de 0.8232 para el Caso 22.

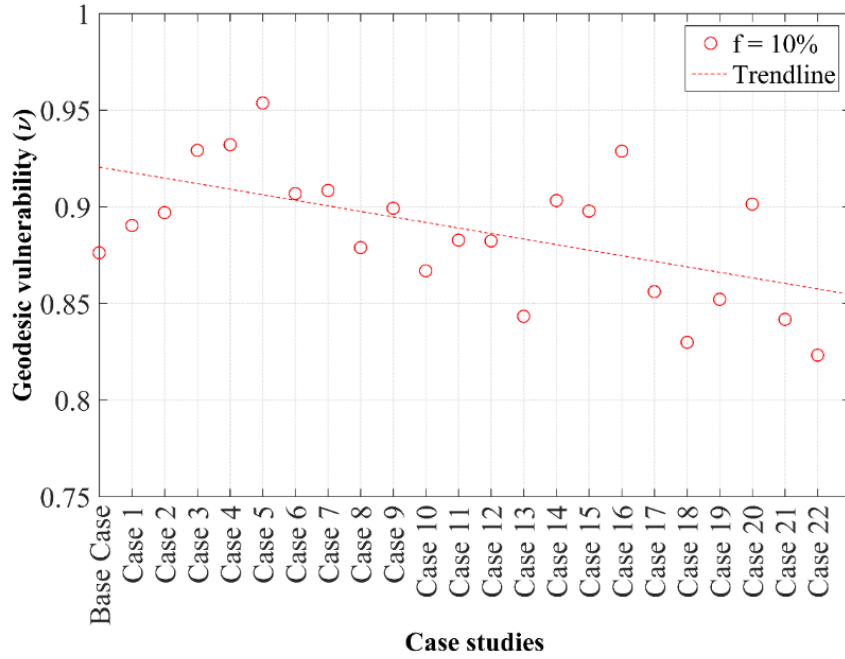


Fig. 8 Valores de vulnerabilidad geodésica para $f = 10\%$.

Tabla I: Resultados de simulación ante errores aleatorios en función de la fracción de nodos eliminados (EL: nueva línea eléctrica; GL: nuevo gasoducto)

Caso	Activo	$\langle f = 2\% \rangle$	$\langle f = 4\% \rangle$	$\langle f = 6\% \rangle$	$\langle f = 8\% \rangle$	$\langle f = 10\% \rangle$	Colapso $\langle f_{max} \rangle$
Caso base		0.1696	0.3924	0.5771	0.7893	0.8762	12.30
Caso 1	EL	0.1969	0.3904	0.6129	0.7368	0.8903	14.02
Caso 2	EL	0.2063	0.4480	0.6264	0.7917	0.8970	11.36
Caso 3	EL	0.1901	0.4017	0.6123	0.7575	0.9292	11.16
Caso 4	EL	0.1841	0.3946	0.5898	0.8081	0.9321	13.12
Caso 5	EL	0.2008	0.3960	0.6355	0.7826	0.9537	12.22
Caso 6	EL	0.1974	0.4101	0.6377	0.7353	0.9069	13.15
Caso 7	EL	0.1808	0.3786	0.5944	0.8005	0.9085	14.52
Caso 8	EL	0.1959	0.3978	0.6030	0.7780	0.8789	12.21
Caso 9	EL	0.1739	0.4354	0.6183	0.7655	0.8992	11.71
Caso 10	EL	0.1878	0.4002	0.6095	0.7981	0.8669	11.95
Caso 11	EL	0.1833	0.3939	0.5580	0.7904	0.8828	13.32
Caso 12	EL	0.1831	0.3779	0.6132	0.7852	0.8823	13.21
Caso 13	EL	0.1879	0.3690	0.5883	0.7391	0.8434	13.25
Caso 14	EL	0.1889	0.3739	0.5913	0.7904	0.9033	12.90
Caso 15	EL	0.1910	0.4202	0.6072	0.8009	0.8978	13.24
Caso 16	EL	0.1878	0.3747	0.6007	0.7640	0.9288	12.75
Caso 17	EL	0.1935	0.4014	0.6019	0.7592	0.8562	13.86
Caso 18	EL	0.1848	0.4400	0.6175	0.7610	0.8299	12.00
Caso 19	EL+GL	0.1761	0.3808	0.5808	0.7503	0.8522	11.75
Caso 20	EL	0.1900	0.3982	0.6225	0.7718	0.9014	12.38
Caso 21	GL	0.2303	0.3856	0.5624	0.7652	0.8418	13.01
Caso 22	GL	0.2003	0.3949	0.5667	0.7829	0.8232	11.34

6. Clasificación de activos críticos en redes de transmisión de energía interdependientes

EN REDCRIT se ha desarrollado también un procedimiento basado en el enfoque de redes para identificar los activos críticos de los sistemas acoplados de electricidad y gas natural a través de simulaciones de eventos de fallos en cascada. Se han usado las representaciones topológicas y las métricas de vulnerabilidad de la sección uno. Además, se ha introducido una medida llamada *área de daño* para evaluar con precisión el desempeño de cada curva de fallos en cascada.

El área de daño (AD) se define como las regiones comprendidas debajo de cada una de las curvas de fallos en cascada, como se muestra en la Fig. 9. El AD se determina como sigue:

- 1) Se calculan las ecuaciones de las curvas en $f(x)$ utilizando los valores promedios del índice \bar{v} obtenidos y los límites mínimos x_0 y máximos x_1 de las fracciones de nodos eliminados (f).
- 2) Se determinan las áreas bajo las curvas de AD y los resultados se clasifican de menor a mayor.

Los valores de las curvas del índice \bar{v} se encuentran en el intervalo $[1,0]$. Así, a medida que la curva de desintegración se encuentra más cercana al eje x , mayor es el daño sobre la infraestructura acoplada. Por lo tanto, se supone que los valores de AD más pequeños representan casos de mayor daño a la red acoplada porque se desintegra más rápido, lo que coincide con una menor área bajo la curva $f(x)$. Por el contrario, valores superiores representan escenarios de menor daño a la red acoplada. En la Fig. 9 b), se puede observar en detalle el cómputo del área de daño.

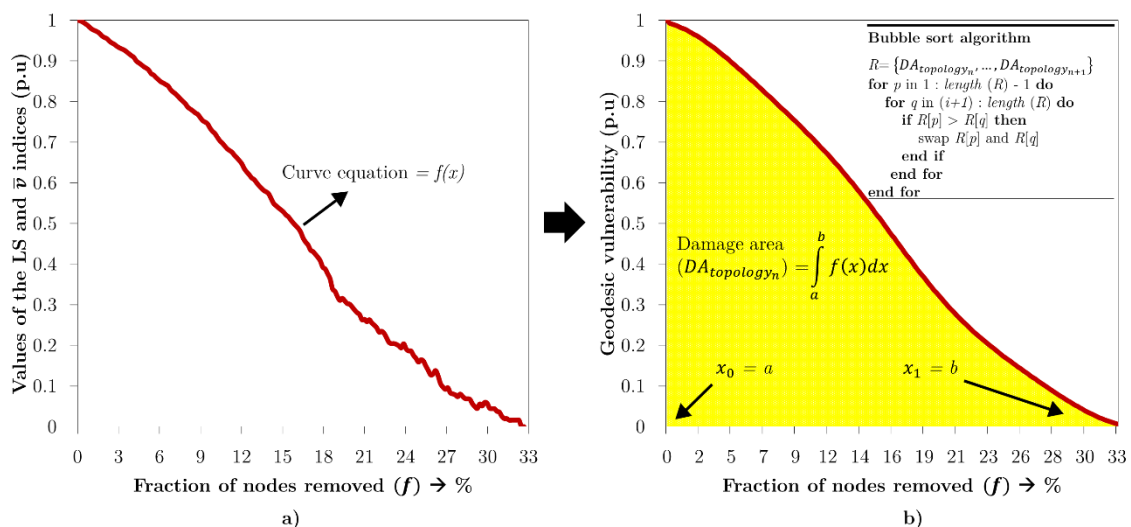


Fig. 9 Cálculo del área de daño para las curvas de desintegración de fallos en cascada.

6.1 Caso de estudio

Con el fin de demostrar el alcance la metodología propuesta y justificar el uso de la teoría de grafos frente al enfoque técnico de flujos acoplados de carga, se usa un caso de estudio con las siguientes características:

- Infraestructura eléctrica de 118 buses del IEEE [23], compuesta por 99 cargas, 9 transformadores, 177 líneas de transmisión, 9 transformadores, 14 capacitores y 54 generadores.
- Los generadores eléctricos 10, 12, 18, 19, 46, 49, y 69 son plantas de energía a vapor de gas suministradas desde los nodos 20, 7, 18, 8, 9, 10 y 4 de la red de gas, respectivamente.
- Infraestructura de gas natural de 25 nodos compuesta de 18 cargas no eléctricas, 3 unidades de compresión, un suministro y 35 tuberías. El nodo 1 se asume como suministro. Las características físicas de la red se pueden consultar en [22].
- Los compresores operan a través de una fuente de alimentación externa provista por las subestaciones 26, 60 y 58 de la red eléctrica.

En total se han extraído 557 redes diferentes de análisis.

6.1.1 Resultados de simulación

La Fig. 10 presenta las curvas de desintegración de fallos en cascada. Aquí, se informan los resultados logrados con el enfoque técnico de flujos acoplados de carga y con el enfoque de teoría de grafos mediante la aplicación de los índices LS y \bar{v} .

De las 557 topologías diferentes en estudio, en la Fig. 10 se muestran solo las curvas de fallos en cascada correspondientes a los casos de desintegración más lenta (curva superior, caso del nodo 7) y más rápida (curva inferior, caso del nodo 100). Las 555 curvas restantes están comprendidas entre las curvas inferior y superior de la Fig. 10. Todas las curvas están en función de la fracción de nodos eliminados (f).

Hay que tener en cuenta que los índices LS y \bar{v} tienen un valor igual a 1 cuando se suministra toda la energía y los nodos están inicialmente conectados. Luego, según la red comienza a desintegrarse debido a los fallos en cascada, ambos indicadores disminuyen hasta alcanzar un valor igual a 0. En este último caso, el suministro de electricidad y gas natural se ha interrumpido y todos los nodos han sido aislados.

- Índice LS

Se puede observar en la Fig. 10 a) que las desintegraciones totales de las diferentes topologías bajo estudio resultantes de la eliminación inicial de un activo i ocurren después de eliminar aproximadamente el 40% de los nodos del grafo. Es decir, las

557 redes tienen casi el mismo comportamiento cuando se enfrentan a fallos en cascada, lo que parece indicar que los diferentes sistemas tienen características de desintegración similares cuando los componentes se eliminan aleatoriamente.

Por otro lado, al evaluar las dos topologías representadas en la Fig. 10 a), se puede ver que hay topologías para la misma fracción parcial de nodos eliminados (f) que tienen un mayor impacto en el suministro de electricidad y gas natural al sistema. Por ejemplo, la curva LS para el caso donde se elimina el nodo 100 tiene valores de LS por debajo de las otras, mientras que la curva LS para el caso donde se elimina el nodo 7 tiene valores de LS por encima de las demás. Así, se puede evidenciar la existencia de diferentes topologías que presentan distintos niveles de interrupción del suministro de energía en la red acoplada.

Como resultado, el índice LS usado en esta investigación es muy útil cuando se desea visualizar el impacto de eventos aleatorios en diferentes infraestructuras acopladas. Además, el número de simulaciones llevadas a cabo en cada sistema permite calcular con menor incertidumbre el desempeño estructural de cada una de las 557 redes extraídas del caso de estudio original.

- Índice \bar{v}

La Fig. 10 b) muestra los resultados del índice \bar{v} para cada una de las diferentes topologías resultantes de la red acoplada de electricidad y gas natural bajo estudio. En esta parte, se realiza una comparación con los resultados obtenidos previamente con el índice LS para demostrar la utilidad del enfoque de grafos.

De forma idéntica a los resultados del índice LS presentados en la Fig. 10 a), se puede observar en la Fig. 10 b) que solo se requiere eliminar aproximadamente el 40% de las instalaciones para colapsar por completo al sistema acoplado. Si las curvas de los índices LS y \bar{v} se comparan visualmente, se puede ver claramente que el comportamiento del suministro de energía en la red acoplada como consecuencia de los fallos en cascada es muy similar.

En consecuencia, al examinar la Fig. 10 b) resulta que el nodo 100 es el más crítico y el nodo 7 uno de los más robustos. En los dos casos, el impacto de remover estos activos tiene efectos en la infraestructura acoplada de gas natural y electricidad, aunque algunos son más dañinos que otros (por ejemplo, el caso del nodo 100 respecto al caso del nodo 7). Los resultados alcanzados aquí confirman lo que ya se ha obtenido a través del índice LS.

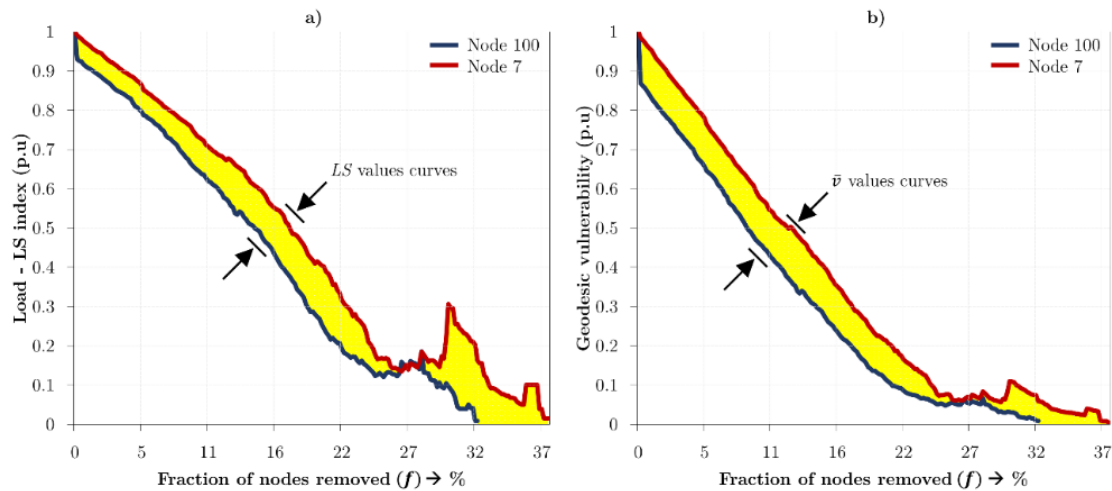


Fig. 10 Resultados de simulación para el caso de estudio.

6.1.2 Identificación de componentes críticos del caso de estudio

El índice \bar{v} ha demostrado matemáticamente una buena correlación con el enfoque técnico de flujos de carga acoplados, por lo que es posible reemplazar este último con el indicador estadístico de grafos de vulnerabilidad geodésica. Por lo tanto, en esta sección, se emplean los resultados informados en la gráfica de la Fig. 10 b) para identificar los activos críticos de la red interdependiente bajo estudio. La Tabla 1 muestra el 10% de los activos más críticos de la infraestructura acoplada.

Se puede observar que los componentes más críticos corresponden a las subestaciones eléctricas, con lo cual se puede evidenciar que la infraestructura eléctrica es la más vulnerable a los eventos de fallos en cascada. Los componentes de la infraestructura de gas son críticos, pero en una menor cantidad comparada con la red eléctrica. Lo anterior podría ser a consecuencia de que este sistema tiene inicialmente una mayor eficiencia geodésica y un menor camino promedio más corto comparado con la infraestructura de electricidad y con la acoplada, lo que significa que es una red con menores problemas en la congestión de flujos y con una estructura ligeramente más mallada.

En el caso de la infraestructura de gas sobresalen los nodos de gas como activos críticos. Esto último podría deberse a que este tipo de instalaciones son las que concentran la mayor cantidad de conexiones en la red, lo que hace que su eliminación provoque la pérdida de otros componentes del sistema.

Tabla 1 Componentes críticos del caso de estudio según área de daño \bar{v} .

Activo	Tipo	AD	Activo	Tipo	AD
100	Subestación	10.166	67	Subestación	11.658
49	Subestación	10.493	224	Línea eléctrica	11.661
77	Subestación	10.577	74	Subestación	11.672
80	Subestación	11.065	228	Línea eléctrica	11.679
42	Subestación	11.133	292	Línea eléctrica	11.683
56	Subestación	11.256	60	Subestación	11.687
12	Subestación	11.271	128	Línea eléctrica	11.699
96	Subestación	11.308	247	Línea eléctrica	11.706
237	Línea eléctrica	11.347	154	Línea eléctrica	11.711
73	Subestación	11.360	551	Acoplamiento gen-gas	11.712
245	Línea eléctrica	11.406	82	Subestación	11.716
59	Subestación	11.459	27	Subestación	11.718
66	Subestación	11.475	438	Generador eléctrico	11.720
491	Nodo de gas	11.508	476	Nodo de gas	11.725
483	Nodo de gas	11.513	85	Subestación	11.726
92	Subestación	11.533	206	Línea eléctrica	11.752
68	Subestación	11.538	133	Línea eléctrica	11.753
472	Compresor eléctrico	11.556	489	Nodo de gas	11.757
225	Línea eléctrica	11.565	287	Línea eléctrica	11.759
172	Línea eléctrica	11.584	17	Subestación	11.763
479	Nodo de gas	11.592	46	Subestación	11.764
251	Línea eléctrica	11.607	105	Subestación	11.777
162	Línea eléctrica	11.632	354	Carga eléctrica	11.778
48	Subestación	11.636	320	Carga eléctrica	11.778
99	Subestación	11.644	435	Generador eléctrico	11.784
423	Generador eléctrico	11.646	394	Carga eléctrica	11.787
502	Tubería	11.650	363	Carga eléctrica	11.789
94	Subestación	11.655	401	Carga eléctrica	11.790

Conclusiones

La falta de metodologías y técnicas de análisis que permitan evaluar la vulnerabilidad estructural de infraestructuras energéticas de electricidad y gas natural interdependientes ha constituido la principal motivación para abordar este proyecto de investigación.

Validación de la teoría de grafos como herramienta de evaluación de vulnerabilidad de redes de gas y electricidad

Se ha propuesto y desarrollado una metodología para analizar la vulnerabilidad estructural de las redes de energía eléctrica y gas acopladas, considerando y proponiendo interdependencias en el proceso de fallos en cascada. La vulnerabilidad se ha evaluado con los resultados obtenidos del índice de desconexión de carga del método tradicional de flujo de potencia y de dos índices de la teoría de grafos, la vulnerabilidad geodésica y el impacto en la conectividad. El análisis estadístico ha mostrado una fuerte correlación entre el índice de desconexión de carga y el índice de vulnerabilidad geodésica. Por lo tanto, los métodos de la teoría de grafos pueden utilizarse en lugar de los métodos de flujo de carga que requieren un conocimiento más detallado de los parámetros eléctricos y mecánicos de los sistemas y son computacionalmente más intensivos que los métodos estadísticos de grafos. Como resultado, se ha propuesto un nuevo método para estimar la vulnerabilidad de las redes de energía eléctrica y gas conjuntas utilizando el índice de vulnerabilidad geodésica. En términos más generales y precisos, este método ha simplificado enormemente las comparaciones de diferentes topologías de redes de gas y energía eléctrica interdependientes.

Vulnerabilidad del sistema conjunto gas-electricidad en España

Se ha estudiado el comportamiento de las redes de electricidad y gas natural de España, tanto de manera separada como conjunta. Los resultados han mostrado que el sistema de gas natural es menos robusto que el sistema eléctrico y que la red acoplada es más vulnerable que la red eléctrica ante fallos aleatorios y deliberados. Además, eliminar los nodos más fuertemente conectados de los dos sistemas independientes ha sido una estrategia de ataque eficaz para el rápido colapso de las redes acopladas interdependientes. Nuevamente, el uso de la teoría de grafos como metodología para el análisis de vulnerabilidad ha demostrado ser eficiente y que puede aplicarse a cualquier sistema de infraestructura crítica real.

Robustez de las nuevas topologías de las redes acopladas

La aplicabilidad de los avances obtenidos en este documento ha permitido la evaluación la robustez estructural de la red eléctrica y de gas natural acoplada en España. Las interdependencias físicas entre los dos sistemas se han evaluado considerando cuatro tipos de activos para las interconexiones entre las infraestructuras. La metodología en combinación con su algoritmo ha utilizado el enfoque de grafos y la medida de centralidad de vulnerabilidad geodésica. Los estudios de casos han correspondido a las principales inversiones propuestas por los operadores de los sistemas en 2015-2020. Los resultados han demostrado que la construcción de algunos activos para la expansión de las redes de gas y electricidad no mejoran la robustez estructural de la red acoplada; sin embargo, cuando se tiene en cuenta todo el programa de inversión se produce una mejora relativa de hasta un 6% con respecto al caso base.

La metodología propuesta en este informe ha corroborado que la aplicación de la teoría de grafos es adecuada para analizar la planificación de activos de una infraestructura energética crítica, requiriendo únicamente la topología y el programa de inversiones para evaluar el desempeño de la red acoplada en caso de fallos en cascada. Las conclusiones de este estudio son relevantes para el análisis de la robustez de la infraestructura de gas y electricidad, lo que no desacredita la planificación de los operadores de las redes de transporte para mejorar la capacidad del sistema bajo otros criterios y asegurar su óptimo funcionamiento técnico y económico.

Identificación de componentes críticos en los sistemas de gas y electricidad interdependientes

Se ha propuesto un procedimiento detallado para identificar los componentes críticos de las redes acopladas de electricidad y gas natural utilizando la teoría de grafos. Para justificar el uso del enfoque de redes, se ha realizado un análisis comparativo contra el enfoque técnico de flujos acoplados de carga, encontrando buena precisión en los resultados obtenidos. La alta correlación se ha validado visualmente y matemáticamente.

Finalmente, el proyecto REDCRIT pone de relieve la importancia de que los sistemas energéticos se aborden como redes acopladas debido a sus fuertes interacciones. Una perturbación en un sistema puede no ser crítica si las infraestructuras están separadas, pero dado que ambas redes son interdependientes, el impacto resultante podría causar fallos en el otro sistema. En otras palabras, las interdependencias aumentan el impacto de las perturbaciones.

Referencias

- [1] Reino de España, “Ley española 8/2011. Medidas para la protección de las infraestructuras críticas,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 43370–43380, 2011.
- [2] Consejo de Europa, “Directiva 2008/114/CE del Consejo de Europa sobre la identificación y designación de infraestructuras críticas europeas,” *D. Of. la Unión Eur.*, pp. 75–82, 2008.
- [3] M. Ouyang, L. Hong, Z. J. Mao, M. H. Yu, and F. Qi, “A methodological approach to analyze vulnerability of interdependent infrastructures,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 17, no. 5, pp. 817–828, 2009.
- [4] Task Force on Understanding Prediction Mitigation and Restoration of Cascading Failures, “Vulnerability Assessment for Cascading Failures in Electric Power Systems,” *IEEE Power Energy Soc. Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1–9, 2009.
- [5] T. Brown, “Multiple Modeling Approaches and Insights for Critical Infrastructure Protection,” *Comput. Model. Risks to Infrastruct.*, pp. 23–35, 2007.
- [6] M. Ouyang, “Review on modeling and simulation of interdependent critical infrastructure systems,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 121, pp. 43–60, 2014.
- [7] S. Wang, L. Hong, M. Ouyang, J. Zhang, and X. Chen, “Vulnerability analysis of interdependent infrastructure systems under edge attack strategies,” *Saf. Sci.*, vol. 51, no. 1, pp. 328–337, 2013.
- [8] E. Jenelius, “Graph Models of Infrastructures and the Robustness of Power Grids,” KTH Vetenskap Och Konst, 2004.
- [9] Å. J. Holmgren, “Using graph models to analyze the vulnerability of electric power networks,” *Risk Anal.*, vol. 26, no. 4, pp. 955–969, 2006.
- [10] K. A. Pambour, B. C. Erdener, R. Bolado-Lavin, and G. P. J. Dijkema, “An Integrated Simulation Tool for Analyzing the Operation and Interdependency of Natural Gas and Electric Power Systems,” *Pipeline Simul. Interes. Gr.*, May 2016.
- [11] B. C. Erdener, K. A. Pambour, R. B. Lavin, and B. Dengiz, “An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 410–420, 2014.
- [12] S. A. S. An, Q. L. Q. Li, and T. W. Gedra, “Natural gas and electricity optimal power flow,” *2003 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. IEEE Cat No03CH37495*, vol. 1, no. 1, pp. 138–143, 2003.
- [13] Barabasi and Albert, “Emergence of scaling in random networks,” *Science*, vol. 286, no. 5439, pp. 509–12, Oct. 1999.
- [14] R. Albert and A.-L. Barabási, “Statistical mechanics of complex networks,” *Rev. Mod. Phys.*, vol. 74, no. 1, pp. 47–97, 2002.
- [15] G. Kjølle, R. H. Kyte, K. Hänninen, and T. H. E. S. Dagmar, “Major Storms – Main Causes , Consequences and Crisis Management,” *22 nd Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 0658, pp. 10–13, 2013.
- [16] G. J. Correa and J. M. Yusta, “Grid vulnerability analysis based on scale-free graphs versus power flow models,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 101, pp. 71–79, 2013.
- [17] J. Beyza, J. Yusta M, G. Correa J, and H. Ruiz F, “Vulnerability Assessment of a Large Electrical Grid by New Graph Theory Approach,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 2, pp. 527–535, Feb. 2018.
- [18] G. J. Correa and J. M. Yusta, “Structural vulnerability in transmission systems: Cases of Colombia and Spain,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, pp. 408–418, 2014.
- [19] J. Johansson, “Risk and Vulnerability Analysis of Interdependent Technical Infrastructures: Addressing Socio-Technical Systems,” Lund University, 2010.
- [20] A. M. Haidar, A. Mohamed, and A. Hussain, “Vulnerability assessment of a large sized power system considering a new index based on power system loss,” *Eur. J. Sci. Res. Eur. J. Sci. Res. J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 17, no. 2, pp. 61–72, 2007.
- [21] Boletín Oficial del Estado, “ORDEN ITC/962/2006.” pp. 1–20, 2006.
- [22] A. J. Osiadacz, “Simulation and analysis of gas networks.” Gulf Publishing Company, Houston, TX, 1987.
- [23] IEEE Power Systems Test Case, “IEEE,” 2018. [Online]. Available: <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [24] D. R. Anderson, D. J. Sweeney, and T. A. Williams, *Essentials of statistics for business and economics*. South-Western, 2011.
- [25] REE, “Mapa del sistema eléctrico ibérico 2018,” 2018. [Online]. Available:

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf.

- [26] Enagás, “Infraestructuras en operación,” 2018. [Online]. Available: <http://www.enagas.es/WEBCORP-static/instalaciones/index.htm>.
- [27] Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento, “Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.” 2014.
- [28] J. Beyza and J. M. Yusta, “Robustness assessment of the expansion of coupled electric power and natural gas networks under cascading failures,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 21, pp. 5753–5760, Nov. 2018.