

Medidores inteligentes en Argentina: consideraciones para una implementación adecuada

Por Patricio G. Donato, Ignacio Carugati, Jorge L. Strack
 Laboratorio de Instrumentación y Control
 Facultad de Ingeniería
 Universidad Nacional de Mar del Plata
 donatopg@fi.mdp.edu.ar

Redes eléctricas inteligentes

En el curso de la última década, el concepto de redes eléctricas inteligentes (REI) ha pasado de ser un tópico futurista a convertirse en una realidad concreta, al menos en los países más desarrollados. El concepto de las REI se puede sintetizar como la conjunción de la red eléctrica tradicional con tecnologías modernas de la información y comunicaciones más la integración de sistemas de generación distribuida y microrredes. Al día de hoy, los países más desarrollados han realizado inversiones millonarias para la automatización de la distribución, la lectura remota de los medidores de energía y la implantación de generadores de energía basados en fuentes renovables. En el caso de los países en vías de desarrollo y, en particular, de América Latina, el panorama de las REI está más rezagado, pero hay una tendencia positiva a fomentar la implementación de proyectos afines a esta temática.

Sin lugar a dudas, uno de los aspectos más visibles de las REI para el usuario y el sistema eléctrico en general son los dispositivos conocidos como medidores inteligentes. Estos permitirán, no solo la lectura remota de los consumos, sino que también proporcionarán al usuario una información en tiempo real sobre su propio consumo. Si bien este es uno de los primeros pasos en la implementación de una REI, ya que permite establecer comunicaciones bidireccionales entre proveedor y usuario, proporcionando información en tiempo real, no provee ningún tipo de inteligencia al sistema eléctrico. Sin embargo, es el paso fundamental para concretar una red plenamente inteligente, en donde esa información de consumo en tiempo real sirva para adecuar tarifas, políticas de consumo y gestión del flujo de energía.

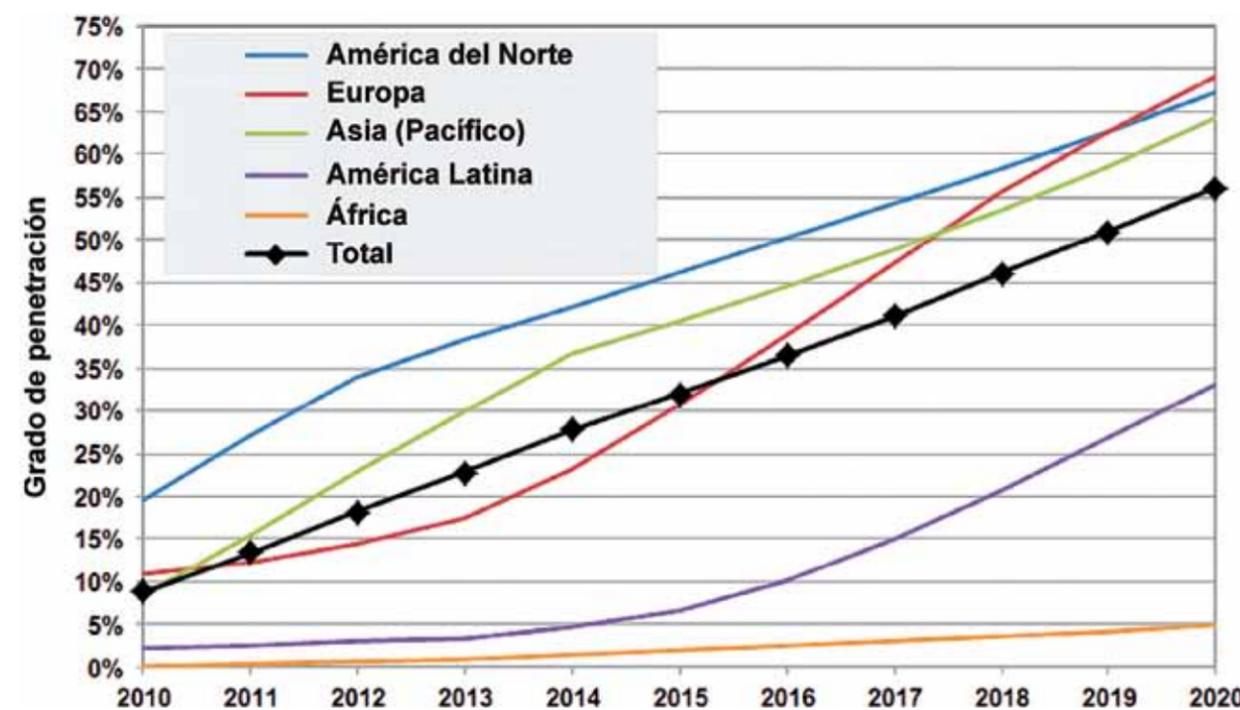


Figura 1. Evolución del grado de penetración de los equipos de medición inteligente en el período 2010-2020, según el estudio "State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids" (Uribe-Pérez et al., 2016)

La situación a nivel mundial es muy dispar. En Europa, América del Norte y algunos países asiáticos, se han lanzado campañas de implementación masiva de medidores inteligentes. Algunas de estas ya fueron completadas, como son los casos exitosos de Italia y Suecia, y otras están muy avanzadas, como España, Reino Unido y algunos estados de Estados Unidos.

Algunas consultoras predicen que la tasa de instalación de medidores inteligentes a nivel mundial trepará a unos 85 millones de unidades en 2025 [1]. El panorama mundial, según algunos estudios, arriesga casi un cincuenta por ciento (50%) de penetración de los medidores inteligentes en el mercado eléctrico mundial, en donde América Latina se ubica en torno al treinta y cinco por ciento (35%) y los países más desarrollados, en promedio, en torno al setenta por ciento (70%) (figura 1).

En lo que respecta a Argentina, la instalación masiva de medidores inteligentes es un tema aún pendiente. Existen algunos proyectos de escala reducida que están en marcha y que conforman un conjunto de pruebas piloto.

La situación en Argentina

En lo que respecta a Argentina, la instalación masiva de medidores inteligentes es un tema aún pendiente. Existen algunos proyectos de escala reducida que están en marcha y que conforman un conjunto de pruebas piloto. El caso más conocido es el de la localidad de Armstrong, en Santa Fe, donde se ha implementado un sistema de medición inteligente que cubre diferentes zonas y al-



Figura 2. Emplazamiento de algunos proyectos piloto que involucran dispositivos de medición inteligente en el marco de una REI en el ámbito de la República Argentina

canza a mil usuarios [2]. El otro caso modelo es el de Centenario, localidad distante unos quince kilómetros de la capital de la provincia de Neuquén [3], donde se ha conformado un consorcio para llevar adelante un proyecto de nueva arquitectura de la red eléctrica que incorpora generación distribuida y elementos de redes inteligentes. También se pueden citar los ejemplos de las ciudades de Salta y General San Martín, que han emprendido la instalación de medidores inteligentes mediante la financiación de organismos nacionales [4] [5]. Incluso algunas cooperativas de la provincia de Córdoba han instalado medidores inteligentes en entornos

urbanos y rurales, como es el caso de la Cooperativa Eléctrica de Justiniano Posse (cuatrocientos medidores), la Cooperativa de Vicuña Mackenna (quinientos medidores) y la Cooperativa de Monte Buey (trescientos medidores) [6]. Todos estos proyectos piloto conforman el primer escalón en el camino de una instalación a gran escala y, más importante aún, de la materialización de una red eléctrica inteligente completa.

¿Qué tipo de medidores inteligentes es necesario?

Antes de planificar una instalación a gran escala de medidores inteligentes, hay que resolver la cuestión de cuáles son los adecuados para las necesidades del país y de la REI. Aquí entran en juego temas como costos, prestaciones, tecnologías de comunicaciones, etcétera. En primera instancia, es claro que la medición por defecto es la de potencia consumida, que es la que va a determinar el importe de la factura eléctrica. Esta se calcula a través de la medición de las corrientes y tensiones. Sin embargo, a partir de estas magnitudes se pueden calcular otros parámetros e índices que proveen de información útil tanto al proveedor como al usuario.

Aquí es donde entra en juego el concepto de calidad de la energía, el cual debe encararse desde el punto de vista técnico y normativo. Por ejemplo, en el contrato de concesión del sistema de distribución eléctrico, el Ente Nacional de Regulador de la Electricidad (ENRE) distingue tres puntos para evaluar y controlar [7]:

- » Calidad del producto técnico suministrado: comprende las variaciones rápidas y lentas de tensión, distorsión armónica de la tensión suministrada por la distribuidora, la distorsión armónica de la corriente inyectada por grandes usuarios, y el nivel de flicker en la tensión.
- » Calidad del servicio técnico prestado: contempla la frecuencia, duración y cantidad de usuarios afectados por interrupciones del suministro.
- » Calidad del servicio comercial: evalúa la atención al usuario, facturación, reclamos, etcétera.

La razón por la cual la calidad de la energía es importante es una cuestión de índole técnica que cobra mayor importancia cada día, debido a las consecuencias que trae aparejadas. A modo de resumen, se pueden enumerar las siguientes cuestiones:

- » La tecnología de consumo de última generación, con controles basados en microprocesadores y dispositivos electrónicos de potencia, es más sensible a las perturbaciones que los equipos analógicos utilizados en el pasado [8].
- » Los equipos electrónicos actuales, tanto de baja como alta potencia, son alimentados por convertidores electrónicos de potencia que producen un amplio espectro de distorsión. Se produce, por lo tanto, un efecto acumulativo que no ha sido completamente estudiado, debido a la falta de investigación a gran escala [9].
- » Los usuarios finales están más informados sobre cuestiones tales como interrupciones, caídas de tensión, flicker, etcétera, y están exigiendo a los proveedores del servicio eléctrico mejorar la calidad de la energía eléctrica entregada [8].
- » La inclusión de sistemas de generación de energía distribuida y fuentes de energía renovables a la red eléctrica puede crear problemas tales como variaciones de tensión, flicker y distorsión de forma de onda. La mayoría de las interfaces, entre la red eléctrica y este tipo de generadores,

son sensibles a las perturbaciones de tensión [12].

- » El creciente interés en tecnologías con bajo impacto ambiental ha conducido a la inclusión masiva de dispositivos de bajo consumo a la red eléctrica, los cuales presentan comportamientos no lineales que afectan la calidad de la energía (por ejemplo, las lámparas de bajo consumo del tipo fluorescentes compactas y las que emplean tecnología led).

Antes de planificar una instalación a gran escala de medidores inteligentes, hay que resolver la cuestión de cuáles son los adecuados para las necesidades del país y de la REI. Aquí entran en juego temas como costos, prestaciones, tecnologías de comunicaciones, etcétera.

Desde el punto de vista de la empresa distribuidora, la medición de la mayor cantidad de parámetros de calidad de la energía que se pueda hacer redundará en la disponibilidad de una mayor cantidad de elementos para tomar acciones correctivas y aumentar la eficiencia y calidad del servicio. Por ejemplo, la medición del nivel de armónicos o la detección y clasificación de eventos de tensión permiten identificar fallas, incluso antes de que es-

Perturbación	Puede causar...
Variación de frecuencia	Desconexión de generadores, disparo de protecciones
Variación lenta de amplitud	Reducción de rendimiento y/o la vida útil de equipos eléctricos, variación de la corriente, etc.
Variación rápida de amplitud	Cambios rápidos en la intensidad luminosa de dispositivos de iluminación (flicker)
Desbalance de tensiones	Calentamiento desparejo de cables y líneas, con el consecuente incremento en las pérdidas, y aumento de la distorsión
Distorsión armónica	Incremento de pérdidas, circulación de corriente por el neutro, interferencia electromagnética, oscilaciones mecánicas en motores, etc.
Huecos (dips) de tensión	Detención de procesos, daño a equipos electrónicos, pérdida de datos en sistemas informáticos, etc.

Tabla 1: Algunas de las perturbaciones que se pueden evaluar desde el análisis de los datos relevados por un medidor inteligente y problemas que pueden causar.

tas lleguen a un desenlace catastrófico o colapso. Por supuesto que para poder procesar los enormes volúmenes de información que se van a generar en tiempo real son necesarias herramientas de procesamiento y análisis avanzadas. Aquí entran en juego conceptos tan o más novedosos que el de REI, tal como lo son *Big Data* y *Data Mining* (datos masivos y minería de datos) [13]. Desde el punto de vista del usuario, contar con información del contenido armónico podría ser útil a la hora de detectar equipos con malfuncionamiento o también al hacer reparaciones. Incluso, considerando un hipotético escenario futuro en el cual las tarifas sean dinámicas y varíen su precio en función de la banda horaria, se podrían incluir algunos de los parámetros e índices relacionados con la calidad de la energía como parte de la tarifa.

Un régimen con tarifas diferenciadas por bandas horarias traería aparejada una gran ventaja para el sistema eléctrico, aplanando la curva diaria de demanda mediante el incremento del precio de la energía en horarios picos, donde los costos de generación son mayores debido a que se deben poner en marcha generadores térmicos, mayormente diésel. Los usuarios, al contar con la información online provista por el medidor inteligente, podrían modi-

ficar sus hábitos de consumo estratégicamente generando una disminución en el monto de su factura y contribuyendo con la reducción de la potencia demandada en horario pico. Este factor, sumado al progresivo desarrollo de la generación distribuida, modificaría a mediano y largo plazo la matriz energética radicalmente, reduciendo notablemente el aporte de generación térmica y sus nocivos efectos al medioambiente. De esta manera, tanto el proveedor como el usuario estarían más interesados en mejorar la calidad de la energía, provista en un caso y consumida en el otro, para evitar penalizaciones o sobrecargos. En la tabla 1 se resumen algunas de las perturbaciones que normalmente pueden encontrarse en la red eléctrica, y los potenciales problemas que pueden derivar de ellas.

A pesar de que existen numerosos ejemplos de instalación masiva de medidores inteligentes en todo el mundo, aún existe cierta desconfianza en determinados sectores, más que nada relacionada a la seguridad de la información y la confiabilidad de la medición.

Tecnología	Frecuencia	Velocidad de transmisión	Rango de cobertura	Aplicaciones	Limitaciones
GSM	900-1.800 MHz	≤ 14,4 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Baja velocidad
GPRS	900-1.800 MHz	≤ 170 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Baja velocidad
3G	1.900-2.170 MHz	384-2.000 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Costo
WiMAX	2,5, 3,5 y 5,8 GHz	≤ 75 Mbps	10-50 km (LOS), 1-5 km (NLOS)	AMI, gestión avanzada de la demanda	Poco conocido
PLC	1-30 MHz	2-3 Mbps	1-3 km	AMI	Entorno ruidoso
ZigBee	2,4 GHz	250 kbps	30-50 km	AMI, HAN	Corto alcance, baja velocidad

Tabla 2. Tecnologías de comunicaciones para medición inteligente (Según el trabajo *“Smart grid technologies: communication technologies and Standard”*, de Güngör et al., 2011).

Además de los parámetros para medir, también hay que definir la cuestión de la tecnología de comunicaciones que se empleará. Aquí tampoco hay una elección directa, sino que hay varias opciones con sus pros y contras que deberán balancearse para cada caso particular. La primera cuestión es si la tecnología es cableada o inalámbrica. Por cableada se entiende la tecnología de comunicaciones por la red eléctrica (del inglés, *Power Line Communication, PLC*), cuya ventaja radica en la existencia de una red cableada preexistente (la misma red eléctrica) y en la elevada capilaridad de su tendido, o sea, la existencia de numerosas ramificaciones que permiten llegar hasta el usuario final (dependiendo de la calidad del cableado y la presencia de discontinuidades como seccionadores, transformadores, etcétera). La tecnología PLC provee dos opciones diferentes: PLC de banda angosta, para comunicaciones de decenas de kilobits por segundo, y de banda ancha, para velocidades de varios megabits por segundo. Este último presenta mayores dificultades para comunicar sobre distancias muy largas, debido al efecto del ruido impulsivo y la distorsión propia del canal. Por tal razón, los medidores inteli-

gentes que emplean PLC usan la tecnología de banda angosta, con la cual se consigue mayor distancia con una menor tasa de transmisión de bits. La opción inalámbrica, por su lado, abarca diferentes alternativas, tales como *wireless mesh*, WiMAX, red celular, etcétera (ver tabla 2), evitando hasta cierto punto algunos de los problemas de PLC, pero afrontando otros diferentes. La distorsión introducida por el canal es, en general, menos nociva, y las tasas de transmisión logradas pueden ser mayores que en PLC. Sin embargo, existen lugares donde la conectividad es muy compleja, debido a la presencia de múltiples obstáculos (edificios, accidentes del terreno, etcétera). En general, la mayoría de los especialistas en el campo de las REI sostiene que no existe una tecnología que prevalezca sobre las otras y que en el futuro van a coexistir todas en simultáneo.

Por último, está la cuestión de costos. Está claro que todos los aspectos analizados hasta aquí influyen en el costo final. Cuantas más prestaciones ofrezca el instrumento, es probable que también sea más costoso. En general, estos instrumentos son sistemas digitales de procesamiento que ad-



quieren las tensiones y corrientes de línea y calculan los diferentes índices de interés, presentando un grado bajo de complejidad del hardware asociado. Por otro lado, el mayor costo del equipamiento se halla en los elementos de sensado (transductores), etapas de aislamiento, etcétera, los cuales son comunes a casi la mayoría de los sistemas de medición inteligente.

Confiabilidad de los medidores inteligentes y su impacto en la eficiencia energética

Un tema que viene aparejado a cualquier instalación de medidores inteligentes es su confiabilidad y seguridad. A pesar de que existen numerosos ejemplos de instalación masiva de medidores inteligentes en todo el mundo, aún existe cierta desconfianza en determinados sectores, más que nada relacionada a la seguridad de la información y la confiabilidad de la medición. Por esta razón, otro aspecto crítico en la implementación masiva de estos medidores es el establecimiento de normativas y ensayos estrictos para certificar los equipos antes de su instalación, incluyendo programas de calibración.

Según un estudio realizado a finales de 2016 por investigadores de diferentes universidades holandesas, en ensayos de laboratorio se detectaban errores de lectura de consumo muy grandes en determinadas condiciones [10]. Este tipo de hallazgos, si bien puede reflejar una parte del universo de medidores pero no todo, pone una alerta sobre el proceso de certificación y normalización.

Otra de las razones para usar un medidor inteligente es su posible impacto en el uso eficiente de la energía eléctrica. Se suele decir que un medidor inteligente puede ayudar a bajar el consumo de un hogar, proveyendo al consumidor de información en tiempo real. Lo que no queda claro es cuál es la taza posible de reducción. Algunos estudios, no definitivos, aseguran que la reducción es solo de dos a tres por ciento [11], lo cual, por sí solo, no justifica la inversión. Sin embargo, es importante resaltar que los medidores inteligentes tienen muchas más fun-

ciones que esa, ya que la evaluación de la calidad de la energía en tiempo real es útil para detección de fallas, mantenimiento preventivo y gestión de la red en general. Además, para lograr una reducción realmente efectiva en el consumo energético, es necesario considerar acciones más integrales, como el empleo de dispositivos de bajo consumo, el uso de aplicaciones de domótica y automatización de sistemas de iluminación y calefacción, etcétera.

Reducción de pérdidas no técnicas

Para las empresas distribuidoras, las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida. Estas se pueden clasificar en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas están asociadas a la energía que se pierde durante la etapa de transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento de los transformadores y conductores. Si bien se pueden reducir mediante mejoras de la red, no es posible eliminarlas por completo. Por otro lado, las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de la empresa distribuidora y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio, ya sea a través de conexiones ilegales o manipulación del medidor de energía; y a errores administrativos y técnicos [14].

Los datos prácticamente instantáneos provistos por los medidores inteligentes proporcionarían a la distribuidora información valiosa respecto de los hábitos de consumo que permitirían determinar por medio de técnicas de análisis de datos (*Big Data*) cuáles son aquellos usuarios más susceptibles de estar cometiendo fraude [15]. Si bien la medición tradicional también permite realizar estadísticas de consumo, detecta a un cliente fraudulento en un tiempo mucho mayor, ya que las lecturas realizadas en forma manual a través de un operario no se realizan todos los meses, sino que se factura con estimación del consumo y se actualizan los registros estimados con lecturas reales en forma esporádica. Mientras, el medidor inteligente como herramienta de detección de fraude energético es capaz de de-

terminar patrones fraudulentos en los datos de consumo en forma rápida y precisa, constituyendo una importante reducción de costos que contribuiría a la amortización de los medidores inteligentes instalados. Tal es el caso de la empresa italiana ENEL, que ahorrando 750 millones de euros por año, recuperó la inversión de 33 millones de medidores inteligentes instalados en Italia en solo cuatro años [16].

Resulta imperioso avanzar en la definición del marco normativo, legal y técnico, que sirva de base para las implementaciones que se realicen en los años venideros.

Conclusiones finales

Argentina se encuentra hoy en día en un punto de inflexión. La red eléctrica inteligente es una evolución inevitable, y deseable, que se desarrollará en los próximos años.

Independientemente de la velocidad con que se haga esta transformación, lo esencial es que sea con pasos firmes, con proyecciones claras, de manera de evitar las idas y vueltas o los desarrollos cíclicos, que siempre vuelven al punto de partida. Por estas razones, resulta imperioso avanzar en la definición del marco normativo, legal y técnico, que sirva de base para las implementaciones que se realicen en los años venideros. Esto de ninguna manera significa la adopción de una tecnología o una solución cerrada, sino en el establecimiento de requisitos y funcionalidades claras. La red eléctrica inteligente, tal como se está viendo a lo largo del mundo, va a comprender una interoperabilidad entre numerosas tecnologías de diferente naturaleza. Si este proceso se hace de manera correcta, la implantación de una red eléctrica inteligente se podrá materializar de manera más eficiente y con menores contratiempos, con el consecuente beneficio para el medio socioeconómico. ■

Referencias

- [1] "85m smart meters to be installed annually by 2025" en <https://www.metering.com/news/85m-smart-meters-2025-report/> - Consultada el 31 de marzo de 2017.
- [2] "Armstrong, un pueblo con energía inteligente" en <http://www.mincyt.gov.ar/noticias/armstrong-un-pueblo-con-energia-inteligente-12245> - Consultado el 31 de marzo de 2017.
- [3] "Smart energy: ¿cómo la tecnología resolverá nuestra falta de electricidad?" en <http://www.infotechnology.com/negocios/Smart-energy-como-la-tecnologia-resolvera-nuestra-falta-de-electricidad-20160722-0008.html> - Consultada el 31 de marzo de 2017.
- [4] "Llegaron las redes eléctricas inteligentes a la ciudad de Salta" en http://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/297/redes_electricas_inteligentes_salta. Consultada el 5 de abril de 2017.
- [5] EDESTE, "Red inteligente" en <http://edeste.com.ar/2016/10/11/1356/> - Consultada el 5 de abril de 2017.
- [6] Gaggino, P., "Las Cooperativas Eléctricas Argentinas. La adopción de tecnologías de Redes Inteligentes", en *Metering International America Latina* 2013, pp. 12-13 (disponible en <http://www.discar.com/?wpdmpro=metering-international-las-cooperativas-electricas-argentinas&wpdm=472>)
- [7] ENRE, "Modelo de contrato de concesión municipal de distribución - Subanexo D - Normas de calidad de servicio público y sanciones" en [http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/53c682676e85096503256e4400487551/\\$FILE/Subanexo%20%20D.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/53c682676e85096503256e4400487551/$FILE/Subanexo%20%20D.pdf)
- [8] Santoso, S., Dugan, R. C., Beaty, H. W., McGranaghan, M., McGranaghan, M. F., Beaty, H., *Electrical Power System Quality*. McGraw-Hill Education (India), 2002 (disponible en <http://books.google.com.ar/books?id=DuUt4QFvBylC>)
- [9] Bollen, M. H. J., Gu, I. Y.-H., *Signal Processing of Power Quality Disturbances*. John Wiley & Sons, Inc., 2006, pp. 1-861.
- [10] F. Leferink, C. Keyer and A. Melentjev, "Static energy meter errors caused by conducted electromagnetic interference," en *IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 49-55, Fourth Quarter 2016.
- [11] "Smart meters: an energy-saving revolution or just plain dumb?" en <https://www.theguardian.com/money/2016/oct/01/smart-meter-energy-saving-revolution-cut-bills-gas-electricity> - Consultada el 31 de marzo de 2017
- [12] Arrillaga, J., Bollen, M., Watson, N., "Power quality following deregulation," en *Proceedings of the IEEE* 88.2, pp. 246-261, 2000.
- [13] Diamantoulakis, Panagiotis D.; Kapinas, Vasileios M.; Karagiannidis George K., "Big Data Analytics for Dynamic Energy Management in Smart Grids" en *Big Data Research*, Vol. 2, Issue 3, 2015, pp. 94-101 (disponible en <http://dx.doi.org/10.1016/j.bdr.2015.03.003>.)
- [14] EDENOR, "Pérdidas de Energía" en http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST_perdidas.html
- [15] "Detección eficaz del fraude en energía con técnicas Big Data" en <http://www.iic.uam.es/energias/deteccion-eficaz-fraude-energia-big-data/>
- [16] "How Italy Beat the World to a Smarter Grid" en <https://www.bloomberg.com/news/articles/2009-11-16/how-italy-beat-the-world-to-a-smarter-grid>