

COMENTARIOS DE ENSA

CONSULTA PÚBLICA No. 007-18 - PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV – RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN Y EL TÍTULO V – RÉGIMEN DE SUMINISTRO

Resolución AN No. 12342-Elec. de 27 de abril de 2018

A continuación, se analiza la propuesta de la ASEP y se proponen comentarios a presentar en el ámbito de la Audiencia Pública.

TÍTULO IV. Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

Calculo del IMP

Variables de costos y ecuaciones de eficiencia

ASEP propone modificaciones en los artículos 17 y 18 del Régimen Tarifario para permitir la inclusión de otras variables explicativas en las ecuaciones de eficiencia además de los clientes, demanda máxima y energía vendida.

Conceptualmente no objetamos la inclusión de otras variables para explicar los costos y activos de las empresas. Sin embargo, consideramos pertinente puntualizar lo siguiente:

1.1 Desde el punto de vista procedimental: Estas modificaciones no deben tener efectos retroactivos como parte del proceso de valoración del IMP.

En la convocatoria a Consulta Pública No. 001-18-Elec para establecer las ecuaciones de eficiencia a ser empleadas en el cálculo del IMP para el período julio 2018-junio 2022, la ASEP propone la inclusión de otras variables explicativas diferentes a la cantidad de clientes, la carga máxima total o la energía vendida.

De acuerdo al Reglamento de Distribución y Comercialización vigente durante la convocatoria a dicha Consulta Pública, las únicas variables permitidas de acuerdo a los artículos 17 y 18 del Título IV del Reglamento son: la cantidad de clientes, la carga máxima y la energía vendida por la distribuidora. Consecuentemente, la propuesta de ecuaciones de eficiencia realizada por la ASEP no respeta lo establecido en el Reglamento. En este sentido fueron dirigidos nuestros comentarios en la mencionada Consulta Pública, independientemente de cualquier otro comentario referido a los aspectos técnicos o econométricos de las ecuaciones de eficiencia propuestas.

Hasta el momento y en todas las revisiones tarifarias anteriores, la ASEP había resuelto en primer lugar las modificaciones al Reglamento y posteriormente había llamado a Audiencia Pública para definir las ecuaciones de eficiencia. Siendo este el debido proceso, concluimos que las modificaciones que se lleguen a implementar no tendrán efectos retroactivos y por ende, no serán aplicadas en el presente proceso de revisión tarifaria.

En este caso, la inclusión de otras variables metodológicas, econométricas o de otra índole, solo serán aplicables en la siguiente revisión tarifaria programada para el periodo 2022-2026. Hacemos notar que esto ya ha sido considerado por la ASEP al posponer para la revisión tarifaria 2022-2026 otras modificaciones propuestas al Reglamento (arts. 24 y 26).

1.2 Desde el punto de vista técnico: Las variables explicativas que se incluyan no sólo deben ser relevantes, sino que deben ser exógenas, es decir, **no deben depender de otras variables de costos o activos.**

En la propuesta de modificación al artículo 18, ASEP establece como requisito que las variables adicionales que se incluyan sean relevantes para explicar y_i . No obstante, consideramos que esa condición es insuficiente y que las variables explicativas no sólo deben ser relevantes, sino que también se debe garantizar que las variables explicativas no adolezcan de problemas conceptuales o estadísticos (como multicolinealidad o endogeneidad) que puedan introducir sesgos en las estimaciones obtenidas.

Es particularmente importante el posible sesgo de endogeneidad que podría existir si se incluye una variable de costos (costos de comercialización, por ejemplo) como variable explicativa de otro costo (por ejemplo, costos de administración). Para entender esto, es importante recordar que dentro del término de error de cada ecuación se está incluyendo implícitamente un término de ineficiencia (inobservable) inherente a cada empresa. La existencia de este término de ineficiencia es el que permite a la ASEP plantear que no todas las empresas de la muestra son eficientes y por lo tanto se requiere de la aplicación de DEA (u otro método para ordenar a las empresas según su grado de ineficiencia).

Es de esperar que ese término de ineficiencia para una empresa en particular sea idéntico o muy similar en las diferentes ecuaciones de costos. Al incluirse una variable de costos (que incorpora dicho término de ineficiencia) como explicativa de otro costo se estaría introduciendo correlación entre la variable explicativa y el término de error de la ecuación a estimar, es decir, se genera un problema de endogeneidad con el consiguiente sesgo en los estimadores obtenidos. Por ello, consideramos que deberían excluirse como variables explicativas a otras variables de activos o costos y proponemos que donde dice: "*variables relevantes para explicar y_i* ", diga: "*variables relevantes para explicar y_i . No se podrán considerar como variables explicativas las propias variables dependientes u otras variables que adolezcan de problemas conceptuales o estadísticos (como multicolinealidad o endogeneidad)*".

Por otro lado, ASEP propone en el artículo 18 que las estimaciones sean obtenidas mediante regresión lineal. Consideramos que el término regresión lineal está asociado en la literatura econométrica a estimación por Mínimos Cuadrados Ordinarios, método que difiere al empleado en la última revisión tarifaria y al propuesto en la actual revisión (métodos de Datos de Panel). A los fines de poder utilizar estos métodos debería ampliarse el conjunto de métodos a emplear. Para ello proponemos que donde dice: "regresión lineal", diga: "regresión lineal o métodos de datos de panel".

1.3 *Error de redacción*: Se observa adicionalmente en el artículo 18, donde dice: " y_i representa la variable explicativa de los modelos siendo $i = AD, AC, ADM, OM, COM$ " (el subrayado es nuestro), que media un error de forma y debería decir: " y_i representa la variable dependiente de los modelos siendo $i = AD, AC, ADM, OM, COM$ "

Ingreso Máximo Permitido por actividades reguladas

2.1 Análisis de inversiones eficientes:

A los fines de determinar la base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario (BCDt-1), la ASEP propone modificaciones al artículo 24 incluyendo precisiones del procedimiento para determinar el monto de los activos eficientes incorporados durante el último período tarifario. Similar modificación se propone al artículo 26 que determina la base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario (BCct-1).

Según esta propuesta a partir de la revisión tarifaria 2022-2026 se considerarán eficientes (y por lo tanto no serán susceptibles de reducción) todos aquellos proyectos producto de procesos de libre competencia. Proyectos de libre competencia son definidos como aquellos en los que simultáneamente se den las siguientes condiciones:

- Han participado más de un oferente
- No hayan participado empresas del mismo grupo económico

La segunda condición intenta evitar la cartelización en la compra. Al respecto, esta condición aparece como demasiado restrictiva dado que no serán consideradas de libre competencia aquellos procesos en los que participan empresas del mismo grupo económico, pero existen otros participantes ajenos a dicho grupo económico. Proponemos que en la propuesta de los artículos 24 y 26 donde dice: "*con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico*"; diga: "*con la participación de más de un oferente y en los cuales no todas las empresas que participen pertenezcan al mismo grupo económico.*"

Más allá de estas precisiones, consideramos que esta modificación es apropiada por cuanto disminuye el grado de discrecionalidad de la ASEP para recortar las inversiones que serán reconocidas en la base de activos.

Por otra parte, solicitamos incluir en el **Artículo 24 y 26**, que desde principio de período se debe establecer cuáles serán las empresas que se usarán como comparadoras para la evaluación de precios eficientes cuando los mismos no sean resultados de licitaciones.

Dado que se está modificando el **Artículo 28**, para corregir el acápite a), proponemos que se incluya para la Base de Capital de Alumbrado Público, la metodología de reconocimiento que se está incluyendo en los artículos 24 y 26 y adicionalmente, incluir en el artículo 28, la misma redacción que actualmente existe para activos de distribución:

"Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas, **de eficiencia** y de mejoramiento urbano o cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

Criterios para el diseño de los componentes de costos de distribución

ASEP propone modificar el art. 46 para que en las categorías con medición de demanda el componente de distribución no pueda ser energizado.

Consideramos que la señal de precios que brinda es correcta porque el dimensionamiento de la red (y por lo tanto sus costos) dependen fundamentalmente de la demanda máxima. Por otro lado, otorga a la empresa mayor estabilidad y predictibilidad de los ingresos, dado que la demanda máxima es más estable que el consumo de energía (la demanda máxima puede ser la misma pero el consumo variar por diversos factores).

Criterios para el diseño de los componentes de costos de abastecimiento

ASEP propone modificaciones en los artículos 57, 59 y 66 en los que se establece cómo se definirá el componente por potencia máxima en punta de generación (CPG), el componente de costos por energía de generación (CEG) y la asignación de estos componentes a los cargos tarifarios.

Estas modificaciones implican:

- Mayor discrecionalidad por parte de la ASEP en los cargos tarifarios resultantes.
- Aumento de las distorsiones entre tarifas a clientes regulados y clientes no regulados (Grandes Clientes).

Artículo 57. En la modificación propuesta al artículo 57, la ASEP hace una reasignación de los distintos costos de generación entre el costo por potencia de generación (CPG) y el de energía de generación (CEG). Según la ASEP se intenta que el componente de costo de generación por potencia refleje el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda.

Adicionalmente, de acuerdo a esta propuesta, se asignan al CEG (energizan) los siguientes componentes que con anterioridad constituían el CPG:

- Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
- Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.

En cuanto al CPG, la propuesta indica que será la ASEP quien determine su valor para el período tarifario. En otras palabras, en los hechos será establecido discrecionalmente por la ASEP.

Es decir, las modificaciones propuestas apuntan a que:

- i. Sea la ASEP quien establezca el CPG de acuerdo a lo que la ASEP considere que sea el costo por capacidad.
- ii. Se energice la parte de los costos de la potencia (costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo; costos o ingresos por compensaciones de potencia; costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia; costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad) que no son asignados al componente por potencia, de forma tal que se realice el traslado de los costos de abastecimiento a las tarifas finales.

Al respecto consideramos pertinentes los siguientes comentarios:

- i. En principio, el CPG que defina la ASEP no reflejará los precios de mercado de la potencia, e inclusive no toma en cuenta el resto de costos que se asignan a Costos de potencia.
- ii. No es evidente en la propuesta de la ASEP si el CPG será el mismo para todos los clientes (abastecidos o no por la distribuidora). Ver al respecto comentarios al artículo 59).
- iii. La energización propuesta de los costos de la potencia implicará un precio de la energía discriminatorio en detrimento de los clientes abastecidos por la distribuidora. Según la propuesta: *"CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia"*.

De acuerdo a lo anterior, esta energización se aplica sólo a la energía facturada a los clientes de la distribuidora, mientras que los clientes que contratan la energía por su cuenta (y a quienes la Distribuidora le compra la potencia) sólo pagarán el precio de la energía acordado con otro agente. Sin lugar a dudas, esta discriminación generará incentivos artificiales para migrar y ser abastecidos por otros agentes. Por ello consideramos que la energización de los costos de la potencia se debe hacer extensiva a todos los clientes (abastecidos o no por la distribuidora) mediante un cargo por energía a aplicar a todos los clientes. Este cargo se obtendría como el cociente entre los cargos por potencia energizados y la energía a facturar total.

Independientemente de esta corrección, consideramos que el problema no existiría si el CPG reflejase los precios de mercado por la potencia.

También en el **artículo 57** se agregan a los costos extraordinarios los sobrecostos ocasionados por sobre contratación causada por el incremento de clientes con autoconsumo. Este monto será determinado por ASEP de acuerdo a información que brinde la distribuidora. En resumen, consideramos adecuada la modificación propuesta, sin embargo, falto incluir como costos extraordinarios la sobrecontratación de Potencia y Energía producto de licitaciones (afectado por aplicación del % de reserva de confiabilidad, la contracción de la demanda y la discrecionalidad de ETESA de poder sobre contratar el valor del requerimiento en una licitación)

Artículo 58.

No se toca en esta modificación, sin embargo, es necesario definir costo extraordinario de transmisión, e incluir dentro de este concepto los costos que se van a cargar a la demanda por los problemas de generación obligada y desplazada de ETESA. Esta solicitud se hace reiterando los comentarios que se dieron en la consulta del Régimen de Transmisión respecto al manejo de estos costos dentro del régimen de Distribución.

Adicionalmente, se deben incluir como costos extraordinarios de transmisión todos los conceptos que no tengan relación directa con la operación del Distribuidor, como son los costos del MER.

Artículo 59.: Las modificaciones propuestas al artículo 59 apuntan a la manera en que se asignan los costos de generación a los cargos tarifarios:

- Se elimina la posibilidad de que sea la distribuidora quien decida la energización que tendrán los cargos de generación por potencia. Es decir, la ASEP tendrá la discrecionalidad de definir el grado de energización de este componente.
- Se establece que el componente por demanda en punta de transmisión (CUCOST) no podrá ser energizado.

En el caso de los Grandes Clientes, la ASEP estipula que el CPG *“será el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos”*. No resulta claro si se trata del mismo componente CPG que hace referencia para los restantes clientes. Entendemos que el valor del CPG debería ser único. De no ser el mismo para todos los clientes, esta discriminación implicaría incentivos a contratar el abastecimiento con otros agentes (en caso que el CPG para Grandes Clientes fuera menor al CPG para los demás clientes). Por lo anterior, sugerimos a la ASEP revise la redacción de este punto a los fines de evitar ambigüedades y se indique expresamente que el CPG será único para todos los clientes.

Artículo 66: Se modifica el artículo 66 para incluir un cuadro con los cargos que le corresponde pagar a los autoconsumidores y se modifica la actual para adecuarla a las modificaciones propuestas para las demás categorías de clientes. Consideramos esta modificación positiva, por cuanto se hace la repartición de costos por uso de red de manera justa, sin recargar a los clientes regulados de costos adicionales no cubiertos por otros usuarios de red.

En el caso del cuadro para clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias consideramos que se debe corregir:

- Para tarifas con medición binómica horaria:
 - El Cargo de Distribución se debe aplicar a la demanda y no a la energía, por lo que donde dice: *“kWhp y kWhfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada”*; debe decir: *“kWp y kWfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada”*.
 - El Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución se debería aplicar exclusivamente a la demanda (al igual que los demás clientes con medición de demanda). Por lo tanto, donde dice: *“kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida”*; debería decir: *“kWp”*.

- El Cargo por Potencia en Generación debe ser aplicado a la demanda o parcialmente energizado. En consecuencia, donde dice: "*kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida*"; debería decir: "*kWh neta consumida y/o kWp*".
- El Cargo por Potencia en Transmisión debe aplicarse a la demanda. Por lo que donde dice: "*kWhp y kWhfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada*"; debería decir: "*kWp mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada*".
- Para tarifas con medición binómica simple:
 - El Cargo de Distribución se debe aplicar a la demanda retirada y no a la inyectada, por lo que donde dice: "*kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada*"; debe decir: "*kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída retirada*".
 - El Cargo por Energía en Generación debe aplicarse a la energía solamente. Por ello, donde dice: "*kWh neta consumida y/o kW max consumida*"; debe decir: "*kWh neta consumida*".
 - El Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión debe aplicarse solamente a la energía. Por lo tanto, donde dice: "*kWh neta consumida y/o kW max consumida*"; debe decir: "*kWh neta consumida*".

De igual manera, se requiere aclarar lo siguiente:

Para determinar "kWh neta consumida" para la medición Binómica horaria se aplicaría la fórmula separada en horas punta y fuera de punta:

- Para energía en punta: se restaría la energía consumida de la red de la inyectada a la red en horas punta.
- Para energía fuera de punta: se restaría la energía consumida de la red de la inyectada a la red en horas fuera de punta.

Igualmente se debe definir como se debe determinar el Factor de Potencia para los clientes con fuentes nuevas, renovables y limpias.

Como cláusula transitoria ASEP propone que a los auto consumidores con plantas ya instaladas o que se instalen dentro de los 3 meses de la entrada en vigencia del Reglamento se le continúe facturando durante los próximos 4 años tal como se está realizando en la actualidad, propuesta que parece razonable dado que probablemente se hayan realizado inversiones de acuerdo a las reglas vigentes al momento, sin embargo, esto va en contra de la equidad y simplicidad de las tarifas

- En la Equidad porque a los clientes que se acojan al "Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias" y que les aplique el régimen viejo estarán recibiendo beneficios tarifarios en detrimento del resto de los clientes.
- En Simplicidad porque dicho párrafo transitorio establece la obligatoriedad de tener dos estructuras tarifarias diferentes para un mismo tipo de cliente, lo que provoca confusiones en los clientes y complejidades en el cálculo tarifario al tener que hacer diferenciaciones entre clientes con un mismo tipo de medición

Esta propuesta requiere que el distribuidor efectúe modificaciones mayores al sistema de facturación para manejar dos tarifas para un mismo tipo de cliente. El regulador debe analizar otro tipo de solución que permita compensar esta situación de los clientes actuales auto consumidores que no afecte al resto de los clientes ni al distribuidor.

Aplicación de las tarifas. Uso de redes de distribución

Artículo 70: La propuesta de la ASEP especifica que los Grandes Clientes a los que la Distribuidora les compra la potencia deben pagar el cargo por potencia de generación, lo cual consideramos una aclaración necesaria.

Opciones Tarifarias

Artículo 74: Se determina que los autoconsumidores sólo podrán optar por tarifas con medición de demanda y en esa línea consideraciones que esta especificación adecuada dado que es necesaria para fijar tarifas que brinden señales de precio correctas y remuneren adecuadamente las instalaciones de distribución. Por el contrario, si pudieran optar por tarifas con medición de energía podría suceder que a un cliente que tenga un consumo neto superior a otro tenga una facturación mayor a pesar de que ambos tengan la misma demanda máxima, y por lo tanto, requieran de las mismas instalaciones de distribución. Por tanto estamos de acuerdo con esta propuesta.

Facturación

Se modifican los artículos 82 y 83 para definir las variables de facturación de la energía y la demanda.

Artículo 82: En el caso de los auto consumidores se define la energía a aplicar a los diferentes cargos:

- Cargos por energía asociados a Comercialización, y Uso de red de Alumbrado Público: se aplica a la energía de referencia o la energía neta, la que sea mayor. Sobre este punto, parece adecuado dado que la variable tendría menor variabilidad y por lo tanto los ingresos de la distribuidora serían más estables.
- Cargos por energía asociados a las Pérdidas en Distribución, Pérdidas de energía en Transmisión, a la Generación y al Consumo de Alumbrado Público: se aplica la energía neta consumida. Estos cambios brindan resultados similares a los que se obtendría con un procedimiento más complejo (pagando en el caso de retiros de energía y cobrando cuando inyecta energía a la red).

Artículo 83: Se especifica que en el caso de clientes residenciales que opten por ser autoconsumidores se les aplicarán tarifas con cargos por demanda. Se definen las demandas a aplicar para las diferentes clases de clientes.

En el caso de clientes no abastecidos por otros agentes:

1. Demanda máxima leída mensual (kW) - No se tiene en cuenta la existencia de tarifas binómicas horarias. Debería incluirse lo siguiente: "en el caso de tarifas binómicas horarias se aplicará a los cargos por demanda en horas punta la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y a los cargos por demanda en horas fuera de punta la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta".

En el caso de Autoconsumidores:

2. Cargos por potencia asociados a la distribución y a la transmisión: se aplicará la demanda de referencia o la demanda leída inyectada a la red de la empresa de distribución o la retirada de la red (kW), la que resulte mayor. Consideramos que no debería tenerse en cuenta la demanda inyectada a la red, dado que en estos casos el autoconsumidor actúa como generador, el cual no paga por el uso de la red de distribución.
3. Sugerimos que donde dice: *"Para los cargos por potencia asociados a la distribución y a la transmisión se utilizará la mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada a la red de la empresa de distribución o la retirada de la red en kilovatios (kW)";* diga: *"Para los cargos por potencia asociados a la distribución y a la transmisión se utilizará la mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída retirada de la red en kilovatios (kW)".*
4. Cargos por potencia de generación: se aplicará la demanda consumida (kW).

En el caso de los Grandes Clientes:

La ASEP propone la inclusión del porcentaje de reserva y pérdidas de transmisión en punta para el cálculo del ingreso por cargo de potencia de generación:

5. Cargo por potencia de generación:
 - Medición binómica simple: se aplicará la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el CND y aprobado por la ASEP.
 - Medición binómica horaria: se facturará el cargo por potencia de generación en horas de punta y el cargo será cero en horas fuera de punta. La demanda máxima a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia.

Consideramos que podría ser más simple para el cliente que se buscara el mecanismo de incluir el efecto de estos porcentajes en el cargo de la Potencia de generación CPG Y este precio se aplique a la Demanda Leída para el Caso de Grandes Clientes Habilitados. Esta sería la única forma de que el CPG del Gran Cliente Habilitado sea diferente al CPG del resto de los clientes regulados. (Ver comentarios del artículo 59)

6. Resto de los cargos por potencia: se aplicará la demanda máxima leída mensual (kW).

TITULO V. Régimen de Suministro

Artículo 40 – Literal a.i.2, a.i.3

Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

a) Variables de consumo (energía/demanda –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).

(i) Para los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias debe presentar el detalle de:

(i.1) La energía de referencia.

(i.2) La energía neta absoluta (ya sea neta inyectada a la red del distribuidor o retirada de la red del distribuidor)

(i.3) La energía consumida de la red del distribuidor.

Comentarios: Se requiere unificar términos a fin de hacer más simple el entendimiento de las fórmulas tarifarias, en este caso se habla indistintamente de energía retirada o energía consumida de la red del distribuidor, se solicita unificar.

Artículo 40 – Literal h

h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación). Para los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias debe presentar el detalle de facturación de cada cargo del Pliego Tarifario vigente.

Comentarios: Consideramos razonable la necesidad de brindar información relacionada con la energía y cargos facturados a los clientes que Autoconsumidores. Sin embargo, consideramos que la factura no es el mecanismo mas apropiado para suministrar esta información, dado la cantidad de datos que se propone incluir es extensa para el espacio que disponemos en las facturas. Esta información asciende hasta treinta (30) cargos y nueve (9) datos de consumo adicionales a los que contamos actualmente.

Por otra parte, consideramos:

- No existe espacio suficiente en la factura para incluir toda la información.
- La gran cantidad de datos propuestos a incluir puede generar una gran confusión en los clientes al momento de interpretar la información que se muestra.
- Por lo anterior, solicitamos a la ASEP modificar dicho artículo para permitir a las Distribuidoras establecer el mecanismo que considera mas apropiado para la comunicación de dicha información como por ejemplo a través de consultas a la web donde el cliente pueda verificar el desglose propuesto.

Síntesis de comentarios

1. Se adecuen los artículos 17 y 18 a los fines de que se excluya como variables explicativas en las ecuaciones a otras variables de costos o de activos, así como también que se amplíen los métodos de estimación a emplear para incluir los métodos de panel de datos. De igual manera, que se corrija el error identificado y que quede claro que las modificaciones tengan vigencia a partir de la revisión tarifaria 2022-2026.
2. Se amplíe la definición de procesos de libre concurrencia de los artículos 24 y 26 para incluir aquellos en los que no todos los oferentes pertenezcan al mismo grupo económico y se defina de antemano para los casos que se evaluarán con costos de referencia internacionales, cuáles serán estas empresas de referencia.
3. Se incluya en la determinación de la Base de Capital de Alumbrado Público los mismos conceptos que se están proponiendo para el reconocimiento de base de capital eficiente de distribución y comercialización, y que se agregue la consideración sobre manejo de activos retirados antes de su fecha de retiro que está establecida para activos de distribución.
4. La energización de los costos de potencia propuesta en el artículo 57 se haga extensiva a todos los clientes a los que la Distribuidora le compra la potencia (incluidos los Grandes Clientes).
5. Que quede explícito en el artículo 59 que el CPG será el mismo para todos los clientes a los que la Distribuidora le compra la potencia (incluidos los Grandes Clientes) a menos que se decida incluir dentro del CPG de los Grandes Clientes Habilitados el efecto de la reserva de confiabilidad y pérdidas de potencia de transmisión en punta a fin de simplificar la tarifa.
6. Se corrija el cuadro del artículo 66 correspondiente a auto consumidores con el fin de adecuarlo a los cambios introducidos en el resto del Reglamento y que se busque otra forma de compensar a los clientes que ya invirtieron en autoabastecimiento que no afecte al resto de clientes ni al distribuidor con el manejo de dos tarifas para el mismo tipo de clientes.
7. Se incluya en el artículo 83 la definición de la demanda a aplicar en el caso de las tarifas binómica horarias de los clientes no abastecidos por otros agentes.

OTRAS MODIFICACIONES AL RÉGIMEN TARIFARIO QUE NO FUERON CONSIDERADAS EN ESTA CONSULTA Y QUE REQUIEREN SER INCORPORADAS:

INVERSIONES ESPECIALES INCLUIDAS EN EL IMP.

En cada revisión tarifaria se está incluyendo Inversiones Especiales fuera de las ecuaciones de eficiencia, y en las cuales a las únicas que se les reconoce Gastos de Operación y Mantenimiento es a las Inversiones de Alumbrado Público.

Al efectuar el análisis de Ecuaciones de Eficiencia, surgen las inversiones y los costos asociados, sin embargo, cuando se agregan inversiones fuera del modelo, se requiere definir cuál será el monto asociado a estas inversiones.

BASE DE CAPITAL

Por otro lado, revisar y simplificar los artículos de definición de Base capital, referente a indicaciones dadas para activos de diferentes años como 1998, 2000, 2005, de tal manera de hacer más sencillo el entendimiento del procedimiento, dado que para cada periodo tarifario la Base de capital definida inicial del periodo anterior se mantiene para el siguiente periodo.

Para Alumbrado Público:

Donde dice:

Artículo 29 El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento y los costos unitarios de inversión a reconocer en el cálculo serán establecidos por resolución motivada de la ASEP, basado en la información de costos presentada por la empresa distribuidora y de una comparación de costos del mercado.

Debe decir:

Artículo 29 *El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento y los costos unitarios de inversión a reconocer en el cálculo serán establecidos por resolución motivada de la ASEP, basado en la información de costos presentada por la empresa distribuidora y de una comparación de costos del mercado y para el caso de que los mismos sean resultado de procesos de libre competencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no todos pertenezcan al mismo grupo económico se consideraran los costos presentados por la distribuidora como eficientes.*

COSTOS EXTRAORDINARIOS

En vista de que la tarifa está incluyendo costos no asociados a la distribución, como son costos del MER, Costos de generación Obligada y Desplazada de ETESA, se debe considerar que al ser estas decisiones ajenas al distribuidor las mismas no deben afectar su flujo de caja y menos el nivel de morosidad. Por tanto, las distribuidoras solo pagaran al MER o ETESA en función de los montos que se cobren por estos conceptos.

PLIEGOS TARIFARIOS

Cientes Autoabastecidos

Revisar el Artículo 37, 75 y 83 en función de lo establecido para la tarifa de los clientes autoabastecidos que deben ser todos con tarifa de Demanda:

- Creemos necesario ampliar el **artículo 37, 75 y 83** del título IV para excluir a los clientes acogidos al "Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias". Para ellos sugerimos incluir el siguiente texto en cada uno de los artículos:
- Al final del numeral g) Artículo 37 incluir el siguiente texto: "Se exceptúan de este Artículo los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias", a los que se les aplicará una tarifa con demanda.

- Al final del Artículo 75, incluir el siguiente texto: "Se exceptúan de este Artículo los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias", a los que se les aplicará una tarifa con demanda.
- El primer párrafo del Artículo 83 debe modificarse para incluir el texto que resaltamos en subrayado a continuación: "Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demanda mayor a quince (15) kW o a aquellos clientes que se acojan al "Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias" independientemente del valor de su demanda. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que los mismos opten por una a su conveniencia, o se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

Costos de Conexión

Dada las nuevas modalidades de clientes como son los autoabastecidos, donde se requiere hacer estudios, e inspecciones para aprobar la conexión, se debe incluir además del costo de cuadrilla, los costos de ingeniería e inspecciones previas:

Donde dice:

Artículo 47 *Determinación de los componentes de costos por conexión:*

La empresa distribuidora deberá proponer para aprobación de la ASEP componentes de costos por conexión para nuevos clientes basándose en que estos deben reflejar adecuadamente los costos operativos incurridos por la distribuidora para realizar cada tipo de conexión donde el costo de conexión implica solamente el costo de la cuadrilla que conecta al cliente.

La Distribuidora podrá proponer un componente de costo en función de la dispersión que exista de estos costos por tipo de servicio o tarifa.

Debe decir:

Artículo 47 *Determinación de los componentes de costos por conexión:*

La empresa distribuidora deberá proponer para aprobación de la ASEP componentes de costos por conexión para nuevos clientes basándose en que estos deben reflejar adecuadamente los costos operativos incurridos por la distribuidora para realizar cada tipo de conexión donde el costo de conexión implica el costo de la cuadrilla que conecta al cliente y costos asociados cuando aplique como ingeniería e inspecciones previas.

La Distribuidora podrá proponer un componente de costo en función de la dispersión que exista de estos costos por tipo de servicio o tarifa.

Inversión en Eficiencia de Alumbrado Público.

Para el periodo 2018-2022, se ha solicitado a las distribuidoras iniciar programas de eficiencia en alumbrado público, los cuales requieren de niveles de inversión superior al de luminarias convencionales, que conllevan reducciones en el consumo eléctrico, y de los cuales el sistema en general obtendrá beneficios. En función de los análisis efectuados para viabilizar estas inversiones se ha solicitado al regulador que los ahorros se apliquen una parte a los clientes finales y otra a financiar parte de las inversiones del distribuidor, por tanto, se solicita modificar el **artículo 55**, para incluir esta opción.

Artículo 55: La empresa distribuidora deberá presentar a la consideración de la ASEP dos componentes de costos, en centésimos de balboas por kWh, aplicable a todos los clientes, regulados o no, ubicados en su área de servicio. Los componentes de costos son los siguientes:

...b) Un componente de costo por el consumo del alumbrado público (CCAP): La distribuidora deberá estimar para el primer semestre de entrada en vigencia del presente régimen los costos de abastecimiento asociados al alumbrado público. Para esta estimación debe tenerse en cuenta, la demanda de potencia de cada tipo de luminaria, la cantidad de luminarias de cada tipo y las horas de uso promedio del alumbrado público. La ASEP, considerando que no hay medición de la energía consumida por el alumbrado público, establecerá mediante estadísticas de cada tipo y tamaño de luminaria usada por las empresas distribuidoras, la potencia y el consumo mensual de energía típico, que será usado para calcular el consumo global del alumbrado público en la zona de concesión.

Transitorio: Para el caso de las instalaciones de luminarias LED, el consumo a considerar será el de las luminarias de sodio equivalente menos el %50% del ahorro que represente la instalación luminarias LED, durante el periodo de remplazo. Esta metodología comparte los ahorros con los clientes y viabiliza el desarrollo de proyectos de eficiencia en alumbrado LED.