

Santiago, 03 de febrero de 2025

Señor
Diego Pardow Lorenzo
Ministro
Ministerio de Energía
Presente

Nos referimos a la carta CD 00106-24, del 19 de diciembre de 2024, enviada a ese ministerio por el Coordinador Eléctrico Nacional con el fin de plantear medidas para promover el funcionamiento eficiente y competitivo del mercado eléctrico.

En ese contexto es que venimos a presentar comentarios, en el mismo orden en que fueron formuladas, a cada una de las medidas planteadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, por cuanto, si bien coincidimos con algunas de ellas, estimamos que otras deben ser reformuladas o mejoradas.

- a) *Establecer la obligación para las empresas distribuidoras, clientes libres o el suministrador, según corresponda, de instalar medidores con interrogación remota e informar dichas mediciones al Coordinador, respecto de los clientes libres en las áreas de concesión de empresas de distribución con potencia instalada menor o igual al 1,5 Megawatts. Para ello se requiere que la implementación del sistema de medida se exija como obligatoria y se habilite el enlace dedicado a la plataforma PRMTE2.*

Si bien estamos de acuerdo en que la telemedida es una parte importante para que la facturación de los clientes libres funcione, debemos hacer notar que la actual norma técnica hace exigencias de medida cuya implementación resulta excesivamente onerosa para aquellos clientes que están en el segmento de 300 kW a 500 kW. De aplicarse esa medida, que entendemos es exigir a todos los clientes libres independientemente de su tamaño los mismos requerimientos que son exigibles a quienes tienen una potencia conectada superior a 1.500 kW, se atenta contra el objetivo de lograr un mercado más competitivo convirtiéndose en una barrera a la competencia. En muchos casos el costo de cambio de medidor será igual o mayor al ahorro que se puede lograr en un año con el cambio de tarifa, lo que será un disuasivo a la migración a cliente libre.

Dado lo anterior proponemos una alternativa que estimamos se adaptará mejor a las necesidades de los clientes de ese segmento:

1. **Solución Transitoria: Conexión a PRMTE.** Con el fin de lograr en el corto plazo el objetivo de contar con medidas en forma remota, en lugar de establecer

un enlace de datos Ethernet que conecte al medidor directamente con la red del CEN, obligando a un estándar de medida de alto costo, proponemos que se instruya al CEN el desarrollo de una API (Interfaz de Programación de Aplicaciones) de comunicación entre el PRMTE y los sistemas de medida de cada distribuidora, API que deberá ser utilizada por todos los involucrados, y que permita extraer los datos de medida desde las bases de datos de cada distribuidora en lugar de hacerlo desde los medidores.

Esta API debería estar disponible también para los suministradores permitiendo un acceso a la información más rápido de lo que actualmente se tiene y con ello mejorar el proceso de facturación a los clientes. En esta etapa transitoria la empresa distribuidora puede tener soluciones intermedias para leer a sus clientes, como ser equipos modem celulares o extracción de datos directa en terreno.

Este cambio permitirá a la distribuidora, y a los potenciales clientes libres, tener acceso a equipos mucho más económicos para la medición e implementar distintas estrategias en la medida que las comunicaciones así lo exijan.

- 2. Solución Definitiva: Retomar la Medición Inteligente.** La tecnología de medición inteligente no solo implica la instalación de equipos de medida especializados, también requiere la utilización de una tecnología de comunicaciones y almacenamiento de información ajustada al tipo de medidores que se instale. En general, cualquiera de las tecnologías de comunicaciones de medición inteligente existentes, permiten acceder a equipamiento de medida más económicos y con costos operacionales más bajos, que aquellos que se logran con las exigencias que actualmente contiene la norma técnica.

Si bien la incorporación de la medición inteligente tuvo un diseño deficiente hace más de una década, estimamos que comenzar a implementarla en el segmento de clientes sobre 300 kW no generará el mismo resultado observado en el intento anterior, y permitirá que la infraestructura de telemedida finalmente se empiece a desarrollar en nuestro país, con los beneficios que ello traería, como la gestión de catástrofes en eventos como el sufrido el invierno pasado.

- b) Publicar indicadores de precios que reflejen las condiciones de los mercados de clientes libres, segmentados en aquellos conectados en redes nacionales y zonales y aquellos conectados en áreas de concesión de distribución.*

Apoyamos firmemente el poder contar con indicadores segmentados conforme su conexión a las redes nacionales y zonales, de aquellos conectados a las redes de distribución, por cuanto representan los usuarios conectados a cada una de esas redes representan realidades completamente diferentes en cuanto a magnitudes de contratación de energía. Por razones similares consideramos conveniente también que los precios en

distribución se segmenten de acuerdo con la distribución geográfica de las empresas de distribución en el Sistema de Transmisión Zonal (segmentar por zonas A a F)

- c) *Estandarizar la entrega de la información asociada a los clientes en distribución que transiten desde la modalidad regulada a cliente libre en distribución. Así, se agilizarían los procesos asociados al cambio de régimen de estos clientes.*

Conforme con la propuesta, con la salvedad que se debe especificar la información que se solicitará, resguardando aquella que debe ser considerada como confidencia.

- d) *Se propone incorporar en la normativa un mecanismo que permita la desconexión expedita de clientes libres en áreas de distribución en el caso de la existencia de montos impagos del suministro eléctrico. Con esto, se busca equilibrar los riesgos de impagos entre clientes libres y suministradores y, al mismo tiempo, fomentar la existencia de un mercado competitivo sin asimetrías entre generadores de distinto tamaño.*

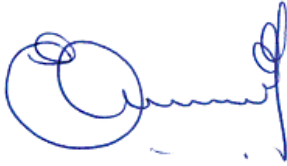
La desconexión de clientes libres en áreas de distribución fue materia de consulta a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la cual en su Oficio Ordinario N° 230570, del 13 de junio de 2020, precisó el alcance del régimen aplicable a la suspensión del suministro eléctrico en el caso de montos impagos reiterando el deber de “*ejecutar la suspensión de suministro eléctrico a clientes libres cuando se presenta un requerimiento de los suministradores sustentado en la mora de toda o parte de las facturas que emite al cliente libre, ejecutando materialmente la interrupción en sus redes sin mayor interpretación del derecho del suministrador.*”

Resulta entonces que ya existe el mecanismo recomendado. No obstante ello, resulta conveniente definir procedimientos de comunicaciones regladas entre las empresas distribuidoras y las empresas suministradoras con el fin de resolver situaciones especiales que se puedan presentar en relación con el proceso de suspensión y reposición, así como en otros requerimientos derivados de la relación cliente suministrador. Por ejemplo se puede citar los casos en los cuales un cliente libre cambia de suministrador manteniendo una deuda con el suministrador original. En ese caso, el suministrador original debería estar habilitado para solicitar la suspensión del suministro hasta que se salde la deuda.

- e) *Reducir a 6 meses el período para comunicar a la distribuidora, establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, para que un cliente comunique su decisión de cambio de régimen regulado a libre o viceversa. Si bien la ley es expresa en definir un plazo de 12 meses para la comunicación previo al cambio de condición, se observa no se cumple dicho período de aviso previo en todos los casos. Así, esta situación podría erigirse como una barrera anticompetitiva el considerar el plazo actualmente señalado en el Art. 147 letra d) de la LGSE.*

Desde nuestra asociación estimamos que incluso el período de seis meses propuesto es relativamente largo y estimamos que un objetivo de mediano plazo sería que la transición desde el mercado regulado al libre, y viceversa, debería poder realizarse en un plazo no superior a un mes.

Esperando que nuestros comentarios sean acogidos saluda atentamente a usted,



EDUARDO ANDRADE HOURS
Secretario Ejecutivo
Móvil: +56 9 9746 8572
Email: eduardo.andrade@acen.cl
www.acen.cl

cc: Sr. Juan Carlos Olmedo H, Presidente Consejo Directivo Coordinador Eléctrico Nacional
Sr. Marco Mancilla A. Secretario Ejecutivo Comisión Nacional de Energía