



# Instalación de medidores inteligentes

## Experiencia comparada

### Autor

Nicolás García Bernal  
Email: ngarci@bcn.cl  
Tel.: (562) 2270 1778

### Comisión

Elaborado para la Comisión de  
Minería y Energía del Senado

Nº SUP: 119521

### Disclaimer

Este documento es un análisis especializado realizado bajo los criterios de validez, confiabilidad, neutralidad y pertinencia que orientan el trabajo de Asesoría Técnica Parlamentaria para apoyar y fortalecer el debate político-legislativo. El tema y contenido del documento se encuentra sujeto a los criterios y plazos acordados previamente con el requirente. Para su elaboración se recurrió a información y datos obtenidos de fuentes públicas y se hicieron los esfuerzos necesarios para corroborar su validez a la fecha de elaboración

### Resumen

La aprobación de la Ley N° 21.076 del 27 de febrero de 2019, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos con el fin de imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor, quedando la propiedad de los medidores en las empresas. Posteriormente, se dispuso que las empresas debían realizar una implementación gradual de medidores inteligentes, hasta llegar a 6,5 millones al año 2025.

Respecto a la instalación de medidores inteligentes, la experiencia internacional destaca que estos logran beneficiar a todos los actores del sistema eléctrico (clientes, mercado y operadores). En los clientes, estos permitirían el ahorro de energía, eficiencia energética, servicios innovadores, empoderamiento del consumidor, protección ambiental, eficiencia de la red de distribución.

Tanto en la Unión Europea como en Estados Unidos, los medidores inteligentes han alcanzado una amplia cobertura. Y pese a que se han implementado distintos modelos y plazos para su instalación, destaca – por ejemplo - que en un grupo importante de países de la UE, los operadores del sistema de distribución son los responsables de la implementación y los dueños de los medidores, por lo que ha existido un recargo en la tarifa de clientes por costos que deben incurrir las empresas en su adquisición e instalación.

Por último, en cuanto al impacto de estos dispositivos, destaca que contribuyen de forma importante a disminuir el consumo (y demanda) de electricidad por parte de los hogares. Al respecto, un estudio de la CNE (2016), reporta en que en países como EEUU, Australia, Francia y Canadá, se concluyó que bajo la estructura de tarifas vigentes al momento de implementación, se produjo una caída en la demanda más alta de hasta 5%, mientras que las tarifas críticas de horario punta habrían registrado una caída entre el 15 y 20 por ciento.

En definitiva, respecto a la implementación de medidores inteligentes, el presente documento tiene como objetivo presentar experiencia comparada en distintos países, destacando sus tiempos de implementación, tecnologías, e impactos en la cantidad de electricidad consumida.

### Contenido

I.	Mercado de la energía en Chile .....	2
II.	Medidores inteligentes.....	3
III.	Experiencia Internacional en la instalación de medidores inteligentes .....	5
IV.	Impactos y resultados de la instalación de medidores inteligentes .....	7

## Introducción

---

Las empresas que prestan el servicio de distribución de electricidad, están reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos, que norma la producción, transporte, distribución, régimen de concesiones y tarifas de energía eléctrica, entre otros. Por lo que la distribución de electricidad es un servicio regulado, y por lo tanto los costos relacionados con proveer el suministro son considerados en el mecanismo de cálculo tarifario.

Con la aprobación de la Ley N° 21.076 del 27 de febrero de 2019, se modificó la Ley General con el fin de imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. Con ello, la propiedad de medidores y empalmes de energía eléctrica sería en adelante de la red de distribución, y no de los usuarios. En consecuencia, los medidores deberán ser reconocidos en la evaluación de costos y posteriormente ser remunerados por parte del servicio de red necesario para prestar el servicio, al igual que el resto de los activos necesario para cumplir con el servicio (entiéndase los postes, transformadores, y otros) (Ministerio de Energía, 2019).

En este marco, en Chile se ha dispuesto, de acuerdo a la Norma Técnica para Sistemas de Distribución<sup>1</sup> dictada por la CNE el 18 de diciembre de 2017, que las distribuidoras eléctricas deben realizar una implementación gradual de medidores inteligentes, con el objetivo de llegar a instalar 6,5 millones al año 2025. Dichos medidores inteligentes se deben entender como “equipos que permiten registrar diversas variables eléctricas, tanto para facturación horaria como para calidad de servicio, y además permiten transmitir alertas de pérdidas de suministros, reprogramación tarifaria a distancia, cambio de horario de verano e invierno vía remota y efectuar cortes y reposiciones a distancia, entre otras” (CNE, 2016)<sup>2</sup>.

Respecto a la implementación de medidores inteligentes, el presente documento tiene como objetivo presentar experiencia comparada en distintos países, destacando sus tiempos de implementación, tecnologías, e impactos en la cantidad de electricidad consumida. Para aquello, en la primera sección se describe el mercado de la energía en Chile, y específicamente su regulación, posteriormente en la segunda sección se describe la instalación de medidores inteligentes en Chile, y finalmente en la tercera y cuarta sección se hace referencia a la experiencia internacional en su instalación y los impactos en tarifas y comportamientos de consumo en diferentes países.

### I. Mercado de la energía en Chile

---

La distribución de electricidad es un servicio regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, y por lo tanto los costos relacionados con proveer el suministro son considerados en el mecanismo de cálculo tarifario. En cuanto a esto, la legislación vigente establece como premisa básica que “las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad

---

<sup>1</sup> Consultar en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/R.E.-CNE-706-2017-Fija-NTD.pdf>

<sup>2</sup> De acuerdo a la Comisión Nacional de Energía (2014), estos son aparatos tecnológicos fundamentales en la denominada *Smart Grid*, la cual se entiende como una “red eléctrica que puede integrar en forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos agentes que hacen ambas acciones – de forma tal de entregar suministro eléctrico sostenible, económico, eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro”

asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, y así obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos” (CNE, 2019).

El sistema establece como uno de los criterios generales a la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observen condiciones de competencia. De este modo, el suministro eléctrico a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, se considera como sectores bajo características de monopolio natural, por lo que están afectos a regulación de precios, siendo denominados como “clientes regulados” (CNE, 2019)<sup>3</sup>.

Para los clientes finales regulados, en Chile el precio de energía que es cobrado está compuesto por la suma de tres costos: a) generación; b) transporte por redes de alta tensión (lo que incluye planificación centralizada y tarifa regulada) y c) distribución desde el sistema de transmisión hasta los clientes finales. Para la fijación de tarifas de la distribución, la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que se determinan sobre la base de la suma del denominado “precio de nudo”<sup>4</sup>, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal:

$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)} + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

Específicamente para el segmento de la distribución, el VAD fija las tarifas que las empresas aplican a los clientes por distribución desde el sistema de transmisión hasta los clientes finales. El VAD se determina mediante un proceso de tarificación cuatrienal, que requiere la determinación de costos de una empresa ficticia o empresa modelo, lo cual considera todos los costos de inversión y operación de redes de distribución, considerando el costo de capital (CNE, 2013). En definitiva, a través de la ficción de la empresa modelo, se logra simular a una empresa que - según la normativa exigible - debe entregar de forma costo-eficiente el servicio de distribución de energía eléctrica, y bajo estos supuestos establecer la tarifa. Por ejemplo, se simulan los costos fijos (gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo) y costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución<sup>5</sup>.

## II. Medidores inteligentes

Como se indicó anteriormente, en Chile posterior a la aprobación de la Ley N°21.076 (Art. 139 bis) se estableció que la propiedad y responsabilidad de reposición de los medidores recaía en las empresa concesionaria de distribución eléctrica, y que éstas mismas debían hacer un recambio gradual al año

<sup>3</sup> A usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 5.000 kW, se les considera como clientes libres. Para estos, se dispone la libertad de precios, bajo el supuesto de capacidad negociadora y posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas (por ejemplo, autogeneración o suministro directo desde empresas generadoras)

<sup>4</sup> El Precio nudo considera tanto el precio de la energía que es resultado de licitaciones de suministro y de la potencia de punta. Por otra parte, el costo por transmisión, según Resoluciones Exentas de la CNE, se compone por el cargo por usos de los sistemas de transmisión (Nacional, Zonal y Dedicados), Cargo por uso de nueva infraestructura asociada a SSCC y Cargo por uso de interconexiones internacionales.

<sup>5</sup> Por ejemplo, la Resolución Exenta CNE N° 760 (7/12/2017), fijó la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, lo cual considero todos los costos y gastos de operación y comercialización, incluyendo gastos por lectura de medidores, corte y reposición.

2025 de estos dispositivos por los denominados “medidores inteligentes” (o Smart meter). De esta forma, en los correspondientes decretos tarifarios, se deberán determinar la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas a ellas.

En cuanto a los medidores inteligentes, estos pertenecen a la nueva generación de la electricidad, siendo amplia y crecientemente utilizados a nivel internacional. Técnicamente, se considera que son relevantes dentro de la denominada red inteligente (o smart grid), que permite la comunicación entre la red eléctrica y los aparatos de un edificio, facilitando de esta forma el control y la gestión de la red al conseguir optimizar la eficiencia del sistema y mejorar la calidad del suministro.

En cuanto a sus beneficios, la Comisión for Regulation of Utilities (2018), destaca que estos dispositivos permiten que clientes de energía obtengan facturas más precisas y con cuenten con mejor información sobre su consumo de energía, y con ello puedan tomar mejores decisiones de consumo, según sus necesidades de energía. Además de lo anterior, permitirían un menor plazo de interrupción, desconexión y conexión remota del suministro, incorporación de micro generación, disminución de costos de servicios de lectura, y la posibilidad de discriminación horaria (time-of-use tariffs), o sea, aplicar el costo de la energía según el momento en que es consumida (ya sea hora punta o valle). Según se indica, esto último, incentivaría la eficiencia energética, debido a que clientes ahorrarían dinero al cambiar parte de sus consumos de electricidad a horas del día en que la energía es más barata (fuera de horario punta).

En relación a lo anterior, a continuación se indican los beneficios que generan la instalación de medidores inteligentes en clientes y/o usuarios, en el mercado y finalmente en el operador de la red.

**Tabla 1.** Beneficios de incluir medidores inteligentes en la red eléctrica.

Clientes y/o usuarios	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora en calidad de servicios; menores tiempo de interrupción;</li> <li>• Acceso a mejores tarifas</li> <li>• Mayor control de consumo (eficiencia energética)</li> <li>• Tratamiento rápido y simplificado de reclamos; acceso a datos fiables en menores tiempos.</li> <li>• Ahorros por gastos asociados a: lectores, corte/reposición, tratamiento de pérdidas, oficinas y call center entre otros.</li> </ul>
Mercado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo de nuevas ofertas de mercado (nuevas tarifas)</li> <li>• Desarrollo de mecanismos de flexibilidad (demand response)</li> <li>• Explotación de datos confiables y precisos; mejora procesos de fiscalización y tarificación</li> <li>• Mejor coordinación de operación con el Operador del Sistema de transmisión</li> </ul>
Operador de la red	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejor diagnóstico de fallas</li> <li>• Proceso de facturación automatizado: mejor calidad y menores tiempos.</li> <li>• Mejora planificación de redes.</li> </ul>

**Fuente:** Ministerio de Energía (2019)

Además de los beneficios ya señalados, la CNE estimó que el costo de instalación de los medidores se debería compensar a través de una serie de ahorros y beneficios:

- Eliminación de los costos operativos y de materiales del servicio de corte y reposición;
- Eliminación de los costos del lector en la lectura de los consumos de los clientes ;
- Reducción de las pérdidas no técnicas (hurto);
- Reducción en la energía no suministrada ante una interrupción de suministro, por un menor tiempo de aviso a la empresa distribuidora y de localización de la falla;

- Reducción en los costos de suministro a clientes, por consumo en horas de menor costo;

En relación a esto, la CNE (2016) realizó un cálculo para el ahorro anual – en MUS\$ 2014 - obtenido para cada uno de estos beneficios, haciendo referencia a que el mayor ahorro se produce por gestión de consumo, hurtos y corte y reposición (ver tabla 1).

**Tabla 1.** Ahorro anual por beneficio (MUS\$)

Beneficio	Ahorro Anual (MUS\$)
Corte y Reposición	18.336
Lectura	9.319
Hurto	27.611
Aviso y localización falla	1.269
Gestión de Consumo	50.336
Total	106.874

**Fuente:** Elaborado por la CNE (2014).

### III. Experiencia Internacional en la instalación de medidores inteligentes

A continuación se presenta la experiencia internacional en la instalación de los medidores inteligentes. Para esto, se debe tener en cuenta que tal como señala la CNE, el caso chileno se diferencia respecto al resto de países principalmente por la función de la empresa distribuidora, la que en Chile se encarga solamente de “traspasar los costos de compra de energía y potencia a sus clientes regulados, no existiendo incentivos de una reducción o incremento de consumo según los costos de generación reflejados en el precio del mercado spot” (CNE, 2016).

En cuanto a la instalación de medidores inteligentes, ya ha ocurrido en un número importante de países, tal como en Reino Unido, Francia, España, Dinamarca, Holanda, Italia, Estados Unidos, Canadá y Corea del Sur. A continuación se presenta la experiencia de la Unión Europea y EEUU.

#### a) Unión Europea

En la Unión Europea es un caso destacado debido a que el año 2009, la Comisión Europea, a través del *Directive 2009/72 concerning common rules for the internal market in electricity* formuló lineamientos sobre “*Smart Grids*”, y entregó una dirección regulatoria y política para la implementación de estos. En dicha oportunidad, se estableció que la introducción de estos dispositivos sería económicamente razonable y costo-efectivo sólo para consumidores con una cierta cantidad de consumo de electricidad, por lo que se estimó que al año 2020 al menos el 80% de los consumidores estuvieran equipados.

Por ejemplo, en Italia desde el año 2007 Enel comenzó la instalación de estos dispositivos, en Francia se licitó la instalación de un millón de medidores inteligentes, y se esperaba que ya al año 2016 se contara con cerca de 3 millones. Así también, España – a través del Decreto Real N°809 del año 2006 – estableció las condiciones técnicas que deben cumplir los equipos para llevar a cabo el plan de reemplazo de medidores inteligentes<sup>6</sup>. Y además, a través de la Orden IET/290/21012, se definió que al 31 de diciembre de 2016 debía estar cubierto el 70% del total de los medidores, y el 100% al año 2018<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> España, junto a Reino Unido, fueron los primeros países que fijaron el cambio de la totalidad de los medidores inteligentes.

<sup>7</sup> En dicha oportunidad se definió que la instalación debe cumplir con requisitos establecidos con reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y en la Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre.

Igualmente se determinó que aquellos países que no puedan cumplir con la obligación, deberían realizar un estudio costo-beneficio que demostrara que aquello no era conveniente<sup>8</sup>. Por ejemplo, en Alemania, recién el año 2016, y posterior a un análisis de costo-beneficio que estableció que el medidor inteligente debía ser obligatorio solamente para clientes que consumen más de 6.500 kWh al año. A partir de la Ley de digitalización de la transición energética, se contempló la implementación de estos medidores a partir del 2017, definiendo especificaciones por protocolos de seguridad de información<sup>9</sup>.

### **b) Estados Unidos**

En Estados Unidos, al año 2018 se habrían instalado más de 75 millones, donde aproximadamente 69 corresponden al sector residencial<sup>10</sup>. Al igual que en el resto de los países, se ha justificado que es el paso para la creación de una red inteligente, que incluya tecnologías digitales a todos los aspectos de la industria, desde la generación, transmisión, distribución y a la interfaz del cliente.

En California, como parte del beneficio que ofrece utilizar medidores inteligentes, se aplican programas en que clientes pueden recibir descuentos si cumplen las condiciones establecidas o recargos en casos de no cumplirlos, aplicados sobre la opción tarifaria contratada por el cliente. Por ejemplo, PG&E estableció el programa “Smart Rate” que estaba destinado a clientes residenciales para que puedan reducir su consumo en determinadas horas, considerando un descuento de 0,02394 USD/kWh en el periodo de la energía para un periodo en particular.

### **c) Cobro por instalación de medidores inteligentes**

En cuanto al cobro por instalación la experiencia internacional evidencia que han existido recargos y/o costos que deben ser asumidos por los clientes. Por ejemplo, la Comisión Europea (2014), reportó que en 15 de los 16 Estados miembros que decidieron instalar medidores inteligentes en gran escala, los operadores del sistema de distribución son los responsables de la implementación y los dueños de los medidores. Así, bajo este marco, la operación del sistema se financia en cierta medida a través de las tarifas de la red<sup>11</sup>.

En España, se determinó que los clientes podrían optar por instalar los equipos en régimen de alquiler o bien adquirirlos en propiedad. Sin embargo, pese a que se estableció que la instalación de los medidores inteligentes sería gratuita, un Real Decreto Español otorgó a los proveedores de energía el mando de realizar cobros por concepto de alquiler (alrededor de 0,50 euros), que serían agregados en

---

<sup>8</sup> Los análisis de costo-beneficio fueron positivos y, por lo tanto, los despliegues están en marcha o se están planificando para medidores de electricidad en 16 Estados miembros, tal como Austria, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, la República de Irlanda, Italia, España y Suecia. Siete Estados miembros (Bélgica, República Checa, Alemania, Letonia, Lituania, Portugal y Eslovaquia) obtuvieron un CBA negativo para el despliegue a gran escala de medidores de electricidad. Sin embargo, Alemania, Letonia y Eslovaquia encontraron un CBA positivo para un subconjunto de consumidores.

<sup>9</sup> Su instalación sería gradual al comenzar con grandes clientes y generadores, teniendo como plazo máximo 8 años para su finalización, cumpliéndose el año 2024.

<sup>10</sup> Por ejemplo, en Texas, la instalación de estos dispositivos comenzó en 2008 y se completó el 2012. Al año 2015, los datos de la Administración de Información de Energía reportaba que los medidores alcanzaban los 51,9 millones.

<sup>11</sup> El reporte destaca la existencia de distintos modelos de la implementación de la operación, y específicamente en el manejo de datos. Por ejemplo, en Dinamarca, Estonia, Polonia y Reino Unido, los datos serían gestionados por un centro de datos independiente, mientras que en casos Como República Checa, Alemania y Eslovaquia, se estaba considerando que las empresas de distribución además de la implementación y propiedad, se encargaran del manejo de datos.

la facturación. De este modo, dichas tarifas de alquiler de medidor se establecieron a una tasa fija, y se aplican a todos los proveedores.

Igualmente, en Texas, el 2005 la Legislatura ordenó a la Comisión de Servicios Públicos (PUC, por sus siglas en inglés) que autorizara a las empresas de suministro de electricidad a evaluar un recargo para recuperar los costos de los medidores inteligentes y la infraestructura asociada. Finalmente, este recargo fue compartido entre todos los usuarios de electricidad que recibieron un medidor nuevo, agregándose a las facturas de los clientes (PUC, 2019). Igualmente en Pennsylvania se incluye una tarifa base de recargo por concepto de tecnología de medidores inteligentes, la cual debiese cobrarse hasta el despliegue total de los dispositivos en el año 2023.

#### **IV. Impactos y resultados de la instalación de medidores inteligentes**

En relación a la estimación del impacto de estos dispositivos, existe creciente evidencia que demostraría que los medidores inteligentes permiten la reducción de la demanda. De este modo, se observa que pese a que la mayoría de los estudios destaca el impacto positivo, existe una importante heterogeneidad respecto a la cuantía (o porcentaje) del consumo que se vería reducido.

Por ejemplo, la CNE da cuenta de un estudio que a partir de experimentos de precios, en países como EEUU, Australia, Francia y Canadá, se concluyó que la estructura de tarifas desde el momento en que se comienza el uso de los medidores inteligentes, se produjo una caída en la demanda más alta de hasta 5%, mientras que las tarifas críticas de horario punta habrían registrado una caída entre el 15 y 20 por ciento. Lo anterior ratificaría el impacto de los dispositivos en la optimización y racionalización del uso de la electricidad (CNE, 2016). Así también, Vaasaett (2011) destacó que luego de la implementación de los medidores inteligentes, los resultados más exitosos se observan en Canadá con una reducción del 12% de la electricidad consumida; mientras que en Europa esta fue del 10% y en Estados Unidos del 7%.

De igual forma, un estudio realizado por la American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), que recopiló evidencia para nueve países, determinó que en promedio la disminución del consumo de energía fue dentro de un rango del 4-12% (Erhardt-Martinez, 2010). Igualmente, ACEEE (2012) reportó ahorros de electricidad residenciales a partir de retroalimentación en tiempo real en los nueve pilotos revisados que van desde 0 a 19.5%, con ahorros promedio en los pilotos de 3.8%. Así también, el informe del Grupo Europeo de la Industria de Medición Inteligente (ESMIG por sus siglas en inglés), una revisión de 100 pilotos y 460 muestras que cubren a 450,000 consumidores, sugirió ahorros de alrededor del 5% a 6% de las intervenciones sin in-house-display (IHD), a un promedio del 8,7% con un IHD<sup>12</sup>. Los ensayos en países europeos dieron como resultado ahorros de energía dentro del mismo rango<sup>13</sup>.

Con el mismo objetivo, Competition & Markets Authority (2016) analizó la experiencia de Suecia, Italia, el estado de Victoria en Australia y los estados de Texas y California en Estados Unidos en la instalación

<sup>12</sup> In-house-display (IHD) hace referencia a hogares que cuentan con dispositivos de medición inteligente.

<sup>13</sup> CER, Electricity Smart metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report, Information paper, CER11080a, May 2011. In Germany, a recent smart meter trial suggests savings of around 5% due to a combination of indirect feedback and energy efficiency advice: Schleich, J.; Klobasa, M.; Brunner, M.; Götz, S.; Götz, K.; Sunderer, G., Smart metering in Germany and Austria - results of providing feedback information in a field trial, 2011.

de medidores inteligentes, y específicamente el impacto de estos en el consumo de energía. Al respecto, concluye que si bien la evidencia es más difusa, esta entregaría algunas ideas sobre la aceptación de tarifas innovadoras que son facilitadas por los medidores inteligentes.

Específicamente, concluyen que a partir de programas pilotos implementados en los países indicados, los medidores inteligentes reducen el consumo de energía debido a que mejora la conciencia de los patrones de uso de la energía, a partir del complemento con indicaciones informativas, facturación clara que muestre perfiles de consumo diario (por ejemplo, a través de pantallas en el hogar, portales web y aplicaciones para teléfonos inteligentes), y así, permiten el aprendizaje sobre el uso de energía electrodomésticos y eficiencia a lo largo del tiempo<sup>14</sup>. Al respecto, se destaca el programa piloto en la República de Irlanda, que registró una reducción del 2,5% en el consumo total de energía de los medidores inteligentes (Jessoe & Rapson, 2014). De igual forma, el Smart Grid Project Outlook 2014, reportó que la mayoría de los Estados miembros de la UE registraron una reducción promedio del 2,6% en el consumo total de energía.

Adicionalmente, destaca que un beneficio potencial clave de los medidores inteligentes es que pueden facilitar la provisión de una variedad de tarifas que los proveedores no pueden ofrecer con los medidores tradicionales, debido a que los medidores inteligentes pueden registrar y transmitir el momento en que se utilizó la energía. Por ejemplo el uso de la tarifa denominada “static time-of-use”, entendida como una en donde los consumidores se facturan a diferentes tarifas para su consumo en diferentes franjas horarias predefinidas, definiéndose horas-punta y fuera de hora-punta. De igual forma, está la denominada “Dynamic time-of-use (o real-time pricing)”, con tarifas en donde los precios cambian con el tiempo, sin algún patrón predeterminado, como lo son las estáticas<sup>15</sup>. Al respecto, se evidencia que pilotos demostraron que los tarifación por modalidad de tiempo de uso (time-of-use pricing) tiene el potencial de cambiar la carga peak del sistema, estimándose un desplazamiento del 3 a 10% de la demanda máxima (DECC, 2014).

Bajo este contexto, el estudio realizado por Competition & Markets Authority (2016), concluyo que con medidores inteligentes bajo tarifas del tipo time-of-use, y en donde se entregaba información y/o reportes de consumo, se lograba reducir el uso doméstico promedio de electricidad en un 2,5%, y en el caso extremo en un 8,8%. A partir de esta evidencia, se sugiere que los medidores inteligentes, independiente de la modalidad tarifaria que se utilice, consiguen que los clientes domésticos respondan a incentivos económicos para alejar su demanda de electricidad de las horas punta, logrando que cambien su consumo de electricidad en reacción a los cambios en precios, y así ahorrando dinero.

Por último, se destaca que para la implementación exitosa de medidores inteligentes, se tanto considera la introducción de tarifas según tiempo de uso o de hora-punta, y por sobre todo la obligaciones para que los proveedores asuman la responsabilidad principal de comprometer y educar al cliente de energía con respecto a su transición a las tarifas de tiempo de uso (CRU, 2018).

---

<sup>14</sup> Además, la aplicación de una encuesta a los beneficiarios del programa pilotó dio cuenta que el 54% consideraron que este los había hecho más conscientes del uso de energía, mientras que sólo el 18% que no había tenido algún impacto en el uso de electricidad de su hogar

<sup>15</sup> Una tarifa de precios en tiempo real coincide con el precio pagado por el consumidor a los precios experimentados en los mercados mayoristas y que, por lo tanto, refleja las condiciones de la oferta y la demanda. El precio pagado por el cliente por su consumo en cualquier momento reflejará de cerca el costo para su proveedor de obtener energía en el mercado mayorista.

## Referencias

---

- **CNE, 2014.** Investigación, desarrollo y aplicación de redes inteligentes de energía (Smart grid): Proyecto Smartcity Santiago, Proyecto Innova Chile – Corfo. Informe preparado por Fraunhofer Chile Research. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201401-version-final-informe-avance-chilectra-30.1.13-V-Final.pdf>
- **CNE, 2016.** Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas. Informe elaborado por GTD Ingenieros Consultores. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- **CNE, 2019.** Tarificación eléctrica. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
- **CNE, 2018.** Resolución Exenta N° 173 (05/03/2018), que aprueba nuevo informe técnico “actualización de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Disponible en: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/12/Res.-Exe.-CNE-N%C2%B0-173\\_05\\_03\\_2018.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/12/Res.-Exe.-CNE-N%C2%B0-173_05_03_2018.pdf)
- **Commission for Regulation of Utilities, 2018.** Smart Meter Upgrade: Standard Smart Tariff Proposed Guideline. Disponible en: <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2018/05/CRU18084-Smart-Meter-Upgrade-Standard-Smart-Tariff-Guideline-Consultation.pdf>
- **Official Journal of the European Union, 2009.** Directive 2009/72EC of the European Parliament and of the council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in the electricity and repealing 2003/54/EC. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=CS>
- **European Distribution System Operators’ Association for Smart Grids (EDSO), 2012.** EDSO launches Meter-ON project: paving the way for the roll-out of smart meters. Disponible en: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/edso-launches-meter-on-project-paving-the-way-for-the-roll-out-of-smart-meters/> (consultado el 14/03/2019).
- **Hess, J. David (2014).** Smart meters and public acceptance: comparative analysis and governance implications. Disponible en <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/13698575.2014.911821>
- **Endesa, 2017. Smart meter.** Disponible en: <https://www.endesa.com/en/energy-and-more/a201710-smart-electricity-meter.html> (consultado el 14/03/2019)
- **Committee of the European Commission (1998).** Opinion on possible health effects from exposure to electromagnetic fields (0 Hz – 300 GHz) - Report and opinion adopted at the meeting of the Scientific Steering Committee of 25 – 26 June 1998. Disponible en: [https://ec.europa.eu/food/sites/food/files/safety/docs/sci-com\\_ssc\\_out19\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/food/sites/food/files/safety/docs/sci-com_ssc_out19_en.pdf)
- **Competition & Markets Authority, 2016.** Energy market investigation: Appendix 5.2 – What is the evidence from the international experience of smart meters. Disponible en: [https://assets.publishing.service.gov.uk/media/56ebdf6540f0b60385000002/Appendix\\_5.2\\_-\\_What\\_is\\_the\\_evidence\\_from\\_the\\_international\\_experience\\_of\\_smart\\_meters.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/56ebdf6540f0b60385000002/Appendix_5.2_-_What_is_the_evidence_from_the_international_experience_of_smart_meters.pdf)
- **Public Utility Commission of Texas (PUC), 2019.** Electricity options: Smart meters or advanced metering system (AMS). Disponible en: <https://www.puc.texas.gov/consumer/electricity/Metering.aspx>
- **Pennsylvania Public Utility Commission (PUC), 2019.** Smart Meter. Disponible en: [http://www.puc.state.pa.us/general/consumer\\_ed/pdf/13\\_smart%20meters.pdf](http://www.puc.state.pa.us/general/consumer_ed/pdf/13_smart%20meters.pdf)
- **Erhardt-Martinez, 2010.** Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities. Disponible en: [https://www.smartgrid.gov/files/ami\\_initiatives\\_aceee.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/ami_initiatives_aceee.pdf).
- **American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), 2012.** Results from recent real-time feedback studies. Disponible en: <https://aceee.org/research-report/b122>

- **European Smart Metering Industry Group (ESMIG), 2011.** The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency, October 2011. Disponible en: [https://esmig.eu/sites/default/files/2011.10.12\\_empower\\_demand\\_report\\_final.pdf](https://esmig.eu/sites/default/files/2011.10.12_empower_demand_report_final.pdf)
- **Jessee & Rapson, 2014.** Knowledge is (less) power: experimental evidence from residential energy use. Disponible en: <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/aer.104.4.1417>
- **European Commission, 2014.** Smart Grid Projects Outlook 2014. Joint Research Centre, Smart Electricity Systems and Interoperability. Disponible en: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory-2014>
- **BCN, 2019.** DFL 4, Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, de minería, de 1982, Ley General de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=258171>
- **RED eléctrica de España, 2019.** Contadores Inteligentes. Disponible en: <https://www.ree.es/es/red21/redes-inteligentes/contadores-inteligentes> (Consultado 18/03/19)
- **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 2019.** Plan de sustitución de contadores. Disponible en: <https://sede.cnmc.gob.es/tramites/energia/plan-de-sustitucion-de-contadores-tipo-5-ultimo-hito> (Consultado 18/03/19)
- **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 2018.** Informe sobre la efectiva integración de los contadores con teledistribución y telegestión y de consumidores eléctricos con potencia contratada inferior a 15 KW en el año 2017. Disponible en: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/2146757.pdf>
- **Boletín Oficial del Estado, 2012.** Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-2538](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-2538)
- **CNE, 2016.** Informe técnico de fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución: Cuadrienio Noviembre 2016 – Noviembre 2020. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/12/IT-Fijacio%CC%81n-Tarifaria-FINAL.pdf>
- **DECC, 2014.** Smart meter roll-out for the domestic and small and medium non-domestic sectors (GB): Impact Assessment. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/smart-meter-roll-out-for-the-domestic-and-small-and-medium-non-domestic-sectors-gb-impact-assessment>.
- **BCN, (2018).** Ley 21.076, modifica la ley general de servicios eléctricos para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1115627>

---

## Disclaimer

Asesoría Técnica Parlamentaria, está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0  
(CC BY 3.0 CL)