

Universidad de Buenos Aires  
Facultad de Ciencias Económicas  
Escuela de Estudios de Posgrado

---

**MAESTRÍA EN ECONOMÍA**

---

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

---

Infraestructura eléctrica en Argentina: evaluación  
económica a partir de la Teoría de Redes

---

AUTOR: AYELEN CARMEN BARGADOS

DIRECTOR: VIKTORIYA SEMESHENKO

AGOSTO, 2019

---

## Resumen

La infraestructura energética y, en particular, el tendido de las redes de transmisión eléctrica, pueden contribuir a la cohesión territorial y al desarrollo socio-económico. El sector eléctrico argentino nació inicialmente en forma de sistemas aislados, que respondían a demandas locales. Su integración regional fue teniendo lugar a medida que las demandas se ampliaban y en función de la geografía particular del país, donde los grandes centros de consumo de energía eléctrica distan de los centros más importantes de generación. En los últimos años, el deterioro de la calidad del servicio y las interrupciones en el mismo (algunas de gran magnitud) se han vuelto cada vez más frecuentes y extendidos, como consecuencia de múltiples factores (crecimiento de la demanda urbana, fenómenos climáticos, ausencia de suficientes inversiones, etc.). Una prestación deficiente del servicio concierne costos económicos que podrían más que compensar a los potenciales beneficios de la infraestructura eléctrica existente. Esta Tesis se propone estudiar las interrupciones del servicio en el sistema eléctrico argentino, tanto desde el punto de vista de la estructura de la red como del económico, valiéndose de la Teoría de Redes como enfoque de estudio. Los resultados obtenidos a partir de este enfoque permiten plantear diversos escenarios para los cuales se pueden estimar los costos económicos, poniendo a la luz características estructurales potencialmente mejorables. Se estudia la red de todo el sistema y luego la red regional que se compone de Capital Federal y Gran Buenos Aires, pudiéndose clasificar ambas bajo el tipo de red “mundo pequeño”. Frente a perturbaciones de diferente índole, estas redes parecen ser más resistentes a *shocks* de tipo aleatorio que dirigido o intencional. Por último, se estima el impacto económico de las perturbaciones estudiadas. Por tratarse de una investigación de primer orden sin antecedentes para la infraestructura eléctrica argentina, mejoramientos en la estrategia de *shock* implementada como en la metodología de evaluación económica del impacto constituyen futuras líneas de investigación. Ampliar el caso de estudio a otras regiones del país sería de utilidad para la comparación y ejecución de acciones tanto públicas como privadas, a nivel nacional y provincial.

**Palabras clave:** economía urbana, economía urbana espacial, efectos de *spillover*, recopilación de datos y estimación, programación computacional.

Redes eléctricas, teoría de grafos, simulaciones.

**JEL Codes:** R, R12, C8, C80.

# Contenido

Introducción .....	1
1. Planteamiento del tema.....	3
2. Marco teórico .....	5
2.1. Sistemas complejos .....	5
2.2. Topología y tipología de la red .....	5
2.3. Análisis del impacto de perturbaciones .....	7
2.4. Evaluación económica .....	7
3. Metodología .....	9
4. Análisis descriptivo: aspectos topológicos y tipología.....	13
4.1. Propiedades topológicas de la red .....	15
4.1.1. Diámetro .....	16
4.1.2. Longitud del camino promedio .....	17
4.1.3. Densidad .....	18
4.1.4. Grado promedio .....	18
4.1.5. Coeficiente de clustering promedio.....	19
4.1.6. “Asortatividad” ( <i>assortativity</i> ).....	20
4.1.7. Eficiencia .....	21
4.2. Propiedades topológicas de los nodos .....	21
4.2.1. Grado .....	22
4.2.2. Cercanía .....	24
4.2.3. Intermediación ( <i>betweenness</i> ).....	25
4.3. Tipología.....	27
4.3.1. Interpretación de indicadores clave .....	27
4.3.2. Función de distribución del grado .....	28
5. Análisis dinámico: <i>shocks</i> aleatorios versus dirigidos .....	31
5.1. Antecedentes .....	31

5.2. Modelo a implementar.....	33
5.3. Perturbaciones aleatorias .....	36
5.4. Perturbaciones dirigidas .....	39
5.4.1. Perturbaciones “ <i>one-shot</i> ” vs. remociones sucesivas.....	40
5.4.2. Perturbaciones por ubicación geográfica.....	42
6. Evaluación económica de interrupciones en el transporte de energía eléctrica .....	49
6.1. Antecedentes .....	49
6.2. Modelización.....	49
6.2.1. Estimación macroeconómica .....	51
Reflexiones finales .....	53
Referencias bibliográficas.....	56
Anexo.....	62

## Introducción

Esta Tesis se propone estudiar la interrupción de la transmisión de energía en el sistema eléctrico argentino, empleando el enfoque de Teoría de Redes. Dicha metodología permite analizar las características estructurales de las redes eléctricas y su comportamiento frente a perturbaciones o *shocks*. En particular, se estudia la configuración topológica de la red eléctrica argentina en su conjunto (“SADI”) y para la región de Capital Federal y Gran Buenos Aires (“GCABA”) en su segmento de Transmisión o Transporte.

El sector eléctrico argentino nació inicialmente en forma de sistemas aislados, que respondían a demandas locales. Su integración regional fue teniendo lugar a medida que las demandas se ampliaban, y en función de la geografía particular del país, donde los grandes centros de consumo de energía eléctrica distan de los centros más importantes de generación. La infraestructura energética y en particular, el tendido de las redes de transmisión puede contribuir a la cohesión territorial, y por ende, al desarrollo socio-económico (Carrizo, Forget, & Jacinto, 2014).

El sistema eléctrico nacional está, a su vez, segmentado en sus tres subsectores componentes, bien diferenciados en cuanto a las actividades que conciernen a cada uno (y en materia regulatoria): generación, transporte/transmisión, y distribución. Dadas las condiciones de regulación, el contexto macroeconómico y las conductas microeconómicas, el sector ha alcanzado un estado crítico en materia de provisión de energía eléctrica al usuario final. En los últimos años el deterioro de la calidad del servicio y las interrupciones en el mismo (algunas de gran magnitud) se han vuelto cada vez más frecuentes y extendidos, a raíz de múltiples factores como el crecimiento de la demanda urbana, algunos fenómenos climáticos y la ausencia de suficientes inversiones. Esto concierne costos económicos que podrían más que compensar a los potenciales beneficios de la infraestructura eléctrica existente.

El Análisis de Redes (AR) es una sólida técnica de modelización que otorga métodos y métricas útiles para la comprensión de comportamientos de sistemas con múltiples nodos vinculados entre sí. La infraestructura pública es fundamental en los tiempos actuales, tiene un rol central para cualquier sociedad. En particular el sistema eléctrico es esencial y contar con herramientas de análisis que den a conocer características topológicas y dinámicas específicas para redes complejas permite reconocer el origen de fallas y evolucionar en el diseño de la infraestructura eléctrica.

Esta Tesis contribuye a una comprensión diferenciada e integral del sistema eléctrico nacional. Permite, asimismo, realizar comparaciones internacionales (y respaldar los resultados en dichos antecedentes). Adicionalmente, se trata de un trabajo de base que abre la posibilidad de continuar una línea de investigación en el campo. Cabe destacar que en 2015 se realizó un primer avance en este estudio -no publicado-, de propia autoría, utilizando una herramienta de tratamiento de redes de menor potencial que la que se ha utilizado en esta Tesis.

El trabajo se estructura como sigue. En el primer capítulo se plantea el tema de estudio en el marco de su relevancia para la economía regional y urbana, detallando objetivo general y objetivos específicos, así como las principales preguntas e hipótesis que han guiado la investigación. Luego se revisan algunos antecedentes que dan un marco teórico muy general a la investigación propuesta y se presenta en detalle la metodología empleada, incluyendo fuentes de datos y herramienta para el tratamiento de éstos (segundo y tercer capítulo, respectivamente). A continuación, en el Capítulo 4, se presentan los resultados que describen las características topológicas de las redes bajo estudio (y sus componentes) así como su tipología, lo que permite realizar inferencias sobre los resultados esperables en el análisis dinámico que se desarrolla en el Capítulo 5. En particular, el Capítulo 5 busca revelar el comportamiento de dichas redes frente a perturbaciones de distinto tipo. El Capítulo 6 presenta alternativas de estimación de los costos económicos de las perturbaciones, utilizando justamente la información que se obtiene a partir de la aplicación de la metodología AR en los capítulos anteriores. Por último, se delinean Reflexiones Finales que dan cuenta de algunas acciones recomendadas para morigerar el impacto de *shocks*, así como futuras líneas de investigación y principales problemas hallados a la hora de implementar el presente estudio. En el Anexo se incluyen algunas figuras y tablas complementarias.

## 1. Planteamiento del tema

Este trabajo se propone analizar el impacto de las fallas en cascada (que potencialmente producen “apagones”) en el sistema argentino de transmisión de energía eléctrica (líneas de alta tensión, generadoras y estaciones de transformación o subestaciones), empleando un enfoque que permite analizar las características estructurales de las redes eléctricas y su comportamiento frente a perturbaciones (*shocks*).

La infraestructura de comunicación, transporte y energía es esencial para la vida cotidiana. En tal sentido, los efectos de desperfectos y/o déficits en infraestructura son de gran alcance. Tómese el caso del suministro de energía eléctrica, donde la ocurrencia de fallas puede ocasionar interrupciones en las vías de comunicación y pérdida de información, alteraciones en el transporte, problemas con el circuito bancario y la operatoria del mercado de capitales, además de afectar la actividad residencial como así también procesos fabriles, sólo a modo de ejemplo a partir de lo que se ha observado en los sucesivos apagones que tuvieron lugar en distintas partes del mundo.

Como se ha introducido previamente, el sistema eléctrico nacional ha alcanzado un estado crítico en materia de provisión de energía eléctrica al usuario final. Particularmente en la última década (década y media), se ha experimentado un importante deterioro de la calidad del servicio.

En este marco y luego de una revisión de variada literatura y constatación de la disponibilidad de datos, el presente trabajo aborda la problemática del sector eléctrico argentino desde el Análisis de Redes (AR). La red eléctrica argentina se estudia en dos niveles geográficos: en primer lugar, el Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) y, en segundo lugar, la región compuesta por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires -Capital Federal- y Gran Buenos Aires (“GCABA”). Para construir estas redes se disponen de los mapas geográficos del SADI y regiones, es decir, se trabaja con la red real.<sup>1</sup>

Como ya se mencionó, el AR es una técnica de modelización que otorga métodos y métricas útiles para la comprensión de comportamientos en sistemas con elementos conectados entre sí.

El objetivo general es, entonces, analizar el impacto de los potenciales desperfectos en la transmisión de energía eléctrica, aplicando las técnicas propias del análisis de grafos. Los casos

---

<sup>1</sup> El SADI es el sistema argentino de transmisión eléctrica y materializa el Mercado Eléctrico Mayorista.

bajo estudio son el sistema de transmisión eléctrica de todo el país y la región de Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, a fin de explorar las debilidades estructurales que provocan un funcionamiento inadecuado de la red y/o la interrupción en el servicio, generando costos privados y sociales.

Por objetivos específicos se tienen:

- Describir las características estructurales de las redes bajo estudio y compararlas con las de redes sintéticas (teóricas), a fin de predecir o inferir cierto comportamiento ante distintos tipos de perturbaciones (*shocks*).
- Analizar la tolerancia de las redes a fallas aleatorias y la robustez frente a fallas provocadas (dirigidas hacia ciertos puntos relevantes para la conectividad), en búsqueda de las principales debilidades del sistema.
- Evaluar económicamente el impacto de *shocks* sobre el actual diseño de la infraestructura eléctrica argentina.
- Recomendar posibles acciones y medidas que moderen el impacto de las interrupciones (pequeñas o a gran escala).

En esta investigación se intentarán responder las siguientes preguntas:

1. ¿Qué características topológicas presentan las redes de transporte eléctrico de Argentina (SADI) y principal aglomerado urbano (GCABA)?
2. ¿Qué factores son críticos para su funcionamiento y cómo las afectan?
3. ¿Cómo medir la robustez de ambas redes? ¿Son SADI y GCABA resistentes a eventuales *shocks*?
4. ¿Cómo impacta económicamente la ocurrencia de perturbaciones (alteraciones en la prestación del servicio)?
5. ¿Es posible adoptar alguna medida para reducir el impacto de interrupciones en el suministro?

Adicionalmente, como hipótesis general se supondrá que las redes eléctricas tanto de Argentina como de la región que aquí se denomina GCABA pertenecen a la clase de “mundo pequeño”, concepto que se definirá más adelante (Han & Ding, 2011; Holmgren, 2006; Saniee Monfared, Jalili, & Alipour, 2014; Sun, 2005; Watts, 2004; Watts & Strogatz, 1998).



## 2. Marco teórico

A continuación, se presenta una breve reseña de algunos antecedentes correspondientes a cada etapa del trabajo, si bien luego se brindará una revisión bibliográfica específica en los capítulos donde se desarrollan los resultados de la investigación.

### 2.1. Sistemas complejos

*Sistemas complejos* constituye el área de estudio que abarca la problemática de partes interactuantes donde adquieren relevancia efectos de organización. En particular, estos conjuntos de partes no constituyen ampliaciones proporcionales de sus componentes. Las partes se comportan, en conjunto, muy distinto a como lo hacen las partes en forma aislada (Bar-Yam, 2002; Fortunato, 2011; Heymann, Perazzo, & Zimmermann, 2013; M. E. J. Newman, 2011).

La infraestructura eléctrica del mundo actual soporta cada vez una demanda mayor y adquiere una mayor complejidad. Con el paso del tiempo, se ha ido reconociendo que la comprensión de los comportamientos emergentes de la red eléctrica sólo puede ser alcanzada desde una perspectiva sistémica, aprovechando los avances de la teoría de redes complejas (Kinney, Crucitti, Albert, & Latora, 2005). Este enfoque es relativamente reciente dentro del campo de estudio de los sistemas complejos.

Parte de estos sistemas son las redes, que fueron estudiadas matemáticamente desde la Teoría de Grafos. Esta metodología es desarrollada por un gran número de trabajos para analizar las redes eléctricas, objeto de estudio de la presente Tesis. En general, estos trabajos describen en primer lugar las características topológicas de la red, tratando de utilizarlas para identificar a la red real con alguna red sintética (“teórica” y conocida). En un segundo lugar, se intenta observar el comportamiento de la red frente a *shocks* (aleatorios o dirigidos -deliberados-), a fin de determinar cuán vulnerable o robusta es. Por último, se puede hallar en algunos de ellos recomendaciones para mejorar la resistencia de la red ante *shocks*.

### 2.2. Topología y tipología de la red

En general todos los estudios hacen una descripción de las características topológicas de la red y sus nodos. Siguiendo a Newman (2003), una red es un conjunto de elementos -llamados vértices o nodos- conectados entre ellos a través de ciertas líneas o bordes -llamados vínculos, conexiones o *links*-. Los sistemas que toman la forma de redes suelen ser llamados “grafos” en la literatura matemática.

Las características topológicas de una red o grafo son sus propiedades estructurales que permiten tipificar al sistema en cuestión. El análisis de estas características se realiza a través de ciertos instrumentos o medidas estadísticas que adquieren un valor propio de acuerdo a la configuración de la red bajo estudio (se detallan en el capítulo metodológico). Los resultados obtenidos para estos indicadores se comparan con los de ciertas redes teóricas conocidas y de este modo se puede inferir qué tipo de red se está estudiando y las respectivas características de organización (de las partes individuales interactuantes en conjunto) que brindan información acerca de aspectos a tener en cuenta en el análisis de *shocks* (alteraciones en la red que modifican su estructura). Por dar un ejemplo, el tipo de red “libre de escalas” es aquél que resulta más vulnerable a perturbaciones en los nodos de mayor relevancia, pero más resistente a perturbaciones aleatorias, a diferencia de las redes de tipo “aleatorio”.

Un trabajo precursor en este tipo de análisis es el de Albert, Albert and Nakarado (2004) sobre la red de transmisión eléctrica norteamericana. Señalan algunas características que hacen a una red como la que estudian “libre de escalas” (*scale-free*). De aquí afirman que estas configuraciones son resistentes a *shocks* aleatorios que producen la caída de algún nodo mientras que resultan muy vulnerables a los “ataques” (fallos) dirigidos a los nodos de mayor carga eléctrica (grado), es decir, *shocks* donde quedan fuera de servicio, por ejemplo, subestaciones muy conectadas a otras o a generadoras.

Por su parte, un trabajo anterior de Watts & Strogatz (1998) introduce el fenómeno “mundo pequeño” que da lugar a una clase de red homónima. Se trata de una propiedad que puede determinarse a partir de ciertas métricas específicas –un alto grado de agrupamiento y una baja trayectoria promedio-, pero que también emerge de la forma en que se han desarrollado (construido) muchas redes eléctricas: varias redes independientes y sin conexión entre sí fueron conectadas para compartir y/o intercambiar energía entre ubicaciones distantes, mejorando la capacidad de abastecimiento del sistema y su eficiencia (Pagani & Aiello (2013), en base a Watts (2004)). La característica de “mundo pequeño”, por otra parte, provoca que los *shocks* de tipo aleatorio ocasionen en principio muy moderadas alteraciones en el funcionamiento adecuado del servicio, mientras que, si ocurren desperfectos en los principales nodos, las respectivas redes podrían quedar dañadas prácticamente por completo (apagones).

Otros autores han seguido este tipo de enfoque para caracterizar las redes de (alguna región de) US, Europa, Asia y países latinoamericanos -no Argentina- (Atkins, Chen, Kumar, Marathe, &

Tech, 2009; Crucitti, Latora, & Marchiori, 2004a; Holmgren, 2006; Rocco S., 2008; entre otros).

Como señalarán años después Cuadra, Salcedo-Sanz, Del Ser, Jiménez-Fernández, & Geem (2015), no existe una estructura topológica igual para todas las redes eléctricas, aunque la mayoría es robusta ante perturbaciones aleatorias y vulnerable ante ataques o desperfectos en nodos específicos (perturbaciones dirigidas).

### 2.3. Análisis del impacto de perturbaciones

Los estudios mencionados además efectúan el análisis de resistencia de la red a alteraciones aleatorias (pérdida aleatoria de conexiones) como así también a alteraciones deliberadas de ciertos nodos (estaciones transformadoras de transmisión o de subestaciones de distribución).

Una discusión interesante en este sentido gira en torno a los distintos indicadores que pueden utilizarse para evaluar la robustez y vulnerabilidad de una red eléctrica.

Wang, Scaglione, & Thomas (2010) investigan las medidas de centralidad que son aplicables a las redes eléctricas, dado que sirven para clasificar la importancia relativa de nodos y vínculos en un grafo. En este sentido, realizan varios experimentos para el sistema de transmisión de New York City, utilizando diversos parámetros, y hallan a los indicadores topológicos bastante adecuados para el análisis de redes reales. El trabajo de Luo, Bompard, & Rosas Casals (2012) también investiga la relación entre medidas teóricas y reales para distintas situaciones de fallos que imprimen a las redes eléctricas alguna dinámica en particular. Hallan cierta aproximación estadísticamente significativa (aunque débil), analizando las redes reales de algunos países europeos. Ouyang, Pan, Hong, & Zhao (2014), por su parte, analizan la correlación de algunos indicadores teóricos con ciertas métricas de la ingeniería eléctrica. Encuentran, en cambio, sólo para la mitad de los casos una leve asociación. En consecuencia, de acuerdo a sus resultados, el uso de medidas topológicas para evaluar la vulnerabilidad real de las redes eléctricas debería ser cuidadoso. Por último, Bompard, Pons, Luo, & Rosas Casals (2015) proveen tres nuevas métricas, a fin de juzgar la vulnerabilidad estructural de redes de transmisión eléctrica.

### 2.4. Evaluación económica

El conocimiento de la red, desde una metodología alternativa y complementaria a la “ingenieril”, es un aporte significativo a la política pública en infraestructura. En tal sentido, el análisis topológico y el consiguiente estudio de los efectos de *shocks* exógenos sobre la

prestación del servicio podría ser un importante insumo adicional para la evaluación económica de los costos de las interrupciones en el suministro bajo el diseño existente del sistema.

Si bien no está ampliamente estudiado en el campo de los *sistemas complejos*, se hallan en casi todos los trabajos algunas recomendaciones para modificar la infraestructura.

Un enfoque alternativo se halla en Rios, Kirschen, Jayaweera, Nedic, & Allan (2002), quienes llevan a cabo un análisis probabilístico costo-beneficio que balancea el costo del margen de seguridad *versus* el beneficio de evitar un malfuncionamiento de la red. Utilizan simulaciones por el método de Monte Carlo mejorado al tomar en cuenta fenómenos que son tiempo-dependientes, como por ejemplo una perturbación en el sistema que termina en un fallo en cascada. A los distintos fenómenos les asignan ciertos valores de probabilidad, y evalúan los costos y beneficios en cada escenario. De este modo también intentan presentar una alternativa no determinística a la hora de elegir el criterio de “seguridad” para la red eléctrica (el criterio para controlar o garantizar el correcto funcionamiento de ésta y evitar “apagones”). Sin embargo, no utilizan la metodología AR para desarrollar su análisis.

Otros estudios son netamente económicos, consistentes ya sea en mediciones macroeconómicas como en estimaciones a partir de datos de encuestas (pueden verse, por ejemplo, Fernández Rodríguez, 2012; Flores Soria, 2009; Kelly, 2015; Tishler, 1993; Yamashita, Joo, Li, Zhang, & Liu, 2008).

No ha sido posible hallar antecedentes que conjuguen técnicas de evaluación económica de interrupciones en (o deterioro de la calidad de) la transmisión eléctrica con los resultados obtenidos por aplicación del AR al estudio de dichas alteraciones.

### 3. Metodología

El enfoque elegido para este estudio y que se ha extendido en la última década, surge de la Teoría de Redes (Teoría de Grafos). Ésta brinda herramientas para un análisis integral cuantitativo y cualitativo.

*Sistemas complejos* constituye el área de estudio que abarca la problemática de partes interactuantes donde adquieren relevancia efectos de organización. Algunos de estos sistemas pueden ser representados como redes, que son estudiadas desde la Teoría de Grafos en el campo de las matemáticas.

El Análisis de Redes (AR) se considera el más apropiado para el presente proyecto de investigación, ya que permite estudiar integralmente los potenciales fallos del sistema eléctrico. El análisis económico para contribuir con propuestas de política pública que reduzcan el impacto de las interrupciones se basa en las características topológicas y el comportamiento dinámico extraído por aplicación del AR. Estas características, así como el comportamiento frente a perturbaciones, es analizado aplicando las técnicas propias del análisis de grafos.

Las redes bajo estudio corresponden al sistema de transmisión de Alta Tensión (AT), a cargo del transporte de energía eléctrica desde las generadoras hasta las cabeceras de distribución (Subestaciones). Los casos de aplicación son el sistema nacional (“SADI”) y la región compuesta por Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires (“GCABA”).

Cada etapa de la investigación tiene su propio método de análisis. La caracterización de la red (y su consiguiente comparación con redes “teóricas”) consiste en un análisis descriptivo, mientras que el análisis de la robustez de la red ante *shocks* (perturbaciones por diferentes causas) requiere sucesivos ejercicios de simulación. Por último, se evalúan económicamente los resultados de los cambios provocados exógenamente, tomando la información obtenida aplicando AR, así como algunas variables y consideraciones económicas.

La caracterización topológica da a conocer, en primer lugar, los vértices o nodos que contiene la red bajo estudio y su vinculación, esto es, cuántas conexiones hay entre ellos. El SADI cuenta con 533 nodos (Generadoras y Estaciones Transformadoras, incluyendo éstas tanto las de Transmisión -AT- como a las Subestaciones -MT, fin del recorrido-) y 666 conexiones entre ellos; la red GCABA se compone de 153 vértices y 232 conexiones.

Esta etapa del trabajo continúa con la estimación de indicadores topológicos (características estructurales). Las estadísticas utilizadas para analizar las propiedades topológicas de las redes,

de sus nodos y conexiones, son: grado del nodo (cantidad de nodos con los que se halla directamente vinculado cada uno), grado promedio, distribución del grado, diámetro, densidad, longitud de la trayectoria característica, intermediación (entendible como capacidad de carga), cercanía, agrupamiento, asortatividad (la mejor traducción posible de *assortativity*) y eficiencia.

A fin de obtener estas métricas, el primer paso consiste en construir las redes en el programa que luego también se utilizará para el análisis de perturbaciones y las respectivas simulaciones de evaluación económica. Los grafos construidos replican las redes reales, disponibles en los respectivos mapas geográficos, fuente de la cual se obtienen los nodos y principales conexiones en forma estilizada.

El comportamiento de las redes frente a cambios exógenos se simula bajo dos escenarios: perturbaciones aleatorias (las conexiones se rompen al azar) y perturbaciones dirigidas o preferenciales, “atacando” ciertos nodos seleccionados de acuerdo a distintos criterios de relevancia (vínculos importantes para la transmisión de energía en el sistema). Asimismo, se analiza secuencialmente el estado de las redes a medida que una mayor proporción de las conexiones sufren fallos, focalizando el estudio en los sucesos de tipo "apagón" (fallas en cascada).

Para la evaluación económica se consideran sanciones a las empresas transportistas, compensaciones a los usuarios y valor agregado perdido por la indisponibilidad del suministro. Esencialmente, conociendo las características estructurales del sistema (red) y habiendo estudiado su comportamiento frente a distintas perturbaciones, se estima el impacto económico de dichos *shocks* sobre la infraestructura eléctrica, utilizando información sobre sanciones, compensaciones y valor agregado.

Cabe señalar que las redes estudiadas son estáticas, en términos de que sus nodos no pueden ser reubicados en el corto plazo. Dado que se trata de infraestructura, para que modificaciones físicas puedan tener lugar, debe pensarse en el largo plazo (cuando las inversiones logren implementarse y mostrar resultados); se precisan no sólo recursos económicos sino también tiempo.

En este sentido, este trabajo detectará dificultades y posibles realocaciones, pero su resolución no es sencilla. Adicionalmente, contémplese que en el largo plazo podrían tener lugar cambios geográficos, que también alterarían la escala temporal en que las modificaciones podrían hacerse efectivas.

Los datos utilizados consisten en el tendido geográfico de generadoras y estaciones transformadoras del sistema de transmisión de energía eléctrica (alta tensión) de todo el país, y para la red GCABA se cuenta además con de la disposición geográfica de las subestaciones de distribución (genéricamente incluidas en las llamadas "estaciones de transformación"). Esta información se halla disponible en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA, <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>) y en el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (<http://sig.se.gob.ar/geoportal/index.php/documentacion/cartografia/generacion-y-transporte-electrico>). Son datos presentados en mapas geográficos y unifilares, y se dispone de información adicional sobre la estructura en documentos de descarga online, de las mismas fuentes. Asimismo, se enriqueció esta información por medio de intercambios con expertos en la materia (ingenieros y técnicos, que se desempeñan/desempeñaron en el sector).

Cabe destacar que la información antes mencionada no se halla en el formato adecuado para su tratamiento con los fines aquí propuestos. En tal sentido, se debió primero transformar toda la información gráfica (mapas) en *inputs* de hoja de cálculo, con tabulación acorde a la forma en que procesa la información el software utilizado como herramienta para el análisis de redes.

A los fines de la construcción y presentación gráfica de las redes, se incorpora también información de IDE Conurbano de la Universidad Nacional de General Sarmiento, Instituto Geográfico Nacional y GADM *maps and data* (<https://gadm.org/index.html>).

Adicionalmente, las fuentes de información para la evaluación económica son el Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE), la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico del Ministerio de Hacienda, CAMMESA, la Secretaría de Energía del Ministerio de Energía y Minería y el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Para un trabajo previo que sólo abordaba la caracterización de la red (no publicado) se utilizó la herramienta de visualización y estadísticas de redes *Pajek*.<sup>2</sup> No obstante, dado que el campo

---

<sup>2</sup> V. Batagelj, A. Mrvar: Pajek – Program for Large Network Analysis. Home page: <http://vlado.fmf.uni-lj.si/pub/networks/pajek/>; W. de Nooy, A. Mrvar, V. Batagelj: Exploratory Social Network Analysis with Pajek, Structural Analysis in the Social Sciences 27, Cambridge University Press, 2005. ISBN:0521602629. [CUP](#), [Amazon](#).; V. Batagelj, A. Mrvar: Pajek – Analysis and Visualization of Large Networks. In J'unger, M., Mutzel, P. (Eds.): Graph Drawing Software. Springer (series Mathematics and Visualization), Berlin 2003. 77-103. ISBN 3-540-00881-0. [Springer](#), [Amazon](#), [preprint](#); V. Batagelj, A. Mrvar: Pajek – Program for Large Network Analysis. Connections, 21(1998)2, 47-57. [preprint](#).

de estudio de los Sistemas Complejos es muy vasto, se decidió utilizar el *software* de acceso libre y gratuito *R* (a través del Entorno de Desarrollo Integrado *RStudio*), que presenta mayor poder de procesamiento y de alta calidad.<sup>3</sup> Se adquirieron los conocimientos imprescindibles para su manipulación, se convirtieron las redes para su mejor visualización y se emplearon diversos paquetes estadísticos propios de la herramienta, a fin de obtener los resultados de cada etapa de la investigación.<sup>4</sup>

Los inconvenientes encontrados en el procesamiento de datos y las simulaciones fueron resueltos puliendo la minería de datos y/o revisando errores en la rutina (programación) de simulación y corrigiendo en consecuencia, y/o con *desk research* sobre la dificultad en foros del programa *R* y del estudio de redes.

---

<sup>3</sup> R Core Team (2018). *R: A language and environment for statistical computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>; RStudio Team (2016). *RStudio: Integrated Development for R*. RStudio, Inc., Boston, MA URL <http://www.rstudio.com/>.

<sup>4</sup> Csardi G, Nepusz T: The igraph software package for complex network research, *InterJournal, Complex Systems* 1695. 2006. URL <http://igraph.org>; Colin S. Gillespie (2015). Fitting Heavy Tailed Distributions: The *powerLaw* Package. *Journal of Statistical Software*, 64(2), 1-16. URL <http://www.jstatsoft.org/v64/i02/>; Adrian A. Dragulescu and Cole Arendt (2018). *xlsx: Read, Write, Format Excel 2007 and Excel 97/2000/XP/2003 Files*. R package version 0.6.1. URL <https://CRAN.R-project.org/package=xlsx>; Hadley Wickham and Jennifer Bryan (2019). *readxl: Read Excel Files*. R package version 1.3.0. <https://CRAN.R-project.org/package=readxl>; Pebesma, E.J., R.S. Bivand, 2005. Classes and methods for spatial data in R. *R News* 5 (2), <https://cran.r-project.org/doc/Rnews/> y Roger S. Bivand, Edzer Pebesma, Virgilio Gomez-Rubio, 2013. *Applied spatial data analysis with R*, Second edition. Springer, NY. <http://www.asdar-book.org/>; Butts C (2015). *\_network: Classes for Relational Data\_*. The Statnet Project (URL: <http://statnet.org>). R package version 1.13.0.1, URL: <http://CRAN.R-project.org/package=network> y Butts C (2008). “network: a Package for Managing Relational Data in R.” *\_Journal of Statistical Software\_*, \*24\*(2). URL: <http://www.jstatsoft.org/v24/i02/paper>.



## 4. Análisis descriptivo: aspectos topológicos y tipología

Un primer antecedente a este estudio de propia autoría es un trabajo de 2015 (no publicado) donde se analizaron las redes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, por un lado, y Gran Buenos Aires, por el otro. Se utilizó la herramienta *Pajek*,<sup>5</sup> tanto para la visualización como para la estimación de sus respectivas características topológicas. A modo ilustrativo, en la Figura A2 del Anexo se pueden visualizar las redes construidas con dicha herramienta en base al mapa unifilar geográfico disponible por entonces.

Como se señaló en el capítulo anterior, el estudio propuesto en este documento se llevará a cabo utilizando el software estadístico *R* y contará con el análisis descriptivo (topología y tipología) y dinámico (respuesta frente a perturbaciones) de las redes reales, con la correspondiente evaluación económica del impacto en la infraestructura de cambios provocados exógenamente.

Hasta el momento, no se ha abordado un análisis topológico del sistema argentino de transmisión eléctrica ni tampoco la evaluación del impacto de perturbaciones desde la teoría de redes. Esta teoría brinda una metodología de estudio que permite mostrar características importantes que nutren y se complementan con los resultados obtenidos desde enfoques alternativos, como la ingeniería o la teoría de la regulación.

Una red puede definirse formalmente como un grafo  $G(N, M)$ , donde  $N$  es el conjunto finito de nodos o vértices que lo componen y que están vinculados entre sí por  $M$  conexiones o *links*.

Las redes por estudiar corresponden al Sistema Argentino de Interconexión, consistente en líneas de transmisión de alta tensión, estaciones o centrales de generación y estaciones de transformación o subestaciones. Las subestaciones de baja tensión y la distribución local quedan fuera del alcance del presente estudio.

Para construir las redes de trabajo se tomaron los mapas geográficos del SADI puestos a disposición del público por el administrador del mercado eléctrico (CAMMESA).<sup>6</sup> Con la información tanto de vértices (generadoras y estaciones transformadoras) como de conexiones (trazas estilizadas de las líneas de transmisión), se insumió al programa *R* para estimar las distintas medidas topológicas y observar la dinámica de la red frente a alteraciones provocadas exógenamente.

---

<sup>5</sup> Para más detalles, véase el Capítulo 3 (Metodología).

<sup>6</sup> Los mapas son una representación estilizada (a escala) del tendido real pero también se trata del insumo más fiel de la traza real de las líneas de transmisión.

A la hora de construir las redes se efectuaron algunas simplificaciones y supuestos:

- Se trabaja con un grafo no dirigido (bidireccional), si bien conceptualmente se contempla que una estación transformadora (subestación) no fluye electricidad hacia una generadora, sino sólo a la inversa. A los efectos del análisis de *shock*, esta simplificación no resulta restrictiva.<sup>7</sup>
- A fin de tomar en cuenta sólo conexiones correspondientes al país y la región bajo estudio, se dejaron fuera líneas que por ejemplo unen las redes eléctricas de Argentina con países limítrofes o del Gran Buenos Aires y CABA con el interior de la Provincia de Buenos Aires. Adicionalmente, entre GCABA y el resto de la Argentina se plasman las principales conexiones en la red SADI, pero no se construye GCABA al nivel de detalle que tienen la región cuando se modeliza por separado (tal como se visualiza en el input principal que es el mapa geográfico). De esta forma, la proporción de conexiones excluidas es menor al 5% (4% para el caso de GCABA -9 conexiones fuera de la región- y 1% en el caso del SADI -8 conexiones transfronterizas-).
- No se incluyen aspectos físicos del propio proceso de transmisión eléctrica, como el proceso electromagnético, ni cuestiones relacionadas por ejemplo al control –ya sea humano o computarizado- del flujo a lo largo de la red. El análisis desarrollado se enfoca en las características estructurales que el sistema posee en su condición de red o grafo (topología).
- No se incluyen múltiples conexiones, sino una única conexión entre dos vértices cualesquiera, en la medida que el tendido real los conecte (es decir, si no hay una traza entre dos nodos cualesquiera, no se plasma, pero si el mapa muestra dos cableados o más, se refleja una sola conexión en la representación con que se trabajará aquí).

Como se comentó en el planteamiento del problema de investigación en el Capítulo 1, se tiene como hipótesis que las redes eléctricas tanto de Argentina como de la región que aquí se denomina GCABA pertenecen a la clase de “mundo pequeño” (concepto discutido en la sección 2.2).

La característica de “mundo pequeño”, además, provoca que los *shocks* de tipo aleatorio ocasionen en principio muy moderadas alteraciones en el funcionamiento adecuado del sistema, mientras que, si ocurren desperfectos o alteraciones en los principales nodos, las respectivas

---

<sup>7</sup> Véanse por ejemplo Crucitti et al., 2004; Martins et al., 2016; Motter & Lai, 2002; Rocco S., 2008.

redes podrían quedar dañadas prácticamente por completo –“apagón”- (Albert, Jeong, & Barabási, 2000; Cuadra et al., 2015; Holme, Kim, Yoon, & Han, 2002; Holmgren, 2006; Kinney et al., 2005; Motter & Lai, 2002). Esta dinámica se vincula a una característica netamente estructural de este tipo de redes, donde existe la habilidad de transmitir y difundir fácilmente bienes y servicios (así como también, por ejemplo, enfermedades). Este aspecto puede no ser beneficioso en tanto y en cuanto también facilita la propagación de fallas en cascada que pueden llevar a un apagón masivo.

Tal característica puede determinarse a partir de la medida de “eficiencia”, obtenida en base a las trayectorias más cortas entre dos nodos cualesquiera del grafo. Esta métrica fue introducida por Latora & Marchiori (2001, 2003), ampliando la caracterización de “mundo pequeño” presentada por Watts & Strogatz (1998). Latora & Marchiori (2001, 2003) demuestran que tal clase de redes es altamente eficiente (en términos topológicos), tanto a nivel local como global. La medida de eficiencia será utilizada en la evaluación de ambas redes bajo estudio tanto en su estado inicial como luego de verse afectadas por alguna perturbación exógena (remoción de vértices o de conexiones).

Otros ejemplos de “mundo pequeño” se hallan en la red de transporte (subterráneos de Boston, US), actores de cine, neuronas (*C. elegans*), colaboración científica, mercado de fusiones y adquisiciones, entre otros (Kogut & Walker, 2001; Latora & Marchiori, 2001, 2003; Newman, 2001, 2003; Watts, 2004; Watts & Strogatz, 1998).

El estudio de redes eléctricas desde el enfoque de sistemas complejos utilizando la teoría de grafos es relativamente reciente. Algunos trabajos que sirven de fundamento al presente estudio son Albert et al. (2004), prácticamente pionero en aplicar el enfoque a la red norteamericana de alta tensión, y Martins, Oliveira, Ribeiro, & Forgerini (2016), que analiza la topología del sistema de transmisión eléctrica de Brasil. Este trabajo es similar al realizado aquí, en particular en sus aspectos metodológicos para el análisis estático (de características topológicas), con el plus de tratarse de la red eléctrica de otro país sudamericano (prácticamente no hay estudios de teoría de grafos aplicada a redes eléctricas de América Latina).

#### 4.1. Propiedades topológicas de la red

En términos de la caracterización de las redes bajo estudio, primero se estiman algunos indicadores sugeridos por la teoría de grafos para analizar las características estructurales de redes complejas (análisis de la topología del grafo). La Tabla 1 expone la dimensión de las redes y los datos estadísticos, algunos de ellos brindan información sobre la red a nivel global

y otros proveen características de los nodos (vértices). Los sistemas aquí estudiados son relativamente pequeños: SADI contiene 533 vértices (entre generadoras y estaciones de transformación) conectados por 666 *links* y GCABA cuenta con 153 vértices vinculados por 232 conexiones, de acuerdo con la información disponible para 2017.<sup>8</sup>

Tabla 1

*Estadísticas topológicas*

<b>Indicador</b>	<b>SADI</b>	<b>GCABA</b>
Nro. de vértices	533	153
Nro. de conexiones	666	232
Grado promedio	2	3
Grado máximo	12	13
Grado mínimo	1	1
Diámetro	30	11
Densidad	0.5%	2.0%
Camino más corto	11	5
Clustering	0.099	0.155
Intermediación	0.284	0.32
Cercanía	0.087	0.182
Asortatividad	0.034	-0.222
Eficiencia	0.116	0.236

#### 4.1.1. Diámetro

Es la distancia más larga entre dos nodos cualesquiera en la red. A su vez, la **distancia**  $d_{ij}$  en este contexto se define como la longitud de (el número de conexiones en) el camino más corto entre ellos.<sup>9</sup> Por último, se denomina **camino o trayectoria** a la secuencia de vínculos entre dos nodos, visitando sólo una vez cada nodo (atravesando una única vez cada conexión). Es decir, el camino mínimo más largo entre todos los nodos de un grafo suele denominarse **diámetro**, donde un mismo *link* es atravesado sólo una vez.

Puede entenderse a la distancia así definida como la forma óptima (más rápida y “ahorrativa” en recursos del sistema) para transmitir la energía (Boccaletti, Latora, Moreno, Chavez, & Hwang, 2006).

<sup>8</sup> Puede verse la dimensión de otras redes eléctricas en los estudios topológicos referenciados en el Capítulo 2 (Marco teórico).

<sup>9</sup> Esta definición de distancia corresponde a lo que se conoce como distancia geodésica.

Como se muestra en la Tabla 1, el diámetro del sistema eléctrico nacional es 30, es decir, 30 *links* se recorren para unir “óptimamente” a los puntos más distanciados (6% de los vértices son atravesados). Esta es la distancia máxima que se halla en el SADI y corresponde a la unión entre la generadora Piquirenda (Provincia de Salta, en el Noroeste Argentino) y la estación transformadora Cerro Negro (Provincia de Chubut, ubicada al Sur). Esta medida refleja una característica geográfica importante, que condicionó la evolución del sistema eléctrico nacional: un país dispuesto a lo largo del territorio (en eje vertical), con la red del sur asociándose al Sistema de Interconexión en forma muy tardía (menos de dos décadas atrás).

Por su parte, lógicamente, la red de la región constituida por Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, GCABA, cuenta con un diámetro de 11 (8% de los vértices intervienen en la unión mínima de los dos nodos más distantes, es decir, 12), distancia que une a la generadora CMS (al sur) con la subestación Azcuénaga (centro-este de la región, macrocentro de la Ciudad).

#### 4.1.2. Longitud del camino promedio

También denominado longitud del camino o trayectoria característica, se trata del promedio de caminos más cortos entre todos los pares de nodos de la red, es decir, la distancia media o característica.

La **distancia característica**  $L$  de una red suele definirse como

$$L = \langle d_{ij} \rangle_{ij} = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{i \neq j \in G} d_{ij} \quad (4.1)$$

$L$  diverge si el grafo es desconexo (es decir, si incluye componentes no conectados). Por tal motivo, suele utilizarse la media armónica de las distancias como medida más general (y así se define la eficiencia global de la red, como se mostrará más adelante).

El valor medio de la longitud del camino más corto o distancia característica de la red SADI es 11 (en promedio, se deben recorrer 11 conexiones para vincular a todo par de vértices de la red eléctrica nacional), mientras que en el caso de GCABA se reduce a 5. Adicionalmente, dado que el diámetro para la primera es de 30 (o sea, la máxima distancia es 30, casi tres veces la distancia media) y en la segunda de 11 (el doble de la longitud de la trayectoria característica), se refuerza la idea de la dispersión existente en la red total de Argentina. Se analiza esta característica específicamente con el indicador de densidad.

### 4.1.3. Densidad

Es la fracción relativa de vínculos que existen en la red (conexiones efectivas en relación con el total de conexiones posibles). En términos del sistema energético, se estaría evaluando la facilidad de provisión de suministro desde la generación hasta la cabecera de distribución, a lo largo de las líneas de transmisión de alta tensión. Se define como

$$\delta(G) = \frac{2M}{N(N-1)} \quad (4.2)$$

En la Tabla 1 se muestra que ambas redes presentan una muy baja densidad, es decir, son dispersas (0,5% de los potenciales *links* y 2%, respectivamente). Esta propiedad es importante en la caracterización de “mundos pequeños”: nodos de otro modo muy alejados entre sí, son conectados por ocasionales -unos pocos- *links* globales (Pagani & Aiello, 2013). En particular, el sistema argentino de transmisión de alta tensión es una red emergente, construida sobre la base de distintos “polos” de suministro de energía atendiendo a las necesidades locales. Esos agrupamientos bien localizados y distantes fueron unidos por algunas conexiones en busca de una mayor capacidad del sistema en su conjunto, compartiendo la generación y transmisión de energía eléctrica a lo largo de una geografía dispuesta verticalmente, con 3.700 km de extensión Norte-Sur y 1.400 km de Este a Oeste.

### 4.1.4. Grado promedio

El grado (o conectividad)  $k_i$  de un nodo es su número de vecinos. Esto es, la cantidad de nodos con los que comparte un *link* (denominados nodos adyacentes) o, lo que es lo mismo, número de conexiones incidentes (*links* con los que se conecta a los vértices adyacentes). Puede definirse formalmente como

$$k_i = |n(i)| \quad (4.3)$$

Ahora bien, el promedio de este número, **grado promedio de la red**  $\langle k \rangle$ , se entiende como un indicador de la cohesión o conectividad (estructural y global) de la red

$$\langle k \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N k_i \quad (4.4)$$

Como sería de esperar, la red GCABA está globalmente más conectada que SADI (grado promedio de 2 vs. 3).

#### 4.1.5. Coeficiente de clustering promedio<sup>10</sup>

Esta medida indica el nivel medio (global) de agrupamiento que presenta la red. En general, esta característica es consecuencia del grado de transitividad existente en la red.

Usando las notaciones de Heymann et al. (2013, p. 204), “el coeficiente de *clustering*  $C_i$  del nodo  $i$  es la fracción de sus vecinos que son, a su vez, vecinos entre sí, y constituye una medida de cuán ‘integrado’ es el vecindario de un nodo”: si el nodo  $i$  se vincula al  $j$  y al  $k$ , ¿hay vinculación entre los nodos  $j$  y  $k$  también? En caso afirmativo, se está ante un triángulo entre dichos nodos.

El **clustering promedio**  $\langle c \rangle$  se obtiene simplemente sumando los coeficientes nodales y luego tomando promedio entre todos ellos. Por definición, este coeficiente toma valores entre 0 y 1.

$$\langle c \rangle = \frac{1}{N} \sum_i c_i \quad (4.5)$$

Siendo

$$c_i = \frac{m_i}{k_i(k_i - 1)/2} \quad (4.6)$$

donde  $m_i$  es el número de *links* que unen entre sí a los nodos adyacentes de  $i$  (sin contar al mismo  $i$ ).

Las redes tipo “mundo pequeño” son redes con aleatoriedad acotada (es decir, sus vértices no están vinculados totalmente al azar, sin un orden predeterminado, como sería una red aleatoria Erdős-Rényi<sup>11</sup>), que presentan un coeficiente de agrupamiento mayor al observado en redes aleatorias. Se interpreta como la alta probabilidad de hallar dos vértices conectados con un tercero en la medida que comparten un nodo en común. Podría decirse que, en un “mundo pequeño”, las aglomeraciones son altamente probables, y es también lo que se observa en el actual sistema de interconexión eléctrica, como ya se ha señalado aquí.

---

<sup>10</sup> El coeficiente de *clustering* promedio es una medida de la interconexión de la red, pero hay otras que también revelan información sobre el grado de agrupamiento, y que suelen diferir entre sí. Por lo tanto, como señala Jackson (2008), cada medida de *clustering* brinda una idea sobre las interrelaciones en una red, aunque en modo parcial.

<sup>11</sup> Albert & Barabási (2002); Boccaletti et al. (2006); Newman (2003); Watts (2004); Watts & Strogatz (1998).

#### 4.1.6. “Asortatividad” (*assortativity*)

Siguiendo a Boccaletti et al. (2006) y Estrada & Knight (2015), puede entenderse la “asortatividad” como una medida de correlación, que indica si los nodos de una red tienden a conectarse a sus “compañeros de conectividad” (*assortative networks* – coeficiente positivo-) o es más probable hallar nodos de bajo grado conectados a nodos de alta conectividad (*dissortative networks* -coeficiente negativo-). El **coeficiente de “asortatividad”** puede definirse como un coeficiente de correlación de Pearson (grado-grado)

$$r = \frac{1}{\sigma_q^2} \sum_{k_i, k_j} k_i k_j [e(k_i, k_j) - q(k_i)q(k_j)] \quad (4.7)$$

donde

$$q(k_j) = \frac{(k_j + 1)p(k_j + 1)}{\sum_i k_i p(k_i)} \quad (4.8)$$

siendo  $e(.)$  la fracción de conexiones que unen un nodo de grado  $k_i$  a un nodo de grado  $k_j$ ,  $p(k_j)$  la probabilidad de que un nodo seleccionado al azar presente grado  $k_j$  y  $\sigma_q^2$  la desviación estándar de la distribución  $q(k_j)$  (la cual se define, estrictamente, como la distribución del grado en exceso de un nodo al final de un *link* seleccionado aleatoriamente).

Ambas redes en estudio presentan una baja correlación, especialmente el sistema nacional, cuyo coeficiente es positivo y cercano a cero, revelando una leve asociación de centrales generadoras y subestaciones de alta conectividad (o grado) a otras con grado similar. La no negatividad cercana a cero (+0,034) tiene sentido en términos de que se unieron en su desarrollo agrupaciones localizadas aisladamente que atendían las necesidades de los territorios en cuestión (pueden imaginarse como subredes de conectividad más elevada que la media de la red global). Por su parte, esto debe compararse con una región (GCABA), que incluye al principal aglomerado urbano del país y que presenta una correlación de grado negativa (-0,222), revelando la atención de zonas menos concentradas uniéndolas a vértices más centrales (de conectividad más elevada).

Visto en conjunto con el hecho de que, si bien ambas redes son dispersas, GCABA lo es menos que SADI, y que la conectividad promedio de la primera es 50% más elevada que la de la segunda (si bien ambas tienen un grado promedio bajo), se caracteriza topológicamente el desarrollo histórico del sistema eléctrico argentino como red emergente a partir de necesidades y desarrollos locales dispersos.



#### 4.1.7. Eficiencia

Ciertamente la eficiencia puede ser tanto una medida global como local y nodal. Las dos primeras son las habitualmente utilizadas y han sido introducidas al análisis de redes por Latora & Marchiori (2001, 2003). La **eficiencia global** (o media) de un grafo es definida por estos autores como

$$E_{global}(G) = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{i \neq j \in G} \frac{1}{d_{ij}} \quad (4.9)$$

Puede denominarse  $\varepsilon_{ij} = 1/d_{i,j}$  a la eficiencia en la comunicación entre los vértices  $i$  y  $j$ , que por tanto se asume inversamente proporcional a la distancia<sup>12</sup> (mínima): cuanto más corto sea el recorrido para transmitir energía entre dos nodos, más elevada será la eficiencia de la transmisión entre ellos. Cuando no existiera un camino para unir  $i$  con  $j$ ,  $d_{i,j} = +\infty$  y  $\varepsilon_{ij} = 0$ .

Como podría esperarse a partir de una distancia media más elevada en el SADI que en GCABA, la eficiencia global de la primera red para conducir energía entre generadoras y estaciones transformadoras, a lo largo del tendido de alta tensión, es menor que en la segunda. En particular, el camino más corto promedio en SADI cuenta con una longitud poco superior al doble de GCABA, mientras que la eficiencia del primero es la mitad de la eficiencia del segundo.<sup>13</sup>

#### 4.2. Propiedades topológicas de los nodos

Ahora la perspectiva se torna más “micro” o local. Se analizarán tres características importantes de los nodos, comprendidas en las llamadas **medidas de centralidad**: grado, cercanía (*closeness*) e intermediación o carga (*betweenness*).

Siguiendo a Jackson (2010), las medidas “micro” nos permiten comparar nodos y decir algo acerca de cómo se relaciona cierto nodo con la red. En particular, las medidas de centralidad nos dan una noción de la posición o importancia de un nodo en la red.

---

<sup>12</sup> Cabe recordar que la distancia se define como longitud del camino más corto entre dos nodos de la red; no refiere al concepto de distancia geográfica, si bien éste podría conformar una medida alternativa. La eficiencia aquí se define en términos topológicos.

<sup>13</sup> Podría también pensarse en la construcción por optimización de un modelo de *benchmark* y luego medir la eficiencia por comparación entre la red existente y la óptima. Nuevamente, podría utilizarse la definición de eficiencia topológica o alguna medida alternativa que involucre distancia geográfica.

#### 4.2.1. Grado

Como ya se ha señalado, se trata del número de vecinos, es decir, con cuántos otras generadoras o estaciones transformadoras se relaciona la central o subestación  $i$  (cuántas conexiones emanan/llegan al nodo  $i$ ).

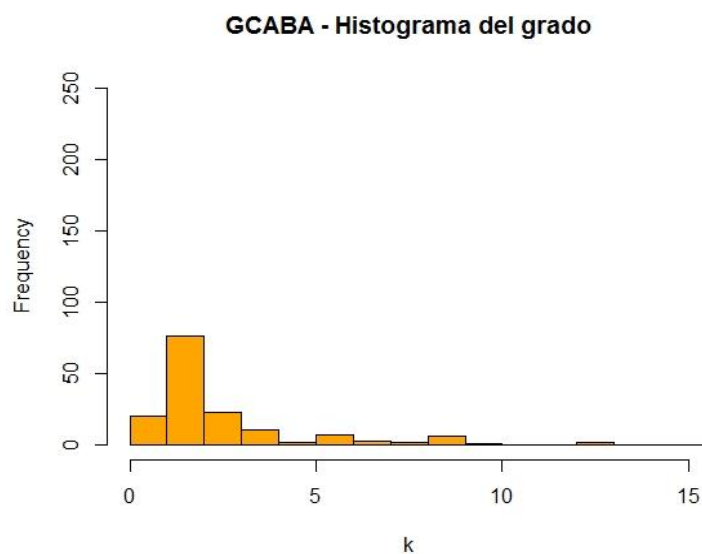
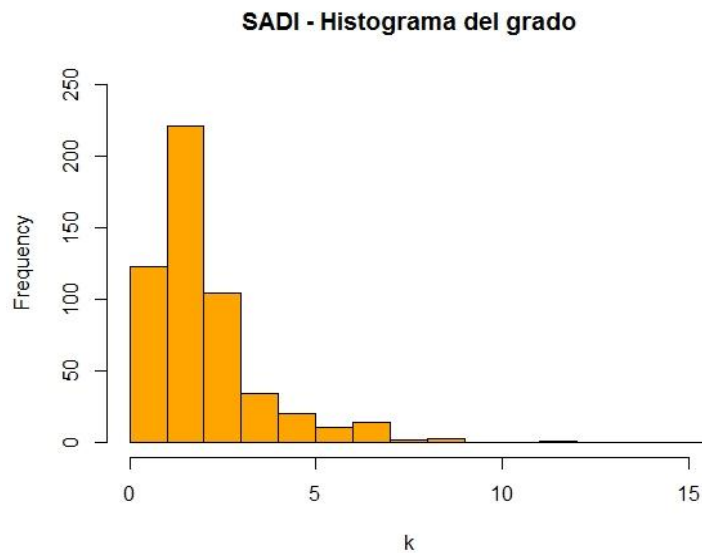
Esta medida podría arrojar una idea de cuán conectado está cada vértice con el resto de la red y de este modo también podría indicarnos cuán perjudicada resultaría la conexión de toda la red si dicha generadora o subestación fuera removida o desactivada. Es también cierto que esta medida no nos permite analizar cuán bien ubicado está el nodo en la red, dado que por ejemplo podría tener relativamente pocas conexiones, pero yacer en una ubicación crítica para la red en conjunto.

No obstante, si bien el grado podría utilizarse como principal medida de centralidad para el análisis de la dinámica de la red frente a perturbaciones, suele optarse por la medida de “carga” que será explicada unos párrafos más adelante.

El grado máximo en ambas redes es muy similar (12 para SADI, 13 para GCABA) y el grado mínimo es el mismo (1). Entre los máximos, en ambos casos se hallan estaciones de transformación: Resistencia (Provincia de Chaco, Noreste Argentino -NEA-, comunicando al resto del Noreste con el NOA y Litoral, en una de las Provincias más dinámicas del país -Santa Fe-) y en GCABA, Edison y Morón (zona norte y oeste, respectivamente, del Gran Buenos Aires).

Entre el grado mínimo se encuentran muchas subestaciones y en menor medida generadoras, atendiendo las localizaciones más distantes, originalmente menos conectadas o incluso inexistentes en la primera fase de desarrollo del país. Se refuerza la imagen de una concentración de nodos de baja conectividad al observar el histograma del grado (Figura 3).

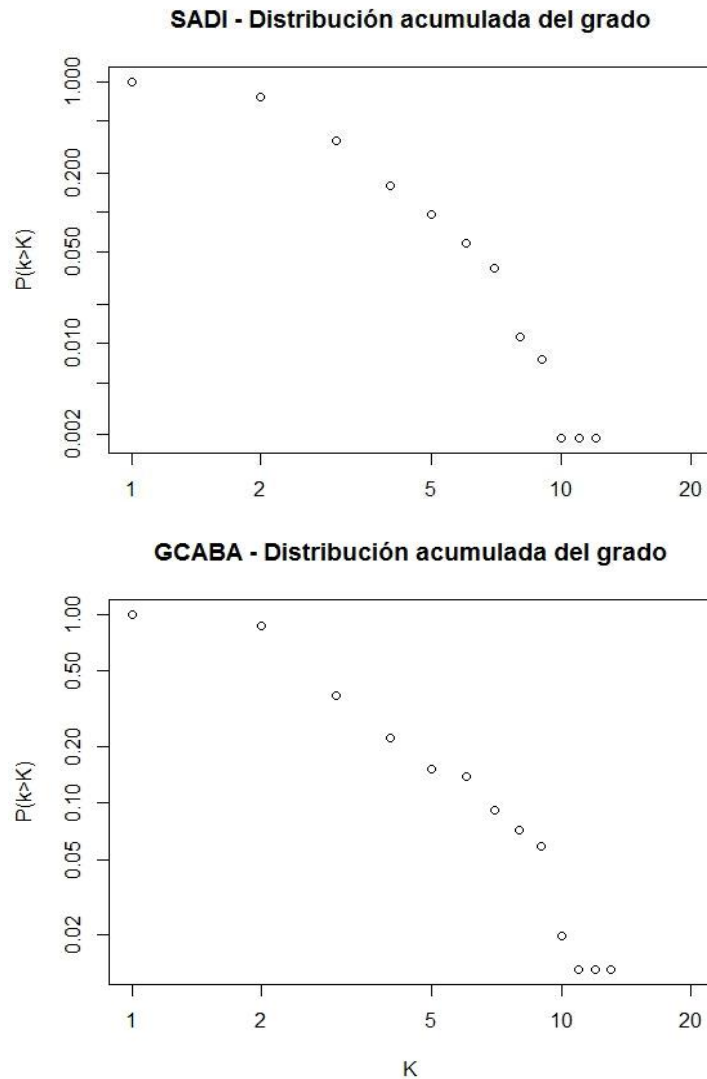
Figura 3. Histograma del grado. Muestra la frecuencia de cada grado (conectividad) para las redes de SADI y GCABA, respectivamente. En ambas redes se halla con mayor frecuencia el grado 2 ( $k=2$ ), es decir, nodos que se unen con otros dos; además, se observa mayor concentración de nodos a baja conectividad.



Otra estadística interesante es la **distribución acumulada del grado**  $P(k)$ , que es la probabilidad de que un nodo tenga grado mayor a  $K$ . Esto podría revelarnos cuán heterogénea es la red bajo estudio.<sup>14</sup> Sus momentos vienen dados por  $\langle k^n \rangle = \sum_i k^n P(k)$ .

<sup>14</sup> Nótese que, al tratarse de una red relativamente pequeña, no se dispone de una cantidad de datos suficiente para observar en la cola de la distribución algún patrón preciso (como podría ser el correspondiente a una “ley de potencia”). Se discutirá al respecto en la sección 4.3 sobre tipología de las redes bajo análisis.

Figura 4. Distribución acumulada del grado (log-log). Se muestra la probabilidad de que una central de generación o estación transformadora tenga más de  $K$  líneas de transmisión. En SADI, por ejemplo, la distribución decae mostrando la baja probabilidad de hallar un nodo con la máxima conectividad (12), similar a lo que se observa para GCABA hasta el grado 13.



#### 4.2.2. Cercanía

Indica cuán cercano es un nodo a otro, cuán fácilmente un nodo puede alcanzar a otro, cuán fácil es la transmisión de energía de un nodo a otro. Es una medida complementaria y útil para conocer la conectividad de los vértices. Se basa en la distancia total entre un nodo y cualquier otro, donde largas distancias alcanzan bajos valores de cercanía.

Un cálculo básico es el que toma la inversa de la distancia entre  $i$  y cualquier otro nodo (es decir, la inversa del total de conexiones en el camino más corto entre ese nodo  $i$  y cualquier otro de la red, para todo vértice). El coeficiente toma valores entre 0 y 1.

$$Cercanía_i = \frac{1}{\sum_{i \neq j \in G} d_{ij}} \quad (4.10)$$

La cercanía media en GCABA es prácticamente del doble a la del SADI, si bien lejos están de alcanzar al menos la media del máximo posible que es 1 (en línea con el resto de las características topológicas y de la estructura de desarrollo de estas redes, que se ha comentado aquí).

En la red regional, los nodos que están más cerca (en términos de *links* a recorrer para unirlos con cualquier otro nodo de la red) son la generadora Central Costanera (junto al Río de la Plata, en la zona sur de la Ciudad de Buenos Aires) y la estación transformadora Nogés, en el Noroeste del Gran Buenos Aires. En la red nacional, los vértices de mayor coeficiente de cercanía son estaciones de transformación ubicadas en algunos de los territorios más centrales de la actividad económica del país y, a su vez, se encuentran vinculadas entre ellas (Rosario Oeste en Provincia de Santa Fe, Ramallo, Rodríguez y Villa Lía en Provincia de Buenos Aires y Arroyo Cabral en el centro de la Provincia de Córdoba).

Cabe destacar que en lo que a la Ciudad de Buenos Aires concierne, la mayor concentración de generadores y subestaciones se halla en la zona ribereña. Por un lado, responde a que las centrales de generación que operan en la Ciudad tienen allí la ubicación acorde, por el otro la zona céntrica de la Ciudad (y mayor zona urbana del país) se ubica en torno a la salida portuaria.

#### 4.2.3. Intermediación (*betweenness*)

Fracción de todos los posibles caminos mínimos que conectan entre sí a cualquier par de nodos de la red, que deben pasar por el nodo  $i$ . Es un modo de evaluar cuán importante es  $i$  conectando los nodos  $j$  y  $k$ . Cuanto más cercana a 1 es esta medida, mayor es la proporción de trayectorias mínimas en que interviene  $i$  para conectar los nodos  $j$  y  $k$ , mientras que, si tiende a 0, indica que dicho nodo no es central (no tiene un rol crítico) en la conexión entre dos elementos cualesquiera de la red.

La **centralidad de intermediación (o carga) del nodo  $i$**  puede definirse por la siguiente expresión

$$B_i = \sum_{j \neq k \in G} \frac{n_{jk}(i)}{n_{jk}} \quad (4.11)$$

donde  $n_{jk}$  es el número total de caminos mínimos que conectan los nodos  $j$  y  $k$  y  $n_{jk}(i)$  es el número de caminos mínimos que unen los nodos  $j$  y  $k$  que pasan por el nodo  $i$ .<sup>15</sup>

Las dos primeras medidas de centralidad comentadas dan una idea de cuán alcanzable es un nodo dentro de la red, mientras que este indicador de intermediación aporta sobre el aspecto de cuán crítico o importante es un nodo en la conexión de la red y es representativo de la carga de cualesquiera de los vértices en el análisis de redes eléctricas. En efecto, como se definirá en el análisis de fallas, la capacidad de cada generadora y cada subestación en el estado inicial (tal como se halla la topología de la infraestructura eléctrica) puede definirse estructuralmente en función de la intermediación o carga.

La intermediación o carga media (medida a nivel nodal) de las redes bajo estudio es relativamente similar (SADI 0,284 y GCABA 0,32 como se muestra en la Tabla 1) y se halla un nodo de carga máxima en cada una de ellas: en el total de Argentina, la subestación Rodríguez (Oeste del Gran Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires) y en la subred regional, Central Costanera de generación térmica (Capital Federal). En ambos casos se trata también de nodos con grado (conectividad) relativamente alta (7 y 9, respectivamente).

Por último, se observa que el 28% de los nodos del SADI no tiene relevancia alguna en la trayectoria mínima posible a recorrer para unir dos nodos cualesquiera de la red (su coeficiente de intermediación es igual a 0), mientras que este patrón corresponde en GCABA al 33% de los vértices. Podría sugerirse entonces que ambas redes comparten una proporción similar de nodos de nula centralidad (en términos de intermediación) que estarían presentes en las respectivas redes sólo para la atención de zonas que de otro modo privadas de suministro.

A nivel de *links*, la **carga de cada conexión** es la fracción de caminos mínimos de la red que incluyen a dicha conexión. La conexión más transitada en la transmisión eléctrica en el sistema nacional es justamente la unión entre la generadora Belgrano (nodo de mayor carga, dada la actual configuración de la red) y la subestación Rodríguez, ambas en Provincia de Buenos Aires. En GCABA lo es la conexión entre las estaciones de transformación Ezeiza y Perito

---

<sup>15</sup>Boccaletti et al. (2006).

Moreno (Oeste del Gran Buenos Aires y Oeste de la Capital Federal, esta última subestación que encabeza, entre otras, el segmento de distribución).

En el SADI existen dos *links* que son los menos visitados a la hora de conectar pares de nodos a lo largo de la red, y son las conexiones entre Pto. Mineral y San Vicente (Provincia de Misiones, NEA) y Paraná y Santa Fe (Provincias de Entre Ríos y Santa Fe, en el Litoral). En el primer caso, se trata de zonas menos urbanizadas en relación con el resto del país (y en la región de menor desarrollo relativo), mientras que el segundo se trata de la vinculación entre las capitales de dos provincias regionalmente activas (en particular la ciudad de Santa Fe). De algún modo revela la necesidad de vincular puntos desarrollados energéticamente por su cuenta, en busca de un mejor funcionamiento y mayor capacidad de los subsistemas locales.

En cuanto a GCABA, son cuatro las conexiones de menor intermediación en la comunicación eléctrica de la región: generadora La Plata con estación transformadora Kaiser al sur, generadora Dique y Petroken, Edison y Boulogne (norte y noroeste del GBA), Perito Moreno con Alberdi (ambas en el oeste de la ciudad, muy cercanas geográficamente, además).

### 4.3. Tipología

#### 4.3.1. Interpretación de indicadores clave

Un primer punto para definir si una red es del tipo **pequeño mundo** apunta a la **longitud del camino más corto o distancia característica**. El “efecto mundo pequeño” se trata de que la red en cuestión presente un bajo valor para dicho indicador; suele establecerse que  $L \geq L_{rand}$ , siendo  $L_{rand}$  el camino más corto en una red aleatoria con la misma cantidad de nodos y el mismo grado promedio. En este caso,  $L_{rand}$  alcanza un valor aproximado de 7 para comparar con el 11 del SADI y 4,5 en comparación con 5 de GCABA. El “efecto pequeño mundo” parece estar presente en ambas redes reales.

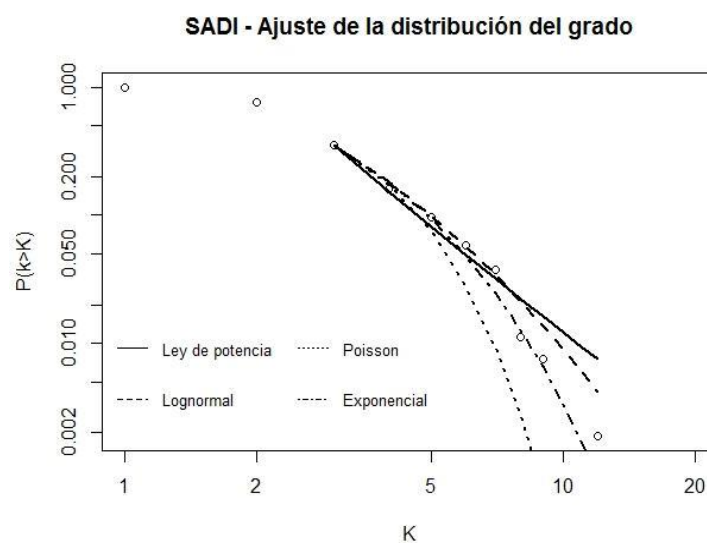
La segunda característica es que  $C \gg C_{rand}$ , es decir, que el coeficiente de clustering global (medio) sea mucho mayor al existente en una red aleatoria con el mismo grado promedio y la misma cantidad total de vértices. Para el SADI la relación es  $0,099 \gg 0,005$  y  $0,155 \gg 0,019$  para GCABA.

Con estas dos características puede decirse que ambas redes se corresponden al tipo de grafo “pequeño mundo”, donde la eficiencia global y local es elevada y tanto el flujo de energía como las fallas son de relativamente rápida transmisión y amplio alcance.<sup>16</sup>

#### 4.3.2. Función de distribución del grado

Una caracterización adicional que suele (y debe) hacerse, dado que se trata de un aspecto de suma utilidad para el análisis posterior de comportamiento frente a fallas aleatorias y desperfectos en nodos específicos (alteraciones dirigidas), es la determinación de la función que mejor describe la distribución acumulada del grado. A tal fin se realiza un proceso de ajuste a distintas formas funcionales conocidas y habitualmente halladas en redes complejas del mundo real y que permiten asociar el grafo bajo estudio a alguno de los tipos de grafos teóricos (o redes sintéticas). Se corrió en el software *R* este ajuste, así como se realizaron las correspondientes pruebas de hipótesis. La Figura 5 muestra los distintos ajustes testeados y la Tabla 2 presenta los correspondientes parámetros y estadísticos.

*Figura 5.* Posibles ajustes para la distribución acumulada del grado. Resultados de cuatro posibles funciones de distribución para la probabilidad de que, en cada red, se halle un nodo con grado mayor a  $K$ , iniciando en  $k=3$  para SADI y  $k=2$  para GCABA, de acuerdo al algoritmo que se utiliza para visualizar y testear el ajuste de las funciones. En complementación con los datos de la Tabla 2, el mejor ajuste corresponde a la función de distribución **Lognormal** (curva con guiones).



<sup>16</sup> Nótese además que las redes bajo estudio tienen una baja densidad, otra característica que suele estar presente cuando se hallan “mundos pequeños” reales (Watts, 2004; Watts & Strogatz, 1998).



GCABA - Ajuste de la distribución del grado

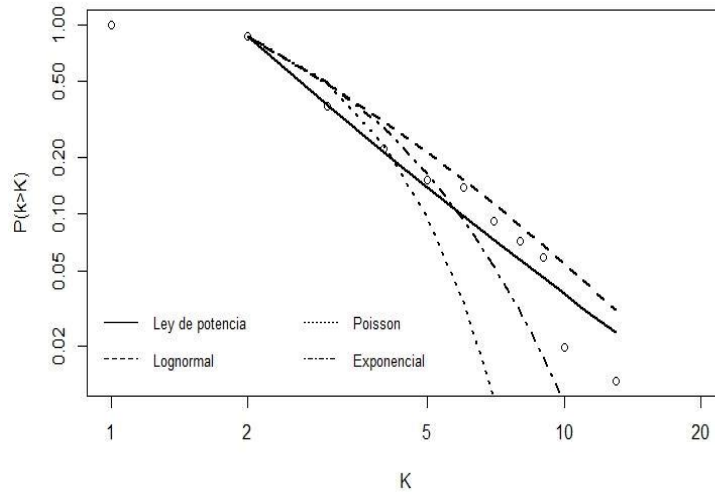


Tabla 2

Resultados de pruebas estadísticas para funciones de ajuste a la distribución del grado

	<b>Función de distribución acumulada</b>	<b>SADI</b>	<b>GCABA</b>
Power-Law	xmin	3	2
	alpha	3.57	2.74
	gof	0.04	0.046
	ntail	189	133
	prueba de bondad de ajuste (p-value)	0.05	0.12
PL vs. LN	p-two-sided	0.115	0.315
	p-one-sided	0.942	0.842
	p-one-sided inverso (LN vs. PL)	0.057	0.157
PL vs. PS	p-two-sided	0.169	0.00015
	p-one-sided	0.084	0.00007
	p-one-sided inverso (PS vs. PL)	0.916	0.99992
PL vs. EXP	p-two-sided	0.458	0.063
	p-one-sided	0.771	0.031
	p-one-sided inverso (EXP vs. PL)	0.229	0.968
PS vs. EXP	p-two-sided	0.005	0.00002
	p-one-sided	0.997	0.99998
	p-one-sided inverso (EXP vs. PS)	0.002	0.00001
PS vs. LN	p-two-sided	0.025	0.00007
	p-one-sided	0.987	0.99996
	p-one-sided inverso (LN vs. PS)	0.012	0.00003
EXP vs. LN	p-two-sided	0.78	0.017
	p-one-sided	0.61	0.991
	p-one-sided inverso (LN vs. EXP)	0.39	0.008

PL: power-law (ley de potencia), LN: Lognormal, PS: Poisson, EXP: Exponencial.

En la prueba de bondad de ajuste que permite concluir si los datos son generados por una distribución que sigue una ley de potencia, el *p-value* no debe ser cercano a cero (*p-value* tendiendo a 0 indicaría que la distribución del grado no sigue una ley de potencia).

Adicionalmente, las pruebas “*two-sided*” y “*one-sided*” son utilizadas para comparar distintas distribuciones y se complementan, siendo el primer test aquél que permite definir si alguna de las distribuciones comparadas es la cercana a la verdadera distribución; esto es así si el *p-value* tiende a cero. Luego, el *one-sided test* tiene en cuenta el orden en que se establecen las distribuciones a comparar y en la medida que el *p-value* tiende a cero, indica que la primera distribución es mejor a la segunda.

Para ambas redes la distribución que pareciera presentar el mejor ajuste es la **Lognormal**, indicativo de grafos con incidencia de la aleatoriedad (patrón también esperable en las redes de “mundo pequeño”, como se comentó algunas páginas atrás).<sup>17</sup>

Es decir, teniendo tanto una longitud de la trayectoria característica baja y un alto grado de agrupamiento, como una función de distribución Lognormal, posiblemente las redes de Argentina y del aglomerado urbano de Ciudad y Gran Buenos Aires sean “mundos pequeños” (Amaral, Scala, Barthelemy, & Stanley, 2000; Reichardt, 2008; Seshadri et al., 2008). La dispersión hallada (baja densidad) y la forma en que se ha desarrollado la construcción de estas redes, junto con la disposición geográfica del país, refuerzan esta conclusión.

---

<sup>17</sup> De acuerdo con Amaral, Scala, Barthelemy, & Stanley (2000), existen distintas clases de redes “mundo pequeño”. Una es la correspondiente a redes libres de escala caracterizadas por una distribución de la conectividad que decae como una ley de potencia; redes de escala amplia, caracterizadas por una distribución que presenta una ley de potencia seguida por un corte (*cutoff*) brusco, y por último las redes que tienen una única escala, cuya distribución de conectividad de los nodos contiene una cola de rápida caída, como la LN.

## 5. Análisis dinámico: *shocks* aleatorios versus dirigidos

### 5.1. Antecedentes

En términos del análisis dinámico de evolución de la red frente a alteraciones exógenas, dos trabajos son precursores en modelos de avalancha, es decir, modelos en que la perturbación inicial tiene un “efecto derrame” sobre otros componentes de la red, pudiendo alcanzar un estado de masividad que se denominaría coloquialmente “apagón”. Nótese que esta modelización difiere de la simple evaluación de las propiedades estáticas de la red una vez que se desactivan o remueven uno o más componentes de la red, sin tomar en consideración la posible sobrecarga de otros nodos (o conexiones) a causa del funcionamiento nulo o de menor calidad de los elementos perturbados.

Antes de comentar la esencia de ambos modelos, cabe diferenciar los dos tipos de *shocks* que habitualmente se aplican a fin de analizar la robustez o bien, la vulnerabilidad de la red bajo estudio. Por un lado, se puede evaluar el impacto de una remoción aleatoria de nodos o *links*, eligiendo uno o más componentes al azar que dan inicio a la falla en cascada, lo que en diversos estudios suele denominarse “error” (aleatorio); por otro lado, se tiene el llamado “ataque” (intencional), que consiste en la desactivación o remoción de un componente central para la red, es decir, se trata de un *shock* dirigido (Albert et al., 2000; Crucitti et al., 2004; Crucitti, Latora, Marchiori, & Rapisarda, 2003; Cuadra et al., 2015; Motter & Lai, 2002; Rosas-Casals, Valverde, & Sole, 2007). La importancia o centralidad del nodo o *link* se determina en general por la carga –intermediación–, iniciando la evaluación de la avalancha removiendo aquel elemento de mayor carga, aunque también hay casos en que se utiliza el grado de los nodos en lugar de la carga.

Un primer antecedente de modelización se halla en Motter & Lai (2002), donde se analiza el caso de remoción de un solo nodo en forma aleatoria y en forma dirigida (intencional) y se mide el daño ocasionado a través del tamaño de la componente gigante.<sup>18</sup> Dicha remoción genera un fallo en cascada en tanto y en cuanto ocasiona que otros elementos queden fuera de operación por presentar una carga *ex post* superior a la que tolera su capacidad (definida en función de la carga *ex ante* y un parámetro de tolerancia igual o mayor a 1). En sucesivas iteraciones se evalúa la carga de cada nodo en relación con su capacidad inicial; aquellos nodos sobrecargados

---

<sup>18</sup> Componente gigante es aquel subgrafo totalmente conectado de mayor tamaño en la red.

quedan fuera de servicio. El principal resultado indica que, en redes heterogéneas,<sup>19</sup> avalanchas pueden tener lugar a partir de perturbaciones sobre los nodos de mayor carga, pero no a partir de la remoción aleatoria (dado que es probable que al azar se elijan nodos de baja relevancia y, por tanto, es más improbable “apagar” masivamente la red). Aplican el modelo a una red eléctrica real, la del Oeste de Estados Unidos.

En segundo lugar, se tiene el trabajo de Crucitti et al. (2004), quienes reformulan el modelo de Motter & Lai (2002), dado que hasta el momento la remoción se trata de un *shock* de un único nodo y todos aquellos vértices que se sobrecargan a causa de esta remoción (o desactivación), son puestos fuera de funcionamiento. La propuesta de estos autores consiste en no retirar de operación a los elementos afectados a causa de la perturbación (en el proceso endógeno de redistribución del flujo de carga), sino por el contrario evaluar el deterioro de la eficiencia de la red a través de una regla de evolución del flujo. Esta ley de movimiento se plantea en términos topológicos (no del proceso físico de energía transmitida, por ejemplo): inicialmente todo *link* existente presenta una situación de completa eficiencia y, en la medida que tenga lugar una perturbación, se evalúa la eficiencia de cada *link* en función de la capacidad inicial y la carga *ex post* de los nodos vinculados por esas conexiones.<sup>20</sup> A lo largo de un proceso iterativo, se alcanza el reposo cuando la eficiencia global permanece sin modificarse (entre un momento  $t$  y otro  $t+1$ ). La eficiencia global, como se ha definido en el capítulo anterior, se compone de distancias mínimas y, por tanto, los cambios en la eficiencia de los *links* componentes afectan a la eficiencia de toda la red. Se define como “daño” a la pérdida de eficiencia global a causa de la falla en cascada (avalancha y potencial “apagón”) y se utiliza como indicador del efecto de la perturbación inicial.

En los mencionados trabajos, la **capacidad inicial de un nodo** se define proporcionalmente a su carga inicial  $B_i(0)$ :

$$C_i = \alpha * B_i(0) \quad i = 1, 2, \dots N \quad (5.1)$$

---

<sup>19</sup> Redes heterogéneas son aquellas donde la distribución de los *links* (distribución del grado) es heterogénea, con nodos que presentan baja conectividad y algunos pocos de gran conectividad. Se espera que este tipo de grafos sean también heterogéneos respecto a la distribución de la carga, tal que nodos con grado elevado tienden a presentar, en promedio, elevada carga. Un ejemplo típico son las redes “libres de escala”.

<sup>20</sup> A cada conexión (*link*) se le asigna por ponderación un nivel de eficiencia  $e_{ij} = 1$  en el momento inicial y luego, esa ponderación permanecerá igual o irá disminuyendo en la medida que la carga sea menor o igual a la capacidad, o bien superior, respectivamente.

donde  $\alpha \geq 1$  es el parámetro de tolerancia de la red,  $B_i(0)$  es el valor de intermediación para cada nodo  $i$  estimada aplicando la ecuación (4.11) en el estado inicial bajo el que se encuentra la red (*ex ante* la perturbación) y  $N$  el número inicial de nodos.

La capacidad inicial de los nodos puede pensarse como las potenciales trayectorias que éstos intermediarían, es decir, la máxima carga que cada nodo podría manejar (la actual de acuerdo a la topología inicial, multiplicada por el factor  $\alpha$ ). En parte el parámetro de tolerancia (y por ende la definición de carga inicial) está vinculado al costo de establecer más conexiones que atraviesen a cada nodo.

La regla de evolución a lo largo del tiempo de la eficiencia de cada *link* propuesta por Crucitti et al. (2004) para representar la dinámica de la redistribución del flujo de energía luego de la remoción/desactivación de un nodo es:

$$e_{ij}(t + 1) = \begin{cases} e_{ij}(0) * \frac{C_i}{B_i(t)}, & B_i(t) > C_i \\ e_{ij}(0), & B_i(t) \leq C_i \end{cases} \quad (5.2)$$

donde  $j$  se une a todos los primeros vecinos de  $i$ . De este modo, si en el momento  $t$  un nodo  $i$  presenta una sobrecarga, no se quita de operación, sino que se reduce la eficiencia de todos los *links* que pasan a través de él, tal que eventualmente la energía tomará recorridos mínimos alternativos (más eficientes dado el estado del sistema en  $t$ ). Esta regla produce, al fin de cuentas, una reducción de la eficiencia de toda la red, pudiendo ocasionar en algunos casos una avalancha que colapsa todo el sistema.

Los dos modelos descriptos han sido recuperados por distintos trabajos para el análisis de avalanchas en redes eléctricas reales, así como también para analizar aspectos teóricos a través de redes sintéticas (Albert et al., 2004; Han & Ding, 2011; Kinney et al., 2005; Lai, Motter, & Nishikawa, 2004; Rocco S., 2008; Saniee Monfared et al., 2014; Sun, 2005).

## 5.2. Modelo a implementar

El proceso que se implementará en este trabajo combina aspectos de ambos antecedentes (más abajo se especifica en forma algorítmica). La remoción será aleatoria -de proporciones crecientes de elementos-, como así también será provocada sobre aquellos vértices de mayor importancia, y los resultados se compararán con la remoción de elementos con carga mínima. Quedarán fuera de servicio (serán retirados de la red) no sólo los nodos que sean objeto del *shock*, sino también aquéllos que queden sobrecargados en la redistribución del “flujo” por

efecto de la remoción inicial.<sup>21</sup> Este ajuste (secuencia iterativa) tendrá lugar hasta que el nivel de eficiencia de la red alcance el reposo (cuando en dos períodos consecutivos, este nivel sea equivalente). El impacto de la perturbación se evaluará a través del “Daño” ( $D$ ) ocasionado sobre toda la red, medida topológica que representa la pérdida de eficiencia global y puede definirse como sigue (Kinney et al., 2005):

$$D = \frac{E(G_0) - E(G_f)}{E(G_0)} \quad (5.3)$$

donde  $E(G_0)$  es la eficiencia global al inicio (*ex ante*) y  $E(G_f)$  es la eficiencia global final (en estado estacionario); aquí la eficiencia global (de la red en su totalidad) se obtiene aplicando la ecuación (4.9).

Supóngase que en cada momento del tiempo una unidad de energía eléctrica es intercambiada entre dos nodos cualesquiera y transmitida de la forma más eficiente, léase, transmitida a lo largo del camino más corto que los conecta. La carga de un nodo es entonces el número de caminos más cortos que pasan por él (definida como *intermediación* anteriormente) y su capacidad es la máxima carga con que puede operar, dada por la carga inicial (que al fin de cuentas es la carga “habitual” dada la estructura topológica de la red) y un parámetro de tolerancia que mantiene o amplía dicha carga inicial, tal como se explicó en los párrafos previos.

#### Modelo 1 (shock aleatorio):

En forma algorítmica, el proceso de falla en cascada (avalancha o apagón) cuando la perturbación es aleatoria, se escribe<sup>22</sup>:

1. Calcular la capacidad inicial  $C_i$  para cada  $n_i \in N$ , de acuerdo con la ecuación (5.1)
2. Remover una proporción  $p$  -con  $0 < p < 1$ - de nodos en forma aleatoria
3. Evaluar la carga *ex post*  $B_i(t=1)$  de cada nodo  $n_i$  en relación con su capacidad inicial  $C_i$ , calculándose  $B_i(t)$  como en (4.11), para todo  $t$ .
4. Remover los nodos con  $B_i(t=1) > C_i$
5. Repetir pasos 3 y 4 para sucesivos  $t$ , hasta que  $E(G_{t+j-1}) = E(G_{t+j})$ , con  $j > 1$ .

---

<sup>21</sup> Nodos junto con las respectivas conexiones (*links*) adyacentes.

<sup>22</sup> Cada momento  $t$  de este proceso *ex post* al *shock* refiere a la identificación de nodos sobrecargados, su remoción y la estimación de la eficiencia correspondiente (del sistema resultante), hasta alcanzar un valor estable para la misma. No se trata del “tiempo real” sino “tiempo modelo”, momentos del modelo (estilización) del proceso de interrupción del servicio bajo un enfoque sistémico utilizando los recursos topológicos explicados en el capítulo anterior.

6. Calcular el daño  $D$  -ecuación (5.3)-

Modelo 2 (shock dirigido):

En forma algorítmica, el proceso de falla en cascada (avalancha o apagón) cuando la perturbación es dirigida, se escribe similar salvo por el paso 2 que consiste en “atacar” (remover o dejar fuera de servicio) al nodo de carga máxima, a los nodos de mayor carga en forma sucesiva (y decreciente), o bien, a algún nodo con cierta característica considerada de interés para el análisis.

1. Calcular la capacidad inicial  $C_i$  para cada  $n_i \in N$
2. Remover nodo(s) seleccionado(s)
3. Evaluar la carga *ex post*  $B_i(t=1)$  de cada nodo  $n_i$  en relación con su capacidad inicial  $C_i$
4. Remover los nodos con  $B_i(t=1) > C_i$
5. Repetir pasos 3 y 4 para sucesivos  $t$ , hasta que  $E(G_{t+j-1}) = E(G_{t+j})$ , con  $j > 1$ .
6. Calcular el daño  $D$ .

Si bien ambos procesos corresponden a una mayor fragilidad de las redes bajo estudio, se trata de un análisis de primer orden que permite obtener conclusiones interesantes sobre las interrelaciones entre los componentes de una red, la interrupción del servicio y la utilidad de las características topológicas (estructurales) como complemento de los análisis del proceso físico (estudios de ingeniería) y del mercado en términos de económicos. Puede decirse que el análisis dinámico sistémico no sólo debe enfocarse en las características del proceso físico de transmisión de energía (proceso electromagnético) y del flujo de demanda y oferta disponibles (con los consiguientes mecanismos de ingeniería de control), sino también en las propiedades estructurales que podrían conferirle a la red cierta vulnerabilidad (frente a perturbaciones dirigidas) y cierta robustez (frente a perturbaciones aleatorias), como se discute en diferentes estudios (por ejemplo, Albert et al., 2000; Cuadra et al., 2015; Holme et al., 2002; Holmgren, 2006; Kinney et al., 2005; Motter & Lai, 2002).<sup>23</sup>

En cualquier caso, como se exhibió en el capítulo anterior, recuérdese que las redes trabajadas en esta investigación presentan una baja eficiencia global inicial (0,236 para GCABA y 0,116

---

<sup>23</sup> Adicionalmente, en la práctica se ha observado que, por ejemplo, en circunstancias como son las elevadas temperaturas y el consumo de energía eléctrica “anormal” (excesiva), frente a la posibilidad de sobrecarga y deterioro (parcial o total), se deja fuera de servicio la estación transformadora que está en riesgo.

para SADI), con carga inicial media -definida topológicamente por el coeficiente de intermediación promediado- también baja (0,32 en GCABA y 0,284 SADI).

Por último, cabe aclarar que conceptualmente no es lo mismo remover una generadora que una ET (las centrales producen la energía eléctrica que fluirá luego en el sistema), si bien en la implementación -simulaciones- no se haga diferenciación (simplificación comentada al comienzo del capítulo anterior).

### 5.3. Perturbaciones aleatorias

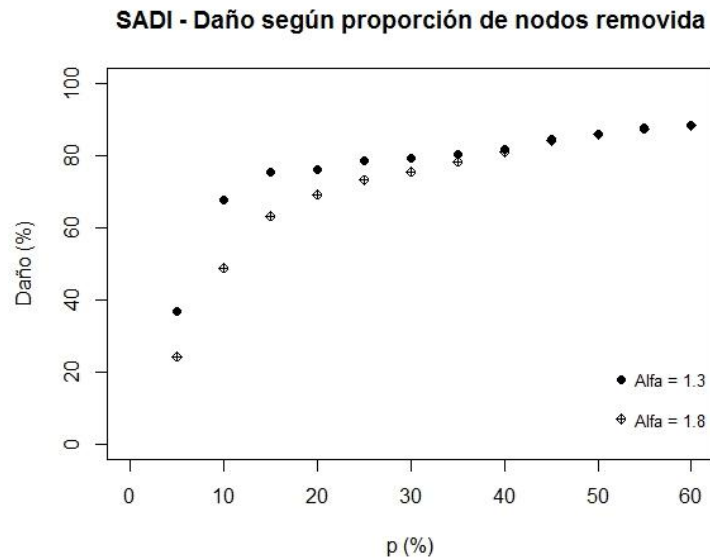
En esta sección se reseñan los resultados de distintas pruebas aleatorias corridas para obtener el efecto (promedio) de remociones al azar de nodos de cada una de las redes, siguiendo el “Modelo 1”.

En  $t=0$ , *ex ante* a aplicar la perturbación, se toma cada red tal como existe actualmente. Por ende, la eficiencia global inicial, así como la carga inicial de cada nodo (intermediación), son las estimadas en el Capítulo 4. De acuerdo con la ecuación (5.1), la capacidad inicial de cada generadora y estación de transformación se obtendrá multiplicando dicha carga por el parámetro de tolerancia  $\alpha$  que se establezca arbitrariamente. Asimismo, también debe determinarse la proporción  $p$  de nodos que serán retirados de funcionamiento. Éstas son las condiciones iniciales que se establecen en cada prueba de remoción aleatoria implementada.

En la Figura 6 se observa el comportamiento de la red SADI frente a la remoción de distintas proporciones de nodos, en forma aleatoria, para una tolerancia a la sobrecarga tanto del 30% ( $\alpha = 1.3$ ) como del 80% ( $\alpha = 1.8$ ).



Figura 6. Daño según proporción de nodos removida al azar ( $p$ ), en la red de Argentina y a distintos valores del parámetro “Alfa” de tolerancia, promedio de los resultados de varias simulaciones. A mayor  $p$ , mayor la pérdida de eficiencia global calculada según la ecuación (5.3). Esta pérdida es, a su vez, más homogénea ante mayores  $p$ , en términos del parámetro de tolerancia a la sobrecarga ( $\alpha$ ).



Más allá del grado de tolerancia del sistema a estar sobrecargado, lo que se observa en general es que, a mayor proporción de nodos removida, mayor es el daño acaecido sobre la red, medido en términos de eficiencia global (aunque una tendencia similar sigue el tamaño de la componente gigante, que se trata del subgrafo de mayor cantidad de nodos conectados entre sí).

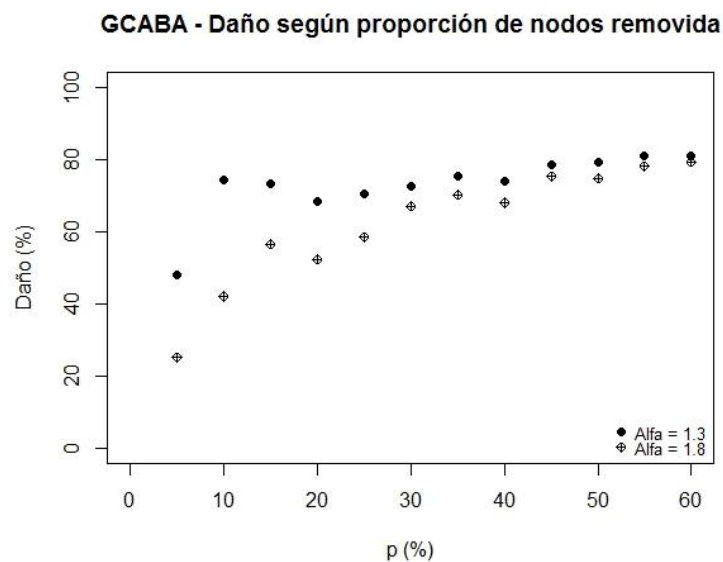
Asimismo, una mayor dispersión en el impacto del *shock* puede hallarse en proporciones removidas más bajas (aproximadamente hasta el 35% de los nodos), mientras que los resultados para cuando se retiran una mayor proporción inicial muestran un menor desvío (una tendencia similar se observará en GCABA).

Entonces, por ejemplo, si la capacidad de los nodos es 30% superior a su carga inicial, dada la estructura de la red, entonces la remoción aleatoria del 5% de los nodos ocasiona una pérdida de eficiencia del 36,7% promedio (con una dispersión de  $\pm 28$  p.p. o su equivalente, 0,033 unidades de eficiencia respecto a la eficiencia inicial de la red de 0,116). En contraste, con una tolerancia a la sobrecarga del 80%, la remoción del 5% de los nodos (al azar, pudiendo incluir tanto ET como generadoras, de alta, media o baja carga inicial) ocasiona una pérdida media de eficiencia del 24,3% (con un desvío de 19,5, es decir, 0,023 unidades de eficiencia).

A partir de la remoción del 40%, con mayor o menor tolerancia a la sobrecarga, el daño no es menor al 80%.

En la Figura 7 puede visualizarse los respectivos resultados para GCABA.

*Figura 7.* Daño según proporción de nodos removida al azar ( $p$ ) para la región GCABA y a distintos valores del parámetro “Alfa” de tolerancia, promedio de los resultados de varias simulaciones. A mayor  $p$ , mayor la pérdida de eficiencia global calculada según la ecuación (5.3). Esta pérdida es, a su vez, más homogénea ante mayores  $p$ , en términos del parámetro de tolerancia a la sobrecarga ( $\alpha$ ).



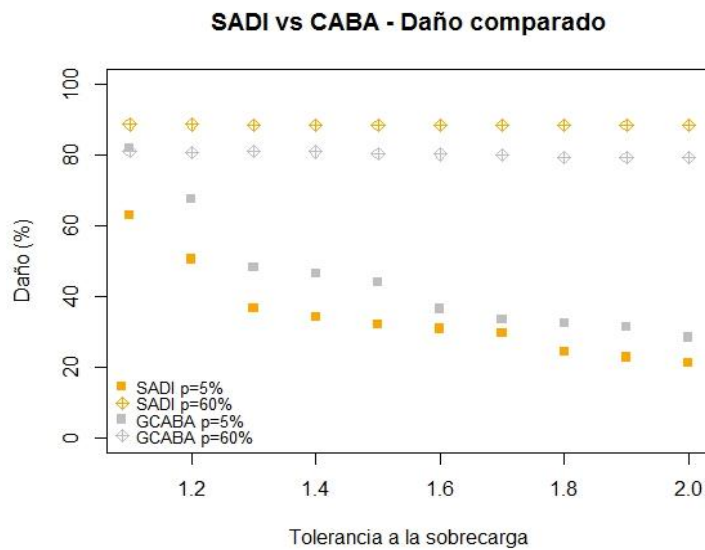
Si bien con una mayor discrepancia y cierta variabilidad especialmente entre los resultados de las remociones entre 5% y 15%, se observa el mismo comportamiento descrito anteriormente respecto del impacto de la remoción de grandes proporciones: más allá del exceso de capacidad por encima de la carga inicial, el daño es similarmente elevado (a partir del 45%, la pérdida media de eficiencia no se reduce del 75%, con una desviación estándar pequeña de máximo  $\pm 10$  p.p.).

Sucede que, a proporciones mayores, mayor es la probabilidad de que nodos centrales (importantes) caigan en la remoción inicial, reduciendo abruptamente la eficiencia de las redes.

También se han efectuado remociones aleatorias para distintos valores del parámetro de tolerancia  $\alpha$ , el impacto (daño promedio de sucesivas pruebas) de una remoción pequeña (5%) como de otra elevada (60%) pueden visualizarse en la Figura 8. Para pequeñas proporciones

removidas aleatoriamente, la respuesta de la red SADI muestra un daño menor al sufrido por la red GCABA, mientras que, para la remoción de proporciones mayoritarias de los nodos, la pérdida de eficiencia es mayor en la red de mayor tamaño (SADI).

Figura 8. Daño comparado de remociones aleatorias en SADI vs. GCABA. Para diferentes valores del parámetro de tolerancia a la sobrecarga ( $\alpha$ ), se presenta la magnitud del daño promedio cuando se remueven al azar una pequeña proporción de los nodos ( $p=5\%$ ) así como una proporción elevada ( $p=60\%$ ).



En el Anexo se presentan, a modo ilustrativo, gráficos de la evolución de la eficiencia global en cada una de las redes a lo largo de los distintos momentos del ajuste ( $t$ ), para cierta prueba de remoción aleatoria del 5% de los nodos y para distintos  $\alpha$ .

#### 5.4. Perturbaciones dirigidas

En relación a las perturbaciones dirigidas (desperfectos en nodos específicos), se busca analizar la vulnerabilidad de la red, sabiendo que en líneas generales la infraestructura eléctrica es vulnerable a los fallos dirigidos y robusta a los errores (perturbaciones aleatorias). Esto tiene su justificación en la baja probabilidad de que en la proporción aleatoria de nodos removidos estén incluidos aquéllos con mayor centralidad (medida a través de la intermediación y que se ha denominado más arriba “carga”). Para efectuar este análisis, se implementa el “Modelo 2”.

#### 5.4.1. Perturbaciones “one-shot” vs. remociones sucesivas

En el conjunto del sistema de transporte eléctrico argentino (“SADI”), puede observarse que, al ser retirado de servicio el nodo de máxima carga (la estación transformadora Rodríguez, ubicada en el Gran Buenos Aires oeste, también presente en la red local GCABA), contando con una tolerancia a la sobre carga  $\alpha$  igual a 2 (doble de capacidad que la carga inicial), el daño  $-D-$  es del 40% (con una reducción del tamaño de la componente gigante del 49%). Aún más, con un 80% de capacidad de sobrecarga, la remoción de Rodríguez trae aparejada una pérdida de eficiencia superior al 50% (similar caída en el tamaño). Con tolerancias mínimas (por ejemplo, sólo 5%)  $D$  ronda el 80%.<sup>24</sup> Cabe señalar que el proceso de ajuste conlleva la falta de prestación de servicio en prácticamente todas las áreas del país, incluso en el caso de una capacidad instalada del doble de la carga inicial.

Sin embargo, puede practicarse otro tipo de perturbación basada en la carga, que consiste en retirar en un primer momento el nodo de carga más elevada, esperar que el sistema se estabilice, y una vez alcanzado este estado, buscar y retirar el nodo de mayor carga, y así sucesivamente. En el SADI, la aplicación de este proceso tan sólo dos veces (*shock* inicial y retiro del nodo de máxima carga del subgrafo resultante *ex post* a la remoción en  $t=1$ ), ocasiona un daño que oscila entre el 51% y el 82% en pérdida de eficiencia (desde una tolerancia del doble a sólo 5%, respectivamente), mientras que la reducción del tamaño de la componente gigante oscila entre el 54% y el 87%.<sup>25</sup> Es decir, tan sólo removiendo el 0,37% de los nodos en base a la carga en orden decreciente, se puede provocar una caída de la mitad o más de la eficiencia en la transmisión de la energía entre dos vértices respecto a lo que era inicialmente.

Por otra parte, si se retiran de una vez los 5 nodos de máxima carga -equivalente a un 1% del total-, no se obtienen daños menores al 65% (de la eficiencia o del tamaño).

Cabe destacar que, en líneas generales, el daño en términos de eficiencia y el daño en términos de tamaño evolucionaron en forma similar, con cierto mayor impacto sobre este último.

Nótese también que un nivel de daño del 80% o más en términos de eficiencia se alcanza en remociones aleatorias al retirar de servicio aproximadamente un 35% o más de los nodos de la red (en promedio y con una baja dispersión), mientras que la mitad de la eficiencia puede

---

<sup>24</sup> Para  $\alpha$  bajos, la estabilidad se alcanza en el step 4 o 5, mientras que cuando  $\alpha$  excede el 50%, a la sexta iteración se confirma la estabilización de la eficiencia de la red.

<sup>25</sup> Se requieren entre 6 y 9 iteraciones para alcanzar la estabilidad del sistema.

perderse con remociones al azar de más del 5% de los nodos (especialmente a partir del 10%) según la tolerancia a la sobrecarga con que se cuente.

El mismo ejercicio para la red de Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Cordones aledaños de la Provincia de Buenos Aires (“GCABA”) consiste en remover a la generadora Central Costanera, con las implicancias en materia de producción directa de energía que pueda tener como característica adicional que la diferencia de la remoción de una ET. Retirar de servicio dicho nodo implica similares resultados, aunque bajo una capacidad instalada que duplique la carga inicial, el efecto es un poco mayor (daño en torno al 60%, tanto en términos de eficiencia como de tamaño del subgrafo más grande).<sup>26</sup>

En el caso del proceso de remociones sucesivas en base a la carga del grafo/subgrafo resultante, el impacto en eficiencia y en tamaño muestra una amplitud más acotada que en el SADI (según la tolerancia a la sobrecarga, del doble al 5% de la carga inicial), alcanzando entre el 71% y el 81% de pérdida de eficiencia y entre 79% y 90% en pérdida de tamaño.<sup>27</sup> Tan sólo la remoción del 1,3% de los nodos de máxima carga provoca casi el completo deterioro de la eficiencia (estructural inicial) en la transmisión de energía en la red GCABA.

Si se retiran de una vez (en  $t=1$ ) los 4 nodos de máxima carga (2,5% del total), se produce una pérdida de eficiencia en torno al 90% (también de reducción de tamaño), incluso con una capacidad instalada del doble ( $\alpha=2$ ) de la carga inicial *ex ante* al *shock*.

Nótese que un nivel de daño igual o superior al 80% en términos de eficiencia se alcanza, en promedio, en remociones aleatorias del 5% con un parámetro de tolerancia máximo de 1,1 (10% por encima de la carga inicial –valor bajo–), para proporciones en torno al 45% o mayor para una tolerancia un poco más elevada, y para cuando esta última es muy superior (capacidad del 80% por encima de la carga inicial), tal magnitud del impacto en la eficiencia es alcanzable con la eliminación al azar del 60% de los nodos (ya sean centrales de generación o estaciones transformadores).

Se efectuaron también remociones de nodos de mínima carga y, como es esperable, el efecto es prácticamente nulo.

---

<sup>26</sup> Con un proceso de ajuste de 4 a 5 pasos.

<sup>27</sup> Entre 7 y 9 iteraciones son requeridas para alcanzar la estabilización de la eficiencia global.

#### 5.4.2. Perturbaciones por ubicación geográfica

En este apartado se exponen algunos resultados de interés, para casos de perturbaciones perpetradas sobre algún nodo específico, respondiendo al grado de alcance de la interrupción del servicio, a la densidad (e intensidad) poblacional y a criterios de relevancia regional. Se analiza el impacto de la remoción de algún nodo “geográficamente clave”, retirándolo de servicio y evaluando el proceso de ajuste del sistema hasta la estabilización en términos de su nivel de eficiencia.

En el caso de Argentina, se practicaron por separado cinco remociones, cuyos efectos fueron los siguientes:

1. Resistencia: estación transformadora (ET) correspondiente a la región de la capital de la Provincia de Chaco, es el nodo con mayor valor de intermediación -carga inicial- del Norte Argentino y está ubicado en la región más desventajada del país (NEA, Noreste Argentino). Asimismo, de acuerdo al último relevamiento que se dispone realizado por la Fundación Observatorio PyME sobre infraestructura y entorno local, es la región con mayor número de cortes de 30 o más minutos (Fundación Observatorio PyME, 2015). Para parámetros de tolerancia inferiores al 35%, la remoción de esta ET ocasiona una pérdida de eficiencia mínima de 75% y máxima de 84% (y una reducción de tamaño de la componente gigante de entre 72% y 84%), con la remoción endógena durante el proceso de ajuste de aproximadamente un 25% de los nodos incluyendo componentes de todas las regiones del país. Se verifica la estabilidad del sistema en  $t=5$  y la red resultante presenta componentes desconectados.  
Para una tolerancia a la sobrecarga superior al 35%, se observa un  $D$  decreciente que va por ejemplo desde el 45% para una capacidad instalada 50% superior a la carga inicial hasta 20% para una capacidad del doble (con reducción del tamaño entre 40% y 20%, respectivamente), y proporción decreciente de nodos removidos por efecto de la sobrecarga ocasionada por el *shock* inicial.  
Nótese que Resistencia tiene importancia no sólo desde un punto de vista de desarrollo regional sino también desde su caracterización topológica (su “ubicación” en la configuración de la red), que en caso de quedar fuera de servicio potencialmente podría tener un impacto más que local deteriorando la conectividad de la red.
2. Nueva San Juan: puede vincularse a la distribución en la capital sanjuanina (región Cuyo), siendo ésta la segunda ciudad fuera del AMBA de mayor densidad poblacional y uno de los 40 departamentos (partidos o comunas) de mayor densidad de población

del país. Topológicamente, presenta una carga inicial del 15% de la máxima del SADI y es equivalente a 11 veces la mediana de las cargas de dicha red. Esta conjugación de características hace interesante su análisis, para evaluar cómo actúan la caracterización geoeconómica y desde la Teoría de Grafos. Su remoción arroja un daño que en ningún caso supera el 10% (de la eficiencia, para distintos niveles de capacidad instalada). La baja “centralidad” de este nodo, en este caso evaluada a través del coeficiente de intermediación (carga), resulta en un impacto leve en términos del sistema de transmisión eléctrica de todo el país.

3. Choele-Choel: ubicada en la Provincia de Río Negro, se trata de la ET a la cual se concretó la conexión de todo el sistema eléctrico del sur del país (Patagonia) al resto del Sistema de Interconexión Nacional en 2006, a través de una línea de 500kV con Puerto Madryn (Provincia de Chubut). En términos estructurales, se encuentra entre los 20 nodos de mayor carga de la red SADI, la cual equivale al 54% de la máxima carga (correspondiente a la ET Rodríguez, Buenos Aires).

Cuando queda fuera de servicio esta ET, se observan distintos intervalos para el daño ocasionado, de acuerdo a la tolerancia a la sobrecarga establecida. Desde el mínimo hasta un 20%,  $D$  gira entre el 80% y 70% (con una reducción del tamaño de la componente gigante algo superior), con una proporción de nodos removidos por efecto de la sobrecarga endógena del 21-27%. Para una tolerancia superior al 20% y hasta un 45%, la pérdida de eficiencia se reduce a un 30% entre el momento inicial y el momento final en que se estabiliza *ex post* la remoción. A partir de un  $\alpha = 1,45$ , el daño se reduce al 15% hasta alcanzar cerca de un 10% para una capacidad instalada del doble de la carga inicial estructural de la red. La proporción removida de nodos es de 2-3%, con un impacto geográfico bastante reducido, y la caída en el tamaño de la componente gigante sigue un patrón similar al de la pérdida de eficiencia.<sup>28</sup>

4. Recreo: ET ubicada en la Provincia de Catamarca, con el mayor coeficiente de carga del NOA (Noroeste Argentino) equivalente al 58% del máximo. Se caracteriza geográficamente por una marcada importancia para unir al NOA con el resto del país a través de una conexión principal de 500kV a la Provincia de Córdoba (en la región Centro).

Para una capacidad instalada cercana al mínimo, la remoción de este nodo arroja un  $D$  que registra como poco un 70% de la eficiencia global inicial (y una reducción del 65%

---

<sup>28</sup> El proceso de ajuste luego del momento del *shock* ( $t=1$ ) conlleva entre 2 y 6 iteraciones.

del tamaño de la componente gigante), con un total no inferior a 20% de nodos removidos en todo el proceso, con un impacto geográfico para nada local, desactivando componentes en otras regiones del país (como Comodoro Rivadavia, en la Patagonia). A partir de  $\alpha = 1,2$ , comienza un paulatino descenso de la pérdida de eficiencia desde el 46% al 18%, con una proporción decreciente de nodos desactivados por efecto de la sobrecarga “endógena” y una reducción del tamaño del subgrafo más grande cada vez menor (patrón similar al de la caída en el nivel de eficiencia global), y un impacto cada vez más local limitado al norte del país.

5. SGRA: se trata de la central hidroeléctrica binacional Salto Grande, en este caso lado argentino (es compartida con Uruguay, pero como se comentó en capítulos anteriores, el alcance de esta investigación se limita a fronteras adentro), localizada en el Litoral. Presenta un coeficiente de intermediación equivalente al 34% del máximo del SADI y a 26 veces la mediana, ubicándose entre los 40 nodos de mayor intermediación.

Hasta un 10% de capacidad instalada por encima de la carga inicial del sistema ( $\alpha$  bajo), se halla una pérdida de eficiencia no menor al 80%; del 15% hasta casi un 70% de tolerancia alcanza el 70% aproximadamente;  $1,7 \leq \alpha \leq 1,8$  se reduce al 45-50%, para luego prácticamente no registrar efecto alguno sobre la eficiencia de la red (ni tampoco el tamaño de su componente gigante).

En la misma línea, progresivamente, se reduce la proporción de nodos removidos por la sobrecarga que genera la falta de servicio de SGRA, así como el área geográfica impactada.

Por supuesto, no debe perderse de vista que retirar esta generadora del sistema es recortar un proveedor de energía de los más importantes del sistema.

En GCABA, se cuenta con ET que son cabeceras del segmento de distribución eléctrica, conocidas como “subestaciones”. En base a ello, se intentó asociar algunas de las mismas a las zonas de la región que se ven más afectadas por la interrupción del servicio de distribución urbana (por ejemplo, enfrentan una demanda creciente o una demanda que ya ha aumentado significativamente por una mayor concentración de población urbana, sin una equivalente ampliación de la infraestructura).



1. Colegiales<sup>29</sup>: ubicada en la región norte de la Ciudad y con una carga inicial equivalente al 10% de la carga máxima de GCABA, su remoción muestra un daño oscilante según la tolerancia a la sobrecarga que se estipule: superior al 80% en casos con  $\alpha < 1,15$ , para  $1,15 \leq \alpha \leq 1,25$  varía entre un 35% y 65%, mientras que para  $\alpha \geq 1,3$  la pérdida de eficiencia no superaría el 5% (una evolución similar muestra el tamaño de la componente gigante).<sup>30</sup>

En los casos donde la capacidad instalada no alcanza a superar en 30% a la carga inicial, los nodos removidos como consecuencia del *shock* inicial corresponden a todas las zonas de la Ciudad y del Gran Buenos Aires. Sin embargo, superado ese umbral, el impacto de la remoción de ET Colegiales es sumamente local, aunque eso no implica que no sea grave, porque nótese que, por ejemplo, entre un 30% y 50% de tolerancia a la sobrecarga se desconecta la ET Austria que corresponde también a la misma zona (norte de la Ciudad).

2. Morón: es la cuarta ET con mayor carga de la red GCABA y está localizada hacia el oeste del Gran Buenos Aires. Se eligió especialmente por los sucesos acaecidos en noviembre de 2011 (tormentas fuertes, desmoronamiento de varias torres de AT, desconexión de la subestación, apagón masivo en la región y alrededores) y en enero de 2019 (se incendió parte de ella y alcanzó incluso a una de las estaciones de ferrocarril). Su remoción muestra un impacto más monótono, decreciente en la medida que se aumenta el parámetro de tolerancia: hasta un 10%, el deterioro de la eficiencia global es del 80% respecto a su nivel inicial; hasta aproximadamente un 40% se pierde un 70% de la eficiencia, y a partir de dicho nivel el daño mengua aunque no demasiado, llegando a un 60% para cuando se tiene una capacidad instalada que duplica la carga inicial de todos los nodos de la red.<sup>31</sup>

La proporción de nodos removidos a causa del *shock* inicial descende, respectivamente, de un 38% a un 19%, incluyendo generadoras y otras ET, y tanto a zona sur como a zona norte.

---

<sup>29</sup> Otras subestaciones ubicadas en la zona norte de la Capital Federal son por ejemplo Güemes y Melo, pero tienen una importancia estructural en términos de carga (intermediación) nula y, por tanto, en el análisis dinámico planteado aquí, no se vería ningún efecto de difusión significativo a causa de su remoción.

<sup>30</sup> El proceso de ajuste puede llevar de 2 a 13 iteraciones, de acuerdo a las rutinas corridas en este trabajo.

<sup>31</sup> En términos de tamaño del mayor subgrafo resultante al final del proceso de ajuste, el impacto es un poco mayor, decreciendo desde un 91% al 68% de reducción de éste (13 a 48 nodos componentes de dicho subgrafo).

3. Independencia: ET ubicada en el barrio de Boedo de la Capital Federal (sur de GCABA), de gran conflictividad por una demanda elevada (y en crecimiento), su remoción ocasionaría no más que un 1% de pérdida de eficiencia, para todo  $\alpha$ . No obstante, es importante destacar que, en cualquier caso, el nodo que adicionalmente se desconecta a causa de la sobrecarga que produce el retiro inicial del servicio de la subestación Independencia, es Pozos, que atiende la zona lindante a Boedo, también de gran demanda (al menos en términos relativos a la oferta de servicio que el sistema actual le puede proveer). La reducción de tamaño de la componente gigante alcanza el 2% (inicialmente son 156 nodos, termina compuesto por 150, con un total de 154 nodos para toda la red).

Podría concluirse que, estructuralmente no hace gran diferencia el aumento de la capacidad instalada (evitando la expansión geográfica del impacto del *shock*), el inconveniente está más bien en la zona *per se*.

Un bajo  $D$  se explica por la baja carga inicial de esta subestación, equivalente al 2% de la carga de C. Costanera, el nodo de máxima.

4. Pellegrini: esta subestación pertenece también al sur de GCABA, y en particular atiende el Microcentro de la Ciudad de Buenos Aires. Dada la estructura inicial de la red, el impacto de su remoción es muy bajo tanto en eficiencia como en tamaño, para todo  $\alpha$ . Lo mismo podría esperarse, por ejemplo, de la subestación Paraná ubicada en el Macrocentro. Estos casos, en lo que concierne al sistema de transmisión eléctrica, no presentan grandes inconvenientes. No obstante, en estas zonas se observan más bien inconvenientes a nivel de distribución eléctrica, en la atención de la demanda de los usuarios finales con una correcta oferta no sólo en cantidad sino también en calidad. Lamentablemente queda fuera de este estudio su análisis, dado que los datos para ello necesarios son de carácter privado.

Cabe hacer mención del hipotético caso en que la alteración aplicada a las redes genere la descomposición de la misma en subgrafos sin conexión entre sí, pero que de todos modos pudieran autoabastecerse. Por un lado, como se comentó, el sistema eléctrico argentino SADI emerge de la interconexión de sistemas aislados; por el otro, la interconexión respondió no sólo a integración regional sino también al hecho de que en algunos territorios la capacidad de generación de las centrales locales era superior a la demanda, mientras que en otros ocurría lo contrario.

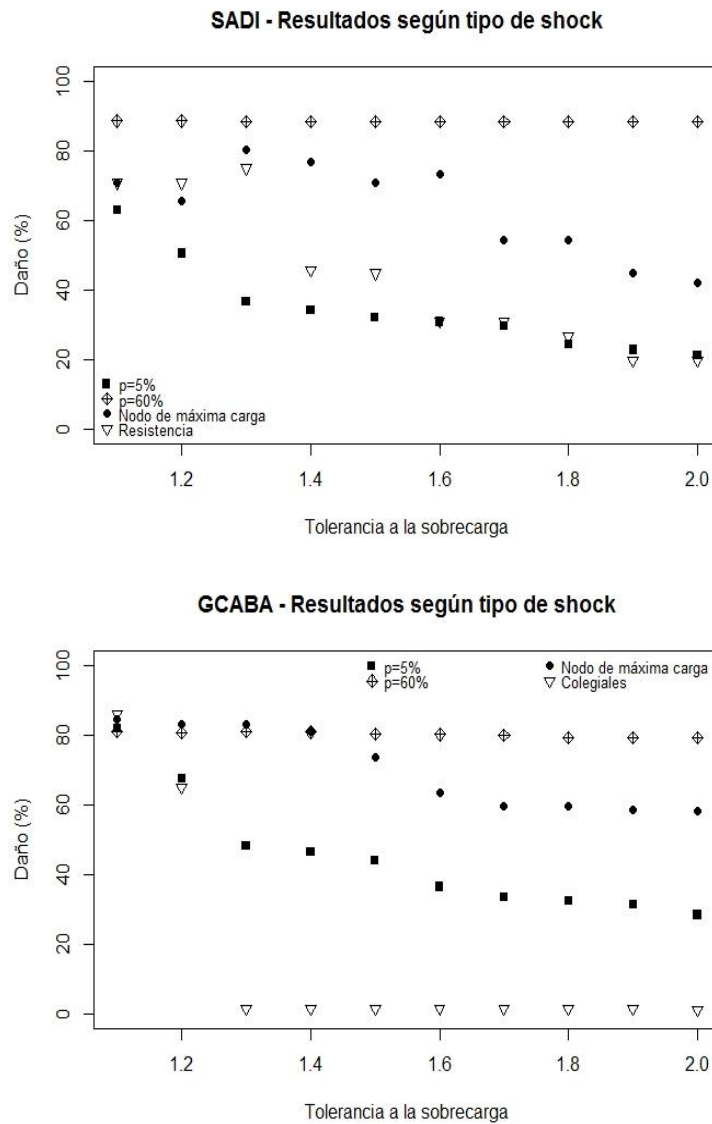
Ahora bien, dejando al margen estas consideraciones, en el caso que el *shock* produzca la desconexión en subsistemas que pueden operar en sí mismos sin necesidad de conectarse al resto (pero ineficientes, en términos topológicos), el instrumento apropiado para su estudio sería el de comunidades (dentro de la metodología AR). Aunque queda fuera del alcance de este trabajo, sépase que comunidades requiere distinto tratamiento para distintos tipos de nodos e incorpora también el concepto de jerarquías.

Por último, a modo de síntesis del impacto de distintos tipos de perturbaciones exógenas sobre el funcionamiento de las redes bajo estudio, en la Figura 9 se exponen los resultados comparados para distintos valores del parámetro de tolerancia  $\alpha$ .

En ambas redes, retirar de servicio al nodo de máxima carga ocasiona una elevada pérdida de eficiencia, incluso a niveles de capacidad inicial muy superior a la carga inicial. En SADI, 1 nodo representa el 0,2% del total mientras que en GCABA el 0,7%. La remoción del 5% de los nodos al azar alcanza niveles equivalentes a la mitad del daño ocasionado por el *shock* en el nodo de máxima carga. Asimismo, al remover nodos intencionalmente, pero sin priorizar el criterio topológico, se hallan resultados heterogéneos. Resistencia en SADI está entre los 10 nodos de máxima carga (66% de la misma), mostrando un elevado daño a menor capacidad inicial, suponiendo capacidad mayor al 50% refleja una pérdida de eficiencia similar a la ocasionada por la remoción aleatoria del 5%. Colegiales, en GCABA, a diferencia de Resistencia, tiene una carga inicial baja respecto a la máxima de la región (10% de ella) y por tanto el daño para tolerancia a la sobrecarga de 30% o más es bajo.

Por su parte, la remoción del 5% de los nodos en el SADI puede confluir en una remoción total de hasta el 28% de los elementos de la red, mientras que en GCABA, este valor puede alcanzar el 40% en algunas de las pruebas aleatorias efectuadas. No obstante, la perturbación del nodo de máxima carga remueve una proporción total menor como consecuencia de la sobrecarga del sistema que ocasiona el *shock* exógeno, pero ocasionando un daño relativamente mayor.

Figura 9. Magnitud del daño bajo distintos tipos de perturbaciones. En función del parámetro de tolerancia a la sobrecarga ( $\alpha$ ), se muestran los resultados en términos de la pérdida de eficiencia global de cada red, para *shocks* aleatorios de proporciones removidas al azar ( $p$ ) de 5% y 60%, en comparación con *shocks* intencionales.



## 6. Evaluación económica de interrupciones en el transporte de energía eléctrica

### 6.1. Antecedentes

En la literatura recorrida no ha sido posible hallar trabajos donde el impacto de cortes de energía eléctrica simulados a partir del enfoque AR sea evaluado económicamente. En todo caso lo que se hallan son, por un lado, antecedentes como los mencionados en el capítulo anterior que abordan los aspectos dinámicos de los sistemas de transmisión (y/o distribución) eléctrica entendidos como redes (en el campo de los sistemas complejos) que se estudian utilizando herramientas de la teoría de grafos. Por otro, existen distintos enfoques de valorización económica de los costos de los cortes de energía (o deterioro de la calidad del servicio). Yamashita, Joo, Li, Zhang, & Liu (2008) y Kelly (2015) hacen una revisión de los enfoques generalmente aplicados en la literatura correspondiente; algunos macroscópicos, otros más micro. También se pueden señalar, por ejemplo, el trabajo de Tishler (1993) donde se trata de estimar el impacto de la interrupción en la provisión eléctrica para los sectores industriales y comerciales, con datos para Israel en 1987. LaCommare & Eto (2006) intentan una estimación más detallada, utilizando información de número de usuarios por categoría y región, tipo de *shocks* y frecuencia de ocurrencia. La tesis de Flores Soria (2009) estima los costos de la energía eléctrica no suministrada en el sistema eléctrico ecuatoriano a partir de encuestas que aplica a muestras (debidamente diseñadas) de consumidores residenciales, industriales y comerciales. Por último, cabe mencionar los estudios que se enfocan en el análisis costo-beneficio de aumentar la seguridad (confiabilidad) de la red, como son de Nooij, Koopmans, & Bijvoet (2007); Munasinghe & Gellerson (1979); Rios et al., (2002).

Dicho esto, en este capítulo se construye un posible modelo (sencillo) de evaluación económica de costos de fallos en el sistema de transmisión eléctrica argentino, utilizando la información obtenida a partir del estudio de los eventos de cascada desde la metodología AR en el capítulo previo.

### 6.2. Modelización

Como se estableció al comienzo de este trabajo, queda fuera de alcance el estudio del proceso físico y los aspectos ingenieriles de la generación y transmisión de energía eléctrica. No obstante, se hacen necesarios algunos comentarios para comprender el modelo propuesto aquí.

Idealmente, una buena aproximación a la potencia demandada o consumida (energía es potencia por unidad de tiempo) es la resultante de multiplicar la tensión de las líneas (por donde se conduce la energía de generadores a usuarios) por la corriente, que es el flujo de carga eléctrica (piénsese como el “bien” o “servicio” que circula para que el proceso tenga lugar).<sup>32</sup>.

Si se normaliza la corriente a 1, en concordancia con el supuesto postulado para el análisis dinámico en el capítulo anterior,<sup>33</sup> podría obtenerse la demanda como tensión: si a la red le agregamos la tensión (ponderador  $w_{ij}$  para cada una de las conexiones, de acuerdo a los datos extraídos del mapa geográfico del sistema), se obtendría una demanda *proxy* (sería algo así como una demanda “topológicamente determinada”) consistente en la suma de los caminos más cortos por donde se conduce la electricidad.<sup>34</sup> Practicando las perturbaciones de acuerdo a la metodología AR, podría obtenerse para cada caso la demanda insatisfecha como diferencia entre la demanda inicial y la demanda final. Esta reducción de la demanda conlleva un costo económico, ya que el uso de energía eléctrica es fundamental para prácticamente todas las actividades que se llevan adelante en la sociedad moderna. Por tal motivo, estimar dichos costos como pérdida de generación de valor agregado es una aceptable opción metodológica (Lee, 2006; Morimoto & Hope, 2004; Shi et al., 2007).

Adicionalmente, deberían considerarse los costos para las empresas de transporte (y empresas de distribución de CABA y Gran Buenos Aires, llegado el caso), consistentes en sanciones por la interrupción en la prestación del servicio o bien, su deteriorada calidad. En este sentido, el sistema actual de penalizaciones en este segmento del sistema eléctrico argentino establece que las sanciones se traducen en bonificaciones (compensaciones) para los usuarios del correspondiente servicio (ENRE, 2017; Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, 2019). Por tanto, en el agregado, los costos empresarios por sanciones se balancean con los beneficios para los usuarios.

Por último, en relación a la generación de energía eléctrica, en el caso que la perturbación analizada incluya la salida de funcionamiento de líneas directamente vinculadas a una central

---

<sup>32</sup> Esto es posible asumiendo que la carga de los equipos conectados a la red es mínima o prácticamente nula.

<sup>33</sup> En cada momento del tiempo una unidad de energía eléctrica es intercambiada entre dos nodos cualesquiera y transmitida de la forma más eficiente, léase, transmitida a lo largo del camino más corto que los conecta.

<sup>34</sup> La tensión se mide en kV, la corriente en Amperes, por lo cual esta demanda estará medida en kVA. Dada la aproximación explicada con la potencia consumida, sería equivalente a kW. Ambas unidades pueden pensarse por unidad de tiempo, como puede ser por hora.

de generación, se supondrá que la producción no suministrada por ésta será abastecida por alguna otra generadora, sin reparar en costos según fuente de generación, dada la insuficiencia de información (además del tratamiento no diferenciado que supuso desde un principio esta investigación, entre centrales de generación y estaciones transformadoras).

Se presenta a continuación una alternativa macroeconómica para estimar los costos de los fallos en el sistema. Se utilizan los datos de PBI a precios de mercado provistos por INDEC y los resultados para demanda (derivada de la propia topología de las redes) que pueden obtenerse de aplicar la misma estrategia de remoción de ET y generadoras utilizada en el capítulo anterior.

Cabe destacar que se seleccionaron algunos casos de estudio dentro del espectro de las perturbaciones dirigidas (desperfectos en nodos específicos). La aleatoriedad propia de las remociones al azar imprime cierta dispersión en los nodos removidos endógenamente durante el proceso de ajuste del sistema hasta alcanzar nuevamente un estado de estabilidad (en términos de eficiencia de la red, como se planteó en el capítulo anterior). En este sentido, sería arbitrario tomar una cierta prueba aleatoria en lugar de otra.

A su vez, dentro de las perturbaciones específicas y para cada red, se eligieron los casos en que se veía afectado el nodo de máxima carga o algún nodo de interés por su ubicación geográfica.

Asimismo, se comparan dos escenarios, uno en que la capacidad total del sistema es tan sólo un 10% superior ( $\alpha=1,1$ ) a la carga inicial (calculada aplicando la ecuación (5.1)) y otro en que es un 50% mayor ( $\alpha=1,5$ ).

### 6.2.1. Estimación macroeconómica

Esta alternativa consiste en estimar la pérdida de valor agregado causada por la desactivación de nodos ocasionada como consecuencia del *shock* inicial de remoción en  $t=1$  del nodo elegido:

$$Costo_T = \frac{PBI}{Demanda_0} * (Demanda_0 - Demanda_T) = PBI - \frac{PBI * Demanda_T}{Demanda_0}$$

Esta metodología de estimación encuentra una limitación en particular que se debe al hecho de que se consideran todos los vínculos (debidamente ponderados por su tensión) que sobreviven a la perturbación, pero dentro de los mismos pueden existir componentes totalmente aislados del resto del sistema, e incluso sin suministro si se tratara por ejemplo de estaciones transformadoras unidas entre sí, pero fuera del sistema y sin acceso a generación.

En la Tabla 3 se observan los resultados para SADI y GCABA. En el caso de GCABA, en una elección discutible, se tomó el PBI de Ciudad y Provincia de Buenos Aires dado que no se dispone de información por departamento a nivel provincial.

Tabla 3

*Costo de distintos fallos en el sistema de transmisión bajo dos escenarios de tolerancia a la sobrecarga*

	SADI		GCABA	
	Costo* ( $\alpha=1.1$ )	Costo* ( $\alpha=1.5$ )	Costo* ( $\alpha=1.1$ )	Costo* ( $\alpha=1.5$ )
Nodo de máxima carga	86%	92%	93%	90%
Resistencia	97%	46%	NA	NA
Choele-Choel	96%	40%	NA	NA
Colegiales	NA	NA	88%	59%
Independencia	NA	NA	~0%	~0%

\*Pérdida respecto al PBI.

En SADI, de acuerdo a la estrategia de remoción aplicada y el método de estimación escogido, con una capacidad muy levemente superior a la existente carga inicial en términos de la topología de la red (10% de tolerancia a la sobrecarga), las perturbaciones tienen un efecto avasallante sobre la generación de valor en el agregado, en ambas redes. Una tolerancia a la sobrecarga del 50%, muestra una reducción a la mitad o del 40% en el nivel de producto, para las remociones de Resistencia en el NEA y Choele-Choel en la Patagonia, mientras que el impacto de la remoción del nodo de máxima carga es muy elevado.

En GCABA, se elige no sólo el caso del nodo de máxima carga, sino dos zonas de mayor frecuencia de cortes de suministro, pero en el caso de Independencia la remoción prácticamente no adquiere escala y la pérdida en el nivel de producto es prácticamente nula. La remoción del nodo de máxima carga prácticamente tiene el mismo impacto económico bajo los dos escenarios, mientras que se observa una diferencia entre el 10% y el 50% de capacidad de sobrecarga para la remoción de la ET Colegiales.



## Reflexiones finales

En esta investigación se trató de dar cuenta de características antes no estudiadas del sistema argentino de transmisión de energía eléctrica. La infraestructura de comunicación, transporte y energía es esencial para la vida cotidiana. Adicionalmente, es en particular interesante estudiar sistemas como el de nuestro país, una red emergente a partir de la conexión de sistemas aislados que existieron en un principio intentando responder a las demandas de cada territorio, de acuerdo al desarrollo de la vida social y económica que iba teniendo lugar. Se caracteriza también por ser una red de relativamente menor dimensión (número de nodos) que otras estudiadas a nivel internacional.<sup>35</sup>

En esta Tesis se pudo tipificar a las redes bajo estudio (SADI y GCABA) como “mundos pequeños”, donde la energía se transmite más “rápidamente” que en otras clases de redes, pero donde también los *shocks* se expanden con mayor facilidad. En este sentido, los resultados alcanzados indicarían que la remoción de elementos al azar ocasiona un daño relativamente menor a la remoción de nodos principales: cuando una minoría de nodos centrales queda fuera de servicio se observa una tendencia al colapso de prácticamente toda la red, a diferencia de la remoción de una proporción similar (o incluso superior) de nodos en forma aleatoria, cuando el daño puede ser mucho menor. Es decir, las redes bajo estudio parecen comportarse en una forma robusta frente a perturbaciones de tipo aleatorio mientras que son vulnerables a la remoción intencional de nodos centrales (topológicamente definidos).

El hecho de que sea de poca magnitud el efecto de la interrupción del suministro cuando se afectan al azar pequeñas proporciones puede inducir a que se crea erróneamente que el sistema es seguro, en términos de su capacidad para transmitir energía adecuadamente con una alta confiabilidad.

Por su parte, la estimación económica del impacto de perturbaciones en cada una de estas redes arroja resultados que muestran una asociación positiva entre la centralidad del nodo removido y la magnitud del costo: nodos con mayor carga inicial ocasionan una mayor pérdida económica que nodos relativamente menos importantes.

---

<sup>35</sup> Pueden verse características de otras redes sudamericanas en Martins, Oliveira, Ribeiro, & Forgerini, (2016) y Rocco S. (2008) y para otras regiones se recomienda la revisión que se halla en el trabajo de Pagani & Aiello (2013).

Cabe destacar también que a lo largo del desarrollo de esta investigación fueron suscitándose inconvenientes en términos de disponibilidad de los datos y posibilidad de implementación de las estrategias de remoción y estimación, dados los conocimientos adquiridos. No obstante, se entiende que esta Tesis logra contribuir al abordaje de sistemas complejos conformados por partes que al interactuar entre sí generan efectos macroscópicos no alcanzables simplemente con el análisis parcializado o individualizado. Adicionalmente, esta investigación puede complementarse con los estudios y conocimientos de otras disciplinas.

En términos de recomendaciones para morigerar la expansión de las fallas, lamentablemente el sistema de interconexión eléctrica está limitado por la geografía, así como también por las características propias de la infraestructura como tal, donde muchas veces no son viables ampliaciones de las líneas o las inversiones correspondientes tardan varios años en traducirse en mejoras concretas del sistema. No obstante, pueden mencionarse algunas acciones recomendables que podrían reducir el impacto de las interrupciones y recortar su potencial efecto en cascada (“apagón”), de acuerdo a la información que el AR ha brindado en este trabajo. Se pueden destacar cambios en la topología tal que se redistribuya la carga de los nodos, reduciendo la heterogeneidad entre ellos. El hecho de que varias localidades estén muy alejadas de los principales centros de actividad hace que su abastecimiento esté determinado por tan sólo una conexión con las principales fuentes de generación y transmisión. Fortalecer estos vínculos, así como ampliar las fuentes de generación locales pueden ser acciones pertinentes. Asimismo, aquellos nodos que resultan topológicamente más importantes son los que requieren principal tratamiento de su capacidad instalada a fin de morigerar los efectos en cascada de perturbaciones que específicamente los afecten. Un ejemplo pueden ser las elevadas temperaturas en verano y la carga inicial de las ET que corresponden a las zonas de mayor densidad poblacional. Si bien el fenómeno climatológico (así como los desastres naturales) contienen inherentemente un grado de incertidumbre mayor que otras fuentes de *shocks* exógenos, es cierto también que ya se conocen las zonas donde se registra mayor consumo y donde los nodos están más altamente ligados con otros, volviendo a la red más vulnerable frente a alteraciones en éstos.

Eventualmente podría pensarse en perfeccionar el monitoreo existente del sistema de transmisión retirando de servicio nodos o líneas que tengan mayor riesgo de colapso, luego de que una perturbación sobrecarga cierta cantidad de conexiones. De este modo el efecto de cascada es morigerado. En este sentido, un interesante trabajo a desarrollar a partir de aquí sería el estudio de distintos métodos de reducción del efecto de fallos en cascada. A tal fin pueden

tomarse como referencias los trabajos de Li, Wang, Sun, Gao, & Zhou (2008), Motter (2004) y D. E. Newman, Carreras, Lynch, & Dobson (2011).

Asimismo, en la medida que pudiera contarse con la información microeconómica del segmento de distribución, estudios abocados al mismo desde el AR podrían arrojar importantes resultados en el tratamiento de la mejora de la infraestructura urbana y regional.

Otras metodologías de estimación económica del impacto de “apagones” se intentarán en un futuro, como por ejemplo una alternativa que emplea el PIB a nivel sectorial (industria y comercio) y territorial (por provincia) prorrateado por el número de usuarios tal que, tomando los resultados de los *shocks*, puede estimarse la pérdida de valor agregado, de acuerdo al número aproximado de usuarios afectados.

Otra línea de investigación involucra la construcción de un modelo de *benchmark* (una red óptima) a partir de la información disponible, contra el cual comparar la estructura de la red actual y el efecto de perturbaciones en uno y otro caso. Con los resultados así obtenidos podrían hacerse algunas consideraciones acerca del diseño del sistema.

Por último, también resta como desafío en el futuro, el estudio de comunidades (jerarquías de nodos).

## Referencias bibliográficas

- Albert, R., Albert, I., & Nakarado, G. L. (2004). Structural vulnerability of the North American power grid. *Physical Review E*, 69(2), 1–10. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.69.025103>
- Albert, R., & Barabási, A.-L. (2002). Statistical mechanics of complex networks. *Reviews of Modern Physics*, 74(1), 47–97. <https://doi.org/10.1103/RevModPhys.74.47>
- Albert, R., Jeong, H., & Barabási, A.-L. (2000). Error and attack tolerance of complex networks. *Nature*, 406(6794), 378–382. <https://doi.org/10.1038/35019019>
- Amaral, L. A. N., Scala, A., Barthélemy, M., & Stanley, H. E. (2000). Classes of small-world networks. *Proceedings of the National Academy of Sciences USA*, 97(21), 11149–11152. <https://doi.org/10.1073/pnas.200327197>
- Atkins, K., Chen, J., Kumar, V. S. A., Marathe, A., & Tech, V. (2009). The structure of electrical networks: a graph theory-based analysis. *International Journal of Critical Infrastructures*, 5(3), 265–284. Retrieved from <https://pdfs.semanticscholar.org/bdc4/c476a336457679d6404524670ae517eb375d.pdf>
- Bar-Yam, Y. (2002). General features of complex systems. *Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)*, UNESCO, EOLSS Publishers, Oxford, UK, 1.
- Boccaletti, S., Latora, V., Moreno, Y., Chavez, M., & Hwang, D. U. (2006). Complex networks: Structure and dynamics. *Physics Reports*, 424(4–5), 175–308. <https://doi.org/10.1016/j.physrep.2005.10.009>
- Bompard, E., Pons, E., Luo, L., & Rosas Casals, M. (2015). A perspective overview of topological approaches for vulnerability analysis of power transmission grids. *International Journal of Critical Infrastructures*, 11(1), 15–26. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1504/IJCIS.2015.067397>
- Carrizo, S. C., Forget, M. E., & Jacinto, G. (2014). Redes de energía y cohesión territorial. Conformación de los sistemas de transporte de electricidad y gas en Argentina. *Revista Transporte y Territorio*, (11), 53–69. Retrieved from <http://revistascientificas.filo.uba.ar/index.php/rtt/article/view/655>
- Crucitti, P., Latora, V., & Marchiori, M. (2004). A model for cascading failures in complex networks. *Physical Review E*, 69(4), 045104. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.69.045104>

- Crucitti, P., Latora, V., Marchiori, M., & Rapisarda, A. (2003). Efficiency of Scale-Free Networks: Error and Attack Tolerance. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 320, 622–642. [https://doi.org/10.1016/S0378-4371\(02\)01545-5](https://doi.org/10.1016/S0378-4371(02)01545-5)
- Cuadra, L., Salcedo-Sanz, S., Del Ser, J., Jiménez-Fernández, S., & Geem, Z. W. (2015). A critical review of robustness in power grids using complex networks concepts. *Energies*, 8(9), 9211–9265. <https://doi.org/10.3390/en8099211>
- de Nooij, M., Koopmans, C., & Bijvoet, C. (2007). The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks. *Energy Economics*, 29(2), 277–295. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.05.022>
- ENRE. (2017). *Informe ENRE 2017*. Retrieved from [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ia\\_2017.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ia_2017.pdf)
- Estrada, E., & Knight, P. (2015). *A first course in network theory* (1st Editio). New York, USA: Oxford University Press.
- Fernández Rodríguez, B. (2012). *Obtención del costo de energía no servida comercial para la CNFL utilizando métodos macroeconómicos*. Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica.
- Flores Soria, M. V. (2009). *Evaluación Del Costo - Beneficio De Energía Eléctrica No Servida En El Sistema Eléctrico Ecuatoriano Durante El Período 2007-2008* (Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador). Retrieved from [http://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/961/1/T728-MBA-Flores-Evaluación del costo-beneficio de energía eléctrica.pdf](http://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/961/1/T728-MBA-Flores-Evaluación%20del%20costo-beneficio%20de%20energía%20eléctrica.pdf)
- Fortunato, S. (2011). Reuven Cohen and Shlomo Havlin: Complex Networks. *Journal of Statistical Physics*, 142(3), 640–641. <https://doi.org/10.1007/s10955-011-0129-7>
- Fundación Observatorio PyME. (2015). *Informe Especial: El entorno local y el acceso a infraestructura de las PyME industriales*. Retrieved from <http://www.observatoriopyme.org.ar/newsite/wp-content/uploads/2015/04/IE-Entorno-local-y-el-acceso-a-infraestructura-de-las-PyME-industriales.pdf>
- Han, P., & Ding, M. (2011). Analysis of Cascading Failures in Small-world Power Grid. *International Journal of Energy Science IJES*, 1(2), 99–104.

- Heymann, D., Perazzo, R., & Zimmermann, M. (2013). *Economía de fronteras abiertas: exploraciones en sistemas sociales complejos*. (1st Edition). Ciudad Autónoma de Buenos Aires, AR: Teseo.
- Holme, P., Kim, B. J., Yoon, C. N., & Han, S. K. (2002). Attack vulnerability of complex networks. *Physical Review E*, 65(5), 056109. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.65.056109>
- Holmgren, Å. J. (2006). Using graph models to analyze the vulnerability of electric power networks. *Risk Analysis*, 26(4), 955–969. <https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2006.00791.x>
- Jackson, M. O. (2010). *Social and Economic Networks Coverage* : Princeton University Press.
- Kelly, S. (2015). Estimating economic loss from cascading infrastructure failure: a perspective on modelling interdependency. *Infrastructure Complexity*, 2(1), 7. <https://doi.org/10.1186/s40551-015-0010-y>
- Kinney, R., Crucitti, P., Albert, R., & Latora, V. (2005). Modeling cascading failures in the North American power grid. *European Physical Journal B*, 46(1), 101–107. <https://doi.org/10.1140/epjb/e2005-00237-9>
- Kogut, B., & Walker, G. (2001). The Small World of Germany and the Durability of National Networks. *American Sociological Association*, 66(3), 317–335. <https://doi.org/10.2307/3088882>
- LaCommare, K. H., & Eto, J. H. (2006). Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (US). *Energy*, 31(12), 1845–1855. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.02.008>
- Lai, Y.-C., Motter, A., & Nishikawa, T. (2004). Attacks and Cascades in Complex Networks. *Lecture Notes in Physics*, 650, 299–310. [https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-540-44485-5\\_14](https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-540-44485-5_14)
- Latora, V., & Marchiori, M. (2001). Efficient Behavior of Small-World Networks. *Physical Review Letters*, 87(19), 198701. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.87.198701>
- Latora, V., & Marchiori, M. (2003). Economic Small-World Behavior in Weighted Networks. *The European Physical Journal B-Condensed Matter and Complex Systems*, 32(2), 249–263. <https://doi.org/https://doi.org/10.1140/epjb/e2003-00095-5>

- Lee, C. C. (2006). The causality relationship between energy consumption and GDP in G-11 countries revisited. *Energy Policy*, 34(9), 1086–1093. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.04.023>
- Li, P., Wang, B. H., Sun, H., Gao, P., & Zhou, T. (2008). A limited resource model of fault-tolerant capability against cascading failure of complex network. *The European Physical Journal B*, 62(1), 101–104. <https://doi.org/10.1140/epjb/e2008-00114-1>
- Luo, L., Bompard, E., & Rosas Casals, M. (2012). On the difficulty (and success) of correlating empirical data and (extended) topological measures in power grid networks. *7th International Conference on Critical Information Infrastructure Security.*, 529–541. Retrieved from <http://hdl.handle.net/2117/16861>
- Martins, G. C., Oliveira, L. S., Ribeiro, F. L., & Forgerini, F. L. (2016). Complex Network Analysis of Brazilian Power Grid. *Scientia Plena*, 14(10), 1–7. Retrieved from <http://arxiv.org/abs/1608.07535>
- Morimoto, R., & Hope, C. (2004). The impact of electricity supply on economic growth in Sri Lanka. *Energy Economics*, 26(1), 77–85. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(03\)00034-3](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(03)00034-3)
- Motter, A. E. (2004). Cascade control and defense in complex networks. *Physical Review Letters*, 93(9), 098701. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.93.098701>
- Motter, A. E., & Lai, Y. C. (2002). Cascade-based attacks on complex networks. *Physical Review E*, 66(6), 065102. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.66.065102>
- Munasinghe, M., & Gellerson, M. (1979). Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability Levels. *The Bell Journal of Economics*, 10(1), 353–365. <https://doi.org/10.2307/3003337>
- Newman, D. E., Carreras, B. A., Lynch, V. E., & Dobson, I. (2011). Exploring Complex Systems Aspects of Blackout Risk and Mitigation. *IEEE Transactions on Reliability*, 60(1), 134–143. <https://doi.org/10.1109/TR.2011.2104711>
- Newman, M. E. J. (2001). Scientific collaboration networks. II. Shortest paths, weighted networks, and centrality. *Physical Review E*, 64(1), 016132. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.64.016132>
- Newman, M. E. J. (2003). The structure and function of complex networks. *SIAM Rev.*, 45(2),

- 167–256. <https://doi.org/https://doi.org/10.1137/S003614450342480>
- Newman, M. E. J. (2011). Complex Systems: A Survey. *Am. J. Phys.* 79. <https://doi.org/10.1119/1.3590372>
- Ouyang, M., Pan, Z., Hong, L., & Zhao, L. (2014). Correlation analysis of different vulnerability metrics on power grids. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 396, 204–211. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2013.10.041>
- Pagani, G. A., & Aiello, M. (2013). The Power Grid as a complex network: A survey. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 392(11), 2688–2700. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2013.01.023>
- Reichardt, J. (2008). *Structure in complex networks* (Vol. 766). Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Rios, M. A., Kirschen, D. S., Jayaweera, D., Nedic, D. P., & Allan, R. N. (2002). Value of Security: Modeling Time-Dependent Phenomena and Weather Conditions. *IEEE Power Engineering Review*, 17(3), 543–548. <https://doi.org/10.1109/MPER.2002.4312377>
- Rocco S., C. M. (2008). Análisis del sistema eléctrico venezolano desde la perspectiva de la teoría de redes complejas. *Revista de La Facultad de Ingeniería de Universidad Central de Venezuela*, 23(1), 103–109. Retrieved from <http://www.revistadelafacultaddeingenieria.com/index.php/ingenieria/article/viewFile/446/446>
- Rosas-Casals, M., Valverde, S., & Sole, R. V. (2007). Topological Vulnerability of the European Power Grid Under Errors and Attacks. *International Journal of Bifurcation and Chaos*, 17(07), 2465–2475. <https://doi.org/10.1142/S0218127407018531>
- Saniee Monfared, M. A., Jalili, M., & Alipour, Z. (2014). Topology and vulnerability of the Iranian power grid. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 406, 24–33. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2014.03.031>
- Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. *Reglamento-Modificación.* , (2019).
- Seshadri, M., Machiraju, S., Sridharan, A., Bolot, J., Faloutsos, C., Leskove, J., & Leskovec, J. (2008). Mobile Call Graphs: Beyond Power-Law and Lognormal Distributions. *Proceeding of the 14th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, 596–604. <https://doi.org/10.1145/1401890.1401963>



- Shi, B., Jeong, S., Park, J., Choi, J., Jang, B., Yun, Y., ... Billinton, R. (2007). Area annual outage cost assessment of KEPCO system by TRELSS. *2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, 229–233. <https://doi.org/10.1109/LESCPE.2007.4437383>
- Sun, K. (2005). Complex Networks Theory: A New Method of Research in Power Grid. *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1547099>
- Tishler, A. (1993). Optimal production with uncertain interruptions in the supply of electricity: Estimation of electricity outage costs. *European Economic Review*, 37(6), 1259–1274. [https://doi.org/10.1016/0014-2921\(93\)90134-V](https://doi.org/10.1016/0014-2921(93)90134-V)
- Wang, Z., Scaglione, A., & Thomas, R. J. (2010). Electrical centrality measures for electric power grid vulnerability analysis. *49th IEEE Conference on Decision and Control*, 5792–5797. <https://doi.org/10.1109/CDC.2010.5717964>
- Watts, D. J. (2004). *Small Worlds: the dynamics of networks between order and randomness* (8th ed.). Princeton, N.J.: Princeton University Press.
- Watts, D. J., & Strogatz, S. H. (1998). Collective dynamics of “small-world” networks. *Nature*, 393(6684), 440–442. [https://doi.org/Doi 10.1038/30918](https://doi.org/Doi%2010.1038/30918)
- Yamashita, K., Joo, S.-K., Li, J., Zhang, P., & Liu, C.-C. (2008). Analysis, control, and economic impact assessment of major blackout events. *European Transactions On Electrical Power*, 18, 854–871. <https://doi.org/10.1002/etep.304>

## Anexo

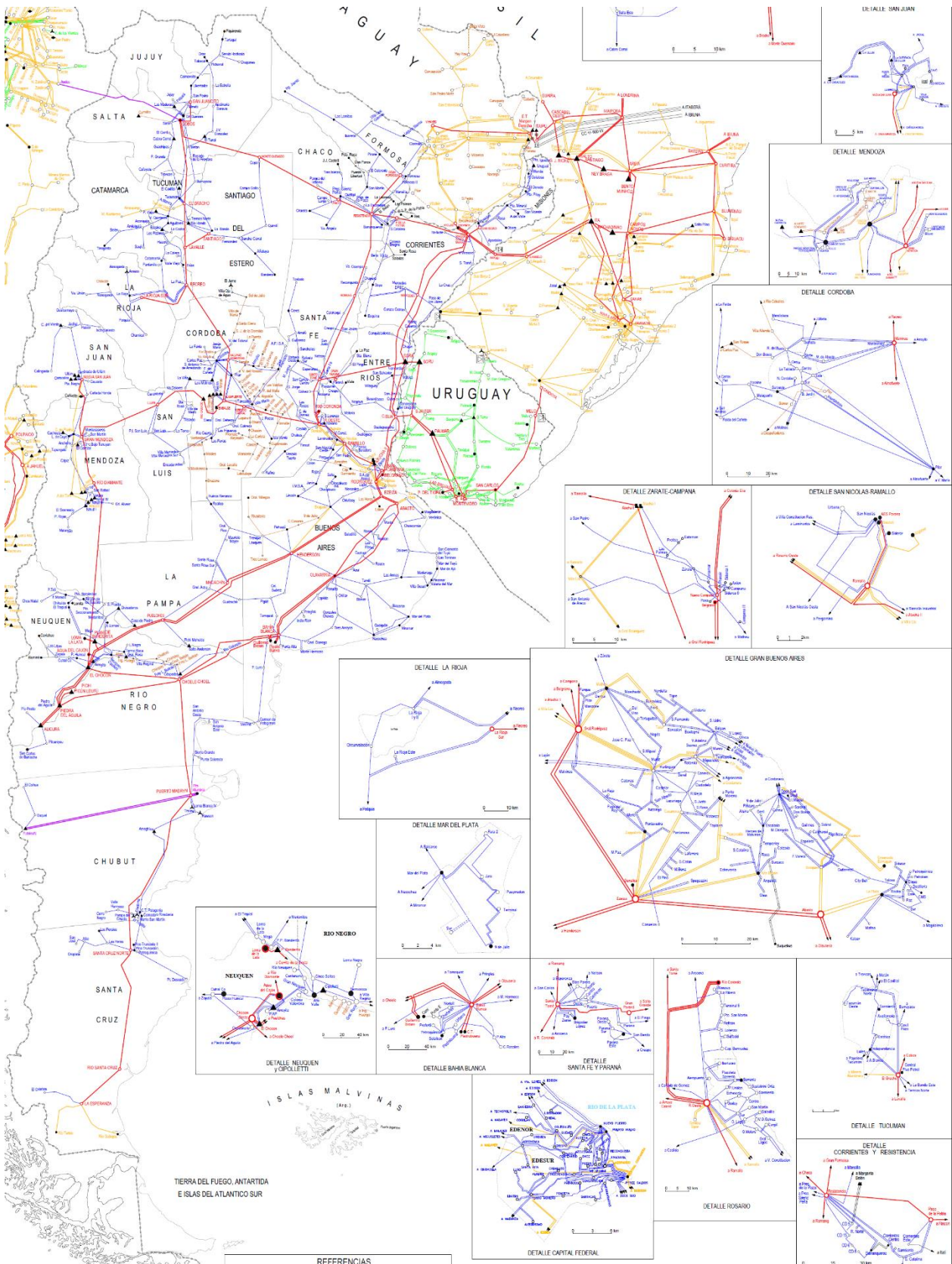
*Figura A1.* Mapa Unifilar Geográfico del Sistema Argentino de Interconexión (2017)

Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), 2017.

El primer mapa contiene la información gráfica, estilizada, de las líneas de alta tensión que conectan generadoras y estaciones de transmisión (en alta tensión) del país. Las referencias por fuente de generación y tensión de las líneas se encuentran en el margen inferior derecho. Las centrales de generación y estaciones transformadoras conforman los nodos, unidos por las líneas geolocalizadas en este mapa, de la red reproducida en  $R$  (previa transformación de los datos gráficos en datos tabulados).

Los recuadros sobre distintas regiones del país muestran no sólo conexiones en alta tensión sino algunas otras de media tensión que se extienden hasta las subestaciones cabeceras de distribución. El segmento de distribución y comercialización de energía eléctrica está a cargo de las empresas correspondientes a cada localidad. En particular se utilizaron los mapas de las zonas Gran Buenos Aires y Capital Federal para construir los inputs que conforman la red GCABA utilizada en el software (se muestran los recuadros ampliados debajo del mapa del sistema nacional).

Recuérdese que las conexiones por fuera del país (y por fuera de la región que aquí se denominó GCABA) no son consideradas en el análisis, como se detalló en el Capítulo 4.



REFERENCIAS	
	Estación Transformadora de 500 kV.
	Estación Transformadora de Tensión menor a 500 kV.
	Central Térmica (Vapor, TG, Diesel o Biogas).
	Central Hidráulica.
	Central Nuclear.
	Central Fotovoltaica.
	Central Eólica.
	Conversores.
	Líneas de 500 kV.
	Líneas de 330 kV.
	Líneas de 220 kV.
	Líneas de 150 kV.
	Líneas de 132 kV.
	Líneas de 66 kV.
	Líneas de 33 kV.

COMPANÍA ADMINISTRADORA  
DEL MERCADO MAYORISTA  
ELECTRICO S.A.

**CAMMESA**

Observaciones:  
La delimitación geográfica  
y los límites de los bloques  
son solo indicativos.

VERSION ACTUALIZADA JUNIO 2017

ARCHIVO: GEOMER2007\_36.dwg

ESQUEMA GEOGRAFICO  
SISTEMA INTERCONECTADO  
ARGENTINO - URUGUAYO  
SISTEMAS PARAGUAYO,  
CHILENO Y SUR DE BRASIL

Gerencia Estudios  
Eléctricos

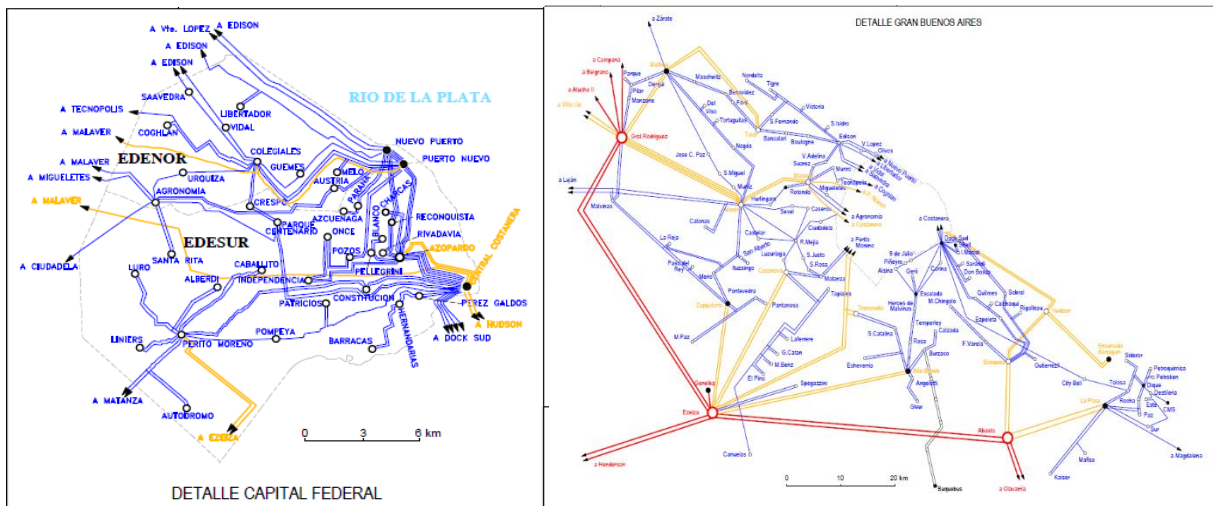
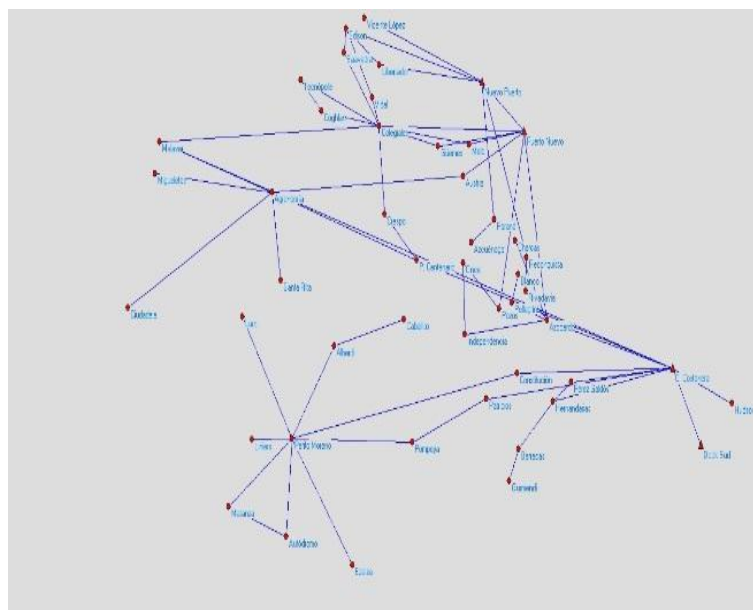


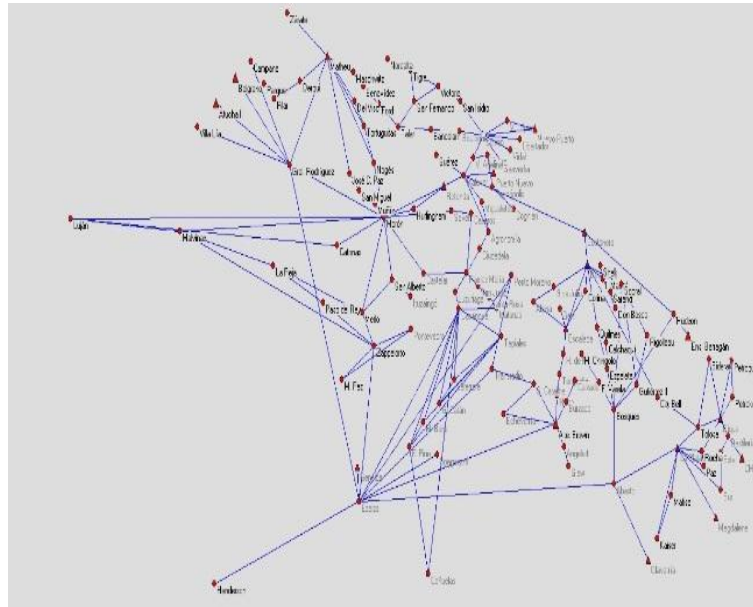
Figura A2. Representación de las redes eléctricas de la Ciudad y el Gran Buenos Aires, 2015

Fuente: Elaboración propia, usando Pajek, en base a CAMMESA, 2015.

### Ciudad de Buenos Aires

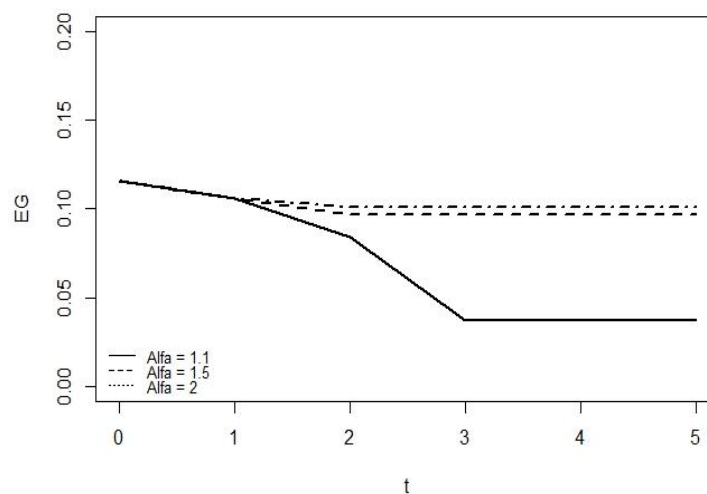


### Gran Buenos Aires



*Figura A3.* Evolución de la eficiencia global. Refleja el comportamiento de la eficiencia de la red desde el estado inicial hasta el estado final, durante el proceso de ajuste que comienza una vez aplicada una perturbación aleatoria de remoción de una proporción de nodos del 5% (en este caso y a modo ilustrativo). Cada momento  $t$  corresponde a la iteración (en tiempo modelo) que conlleva el retiro de nodos sobrecargados endógenamente y al estado estacionario en aquel momento en que la eficiencia global resulta igual a la eficiencia estimada para el momento anterior.

### SADI - Evolución de la eficiencia de la red



GCABA - Evolución de la eficiencia de la red

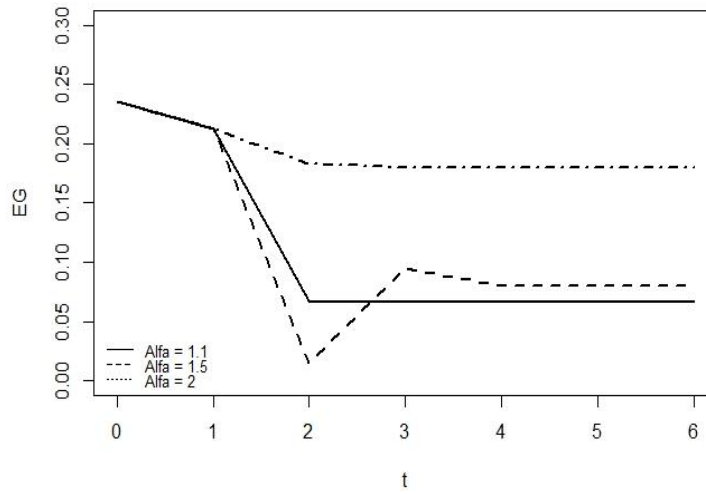


Tabla A1

Principales resultados para la remoción aleatoria del 5% de los nodos

	SADI									
	$\alpha=1.1$	$\alpha=1.2$	$\alpha=1.3$	$\alpha=1.4$	$\alpha=1.5$	$\alpha=1.6$	$\alpha=1.7$	$\alpha=1.8$	$\alpha=1.9$	$\alpha=2$
Proporción removida total	26%	21%	15%	15%	12%	12%	11%	10%	10%	9%
Eficiencia inicial (EG0)	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116
Eficiencia final (EGF)	0.043	0.057	0.073	0.076	0.079	0.080	0.082	0.088	0.090	0.091
Daño $D = (EG0 - EGF) / EG0$	62.8%	50.5%	36.7%	34.2%	32.0%	30.9%	29.6%	24.3%	22.8%	21.3%

	GCABA									
	$\alpha=1.1$	$\alpha=1.2$	$\alpha=1.3$	$\alpha=1.4$	$\alpha=1.5$	$\alpha=1.6$	$\alpha=1.7$	$\alpha=1.8$	$\alpha=1.9$	$\alpha=2$
Proporción removida total	35%	32%	22%	20%	19%	17%	16%	15%	13%	11%
Eficiencia inicial (EG0)	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236
Eficiencia final (EGF)	0.043	0.077	0.122	0.126	0.132	0.150	0.157	0.160	0.162	0.169
Daño $D = (EG0 - EGF) / EG0$	81.7%	67.4%	48.2%	46.5%	43.9%	36.5%	33.4%	32.4%	31.5%	28.4%

Tabla A2

*Principales resultados para la remoción del nodo de máxima carga*

	SADI									
	$\alpha=1.1$	$\alpha=1.2$	$\alpha=1.3$	$\alpha=1.4$	$\alpha=1.5$	$\alpha=1.6$	$\alpha=1.7$	$\alpha=1.8$	$\alpha=1.9$	$\alpha=2$
Proporción removida total	18%	20%	23%	23%	15%	17%	15%	14%	13%	11%
Eficiencia inicial (EG0)	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116
Eficiencia final (EGF)	0.034	0.040	0.023	0.027	0.034	0.031	0.053	0.053	0.064	0.067
Daño $D = (EG0-EGT)/EG0$	70.7%	65.5%	80.2%	76.7%	70.7%	73.3%	54.3%	54.3%	44.8%	42.2%

	GCABA									
	$\alpha=1.1$	$\alpha=1.2$	$\alpha=1.3$	$\alpha=1.4$	$\alpha=1.5$	$\alpha=1.6$	$\alpha=1.7$	$\alpha=1.8$	$\alpha=1.9$	$\alpha=2$
Proporción removida total	31%	29%	30%	30%	25%	27%	23%	22%	16%	15%
Eficiencia inicial (EG0)	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236	0.236
Eficiencia final (EGF)	0.037	0.040	0.040	0.045	0.062	0.086	0.095	0.095	0.098	0.099
Daño $D = (EG0-EGT)/EG0$	84.3%	83.1%	83.1%	80.9%	73.7%	63.6%	59.7%	59.7%	58.5%	58.1%