

# REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN ARGENTINA: ¿EN BUSCA DE LA COMPETITIVIDAD PERDIDA?



<https://doi.org/10.22533/at.ed.654112526026>

*Data de aceite: 26/05/2025*

**Elizabeth Pasteris**

Profesora Titular, Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina.

**Marianela Bello**

Docente, Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina

**Gonzalo Solavallone**

Colaborador de investigación, Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina

variabilidad de la demanda y la necesidad de equilibrarla con la oferta en tiempo real, señalando las ineficiencias y problemas de la red de distribución, incluyendo la congestión y el bajo aprovechamiento de la capacidad instalada. Finalmente, se exploran las redes de distribución de energía eléctrica, tema central de la investigación, aportando soluciones tecnológicas, como la generación distribuida y la gestión eficiente de la demanda, destacando el papel fundamental de las redes eléctricas inteligentes para modernizar el sistema y mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la integración de energías renovables.

**PALABRAS CLAVE:** Organización Industrial. Competitividad. Economía de la electricidad.

**RESUMEN:** Partiendo del concepto inicial de competitividad que propuso Michael Porter, quien destacó la influencia del entorno macroeconómico y la productividad de las empresas en la competitividad de las firmas y las naciones y, finalmente, en el nivel de vida de sus habitantes, este documento se ocupa de la importancia del costo de la energía eléctrica como un factor externo que afecta la ventaja competitiva. Se revisa muy sintéticamente la oscilante política económica de Argentina, en lo que atañe al sector eléctrico, desde la desregulación y privatización de los noventa hasta la falta de inversión reciente y la implementación de subsidios. Se analizan las características diferenciales del mercado eléctrico, como la

## SMART POWER GRIDS IN ARGENTINA: IN SEARCH OF LOST COMPETITIVENESS?

**ABSTRACT:** Starting from the initial concept of competitiveness proposed by Michael Porter, who highlighted the influence of the macroeconomic environment and firm productivity on the competitiveness of firms and nations and, really, on the standard of living of their inhabitants, this paper addresses the importance of the cost of electricity as an external factor affecting competitive advantage. It reviews very synthetically Argentina's oscillating economic policy regarding the electricity sector, from the deregulation and privatisation of the 1990s to the recent lack of investment and the implementation of subsidies. The differential characteristics of the electricity market are analysed, such as the variability of demand and the need to balance supply and demand in real time, pointing out the inefficiencies and problems of the distribution network, including congestion and under-utilisation of installed capacity. Finally, technological solutions such as distributed generation and efficient demand management are explored, highlighting the fundamental role of smart grids to modernise the system and improve efficiency, reliability and the integration of renewable energies.

**KEYWORDS:** Industrial Organisation. Competitiveness. Electricity Economics.

### EL INSUMO ELÉCTRICO Y SU INFLUENCIA SOBRE LA COMPETITIVIDAD DE LAS EMPRESAS

Como anticipó Michael Porter, es habitual que las definiciones del término “competitividad” sostenidas por empresarios, legisladores, economistas, funcionarios y por el común de la gente, difieran y, en consecuencia, sean distintas las respectivas recomendaciones de política económica para su mejora. Luego de su experiencia en la Comisión sobre Competitividad Industrial<sup>1</sup>, este autor, referencia obligada en el tema, arribó a la conclusión de que el entorno nacional desempeña un papel central en el éxito competitivo de las empresas (Leiva, 2020).

En este sentido, es importante resaltar su convicción respecto del objetivo de política económica de las naciones: producir un nivel de vida creciente para sus habitantes. El principal determinante para conseguirlo es la mejora constante de la productividad de los factores, que influirá directamente en el ingreso per cápita. Al colocar a las empresas en el centro del análisis, Porter considera que la competitividad nacional está basada en la capacidad de las firmas establecidas en su territorio de alcanzar altos niveles de productividad y mantenerla con una tendencia sostenidamente creciente (Porter, 1991).

Para Porter, es necesario pasar a un nuevo paradigma que se centre en lo que sucede en la competencia real, que tenga en cuenta la existencia del cambio tecnológico, que manifieste la relevancia de la innovación, la estrategia empresarial y el carácter global de la economía en las últimas décadas. Su investigación tiene por objetivo encontrar las características particulares de las naciones que permiten que determinadas empresas radicadas en ellas alcancen el éxito internacional en determinados sectores. Para el padre del análisis de la competitividad, es necesario entender por qué surge y cómo se sostiene la que denominó “ventaja competitiva de las naciones” (Leiva, 2020).

1. Puesta en marcha bajo la Presidencia de Ronald Reagan.

En general, se acepta la existencia de dos tipos básicos de ventaja competitiva: la que resulta de menores costos y la que se obtiene a través de la diferenciación del producto. Por supuesto, una empresa puede alcanzar ventaja de ambos tipos. Si sus costos son bajos, podrá ofrecer un bien a menor precio que sus competidores, lo que llevará a un incremento de su cuota de mercado. Una diferenciación exitosa significará que la firma logrará satisfacer las necesidades de los consumidores con lo que ellos perciben como un mejor producto, permitiéndole apropiarse de mayor ganancia. Por supuesto, una empresa puede disfrutar de ventaja competitiva de ambos tipos.

En cualquier caso, los factores determinantes de la ventaja, o desventaja, de las empresas radicadas en un territorio pueden ser de control interno de la empresa o estar fuera de su capacidad de decisión<sup>2</sup>. Entre estos últimos, resulta de fundamental importancia el costo de la energía que insume el proceso de producción y comercialización. En este documento, nos ocuparemos del caso de la energía eléctrica.

La electricidad es un recurso indispensable para el funcionamiento tanto de la economía como de la vida familiar y social. Industria, comercio, transportes, servicios públicos, así como hogares, establecimientos educativos, recreativos y de salud, todos requieren de calidad y continuidad en el suministro eléctrico para su funcionamiento. Las redes de distribución de energía eléctrica, tema central de esta investigación, son un componente esencial del sistema eléctrico, por lo que es fundamental que se garantice la continuidad y confiabilidad en el suministro, a precios razonables.

## LA OSCILANTE POLÍTICA ECONÓMICA DE ARGENTINA

A principios de la década del noventa, en Argentina se inició un profundo proceso de desregulación de la economía, que incluyó, entre otras medidas, la privatización de empresas estatales de servicios públicos, previa desintegración vertical de la cadena. Entre ellas, son de interés de este estudio las empresas del sector eléctrico. Una idea central del nuevo marco regulatorio<sup>3</sup> fue que la generación, la transmisión a gran escala y la distribución y venta al por menor estuvieran separadas. La distribución y la transmisión de electricidad seguirían como servicios públicos, que se prestarían en estructuras de mercado monopólicas, con usuarios cautivos para los que la autoridad regulatoria determinaría y controlaría precios y calidad, previniendo la ocurrencia de prácticas que configuraran abuso de posición dominante. La generación, en cambio, pasaría a ser competitiva. Para apoyar este programa de reestructuración, se introdujo una serie de cambios no sólo normativos sino también organizativos<sup>4</sup>, que permitieron crear y gestionar bajo las nuevas reglas el mercado mayorista de electricidad, las redes de transmisión y las de distribución.

---

2. Al menos en parte.

3. Establecido inicialmente mediante la ley 24065, del 19 de diciembre de 1991, y su reglamentación. Este marco ha sufrido posteriormente un número importante de modificaciones, que no alteran la condición básica acá señalada.

4. La ley 24065 creó la institución reguladora del sector (Ente Nacional Regulador Eléctrico, cuya sigla es ENRE), con carácter de organismo autárquico y con plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado.

El nuevo organismo regulador (ENRE) se creó con el objetivo de asegurar la prestación del servicio eléctrico en condiciones de confiabilidad, competitividad, igualdad y libre acceso, con tarifas justas y razonables adecuadas a la calidad exigible de prestación, protegiendo los derechos de los usuarios y garantizando el suministro a largo plazo<sup>5</sup>.

Importantes cambios de política macroeconómica, en general, y de política energética, en particular, se produjeron en Argentina desde entonces. Entre ellos, interesa en este documento destacar la insuficiente inversión en el sistema argentino de interconexión, y en los sistemas locales de distribución, así como la implementación de subsidios al consumo de electricidad, de importante magnitud. En la actualidad, se ha iniciado un proceso de profundo cambio en la dirección de estas políticas, mantenidas durante más de dos décadas, que dieron lugar a las consecuencias, previsibles, de deterioro creciente del servicio, que han ocasionado importantes costos para los usuarios. Queda, sin embargo, mucho camino por recorrer, especialmente en términos de modernización de infraestructura.

Se ha avanzado más rápidamente en la actualización de las tarifas y en la disminución del porcentaje de la factura que significan los subsidios, aunque todavía permanecen de modo parcial. Parte de los consumidores residenciales, considerados como de menores ingresos, y los regantes agrícolas, son ejemplos de beneficiarios a la fecha. En el Anexo se presenta, a modo de ejemplo, el cuadro tarifario previsto para el mes de abril de 2024, para la provincia de Mendoza, región de Cuyo.

A continuación, se examinarán las oportunidades, desafíos y temas pendientes de solución, hasta ahora, asociados a las inversiones en nuevas tecnologías aplicables a la red de distribución de electricidad. Para ello, en primer lugar se repasarán brevemente los atributos diferenciales de oferta y demanda de electricidad, los principios sobre los que se basan los cuadros tarifarios y las características básicas de la red física, aspectos que son fundamentales para comprender las oportunidades y desafíos asociados a la incorporación de nuevas tecnologías.

No se tratará en este documento el tema de las tecnologías “detrás del contador”, es decir, las que pueden instalarse en el interior de los hogares y las empresas, en respuesta a la disponibilidad de una red inteligente, una medición inteligente y un sistema de tarifas variable. Estos tópicos se reservan para un futuro análisis.

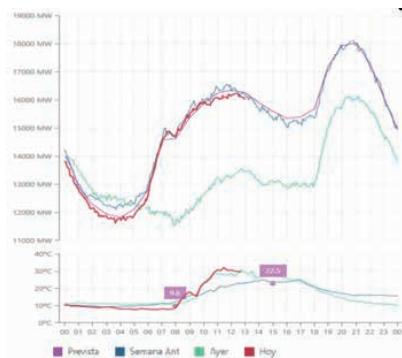
## CARACTERÍSTICAS DIFERENCIALES DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de electricidad presenta importantes variaciones estacionales, tanto horarias como diarias y mensuales. Habitualmente, es mayor durante el día que por la noche. Suele ser muy alta en los días inusualmente calurosos o fríos y es más baja en los horarios nocturnos de las estaciones templadas: primavera y otoño. Los picos de consumo corresponden a unas pocas horas al año, existiendo una demanda agregada de base (o mínima) que se mantiene de modo permanente.

5. Ente Nacional Regulador Eléctrico, “El nuevo rol del Estado y el Marco Regulatorio Eléctrico. Su acierto y rango institucional”, [https://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/files/contenidoinforme.pdf/\\$FILE/contenidoinforme.pdf](https://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/files/contenidoinforme.pdf/$FILE/contenidoinforme.pdf)

La figura 1 muestra los niveles de demanda, o curvas de carga, a lo largo de un día hábil (lunes) del mes de abril, que corresponde a una temporada de clima agradable en Argentina, en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI, a la izquierda) y en una de sus regiones, Cuyo (a la derecha). La figura permite comparar con el día anterior, domingo, y también con la semana previa. Para Argentina, se observa que el pico superior de demanda, considerando una semana como periodo de referencia, es un 48% superior al punto inferior<sup>6</sup>. Hay una diferencia importante entre el consumo del lunes y el del domingo, que se mantiene menor a lo largo de todo el día, con mayor énfasis durante las horas de actividad productiva. En la región de Cuyo se advierte una falla del sistema, ocurrida el domingo. Comparando ambas regiones, las distancias entre los consumos máximo y mínimo son similares, aunque se observan diferencias en la configuración de las curvas, debidas a las especificidades productivas de la región de Cuyo. En ambos casos, se comprueba la necesidad de disponer de una capacidad instalada ociosa significativa a lo largo de un mismo día.

**Demanda Sistema Argentino de Interconexión,  
28 de abril de 2024**



**Demanda Región de Cuyo,  
28 de abril de 2024**

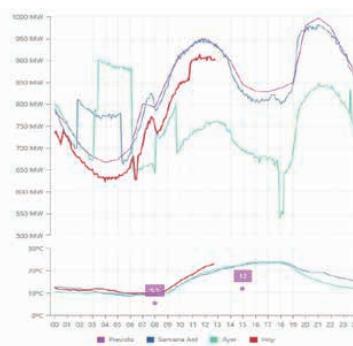


Figura 1 Demanda Sistema Argentino de Interconexión, Demanda Región de Cuyo,

Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMMESA),

<https://cammesaweb.cammesa.com>, abril de 2025.

Las diferencias estacionales se profundizan al analizar un año completo. Los máximos históricos informados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) evidencian esta situación. La Tabla 1 muestra el crecimiento de la demanda máxima, tanto de potencia como de energía, en los días hábiles de los últimos años<sup>7</sup>. La diferencia en la potencia que requirió el sistema en su punto máximo superó en un 66% al requerimiento del día templado, visto *ut supra*. Cabe destacar que estas grandes

6. La relación es la misma si se considera la demanda prevista para el día lunes, que coincide casi perfectamente con la real.

7. Las máximas demandas de potencia y energía de días no hábiles, en cambio, manifiestan diferente comportamiento.

variaciones estacionales en la demanda no son excepcionales, sino que constituyen, al menos por ahora, las situaciones más frecuentes. Véase, entre otros, Joskow (2012).

Demanda	Día					
	Hábil		Sábado		Domingo	
	Pot (MV)	Ene (GWh)	Pot (MV)	Ene (GWh)	Pot (MV)	Ene (GWh)
Máxima	30257	597,7	27203	559,8	25739	543,6
Fecha	10/2/2025	1/2/2025	11/3/2023	11/3/2023	12/2/2023	12/2/2023
Hora	14:47		14:35		16:16	
T° Bs.As.	31,1 °C	31,5°C	32,2°C	32,2°C	33,3°C	33,3°C

**Tabla 1. SADI. Máximas demandas históricas de energía y potencia.**

**Fuente:** Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMMESA), <https://cammesaweb.cammesa.com/2023/03/14/maximos-historicos-de-energia-y-potencia-estacionales/>

Una particularidad de la mayor relevancia de la red eléctrica es que oferta y demanda deben equilibrarse permanentemente, para mantener dentro de límites técnicos de seguridad una serie de criterios físicos de la red. La electricidad es un proceso de fabricación en el que la oferta debe satisfacer la demanda en tiempo real. Es que, históricamente, la energía eléctrica no ha podido almacenarse de un modo económico rentable con las tecnologías disponibles (excepto en aplicaciones especiales tales como baterías, almacenamiento por bombeo, aire comprimido y otras tecnologías similares, que pueden resultar económicas).

Por ello, a medida que aumenta la demanda, se recurre a diferentes fuentes de generación, que se pueden describir, aplicando una simplificación extrema, del siguiente modo: primero se despachan las centrales “de base”, luego las “intermedias” y, finalmente, las “de punta”, a medida que los costos marginales de funcionamiento (es decir, los costos variables) resultan cada vez más elevados. Siendo así, los precios del mercado mayorista reflejan los costos marginales de generación a corto plazo y resultan altos en períodos de demanda de pico y bajos en periodo de demanda de valle. Cuando se está en presencia de limitaciones en el suministro de generación o fallos en la red de transporte o distribución, se producen cortes inesperados, que traen como consecuencia costos para los consumidores (Joskow, 2012). Es decir, el precio *spot* de la electricidad en un mercado mayorista eficientemente gestionado es esencialmente variable. Esta afirmación es válida tanto para un mercado mayorista no regulado como para uno adecuadamente regulado. Habitualmente, esto último se ejecuta sobre la base de una curva de despacho económico, construida a partir de estimaciones de costos marginales de generación.

Sin embargo, en Argentina y en la región de Cuyo, en particular, los consumidores residenciales y las pequeñas empresas pagan un precio minorista que no refleja las grandes variaciones de los precios al por mayor que son función, como se vio, del costo marginal de generación de energía eléctrica. En efecto, y tomando como ejemplo la provincia de Mendoza, los usuarios residenciales pagan un cargo variable que crece con el nivel de

consumo mensual, con independencia de las diferencias de costo resultantes del horario en que se realiza el consumo. Las empresas cuya potencia las ubica en la categoría de grandes demandas, en cambio, pagan cargos variables que contemplan la estacionalidad, estableciéndose tres categorías: pico, valle y resto. Las tarifas de la demanda de electricidad destinada a riego agrícola contemplan dos categorías: alta y baja, según sea el horario del consumo (Ver Anexo ).

Por ello, a la hora de plantear una modernización del sistema de provisión de energía eléctrica, las nuevas inversiones y sus estrategias de gestión deben estar diseñadas para corregir esta distorsión del sistema de precios.

## LAS FALENCIAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUE IMPACTAN EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

No está de más empezar recordando que el sistema eléctrico de distribución está compuesto por partes que incluyen subestaciones, transformadores de media y baja tensión, líneas de media tensión (sistemas de distribución primario), alimentadores de media y baja tensión (sistema de distribución secundario), dispositivos de protección (seccionalizadores, interruptores y fusibles), sistemas de mando y control (PLC's y relés de protección), sistemas de comunicación y, finalmente, dispositivos que permiten el monitoreo y control. El sistema completo es la suma de redes eléctricas de distribución que pueden trabajar en conjunto, o de manera independiente, en algunos casos, y que permiten el suministro de la energía desde los sistemas de transmisión hasta el usuario final.

En las regiones de Argentina, aunque en distinta medida, las redes eléctricas de distribución crecen continuamente debido al aumento en la cantidad de usuarios, tanto por la expansión de las ciudades como por el fenómeno creciente de pequeñas zonas residenciales, en la periferia de las mismas. Como se mencionó, desde hace años la evolución de la demanda de electricidad no es acompañada al mismo ritmo por las inversiones en la oferta. Esta asimetría está provocando sobrecargas en alimentadores, subestaciones y transformadores, consecuencia de la congestión en la red de distribución. En consecuencia, es de la mayor relevancia, si se desea apoyar la competitividad de las empresas y el bienestar de los usuarios, encontrar soluciones a estos problemas de congestión. El crecimiento de la red hace cada vez más compleja su operación y, adicionalmente, la configuración de la curva de demanda complica el funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto. La demanda de potencia varía sustancialmente a lo largo del día, generando picos muy superiores a la demanda media, con el consecuente aprovechamiento incompleto de la capacidad instalada en los activos que componen el sistema. Esta ineficiencia resulta del diseño mismo del sistema, que se proyecta teniendo en cuenta el consumo pico estimado, de tal forma que la capacidad máxima de los activos depende del pico de demanda esperado, pero esta capacidad instalada se aprovecha sólo unas pocas horas por día.

Centrando la atención en la red de distribución, algunas consecuencias de su bajo aprovechamiento son las siguientes: se requiere más inversión para la ampliación y/o expansión, aumentan las pérdidas de potencia, se presentan problemas de regulación de tensión, hay congestión de las redes a algunas horas del día, y aumentan los problemas de confiabilidad.

## SOLUCIONES TECNOLÓGICAS PARA LOS PROBLEMAS DE LA RED

Se dispone, en la actualidad, de nuevas posibilidades para integrar elementos innovadores a la red eléctrica de distribución. Entre ellos, cabe mencionar la incorporación de fuentes de generación distribuida, el uso de sistemas de almacenamiento de energía y el mejoramiento de las estrategias de gestión de la demanda, de modo de aprovechar con mayor eficiencia la capacidad instalada de distribución. Todo esto debe ir acompañado, sin dudas, por la reducción de los niveles de emisión de contaminantes. Las metodologías de planeamiento actuales incluyen nuevos elementos, como la integración de fuentes de energía distribuida convencionales y, en especial, renovables no convencionales, entre las que cabe mencionar la generación eólica y fotovoltaica.

Con la modernización del sistema de distribución se pueden solucionar algunos de los problemas mencionados. En especial, es posible lograr un monitoreo más amplio y oportuno, y una mejora en el funcionamiento de un sistema que se hace cada vez más grande y complejo. Los esfuerzos para la modernización se concentran, en la actualidad, en tres aspectos básicos, a saber: aplanamiento de la curva de carga, implementación de un sistema de monitoreo y control absoluto, a través de redes inteligentes, e integración de recursos energéticos distribuidos.

La modernización puede pensarse como un modo eficiente de mejora del funcionamiento de la red. Las nuevas tecnologías de información y comunicaciones hacen cada vez más cercana esta posibilidad, ya que permiten la medición en tiempo real, el monitoreo y control de los flujos de potencia, el monitoreo de los niveles de carga en líneas y transformadores, el reajuste automático de protecciones y, finalmente, una de las ventajas de mayor relevancia, y de interés central en esta investigación, facilitan la interacción entre el usuario y la red, en el marco de señales de precio que dependen del estado de la demanda. Los siguientes apartados se ocupan especialmente de la integración de los recursos energéticos distribuidos (RED) y el aplanamiento de la curva de demanda mediante estrategias de gestión eficiente de la demanda.

## Recursos de energía distribuida (RED)

La generación distribuida consiste en la instalación de plantas de generación de mediana o baja capacidad directamente comunicadas con las redes de distribución, para el suministro de energía a los usuarios conectados en puntos cercanos. Los beneficios económicos de estos recursos son importantes, pudiendo resumirse en: reducción de la congestión en los alimentadores aguas arriba de la cadena, reducción o control de las condiciones de sobrecarga en transformadores y líneas, y disminución de las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución. Si bien la posibilidad de esta nueva tecnología es interesante, ya que puede significar beneficios importantes, también puede producir efectos contrarios a los deseados, si la localización, el número de unidades instaladas, la capacidad instalada y el control de las unidades de generación distribuida no se hacen de manera correcta. En estos casos se podrían presentar problemas de sobrecarga en alimentadores y en transformadores, dificultades en la regulación de la tensión y falla en los sistemas de protección. Por ello, la planificación y la operación adecuada de las unidades de generación distribuida es esencial a la hora de modernizar el sistema.

La expansión de las fuentes de energía renovables ha provocado un importante crecimiento de la generación distribuida, es decir, de la producción de electricidad a través de pequeñas centrales conectadas a la red de distribución, como las de los denominados “prosumidores” (es decir, usuarios que son productores y, al mismo tiempo, consumidores de energía). En este contexto de fuerte cambio, en el que las redes ya no gestionan flujos unidireccionales (del gran productor al consumidor), sino también bidireccionales, una red inteligente puede ser de gran ayuda para alcanzar y mantener la eficiencia y, en consecuencia, la rentabilidad del sistema.

## Gestión eficiente de la demanda

Las políticas de gestión eficiente de la demanda se usan para incentivar el cambio en los hábitos de consumo del usuario final, con el objetivo de ahorrar energía y aplinar la curva de demanda. Las estrategias habitualmente recomendadas se basan en mecanismos de incentivos. Un primer gran grupo es el que establece tarifas diferenciales según el horario en que los usuarios se conectan a la red<sup>8</sup>. Así, el método conocido como *Real Time Pricing* (RTP), consiste en establecer tarifas variables de la electricidad a lo largo del día, según bloques horarios, con precios diferentes según sea el nivel de demanda (alta, media o baja)<sup>9</sup>. Este método se aplica en Argentina, y en la región de Cuyo en particular, para usuarios de alta demanda.

También existen sistemas basados en penalizaciones, que aplican un adicional al precio de la energía cuando los consumos sobrepasan los máximos permitidos o cuando el

8. Schotman, Hugo (2014)

9. Bauknecht, Dierk (2011)

usuario se conecta en horas de alta demanda. Algunas técnicas permiten a cada demandante un consumo de subsistencia durante las horas pico, pero se aplica un sobreprecio cuando el usuario excede dicho consumo. En otros casos, simplemente se penaliza el consumo durante las horas pico, como sucede con la *técnica Critical Peak Price* (CPP).

La modernización de la red de distribución de energía eléctrica implica la combinación de las herramientas mencionadas, de modo de garantizar estándares de confiabilidad minimizando los costos de inversión, operación y mantenimiento. Entre los aspectos a tener en cuenta, cabe mencionar la correcta selección y localización de las unidades de generación distribuida, la correcta selección y localización de los bancos de almacenamiento con baterías, la identificación de los alimentadores y tramos de la red en que se requiere reconfiguración, y la identificación de las zonas en donde se podrían concentrar esfuerzos para implementar las estrategias de gestión de demanda. Para obtener la mejor solución posible a un costo razonable se deben combinar los elementos mencionados anteriormente, encontrando soluciones viables.

## Smart Grids

Las empresas de servicios públicos deben estar preparadas para recibir energía distribuida y gestionar las fluctuaciones de la oferta y la demanda derivadas de las innovaciones en las instalaciones del cliente. Una herramienta que permite la atención de estas necesidades de los consumidores es la red inteligente (*Smart Grid*, en inglés). Una definición de red inteligente centrada en el usuario y tecnológicamente neutra, que adoptamos en este documento, es la publicada por el *Council of European Energy Regulators*<sup>10</sup>.

Entendemos, entonces, que una red eléctrica inteligente es una red eléctrica capaz de integrar de forma rentable el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella - generadores, consumidores y quienes cumplen ambos roles - con el fin de garantizar sistemas eléctricos económicamente eficientes y sostenibles, con escasas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro<sup>11</sup>. Esta definición es una versión ligeramente modificada de la definición de la Plataforma Tecnológica Europea *Smart Grids* y ha sido adoptada por el Grupo de Trabajo de la Comisión Europea para las Redes Inteligentes.

El término “red inteligente”, entonces, hace referencia a la modernización del sistema de suministro de energía eléctrica para que supervise, proteja y optimice automáticamente el funcionamiento de todos sus elementos interconectados, desde los generadores hasta los usuarios industriales y los sistemas de automatización de edificios, pasando por la red de transporte en alta tensión y el sistema de distribución, las instalaciones de almacenamiento

---

10. Habitualmente señalado por su sigla: CEER.

11. European Regulators' Group for Electricity & Gas, Position Paper on Smart Grids - An ERGEG (2010), *Conclusions Paper E10-EQS-38-05*.

de energía y los consumidores finales, sus viviendas, vehículos eléctricos y equipamiento electrodomésticos.

Existe bastante consenso en que estas redes tienen potencialidad para constituirse en uno de los pilares de la modernización energética debido a sus beneficios en términos económicos, medioambientales y sociales. Su papel es aún más crucial en el contexto de la distribución de electricidad, ya que son una valiosa herramienta que permite la integración de las energías renovables a escala local.

Un requisito central para el funcionamiento de estas redes es un sistema de comunicaciones eficiente y de alto rendimiento que permita el intercambio de datos entre los dispositivos distribuidos (IED)<sup>12</sup> y entre éstos y los sistemas centrales (*softwares* y aplicaciones). Entre los IED indispensables para una *smart grid* se encuentra el contador inteligente (*smart meter*). Es que los contadores tradicionales solo podían registrar los datos de consumo. Por ello, fueron sustituidos por contadores electrónicos, de mayor eficacia y funcionalidad.

Los contadores inteligentes han avanzado aún más, permitiendo el seguimiento del consumo en tiempo real, el acceso de los consumidores a toda la información útil sobre el propio consumo y el diálogo entre el proveedor y el cliente. La instalación de estos dispositivos, acompañados de capacidades de comunicación asociadas en las instalaciones de los usuarios, les permiten recibir información sobre precios en tiempo real y aprovechar las oportunidades de contratar con su proveedor minorista, facilitando la gestión a distancia de la demanda final en respuesta a los precios mayoristas y evitando, o atenuando, la congestión en la red. El informe de situación de la Unión Europea elaborado por el *Council of European Energy Regulators* (CEER, 2010) concluye que en la mayor parte de los países las redes inteligentes utilizarán datos de contadores inteligentes (*smart meters*) y que tanto los consumidores como los gestores de redes de distribución tendrán acceso a los datos que ellas proporcionen.

Por supuesto, para que una red inteligente sea tal, es esencial la presencia de *softwares* para su gestión, monitoreo y planificación. Es, sobre todo, el elemento digital lo que caracteriza la revolución que se está produciendo en las redes eléctricas, como de hecho sucede en la mayoría de nuestras actividades cotidianas. Por último, en las aplicaciones más futuristas, las *smart grids* hacen uso de los dispositivos *IoT* (*Internet of Things*<sup>13</sup>). Éstos se caracterizan porque la introducción de la informática en los sistemas y dispositivos individuales los pone en diálogo con la red, abriendo el camino a la automatización y la domótica.

Un requisito generalmente aceptado para alcanzar la mayor eficiencia social de estas herramientas es que las empresas de servicios públicos estén desintegradas verticalmente, tanto jurídica como funcionalmente. Esta condición se cumple en el caso de Argentina. El

---

12. Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) por sus siglas en inglés.

13. Generalmente traducido como “Internet de las cosas”.

objetivo de la separación<sup>14</sup> es tener un mercado competitivo para la generación y libre de posibilidades de prácticas anticompetitivas, como el abuso de posición dominante, aguas abajo de la cadena, asegurando así la provisión de electricidad a precio competitivo.

No es de extrañar, pues, que la gran mayoría de los países que participaron en la Revisión de la Situación elaborada por el mencionado CEER utilicen instrumentos de regulación de precios para facilitar el desarrollo de las redes inteligentes y que casi dos terceras partes empleen indicadores de rendimiento. Aunque es opinión generalmente aceptada que el régimen existente ya permite el desarrollo de estas redes, la mayoría de los países sigue pensando que los instrumentos reguladores, especialmente los incentivos a la inversión y los indicadores de rendimiento, deberán adaptarse para el desarrollo de esta nueva tecnología.

## INCENTIVOS A LA INNOVACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Un tema central, común a todos los procesos de innovación, es la recuperación de la elevada inversión que habitualmente implican<sup>15</sup> que, por otra parte, no está exenta de riesgo. En el caso de los servicios públicos, la presencia del Estado a través de mecanismos regulatorios, como es el caso de Argentina, agrega un protagonista con potencialidad para facilitar o dificultar el proceso. Los entes reguladores deberían facilitar a las empresas de distribución la recuperación de las inversiones en *smart grids*, en un periodo razonable y mediante cuadros tarifarios que, simultáneamente, incentiven la eficiencia en el consumo energético.

En este sentido, se ha sostenido (Schotman, 2014, entre otros) que para el desarrollo de las redes inteligentes pueden aplicarse mecanismos de incentivos generales (es decir, no específicos para estas redes). Esta propuesta coincide con la opinión, generalmente aceptada por académicos y empresarios, de que no existe diferenciación entre las redes inteligentes y las convencionales a la hora de aplicar esquemas tarifarios que induzcan a los operadores a elegir las mejores inversiones y gestionarlas del modo más eficiente. Este punto de vista requiere de marcos regulatorios que sostengan tarifas basadas en resultados más que en insumos, y que dejen las decisiones tecnológicas en manos de los gestores de las redes. También la Comisión Europea respalda este enfoque centrado en resultados, al afirmar que “los incentivos regulatorios deberían animar a los operadores de redes a obtener ingresos que no estén vinculados a ventas adicionales, sino que se basen más bien en mejoras de la eficiencia y menores necesidades de inversión en horas punta”<sup>16</sup>.

En este marco, corresponde preguntarse si será necesario que los instrumentos de regulación, especialmente los incentivos a la inversión y los indicadores de rendimiento,

14. Establecido en Argentina mediante la Ley 24065/91 que, con su reglamentación, establecieron las bases del marco regulatorio eléctrico hoy vigente.

15. En el caso en estudio, adicionalmente se trata de una innovación intensiva en capital.

16. Comisión Europea (2011).

se modifiquen, adaptándose a la nueva tecnología o no. Dentro de este tipo de medidas, son muy utilizadas<sup>17</sup> las de calidad del suministro, que habitualmente incluyen: continuidad del suministro, calidad de la tensión y calidad comercial. Es importante resaltar que estos indicadores pueden aplicarse como una eficaz herramienta de fomento a la inversión en *smart grids*, ya que es razonable esperar que estas redes proporcionen un nivel de calidad superior permitiendo integrar, simultáneamente, la generación distribuida y la gestión eficiente de la demanda<sup>18</sup>.

Corresponde también destacar la medición del nivel de pérdidas en las redes de transporte y distribución. Esta medida de eficiencia energética y sostenibilidad es de uso habitual por las instituciones gubernamentales de control. Si bien se acepta que parte de las pérdidas no son controlables, el monitoreo de la gestión del distribuidor a través de este índice constituye un fuerte incentivo para incorporar soluciones inteligentes que permitan minimizar las pérdidas de energía.

Por ello, entre otras medidas útiles, cabe mencionar las que controlan la continuidad del suministro, tales como la medición de la energía no suministrada y la medición de capacidad de acogida de recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución. Este último índice refleja la cantidad de producción que puede conectarse a la red de distribución sin poner en peligro la continuidad del suministro y la calidad de la tensión. Sin embargo, debería aplicarse con prudencia, ya que podría llevar a un exceso de inversión en capacidad.

La propuesta de este documento es que los operadores de las redes eléctricas de distribución se constituyan en agentes de cambio, impulsados por las necesidades de los usuarios y remunerados vía precios, de modo de facilitar la recuperación de la inversión. Algunos indicadores de rendimiento pueden colaborar en este sentido. Es necesaria, por supuesto, la elaboración de una cuidadosa hoja de ruta que facilite la modernización de las redes y su operación, tarea sobre la que se está avanzando<sup>19</sup> en el marco de esta investigación.

## CONSIDERACIONES FINALES

La inversión en una red de distribución eléctrica inteligente aparece con significativos beneficios potenciales: disminución de los costos de explotación y mantenimiento, incremento de la confiabilidad y rapidez de respuesta frente a cortes imprevistos, eliminación de variaciones breves de la tensión o la frecuencia, posibilidad de integración de las fuentes de energía distribuida, especialmente fuentes solares instaladas por los mismos clientes,

17. En especial, en los países de la Unión Europea.

18. Schotman (2014), menciona especialmente el índice de satisfacción de los usuarios por los servicios que reciben de la red que, claramente, está estrechamente relacionado con la calidad comercial de prestación del servicio. En esta investigación se considera que, si bien conceptualmente es una medida muy valiosa, habitualmente se presentan dificultades a la hora de cuantificar la satisfacción de los clientes de forma objetiva. Aún así, se emplea en Gran Bretaña y está en estudio su aplicación en algunos países de la Unión Europea.

19. Garay, Angel (2025).

que no producen energía de forma permanente y pueden provocar variaciones rápidas y amplias de la demanda que enfrenta la red de distribución. Finalmente, permiten la aplicación de cuadros tarifarios que reflejen los precios al por mayor, es decir, los verdaderos costos de producción y transporte.

Sin embargo, una transformación tan completa de los sistemas de distribución eléctrica requiere tiempo y una importante inversión. Corresponde preguntarse, entonces, si los beneficios superarán a los costos y hacer la evaluación socioeconómica del proyecto, tarea que excede el alcance de este documento. Sólo se recordará que, al hacer este análisis, es importante tener presente que las redes locales en Argentina, y en Cuyo en particular, están envejeciendo y las empresas prestadoras del servicio deberán embarcarse en programas de sustitución de las mismas. Como es sabido, estas inversiones son de larga vida útil, por lo que parece central plantear la alternativa de incorporación de las tecnologías inteligentes de distribución dentro del análisis.

La electricidad es un recurso indispensable para el funcionamiento tanto de la economía como de la vida familiar y social. Industria, comercio, transportes, servicios públicos, así como hogares, establecimientos educativos, recreativos y de salud, todos requieren de calidad y continuidad en el suministro eléctrico para su funcionamiento. Las redes de distribución de energía eléctrica, tema central de esta investigación, son un componente central del sistema eléctrico, por lo que es fundamental que se garantice la continuidad y confiabilidad en el suministro, a precios razonables. Esto actuará incrementando la competitividad de las empresas y las regiones, además del bienestar general.

## REFERENCIAS

Alarcón Villamil, Jorge (2022), “Planificación de redes eléctricas de distribución incluyendo generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda (DSM y DR)”, tesis para optar al título de Doctor en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería.

Bauknecht, Dierk (2011), “Incentive Regulation and Network Innovations”, EUI RSCAS, 2011/02, Loyola de Palacio, Programme on Energy Policy - <https://hdl.handle.net/1814/15481>

Comisión Europea (2011), Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones “Redes inteligentes: de la innovación al despliegue”, 202 final, Bruselas.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMESSA),

<https://cammesaweb.cammesa.com/2023/03/14/maximos-historicos-de-energia-y-potencia-estacionales/>

Council of European Energy Regulators (2021), “CEER Views on Electricity Distribution Network Development Plans”.

Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE), “El nuevo rol del Estado y el Marco Regulatorio Eléctrico. Su acierto y rango institucional”,

Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE), Cuadros tarifarios abril 2025,

European Regulators' Group for Electricity & Gas, Position Paper on Smart Grids - An ERGEG (2010), Conclusions Paper E10-EQS-38-05.

Electricity: Renewables and Smart Grids, OECD (2011), Best Practice Roundtables on Competition Policy series.

Garay, Ángel (2025), *Recursos energéticos distribuidos, red inteligente y mercado*, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Cuyo, inédito.

Garay, A. y Eluani, A (2022), *Medición inteligente en un contexto de red eléctrica inteligente*, expuesto en las Jornadas de Ciencias Económicas, FCEconómicas, UNCuyo, agosto 2022.

Joskow, Paul (2012), “Creating a Smarter US Electricity Grid”, Journal of Economic Perspectives, vol. 26, n°1, pp-29-48.

Kassakian, J. et al. (2011), “Enhancing the Distribution System”, en The Future of the Electric Grid: an Interdisciplinary MIT Study, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, Estados Unidos.

Ley 24065/91, Marco regulatorio eléctrico para Argentina.

Porter, Michael (1991), La ventaja competitiva de las naciones. Buenos Aires: Javier Vergara Editor S.A.

Porter, Michael (2003), “The Economic Performance of Regions”, *Regional Studies*, Vol. 37(N°6&7), 549-578.

Schotman, Hugo (2014), “Fostering competition amongst regulated LDCs: the Dutch Experience”, Energy Regulation Quarterly, Vol 2, winter. <https://energyregulationquarterly.ca/articles/fostering-competition-amongst-regualted-ldcsthe-dutch-experience#sthash.AX6RtqJ7.dpbs>

Schotman, Hugo (2014), “Smart Grids: A European Regulatory Perspective”, *Energy Regulation Quarterly*, vol 2, summer. <https://energyregulationquarterly.ca/articles/smart-grids-a-european-regulatory-perspective#sthash.rK8JLuvZ.dpbs>

Torriti, Jacopo (2020), “Appraising the Economics of Smart Meters Costs and Benefits. Costs and Benefits”, Routledge Studies in Energy Policy, <https://doi.org/10.4324/9780367203375>.

World Economic Forum (2017), “The Future of Electricity New Technologies Transforming the Grid Edge”, [https://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Future\\_of\\_Electricity\\_2017.pdf](https://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf)

## **ANEXO**

Fuente: Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza (EPRE), <https://epremendoza.gob.ar/2019/informesT/cuadrosT-Vigentes/CT%20Res%202011-2025.pdf>