

## CONSULTA PÚBLICA No.022-18-ELEC

### PROPUESTA A LOS PLIEGOS TARIFARIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) Y DE ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1° DE ENERO DE 2019 AL 30 DE JUNIO DE 2022

#### Comentario No.1: Aumento de la tarifa eléctrica

La propuesta tarifaria presenta un aumento considerable en comparación a la actual. Entendemos que este cambio abrupto obedece también a que no se aplicó el aumento correspondiente del 2do semestre 2018, cuya propuesta inicial rondaba por el 8% en la mayoría de las tarifas. No obstante, en la propuesta para el primer semestre 2019 observamos una variación en las tarifas con demanda en el rango del 11.8% (BTD ENSA) al 46.9% (ATD EDECHI); es decir, una variación promedio de 25% de incremento, tal como lo detallamos a continuación:

BTD	ENSA			EDEMET			EDECHI		
	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion
Cargo Fijo	4.68	4.91		4.59	5.09		4.56	5.08	
Cargo por energia hasta 10,000 kWh	0.17945	0.19526	1.25%	0.13756	0.16344	2.55%	0.13545	0.16746	2.81%
Cargo por energia siguientes 10K a 30K kWh	0.18544	0.20061	2.39%	0.14323	0.16986	5.24%	0.14337	0.17700	5.90%
Cargo por energia siguientes 30K a 50K kWh	0.19308	0.20629	2.08%	0.15421	0.18227	5.52%	0.14891	0.18367	6.10%
Cargo por energia mayor 50,000 kWh	0.19969	0.2122	0.99%	0.16494	0.19441	2.90%	0.17425	0.21420	3.51%
Cargo por Demanda Maxima	11.06	16.46	5.11%	9.95	13.4	4.07%	20.4	19.26	-1.20%
<b>Monomico*</b>	<b>0.2115</b>	<b>0.2365</b>	<b>11.81%</b>	<b>0.1695</b>	<b>0.2038</b>	<b>20.27%</b>	<b>0.1898</b>	<b>0.2224</b>	<b>17.12%</b>

\*Cliente en BTD consumo de 60,000 kWh

MTD	ENSA			EDEMET			EDECHI		
	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion
Cargo fijo	8.38	8.80		11.56	12.82		11.41	12.7	
Cargo por energia	0.14544	0.17620	18.63%	0.14806	0.18558	22.34%	0.1507	0.19725	24.53%
Cargo por demanda maxima	9.83	14.1	5.17%	9.96	14.72	5.67%	19.54	18.51	-1.09%
<b>Monomico</b>	<b>0.1651</b>	<b>0.2044</b>	<b>23.80%</b>	<b>0.1680</b>	<b>0.2150</b>	<b>28.00%</b>	<b>0.1898</b>	<b>0.2343</b>	<b>23.44%</b>

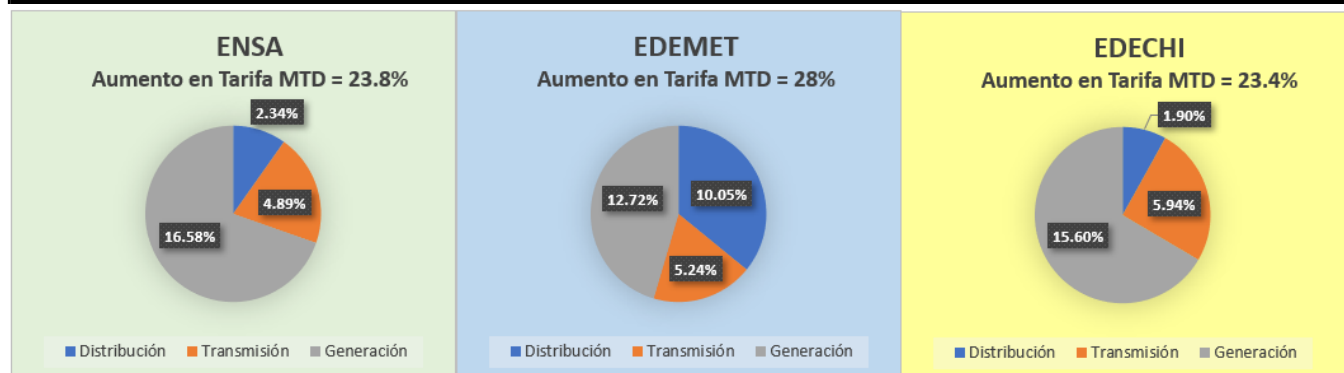
MTH	ENSA			EDEMET			EDECHI		
	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion
Cargo Fijo	8.38	8.80		11.61	12.88		11.41	12.7	
Cargo por energia en punta	0.11432	0.16648	24.68%	0.18947	0.22617	12.80%	0.16401	0.20889	15.98%
Cargo por energia fuera de punta	0.10093	0.16640	13.27%	0.14206	0.17824	5.41%	0.12862	0.16811	6.02%
Cargo por Demanda Maxima en Punta	17.03	9.97	-9.54%	11.32	15.02	3.69%	18.97	19.57	0.61%
Cargo por Demanda Maxima fuera de Punta	1.8	4.7	3.92%	1.43	2.09	0.66%	2.65	2.55	-0.10%
<b>Monomico Consumo 70/30**</b>	<b>0.1480</b>	<b>0.1958</b>	<b>32.33%</b>	<b>0.2007</b>	<b>0.2460</b>	<b>22.55%</b>	<b>0.1966</b>	<b>0.2409</b>	<b>22.51%</b>

\*\*Cliente MTH con consumo 70% en punta

ATD	ENSA			EDEMET			EDECHI		
	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion	2018	2019	Variacion
Cargo fijo	8.38	8.8		11.61	12.88		11.41	12.7	
Cargo por energia	0.10801	0.13863	23.20%	0.10769	0.14118	24.91%	0.13854	0.20077	37.66%
Cargo por demanda maxima	11.99	12.47	0.73%	13.37	16.32	4.39%	13.36	21.02	9.27%
<b>Monomico</b>	<b>0.1320</b>	<b>0.1636</b>	<b>23.93%</b>	<b>0.1344</b>	<b>0.1738</b>	<b>29.30%</b>	<b>0.1653</b>	<b>0.2428</b>	<b>46.93%</b>

Revisando la propuesta detalladamente en cada componente de las tarifas, nos percatamos que el mayor aumento se presenta en la componente de generación; que en el caso puntal de la Media Tensión con Demanda (MTD), la componente de generación representa más del 60% de la variación total.

Variacion %	ENSA				EDEMET				EDECHI			
	Distribución	Transmisión	Generación	Total	Distribución	Transmisión	Generación	Total	Distribución	Transmisión	Generación	Total
Energía	-4.08%	5.51%	17.21%	18.6%	8.51%	3.24%	10.58%	22.3%	3.74%	6.31%	14.47%	24.5%
Potencia	6.42%	-0.62%	-0.63%	5.2%	1.54%	2.00%	2.13%	5.7%	-1.84%	-0.37%	1.13%	-1.1%
Total	2.34%	4.89%	16.58%	23.8%	10.05%	5.24%	12.72%	28.0%	1.90%	5.94%	15.60%	23.4%



La componente de generación es la variante en todas las presentaciones del pliego tarifario y sus correspondientes ajustes semestrales. A pesar de esto, este pliego considera el Contrato de la empresa Gas Natural Atlántico con planta Costa Norte a base de LNG, con precio base en energía de 0.0268\$/kWh y el vencimiento de otros contratos térmicos caros, como el carbón de Bahía Las Minas; no obstante, esta componente mantiene el mismo comportamiento. Si los costos de generación son trasladados íntegramente a la tarifa, la propuesta debe estar acompañada del sustento para calcular estos valores. Es decir, los costos reales de los contratos y compras en el mercado ocasional para abastecer a los clientes regulados.

## **Comentario No.2: Potencia Energizada**

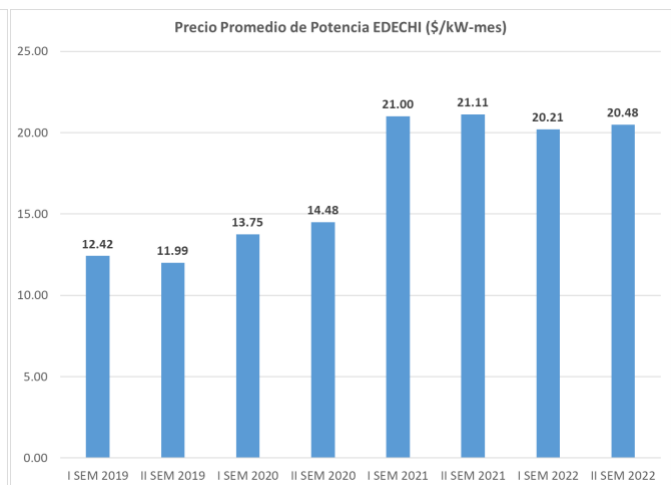
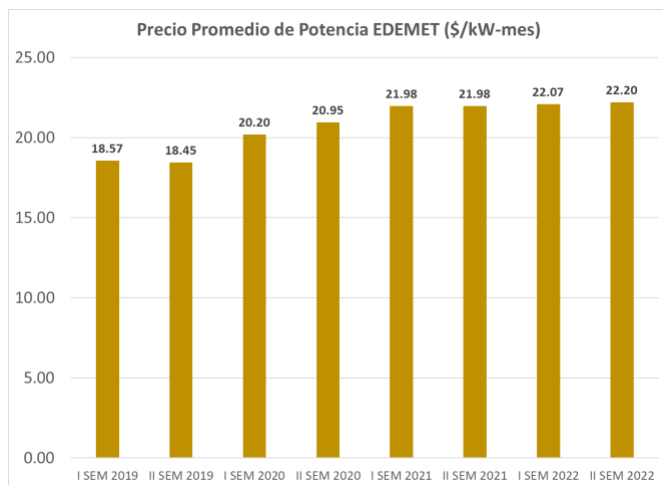
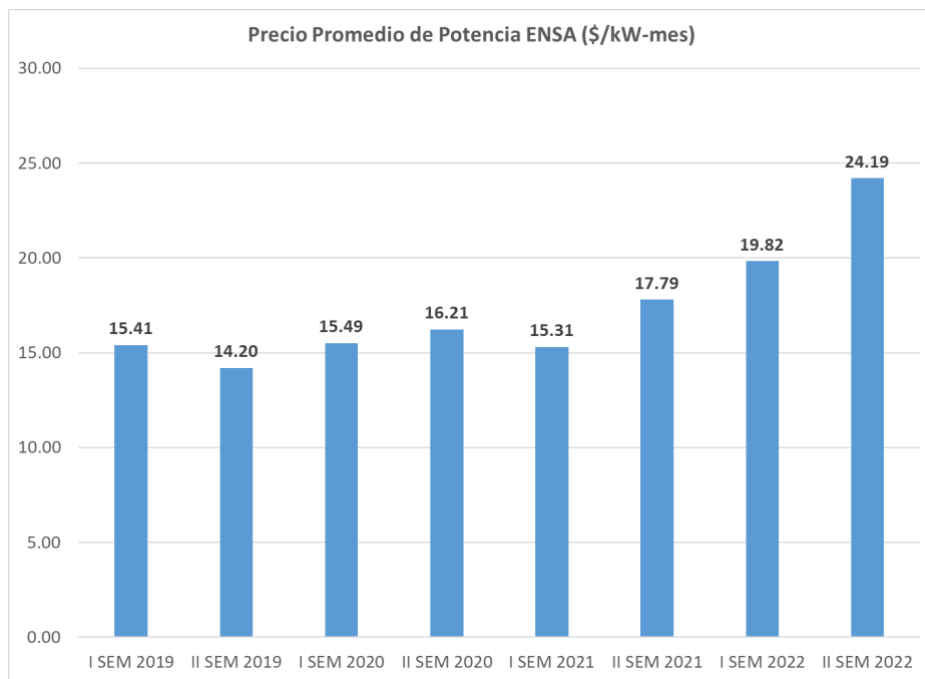
Hacemos nuevamente el señalamiento que la energización de la potencia encarece la tarifa eléctrica. En esta revisión la propuesta tarifaria, las tarifas están plenamente identificado el rubro Potencia Energizada en la componente de Generación (\$/kWh); sin embargo, al estar en unidades de energía (\$/kWh) debemos llevarlo a unidades potencia (\$/kW-mes) para poder conocer el cargo total de potencia correspondiente en la componente de generación. Para esta estimación se utilizó un factor de carga de 0.70. y la tarifas MTD.

<b>Tarifa MTD</b>	<b>Precio Propuesto de Potencia Energizada (\$/kWh)</b>	<b>Cargo Propuesto de Demanda Max. en Generación (\$/kW/mes)</b>
<b>ENSA</b>	0.0327	1.91
<b>EDEMET</b>	0.0235	1.79
<b>EDECHI</b>	0.0133	1.07

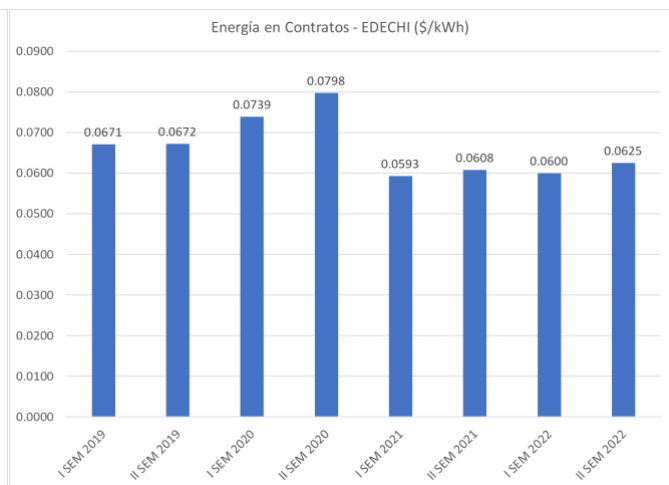
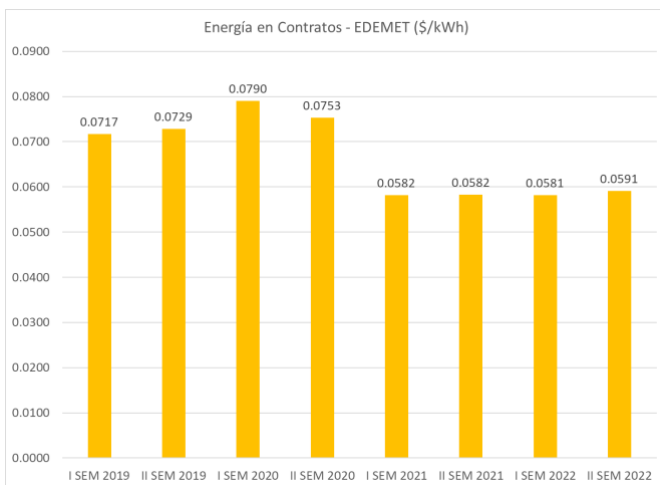
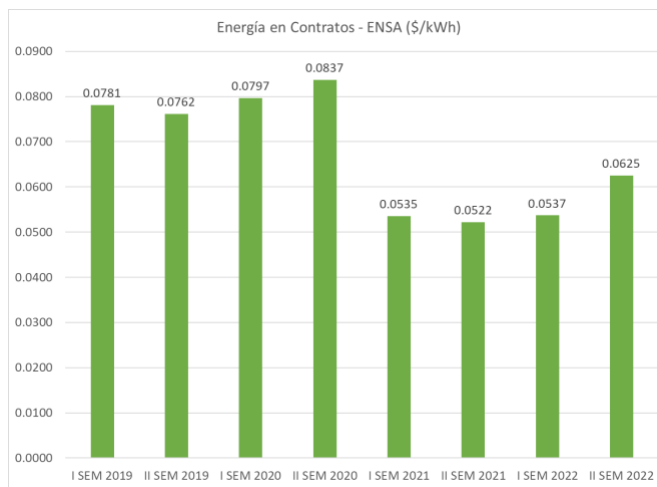


<b>Tarifa MTD</b>	<b>Precio Estimado de Potencia Energizada* (\$/kW/mes)</b>	<b>Cargo Propuesto de Demanda Max. en Generación (\$/kW/mes)</b>	<b>Precio Total de la Potencia en Generación (\$/kW/mes)</b>
<b>ENSA</b>	16.33	1.91	<b>18.24</b>
<b>EDEMET</b>	11.73	1.79	<b>13.52</b>
<b>EDECHI</b>	8.11	1.07	<b>9.18</b>

A comparar el precio total de la Potencia en Generación obtenido con el precio promedio ponderado de la potencia en contratos de cada empresa distribuidora, según los datos publicado por la ASEP en su sitio web, observamos que difieren bastante. En este caso de ENSA el precio de Potencia es superior al promedio de contratos (18.24\$/kW/mes vs 15.41\$/kW/mes); por el contrario, en los casos de EDEMET y EDECHI los valores reflejados para esta tarifa son inferiores al de contrato (13.52\$/kW/mes vs 18.57\$/kW/mes y 9.18\$/kW/mes vs 12.42\$/kW/mes, respectivamente).



Es evidente que el precio de la potencia en generación va en aumento y es el reflejo de los contratos. Por el otro lado, los contratos de energía tienen una tendencia a la baja, sin embargo, esta tendencia no se refleja en la componente de energía en generación de las tarifas.



**Nota: los contratos no incluyen indexaciones**

Este tipo de inconsistencias sumadas a la falta de información que debe acompañar la estimación de la tarifa eléctrica debe ser corregida, de manera tal que los usuarios contemos con las herramientas que nos permitan planificar nuestro consumo y/o contratación de manera más eficiente. Solicitamos a la ASEP complementar la propuesta con los sustentos necesarios.

### **Comentario No.3: Cargo por Potencia de Generación (CPG)**

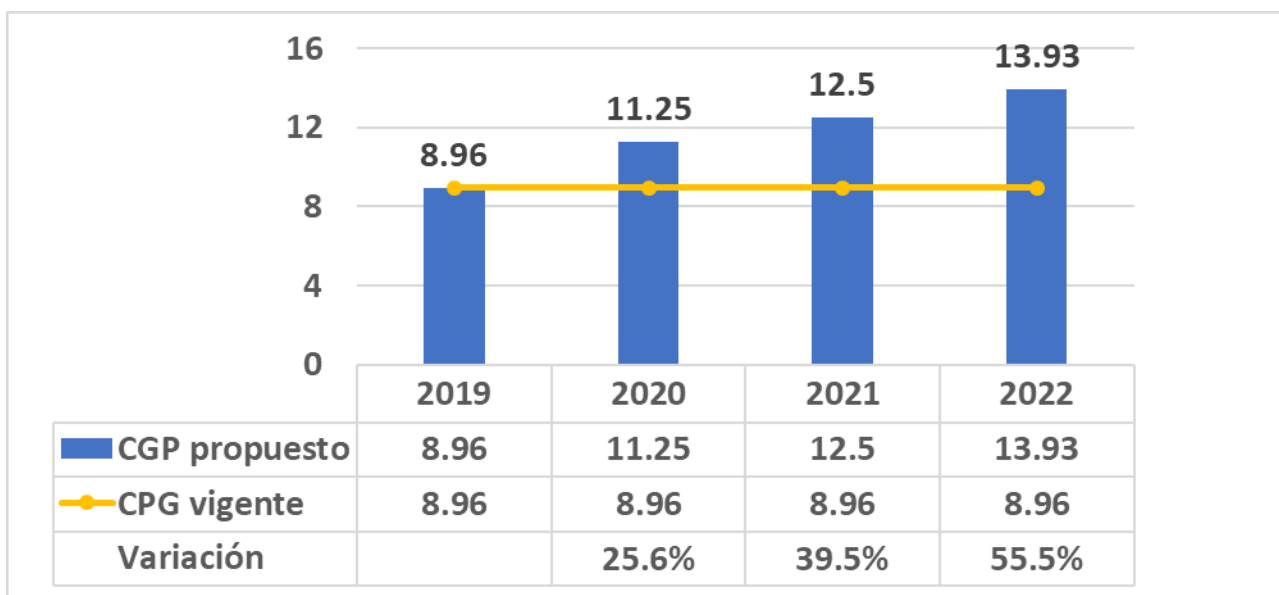
Las modificaciones aprobadas al reglamento de distribución y comercialización incorporan que a los Grandes Clientes se les facturará el cargo de potencia de generación en base a la demanda leída más las pérdidas de transmisión mensual más la reserva de confiabilidad

aprobada por la ASEP. Adicional a esta variante en la forma de facturación se está proponiendo el siguiente incremento anual en el precio del CPG:

iii. El valor del CPG tendrá una evolución denotada de la siguiente manera:

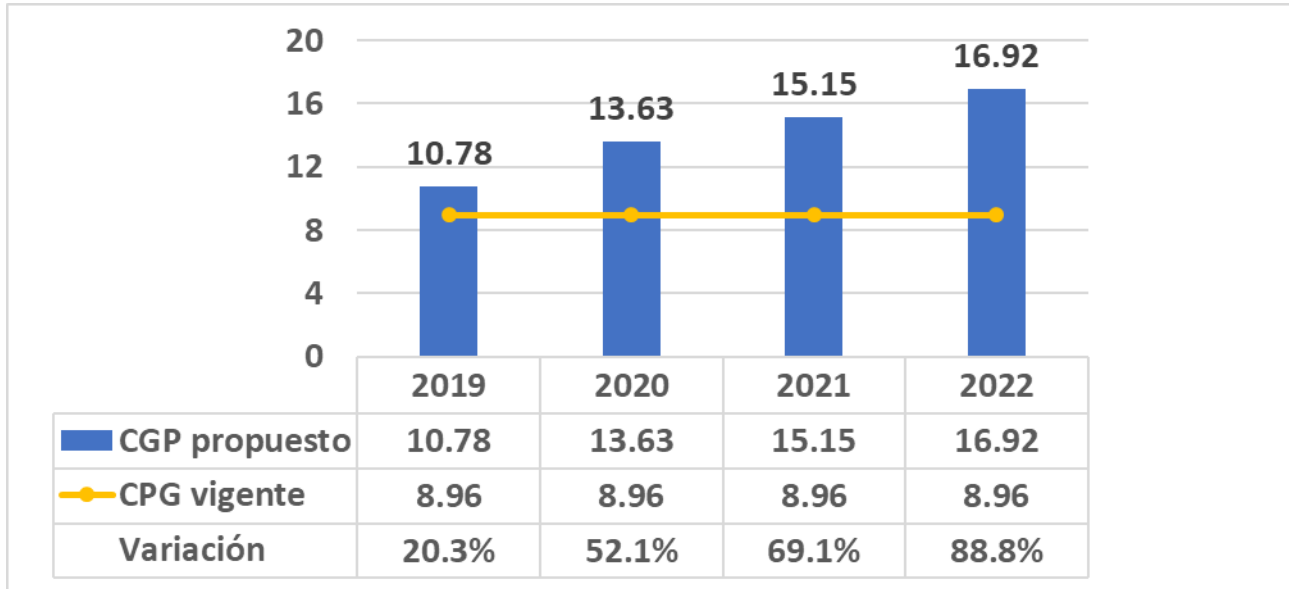
- Año 2019.....8.96 B//kW mes
- Año 2020.....11.25 B//kW mes
- Año 2021.....12.50 B//kW mes
- Año 2022.....13.93 B//kW mes

Este incremento en el precio a facturar a los Grandes Clientes tiene un impacto que a simple vista inicia en 2020 con 25% de variación hasta un 55% en 2022.



No obstante, cuando se adiciona la Reserva de Confiabilidad, que en 2019 es de 16.6% y las Pérdidas de Transmisión, que según el Informe Indicativo de Demandas 2019 aprobado por ASEP, tendrán un promedio anual de 3.66% en 2019 hasta llegar a 4.86% en 2022; el incremento que deberán asumir en tarifa los Grandes Clientes es aún mayor, llegando a tener una variación el 88.8% en 2022.

	2019	2020	2021	2022
Reserva de Confiabilidad (%)	16.6	16.6	16.6	16.6
Perdidas de TR promedio (%)	3.66	4.54	4.63	4.86
Incremento en la DMGmax (%)	20.26	21.14	21.23	21.46



Esta medida impactará a los Grandes Clientes próximos en habilitarse y existentes sin contratos, lo cual representa un riesgo que no pudo ser contemplado en su planificación. Consideramos que el precio vigente al menos debe permanecer por los próximos 2 años, de manera que les permita a los Grandes Clientes recuperar la inversión realizada en sus SMEC.

Adicionalmente, esta señal de precios no brinda alternativas a los grandes consumidores del país a ser más eficientes en sus esquemas de operación resultando en bajos factores de carga. Durante la consulta pública 007-2018 la ASEP recibió comentarios de AGRANDEL planteando esta problemática y los mismos fueron coincidentes con los comentarios a los artículos 57 y 59 recibidos por otros participantes como se muestra a continuación:

*Comentarios de Avanzalía:*

*Estimamos que los costes de Demanda Máxima aplicables a los Grandes clientes debe repartirse equitativamente en una fórmula que reparta dichos costes entre energía y demanda. De este modo no se penaliza a quien, teniendo factores de carga de demanda elevada respecto de la energía consumida, disponga de ahorros similares a quien tiene un factor con demanda baja.*

Comentario EDEMET:

*La asignación de un costo fijo como es la compra de capacidad a un término variable induce un riesgo que las distribuidoras no puede manejar (la variación de la demanda es un factor ajeno al control de las distribuidoras), así la variabilización de costos induce efectos de segunda vuelta no deseados como son subvenciones cruzadas entre distintas categorías de consumidores, o socialización de costos evitados en el autoconsumo entre consumidores que no disponen del mismo.*

*La práctica regulatoria ortodoxa exige que la asignación y naturaleza de los costos se impute a los distintos consumidores en función de su contribución a los mismos. Así la imputación de costos de capacidad se debería preferentemente hacer en función de la contribución de cada consumidor a la punta del sistema o potencia contratada por cada grupo tarifario.*

ENERGY MANAGEMENT AND CONSULTING,S.A

*Coincidimos con la Autoridad Reguladora en que todos los clientes deben pagar el cargo por potencia de generación con el mismo criterio, sin excepción y basados en el comentario anterior, dicho criterio no debe contemplar que este cargo se energice ya que aunado a otros factores, ha repercutido en la distribución de los costos entre los grandes clientes y los clientes regulados, sin embargo luego de analizar los contratos de suministro se puede evidenciar que la mayoría de estos asignan de forma muy razonable los precios de potencia en función de los costos fijos, en el que los contratos con un mayor precio de potencia están relacionados a contratos producto de licitaciones de emergencia, a contratos respaldados con centrales en base a LNG e Hidroeléctricas construidas en los últimos 10 años las cuales involucran un mayor costo de inversión y por ende mayores costos fijos que inciden en el precio de la potencia.*

*Nos llama poderosamente la atención que luego de recibir estos comentarios, la ASEP quien ahora decide la porción del CPG que las empresas distribuidoras pueden energizar, energice la mayor parte del CPG comparativamente con los costos de CPG de los grandes clientes.*

*Por otra parte advertimos que el artículo 57 del régimen tarifario liga el CPG al precio de potencia utilizado para la reserva de largo plazo al establecer que EL CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también **la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo**. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos.*

*Las reglas comerciales estipulan en el artículo 5.4.1.3 la posibilidad de establecer un precio máximo de potencia,*

*el cual es utilizado en la asignación de asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo y deberá seguir siendo de esta manera mientras exista una resolución que estipule que se es aplicable el articulo antes mencionado, actualmente se encuentra vigente la Resolución AN No. 3037-Elec de 29 de octubre de 2009.*



*El artículo 5.4.1.3 establece lo siguiente: De acuerdo a las condiciones de competencia y los resultados que surjan de las Compensaciones de potencia, de considerarlo conveniente la ASEP podrá establecer como tope un precio representativo del costo fijo asociado a una tecnología de punta económicamente adaptada y adecuada a las condiciones existentes en la oferta y demanda eléctrica en la República de Panamá. Las características técnicas de dicha unidad y los datos a utilizar para la valorización de los costos fijos y precio representativo, deben ser propuestos por el CND y autorizados por la ASEP.*

*Teniendo en cuenta lo antes expuesto, no se puede establecer un valor de CPG que riña con lo establecido en las reglas comerciales y por ende no se pueden establecer valores diferentes al precio máximo de la potencia para los diferentes años tarifarios ya que esto da por sentado que habrán cambios en lo estipulado la Resolución AN No. 3037-Elec de 29 de octubre de 2009 o incluso que las reglas comerciales serán modificadas por lo que no se deben colocar valores al CPG a partir del año 2 diferentes a los del primer año.*

*5.4.1.3 De acuerdo a las condiciones de competencia y los resultados que surjan de las Compensaciones de potencia, de considerarlo conveniente la ASEP podrá establecer como tope un precio representativo del costo fijo asociado a una tecnología de punta económicamente adaptada y adecuada a las condiciones existentes en la oferta y demanda eléctrica en la República de Panamá. Las características técnicas de dicha unidad y los datos a utilizar para la valorización de los costos fijos y precio representativo, deben ser propuestos por el CND y autorizados por la ASEP.*

Teniendo en consideración lo antes mencionado, enfatizamos nuevamente que la regulación debe permitirle a los Grandes Clientes comprar directamente su potencia y energía a un Generador. Medida que puede ser adoptada en los próximos 2 ó 3 años, dejando desde hoy ese porcentaje de potencia sin contratar por parte de las distribuidoras.

#### **Comentario No.4: Tarifas Horarias de ENSA**

Las tarifas horarias que se proponen para los usuarios ubicados en la zona de concesión de la empresa Elektra Noreste, S.A. no relejan un incentivo para el consumo en horarios fuera del periodo de punta. Los valores presentados son prácticamente los mismos para ambos periodos, salvo en el caso de la BTH que es aún más cara en el periodo fuera de punta.

<b>Cargo</b>	<b>BTH</b>	<b>MTH</b>	<b>ATH</b>	<b>Unidad</b>
Cargo Fijo	4.91	8.8	8.8	B/. /cliente/mes
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta	11.91	9.97	11.25	B/. /kW/mes
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	5.83	4.7	0.71	B/. /kW/mes
Cargo por Energía en Período de Punta	0.18450	0.16648	0.13194	B/. /kWh
Cargo por Energía Fuera de Punta	0.18492	0.16640	0.13177	B/. /kWh

Solicitamos una revisión de estas tarifas y que se mantenga los incentivos de ahorro en la componente de energía para sus usuarios.

### **Comentario No.5: Tarifa ATD de EDECHI**

En la revisión de las tarifas nos percatamos que la tarifa en alta tensión con demanda de la zona de EDECHI presenta un incremento desproporcional, estamos hablando de 46% de variación. Adicionalmente, en este pliego es inclusive más costosa la energía en alta tensión que en media tensión; cuando lo usual es que la energía sea mas económica a mayor nivel de voltaje.

<b>ATD</b>	<b>EDECHI</b>		
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Variacion</b>
Cargo fijo	11.41	12.7	
Cargo por energia	0.13854	0.20077	37.66%
Cargo por demanda maxima	13.36	21.02	9.27%
<b>Monomico</b>	<b>0.1653</b>	<b>0.2428</b>	<b>46.93%</b>

Solicitamos una revisión de esta tarifa ATD de EDECHI y si la misma es correcta, sustentar que variables han cambiado la tendencia tarifaria en esta zona de concesión.

### **Comentario No.6 Cargos por Uso de Red en Tarifas Horarias**

Solicitamos se revisen los cargos por uso de red en todas las tarifas horarias; ya que estas tarifas contemplan un valor mayor en horas fuera de punta que los valores en horas punta para el cargo por energía lo cual resulta incongruente.

## **Comentarios Generales:**

1. El tiempo dispuesto para esta consulta pública ha sido demasiado corto para un tema tan sensitivo como es la tarifa eléctrica a mediano plazo. Con sólo 7 días hábiles para la presentación formal de comentarios ante la ASEP, nos ha limitado la profundidad de los análisis para sustentar nuestra posición a los valores presentados. En vista del pronunciamiento de ASEP, dado mediante conferencia de prensa el día 20 de diciembre de 2018, de mantener sin aumento la tarifa para el primer semestre 2019, lo que significa que los efectos de esta propuesta se posponen para el segundo semestre de 2019, les solicitamos que extiendan el tiempo para recibir comentarios hasta el 31 de enero de 2019.
2. Los Pliegos Tarifarios de las tres empresas distribuidoras son onerosamente altos y denota una falla en el sistema tarifario. Además, impacta negativamente tanto en los clientes regulados como en los grandes clientes en sus respectivas actividades económicas al aumentar significativamente sus costos de operación.
3. La propuesta no incluye las premisas básicas utilizadas para la estimación de la componente con mayor peso en la tarifa, como lo es la componente de generación, tales como:
  - Contratos vigentes y futuros con precios actualizados en el periodo analizado
  - Pronóstico de combustibles
  - Volumen de energía no contratada a comprarse en el mercado ocasional
  - Precio Spot de energía para estimar las compras en el mercado ocasional
4. La complejidad y variabilidad en las componentes de la tarifa requieren ajustes periódicos, no obstante, cuando se realiza una revisión integra del comportamiento de la tarifa en el régimen tarifario previo (2014 – 2018) salta a luz que el último semestre es totalmente diferente a la propuesta inicial. Lo que nos lleva a la conclusión, que el Pliego Tarifario debe contener la estimación de las tarifas para cada periodo, o en su defecto para cada año, del régimen aprobado; tal como se presenta el Pliego Tarifario de Transmisión de ETESA. Solicitamos a la ASEP que integre en la propuesta las tarifas para cada año, de manera tal que todos los usuarios puedan planificarse y tomar las medidas correctivas oportunas para minimizar un impacto negativo en su facturación.
5. Exhortamos a la Autoridad de los Servicios Públicos a que incluya en el periodo de consulta una presentación con el análisis del impacto a los usuarios regulados y el uso de redes para los Grandes Clientes con las nuevas propuestas de tarifa.