

Medidores de energía eléctrica: pasado, presente y futuro

La tecnología de los medidores de energía eléctrica ha avanzado extraordinariamente con la aparición de la electrónica, pero la utilización masiva de los medidores estáticos ha dependido y depende de la evolución del régimen tarifario.

Ricardo O. Difrieri
Iskraemeco
www.iskraemeco.com



La tecnología de los medidores de energía eléctrica ha avanzado extraordinariamente con la aparición de la electrónica, pero la utilización masiva de los medidores estáticos ha dependido y depende de la evolución del régimen tarifario, normativa que se ha detenido en el tiempo y hasta involucionado, como sucediera con el control de la potencia o demanda. [“Demanda: valor de la potencia que, aplicado en forma constante durante todo el periodo de integración, hace que el medidor integre una cantidad de energía igual a la energía real totalizada por el medidor en ese periodo” (Apartado L.1.1 del Anexo L de la Norma IRAM 62052-11:2018)].

Cabe recordar que una de las virtudes de la electrónica es la de registrar la demanda promedio de quince minutos consecutivos con la exactitud de la clase del medidor

Cabe recordar que una de las virtudes de la electrónica es la de registrar la demanda promedio de quince minutos consecutivos con la exactitud de la clase del medidor (tema tratado en el Anexo "L" de la Norma IRAM 62052-11:2018 y sus antecesoras, normas IRAM 2420 y 2421: 2004), pero, por razones no explicitadas, un régimen tarifario del siglo XXI (Res. 63/2017 del ENRE) obligó a volver al inexacto control en bloque vigente en el siglo XX (único posible con los medidores de inducción), permitiendo así registros de demanda con errores superiores a la clase de exactitud del medidor y habilitando la posibilidad de realizar maniobras para no sobrepasar el valor contratado solo en los periodos controlados.

El avance e incorporación de los medidores estáticos ha sido muy diferente para las distintas categorías en que el régimen tarifario clasifica a los usuarios (grandes, medianas y pequeñas demandas). A continuación, un resumen de lo sucedido en el Gran Buenos Aires (Segba y Edenor).

El avance e incorporación de los medidores estáticos ha sido muy diferente para las distintas categorías en que el régimen tarifario clasifica a los usuarios

Grandes demandas (50 kW o más de demanda máxima promedio durante quince minutos consecutivos)

Para las grandes demandas, el régimen tarifario establece, desde el siglo pasado, el control de la energía y potencia activa y de la energía reactiva en tramos horarios. Hasta la década de 1980, se lograba con varios medidores de inducción y un reloj (por ejemplo, dos medidores de energía activa de doble numerador con ICM, uno de energía reactiva y un reloj).

Aunque la demanda no se medía con la misma exactitud que la energía, con el tiempo la confiabilidad de los registros de potencia de los

medidores de inducción de energía activa fue evolucionando, incorporando elementos para asegurar la correcta facturación de la demanda máxima registrada.

Primero se incorporó al ICM un numerador-acumulador del registro máximo reseteado, y luego uno de puesta a cero, aunque la medición seguía siendo inexacta porque los medidores de inducción solo permitían control en bloque, o sea, solo cuatro de los sesenta periodos de quince minutos consecutivos por hora que permite controlar un medidor estático con ventana deslizante de un minuto (ver Anexo "L" de la Norma IRAM 62052-11:2018).

A principios de la década del '80, apareció por primera vez la electrónica en las mediciones de facturación de la energía eléctrica

A principios de la década del '80, apareció por primera vez la electrónica en las mediciones de facturación de la energía eléctrica con la incorporación (luego de más de dos años de ensayos,



adaptaciones y prueba de campo) de registradores electrónicos TOU con reloj incorporado. Tales dispositivos recibían pulsos de un medidor de inducción emisor y los procesaban, registrando la energía y potencia activa en tres tramos horarios.

Fue tras la privatización de Segba cuando, impulsado por lo establecido en el régimen tarifario, se masificó el uso de medidores estáticos de energía y potencia activa y de energía reactiva, primero en las pequeñas demandas (1993) y luego en las grandes (1995). El equipo en cuestión era el medidor Alpha que, en un solo medidor, permitía controlar lo que antes se hacía con tres más un reloj.

Estos medidores estáticos revolucionaron, no solo las mediciones, sino también la facturación y su confiabilidad, por permitir la lectura óptica de sus registros (o sea, independientemente del lector y su posible error de lectura) y luego la telectura, antecesora de la telegestión, hoy posible con los comercialmente denominados “Medidores inteligentes”.

Cabe resaltar que, como indica en el apartado 3.2.21 “Medidor inteligente” de la Norma IRAM 62052-11: 2018, “Un medidor estático de energía eléctrica se considera inteligente cuando está equipado con funcionalidades que habilitan que ciertos parámetros y datos del medidor sean administrados remotamente...”, o sea que un medidor “inteligente” es un medidor estático común con el agregado de diferentes funcionalidades.

Un medidor “inteligente” es un medidor estático común con el agregado de diferentes funcionalidades

Medidores inteligentes: funcionalidades y normativa

Hasta ahora, las funcionalidades de los medidores “inteligentes” se han limitado al uso que les dan las distribuidoras. Tal es el caso de Edenor, que recurrió a ellos para la telegestión de sus me-



diciones, lo que permite un control permanente a distancia, así como el obtener datos para facturación y servicios. En definitiva, el uso ha estado limitado por el régimen tarifario, que no ha sido adaptado para aprovechar las numerosas funciones de estos medidores, no contempladas en el RTM de la Res. 247/19.

Esa falta de adaptación, sumada a la ausencia en el RTM, se contradice con lo que varias resoluciones destacan, por ejemplo, en G.3.5 del Anexo “G” de la Norma IRAM 62055-31:2022. Los medidores inteligentes son ampliamente mencionados y valorados, tanto en la Res. 247/2019, que aprobó el RTM, como en la anterior Res. 130/2018 y en las posteriores 138/2020 y 728/2020, que prorrogaron su entrada en vigencia. ¡Pero dichos medidores no están contemplados en el RTM!

Según los considerandos de la Res. 247/2019, se “Actualiza y profundiza condiciones tanto técnicas como metrológicas que permiten la correcta evaluación de los medidores de energía eléctrica activa y/o reactiva, ya sean monofásicos o polifásicos, y establecen las características a evaluar para los medidores prepagos y medidores inteligentes”.

Si bien la Res. 130/2018 ya había mencionado a los medidores inteligentes dentro de sus consi-

deraciones, las resoluciones 138/2020 y 728/2020, posteriores a la publicación del RTM del 2019, indican “Que con el objetivo de acompañar la política energética actual, el uso de medidores de electricidad inteligentes se torna indispensable a los efectos de promover la eficiencia energética, así como la sostenibilidad y la movilidad eléctrica, permitir la aplicación de tarifas flexibles y personalizadas, aportar grandes beneficios a los usuarios, mejorar la calidad del servicio y generar datos en tiempo real que beneficiarán a la planificación, la operación y el mantenimiento de la red eléctrica, contribuyendo, asimismo, al desarrollo tecnológico del país y por su intermedio al bienestar general y al de los usuarios del servicio público comprometido”.

A pesar de todas estas consideraciones específicas y detalladas de las resoluciones respecto de los medidores de la más avanzada tecnología disponible en la actualidad, los medidores inteligentes no están contemplados en el RTM de la Res. 247/2019

A pesar de todas estas consideraciones específicas y detalladas de las resoluciones respecto de los medidores de la más avanzada tecnología disponible en la actualidad, los medidores inteligentes no están contemplados en el RTM de la Res. 247/2019; ni siquiera está mencionada su definición general (ver 3.2.21 de la IRAM 6205211:2018).

O sea que, en los considerandos de varias resoluciones (antes y después de 2019), se destacan los medidores inteligentes y se mencionan sus cualidades con lujo de detalles (hasta se indica que su uso “se torna indispensable”). No obstante eso, en el RTM de la Resolución 247/19 se los ignora, ni siquiera se los define. Y vale aclarar que hacia 2019 los medidores inteligentes eran un tema largamente conocido, discutido y consensuado durante el estudio de la Norma IRAM 6205211, aprobada en 2018 luego de varios años de trabajo en el Subcomité de Medidores Eléctricos de IRAM, integrado por representantes de todas las partes involucradas: distribuidoras, fabricantes nacionales e internacionales, el INTI, organismos de control, entes reguladores provinciales, laboratorios y especialistas independientes.

De la valoración real de los medidores inteligentes y la consecuente adecuación del régimen tarifario y el RTM, que debe establecer controles para asegurar la corrección de la lectura de sus registros a distancia y del comportamiento de sus funcionalidades, depende el futuro uso generalizado de este equipamiento del siglo XXI.

De la valoración real de los medidores inteligentes y la consecuente adecuación del régimen tarifario y el RTM [...] depende el futuro uso generalizado de este equipamiento del siglo XXI



Medianas demandas (10 kW o más de demanda máxima promedio durante quince minutos consecutivos)

La categoría de medianas demandas, con la necesidad de medir energías activa, reactiva y potencia activa, aparece con el régimen tarifario de la privatización en 1991 y con ella, en 1993, los primeros medidores estáticos de uso masivo: los Alpha.

Hoy los medidores para esta categoría se confunden con los aptos para las grandes demandas, que se pueden telegestionar como estos. Su limitación y posibilidades de utilización están solamente restringidas por el régimen tarifario, que sigue siendo el mismo de hace 32 años.

Pequeñas demandas (menos de 10 kW)

La categoría de pequeñas demandas no solo no evolucionó, sino que con el tiempo retrocedió en lo que se refiere a la energía reactiva. Ocurre que, originalmente, el régimen tarifario establecía el control del factor de potencia y, con la aparición de los medidores estáticos (que lo permitían) y la proliferación de lámparas de bajo consumo de bajo factor de potencia, pasó a exigirse "Emplear solamente el control de la energía reactiva inductiva correspondiente a la onda fundamental de 50 Hz" (Resolución 63/2017 del ENRE).

La categoría de pequeñas demandas no solo no evolucionó, sino que con el tiempo retrocedió en lo que se refiere a la energía reactiva

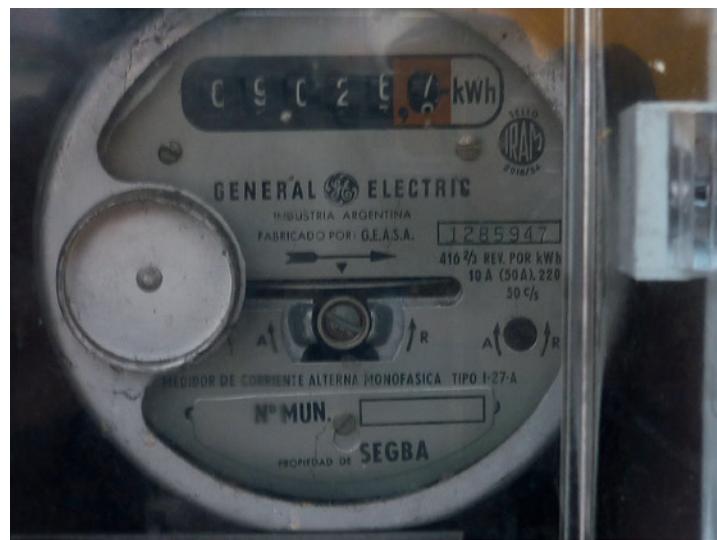
Dado que el régimen tarifario vigente permite (pero no exige) el control de la energía reactiva y lo limita a la fundamental, si no fuera por que se dejaron de fabricar los medidores de inducción en la primera década del siglo XXI, el uso de medidores estáticos para esta categoría no se ha-

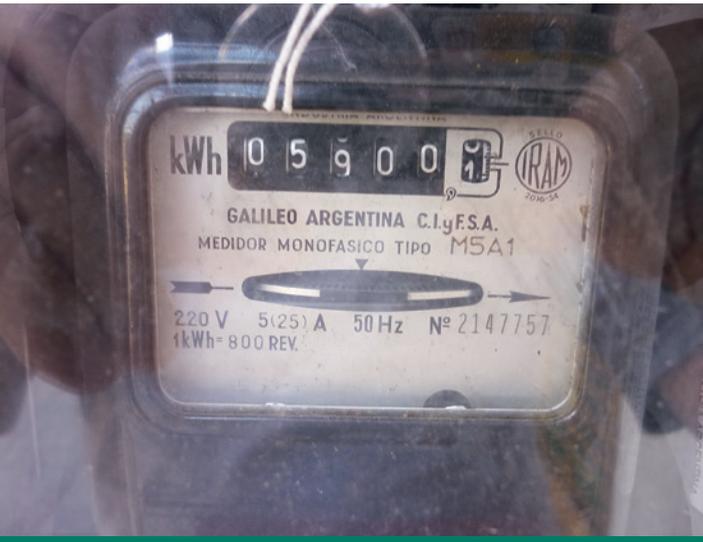
bría generalizado. Ocurre que por la alta confiabilidad y vida útil de los medidores de inducción, hay cientos de miles (o millones) instalados, y los habrá por mucho tiempo a menos que se adapte el régimen tarifario actual o se obligue su retiro masivo a través del RTM.

La vida útil comprobada de los medidores de inducción supera los cincuenta años. Hoy mismo se pueden ver, caminando por las calles del Gran Buenos Aires, medidores fabricados según la Norma IRAM 2016:54, y existen decenas de miles cuyo diseño responde a principios del siglo pasado, como el I27 de General Electric, de 1927.

Cabe recordar que, desde 1976, la Norma IRAM 2411, que incluye un ensayo de rodamiento de 6.000 horas, garantiza que los medidores de inducción cumplan veinte años sin necesidad de mantenimiento. Esto quiere decir que aquellos adquiridos a principios de siglo aún están con mantenimiento adecuado, y podrían ser útiles otros veinte años, y más.

No existe nada que obligue a las distribuidoras a cambiar los cientos de miles de medidores de inducción hoy instalados por estáticos





Como ya se comentara, el régimen tarifario actual de esta categoría exige lo mismo que a principios del siglo pasado, o sea, solo medir energía activa permitiendo, y no exigiendo, el control de la reactiva en forma parcial, por lo que no existe nada que obligue a las distribuidoras a cambiar los cientos de miles de medidores de inducción hoy instalados por estáticos.

Cabe mencionar que, en los últimos controles del ENRE según la Res. 110/97, prácticamente todos los lotes de medidores de inducción probados dieron resultado satisfactorio, y los que presentaron desvíos se debieron a registros negativos o problemas de arranque. Esto indica que no hay nada que obligue a las distribuidoras a efectivizar su cambio masivo, salvo el RTM de la Res. 247/19 (si alguna vez se aplica), que los ignora. A la vez, el RTM de la Res. 90/12 les daba más confiabilidad a los medidores de inducción ya que, luego de instalados, les exigía un primer control a los diez años, contra los cinco de los estáticos.

Comentario final

Se ha resumido el pasado y presente de los medidores de energía eléctrica. En cuanto al futuro, este depende tanto de la adecuación del régimen tarifario como del RTM, por lo que, muy se-

guramente, nada pase hasta 2024. Es decir, estará en manos de las próximas autoridades.

Que las distribuidoras de energía están ansiosas de modernización y de utilizar lo que la tecnología pone a disposición lo demuestra el avance de la telegestión en su plaza de medidores para grandes y medianas demandas.

La optimización de las mediciones, sobre todo de las pequeñas demandas, depende de la adecuación del régimen tarifario y del cumplimiento del control de las ya instaladas (hace más de cinco años que el ENRE no ejecuta lo establecido en la Res. 110/97). Es de conocimiento generalizado la preocupación en el mercado por las consecuencias no deseadas derivadas del RTM de la 247/19, observadas e informadas por el Subcomité de Medidores Eléctricos de IRAM y ADEERA. Se espera que tales anomalías sean corregidas en 2024 por las nuevas autoridades. ■