



**Panamá, 29 de mayo de 2018**

**Licenciado**

**Roberto Meana**

**Administrador**

**Autoridad Nacional de los Servicios Públicos**

**E.S.D.**

**Asunto: Comentarios a la propuesta de modificación del Título IV, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización", y el Título V, denominado "Régimen de Suministro", ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.**

Estimado licenciado Meana, a continuación, presentamos nuestros comentarios a la propuesta de modificación del Título IV, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización", y el Título V, denominado "Régimen de Suministro", ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, centrándonos en los cambios propuestos a la estructura tarifario:

**Cambio Propuesto por ASEP:**

**Se modifica el artículo 46 para eliminar la posibilidad de energizar los componentes de costos de Distribución en las tarifas que posean medición de demanda. Esto es necesario para procurar que la red se pague por el uso que se le da.**

**Comentario:** Solicitamos a la entidad reguladora que se analice de forma integral el eliminar la posibilidad de energizar los componentes de costos de Distribución en las tarifas que posean medición de demanda y los costos de generación por potencia ya que al energizar los cargos demanda, en el caso de los costos de generación hemos detectado que esta estructura tarifaria no incentiva al cliente a mejorar su factor de carga, siendo común que se registren altos picos de demanda con bajos consumos de energía.

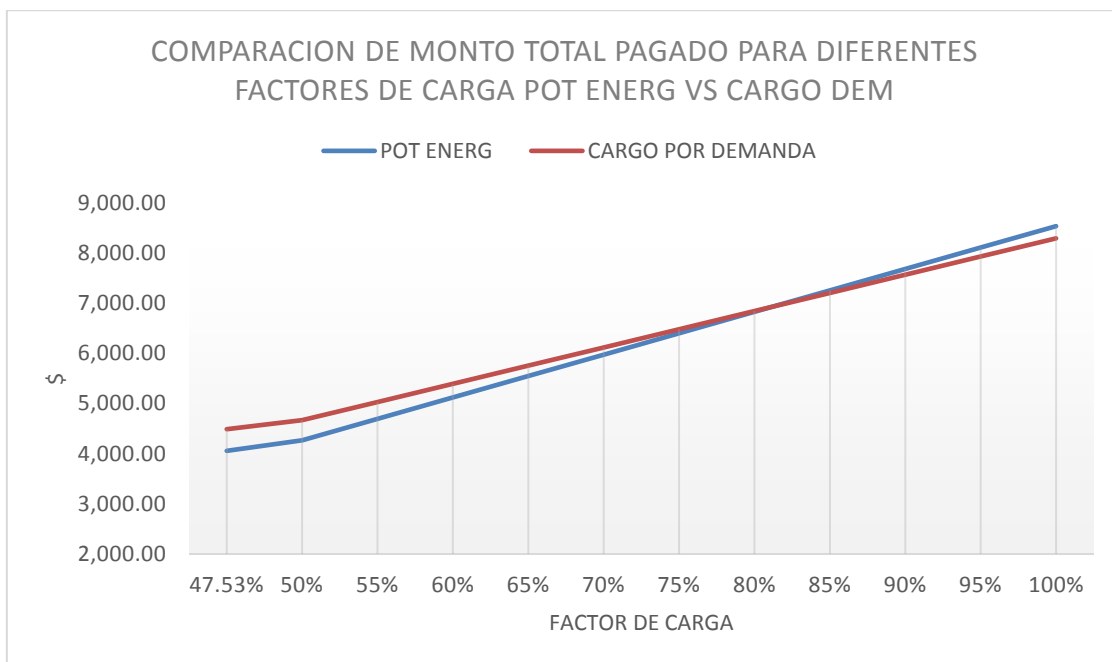
En el siguiente cuadro vemos como varían los montos totales de facturación y el precio monómico de abastecimiento con diferentes niveles de consumo de energía y la misma demanda máxima, es decir con diferentes factores de carga manteniendo la demanda constante bajo la estructura tarifaria de potencia energizada y bajo la estructura tarifaria que incluye cargos por demanda.

CLIENTE CON TARIFA DE POTENCIA ENERGIZADA												
kWh	35,362.32	37,200.00	40,920.00	44,640.00	48,360.00	52,080.00	55,800.00	59,520.00	63,240.00	66,960.00	70,680.00	74,400.00
\$/kWh Energía	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721	0.08721
\$ Energía	3,083.95	3,244.21	3,568.63	3,893.05	4,217.48	4,541.90	4,866.32	5,190.74	5,515.16	5,839.58	6,164.00	6,488.42
KW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$/kWh (Pot energiz)	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747	0.02747
\$ Pot Energizada	971.40	1,021.88	1,124.07	1,226.26	1,328.45	1,430.64	1,532.83	1,635.01	1,737.20	1,839.39	1,941.58	2,043.77
horas	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744
F.C	47.53%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
\$/kWm *	9.71	10.219	11.241	12.263	13.284	14.306	15.328	16.350	17.372	18.394	19.416	20.438
\$	4,055.35	4,266.10	4,692.71	5,119.32	5,545.92	5,972.53	6,399.14	6,825.75	7,252.36	7,678.97	8,105.58	8,532.19
\$/kWh **	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468	0.11468

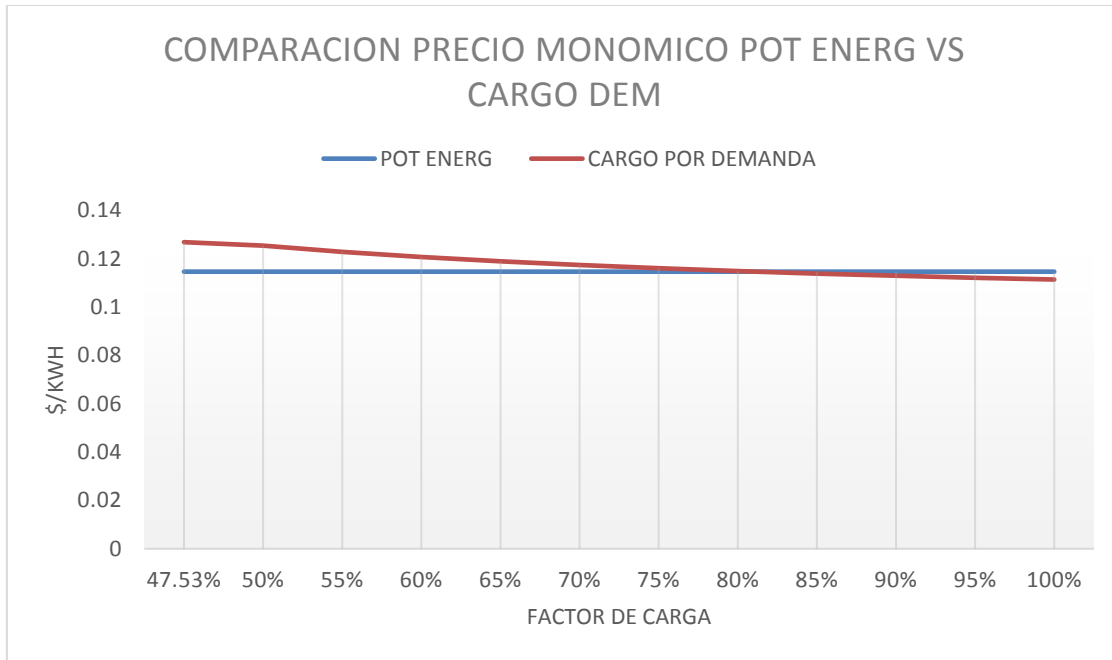
\* Precio equivalente de potencia.  
Monómico

CLIENTE CON TARIFA CON CARGO POR DEMANDA												
\$/kWm	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42
\$ Pot	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042
\$/kWh Energía	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742	0.09742
\$ Energía	3,444.935	3,623.959	3,986.355	4,348.751	4,711.147	5,073.543	5,435.939	5,798.334	6,160.730	6,523.126	6,885.522	7,247.918
\$	4,486.935	4,665.959	5,028.355	5,390.751	5,753.147	6,115.543	6,477.939	6,840.334	7,202.730	7,565.126	7,927.522	8,289.918
\$/kWh **	0.12688	0.12543	0.12288	0.12076	0.11896	0.11743	0.11609	0.11492	0.11390	0.11298	0.11216	0.11142

Se observa que bajo el esquema de tarifa con potencia energizada los costos totales son menores que los costos totales bajo el esquema con cargo por demanda hasta que se alcance un factor de carga de 80%, esto se muestra en la siguiente gráfica:



Por otra parte, el precio monómico en el esquema de potencia energizada permanece constante ya que la variable de demanda pierde relevancia, la comparación de los precios monómicos a diferentes factores de carga para ambos esquemas se muestra en la siguiente gráfica:



Del análisis presentado se desprende que un cliente con tarifa con cargo por demanda tendrá las señales económicas adecuadas para mejorar su factor de carga y por ende la expansión de la red y el sistema de generación será óptima.

**Cambio Propuesto por ASEP:**

**Se modifica el artículo 57 para establecer que el componente de costo de generación por potencia debe reflejar el costo de capacidad a asignar en tarifas determinado por la ASEP. El cargo por potencia en la tarifa debe reflejar el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda. Todos los clientes finales deben pagar el cargo por potencia de generación con el mismo criterio. Se ha visto la necesidad de definir esto en el Régimen Tarifario, debido a que en la actualidad la distribución de los costos por parte de los generadores en sus contratos de suministro está más orientado a mitigar sus riesgos que a asignarlos en función de los costos fijos o variables.**

**Comentario:** 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.

En el siguiente cuadro se muestran los contratos de suministro que involucran potencia contratada por la empresa EDEMET en el que basamos nuestro análisis:

Número de Contrato	Comprador	Vendedor	Tecnología	Tipo de Contrato	Precio de la Potencia (\$/kW-mes) **	MW	Observación
No.29-14 Enmienda 2	EDEMET	AES Panamá, S.A.	T	PE	45.20	41.60	CONTRATO DE EMERGENCIA
No.16-15 Enmienda 1	EDEMET	Gas Natural Atlántico, S. de R.L.	T	PE	38.83	196.00	LNG
No.28-14 Enmienda 3	EDEMET	Jinro Corp	T	PE	35.97	26.00	CONTRATO DE EMERGENCIA
No.18-15	EDEMET	Martano, Inc	T	PE	32.09	196.00	LNG
No.05-08 Enmienda 5	EDEMET	Hydro Caisán, S.A.	H	PE	31.62	17.05	HIDRO NUEVA
No.28-11 Enmienda 1	EDEMET	Generadora Pedregalito, S.A.	H	PE	30.00	1.02	HIDRO NUEVA
No.29-11 Enmienda 1	EDEMET	Generadora Río Chico, S.A.	H	PE	30.00	0.19	HIDRO NUEVA
No.30-11 Enmienda 1	EDEMET	Generadora Alto Valle, S.A.	H	PE	30.00	1.53	HIDRO NUEVA
No.30-14 Enmienda 1	EDEMET	Pan-Am Generating Limited	T	PE	30.00	16.64	CONTRATO DE EMERGENCIA
No.09-08	EDEMET	Alternegy, S.A.	H	PE	26.72	61.60	HIDRO NUEVA
No.26-11	EDEMET	Electrogeneradora del Istmo, S.A.	H	PE	25.00	0.83	HIDRO NUEVA
No.35-11	EDEMET	Caldera Energy Corp.	H	PE	25.00	2.00	HIDRO NUEVA
No.20-13 *	EDEMET	Panama NG Power, S.A.	T	PE	18.89	0.00	
No.12-05	EDEMET	AES	HE	PE	18.00	196.00	
No.07-08 Enmienda 5	EDEMET	Electron Investment, S.A.	H	PE	15.00	19.25	
No.34-11	EDEMET	Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.	H	PE	15.00	0.89	HIDRO NUEVA
No.27-14 Enmienda 3	EDEMET	Kanan Overseas I, Inc	T	PE	14.00	44.72	
No.121-12	EDEMET	Salto del Francoli, S.A.	H	PE	13.53	0.17	
No.06-08	EDEMET	Enel Fortuna, S.A.	H	PE	12.00	26.95	
No.27-11	EDEMET	Energía y Servicios de Panamá, S.A.	H	PE	11.58	3.65	
No.41-16	EDEMET	Autoridad del Canal de Panamá	T	PE	10.80	26.00	
No.32-11 Enmienda 1	EDEMET	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	H	PE	10.35	1.27	
No.29-16	EDEMET	Valley Rise Investment Corp.	T	P	10.33	0.00	
No.10-08	EDEMET	Bontex, S.A.	H	PE	10.25	15.40	
No.24-11 Enmienda 1	EDEMET	Empresa Nacional de Energía, S.A.	H	PE	10.25	6.67	
No.38-16	EDEMET	Autoridad del Canal de Panamá	T	P	10.25	0.00	
No.04-08	EDEMET	AES Panamá, S.A.	HE	PE	10.00	77.00	
No.08-08	EDEMET	AES Panamá, S.A.	HE	PE	10.00	31.57	
No.117-12	EDEMET	AES Panamá, S.A.	HE	PE	10.00	0.00	
No.45-16	EDEMET	Alternegy, S.A.	T	PE	10.00	41.70	
No.42-16	EDEMET	Hidro Panamá, S.A.	H	PE	9.95	0.31	
No.33-11 Enmienda 1	EDEMET	Las Perlas Norte, S.A.	H	PE	9.00	7.93	
No.28-16	EDEMET	Paso Ancho Hydro Power Corporation	H	P	9.00	0.00	
No.119-12	EDEMET	Corporación de Energía del Istmo LTD, S.A.	H	PE	8.90	5.90	
No.04-16	EDEMET	Alternegy, S.A.	T	P	8.83	0.00	
No.24-16	EDEMET	Ideal Panamá, S.A.	H	P	8.83	10.80	
No.03-17	EDEMET	Urbalia Panamá, S.A.	T	PE	8.75	3.08	
No.23-16 Enmienda 3	EDEMET	Consortio Energyst - International	T	P	8.75	10.80	CONTRATO DE EMERGENCIA
No.31-11 Enmienda 3	EDEMET	Hidroecológica del Teribe, S.A.	H	PE	8.50	6.67	
No.09-16	EDEMET	Generadora del Atlántico, S.A.	T	P	8.50	70.95	
No.04-17	EDEMET	Enel Green Power, S.A.	F	PE	8.50	24.57	
No.43-16	EDEMET	Hidro Piedra, S.A.	H	PE	8.45	0.00	
No.118-12	EDEMET	HidroPiedra, S.A.	H	PE	8.27	1.20	
No.22-16 Enmienda 2	EDEMET	Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	H	P	8.00	1.27	
No.26-16	EDEMET	Las Perlas Norte, S.A.	H	P	7.99	0.01	
No.27-16	EDEMET	Las Perlas Sur, S.A.	H	P	7.99	0.01	
No.25-16	EDEMET	Istmus Hydro Power Corp.	H	P	7.99	0.01	
No.06-16	EDEMET	Empresa Nacional de Energía, S.A.	H	P	7.88	0.73	
No.11-16	EDEMET	Pedregal Power Company, S. de R.L.	T	P	7.50	0.00	
No.44-16	EDEMET	Pedregal Power Company, S. de R.L.	T	PE	7.50	31.92	
No.02-17	EDEMET	Hidroecológica del Teribe, S.A.	H	PE	7.20	0.78	
No.10-16	EDEMET	Hidroibérica, S.A.	H	P	7.00	0.80	
No.25-11	EDEMET	Enel Fortuna, S.A.	HE	PE	6.78	19.68	
No.08-16 Enmienda 2	EDEMET	Fountain Intertrade Corp.	H	P	6.50	7.69	
No.05-16	EDEMET	Electron Investment, S.A.	H	P	6.34	0.00	
No.07-16	EDEMET	Enel Fortuna, S.A.	H	P	6.01	37.82	
No.01-17	EDEMET	Enel Fortuna, S.A.	H	PE	4.48	22.75	
No.15-06	EDEMET	AES Panamá, S.A.	HE	PE	1.00	15.00	

Basados en la información mostrada, consideramos que el cargo de potencia de generación que debe ser trasladado a los clientes finales no se debe basar en el precio máximo de potencia que estipulan las reglas comerciales fijado en conjunto entre el CND y ASEP ya que dicho costo involucraría energizar parte de los costos de potencia.

#### **Cambio Propuesto por ASEP:**

**Se modifican los artículos 82 y 83 para agregar la forma de facturar la energía y demanda en las tarifas para clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias y a los Grandes Clientes, por lo siguiente:**

- **El crecimiento de clientes con autoconsumo en el país ha motivado que se requieran definir criterios tarifarios sostenibles que permitan su desarrollo sin que vayan en detrimento del sistema de redes ni del resto de los clientes.**
- **Con respecto a la demanda a facturar a los Grandes Clientes se aclara que para la aplicación del cargo por potencia de generación se debe agregar a la Demanda Leída la proporción que le correspondería por la reserva de confiabilidad y la pérdida de potencia que se incluye en la compra que deben hacer las empresas distribuidoras para abastecer el suministro de todos los clientes finales, es decir incluyendo la de los Grandes Clientes**

#### **Comentario:**

El tema de agregar a la demanda leída la proporción que le correspondería por la reserva de confiabilidad y la pérdida de potencia que se incluye en la compra que deben hacer las empresas distribuidoras ya fue objeto de análisis por parte de los participantes del mercado y la Autoridad Reguladora y el análisis se plasma en la Resolución AN Nº 3478 -Elec Panamá, 10 de mayo de 2010, cuyo contenido para este tema en específico reproducimos a continuación:

*Que sobre los comentarios y observaciones presentados por los participantes en la consulta ciudadana al Proyecto de los Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a Grandes Clientes, esta Autoridad hace el siguiente análisis:*

##### *11.1 Comentarios a la propuesta del numeral 1.2 y 1.4, relativos a las generalidades:*

*11.1.1 EDEMET y EDECHI: Solicitan cambiar la redacción del numeral 1.2 en el sentido que se establezca que el Gran Cliente que opte por participar en el Mercado Mayorista de Electricidad deberá comprar su Demanda Máxima de Generación (DMG), incluyendo la reserva de confiabilidad, a la empresa distribuidora a la que se encuentre conectado, en vez de la potencia medida. El sustento de dicha solicitud se basa en que la potencia que compran las empresas distribuidoras para todos los clientes finales corresponde a la DMG aprobada en el Informe Indicativo de Demandas, que incluye, la demanda máxima en el punto de interconexión con ETESA, las pérdidas de transmisión en potencia y la reserva de confiabilidad. Esta cantidad de potencia no coincide con la potencia medida en los medidores que tienen los clientes en sus instalaciones.*

*Afirman que las distribuidoras serán las responsables de contratar la potencia de los Grandes Clientes y que dicha potencia podría tener vinculada una Energía en Bloque. Indican que, si ese fuese el caso, el resto de los clientes regulados estarían asumiendo el riesgo del diferencial de precios de la energía, en el caso de que el Gran Cliente decida tomar la opción de participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. Consideran que, en estas condiciones, el Gran Cliente también deberá asumir los sobrecostos por energía que provoque su decisión de participar en el mercado mayorista.*

*Análisis de la ASEP:*

*Debemos indicar que no se está modificando el numeral 2.1 de las Reglas Comerciales en relación a la DMG, por lo que se mantiene que la potencia que se comercializa en el Mercado Mayorista de Electricidad y que compran actualmente tanto la distribuidora como el Gran Cliente, es la Demanda Máxima de Generación (DMG) que incluye la demanda más las pérdidas de transmisión y la reserva para confiabilidad.*

*La Distribuidora compra la DMG para cubrir la demanda de sus clientes, y esta compra puede ser por medio de Contratos, Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo o Compensaciones de Potencia. Los costos asociados a dichos componentes de abastecimiento son incluidos dentro del costo por potencia. Los Grandes Clientes que participen en el Mercado Mayorista de Electricidad seguirán comprándole la potencia al distribuidor en función a la potencia medida, mediante el mecanismo desarrollado en el Régimen Tarifario de Distribución. Con respecto a la sobrecontratación de energía por parte de las distribuidoras que pueda darse debido a que un Gran Cliente opte por comprarle a un Participante Productor, la ASEP indica que en atención a la fórmula de Energía Asociada Requerida establecida en los contratos, la energía que contrata el distribuidor está en función de la energía medida, por lo tanto, en el caso de que el Gran Cliente decida participar en el Mercado Mayorista de Electricidad, la energía correspondiente a su consumo no será medida dentro del consumo de la distribuidora, así que no hay posibilidad de una sobrecontratación de energía.*

*En cuanto a la posibilidad de sobrecontrataciones de potencia, debemos indicar que el traspaso de estos sobrecostos es difícil de implementar, por lo que se modificará la propuesta para establecer que los Grandes Clientes conectados inicialmente al distribuidor y que decidan conectarse directamente al Sistema de Transmisión, deberán seguir comprando la potencia a la empresa distribuidora a la cual se encontraban conectados. Lo anterior será considerado en los numerales que corresponda.*

Como se puede observar, las empresas distribuidoras ya contemplan las porciones correspondiente a la reserva de confiabilidad y pérdidas de transmisión en su DMG en cual a su vez están incluidos los requerimientos de potencia de los Grandes Clientes, no obstante lo anterior es necesario resaltar que este análisis y la implementación del cobro por potencia a los grandes clientes no ocasiona ninguna afectación bajo el esquema en el que el cargo por potencia sea el costo promedio de la potencia incluyendo el precio de potencia de los contratos de suministro, costos por asignaciones de reserva de largo plazo, compensaciones de potencia y otros cargos asociados a la potencia como se estipulaba en el régimen tarifario original para el periodo 2014-2018 y se viene a ver afectado a raíz del cambio en esta materia aprobado mediante Resolución AN No. 9211-Elec Panamá, 6 de noviembre de 2015 en el que se establece

que el cargo por potencia de generación para grandes clientes corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP.

Por otra parte, si a pesar de los argumentos expuestos, como resultado de los análisis realizados en esta consulta pública la ASEP decide mantener como cargo de potencia de generación otro valor diferente al costo promedio de abastecimiento de potencia lo cual involucraría necesariamente energizar parte de los costos de potencia a los clientes regulados y a su vez se decida agregar cargos por reserva de confiabilidad y pérdidas o se añada alguna componente de potencia a la demanda leída tratando los requerimientos de potencia de los grandes clientes como se tratan los requerimientos en la confección del Informe indicativo de demandas (IID), se hace necesario considerar el factor de coincidencia de la demanda máxima de los clientes toda vez que la demanda máxima leída se puede registrar fuera de los periodos de máximo requerimiento del Sistema Interconectado Nacional.

En el siguiente cuadro se muestra una ejemplificación de la demanda facturada en la actualidad (demanda leída) por la empresa distribuidora, la demanda que facturaría la misma bajo el esquema propuesto y las consideraciones del factor de coincidencia conforme a la metodología del IID.

	PERIODO	PERIODO	PERIODO				
	I	II	III	DEMANDA LEIDA	DEMANDA PROPUESTA	FACTOR DE COINCIDENCIA	DEMANDA METODOLOGIA IID
REG 1	200	200	200	200	200	1.0000	220
REG2	50	250	100	250	250	1.0000	275
GC1	100	250	100	250	275	1.0000	275
GC2	300	100	200	300	330	0.3333	110
GC3	50	50	50	50	55	1.0000	55
GC4	100	150	255	255	280.5	0.5882	165
<b>TOTAL</b>	<b>800</b>	<b>1000</b>	<b>905</b>	<b>1305</b>	<b>1390.5</b>		<b>1100.00</b>
% p Tx	4%	4%	4%				
% Conf	6%	6%	6%				
<b>DMG</b>	<b>1,100.00</b>	<b>1,100.00</b>	<b>1,100.00</b>				

#### Comentario general:

De manera general sugerimos que las empresas distribuidoras publiquen mayor información al momento de realizar las revisiones tarifarias, información relevante que contenga las principales premisas para la elaboración de los pliegos tarifarios, tal como el listado de los contratos de suministro considerados, sus indicadores de referencia para la indexación y valores considerados al momento del cálculo de la tarifa (precios de combustibles, costo marginal, cargos de transmisión, Bonos del tesoro, etc).

Por otra parte, sugerimos se revisen los criterios que utilizan las empresas distribuidoras para estructurar las tarifas por uso de redes con demanda horaria ya que durante todo el periodo tarifario 2014-2018, las tres distribuidoras mantienen una tarifa de energía más costosa a en horas fuera de punta que en horas punta, lo cual va en contra de la filosofía de este esquema de facturación, el cual es incentivar a los clientes a mover su demanda y consumo en horas fuera de punta.

**EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO OESTE, S.A.**  
**CARGOS POR USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN**  
 Vigentes del 1 de enero al 30 de junio de 2018

Composición de los cargos	Unidades	Tarifas de Baja Tensión		Tarifas de Media Tensión		Tarifas de Alta Tensión	
		BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH
<b>Cargos en la Factura</b>							
Cargo Fijo	B./cliente mes	4.59	4.60	11.56	11.61	11.61	11.61
Cargo por energía	B./kWh	0.02906		0.01781		0.00897	
Cargo por demanda máxima	B./kW/mes	9.95		9.96		5.86	
Cargo por Energía en Punta	B./kWh		0.02517		0.01682		0.00662
Cargo por Energía Fuera de Punta	B./kWh		0.02876		0.01844		0.00697
Cargo por demanda máxima en Punta	B./kW/mes		10.41		9.01		6.74
Cargo por demanda máxima Fuera de Punta	B./kW/mes		1.30		1.43		2.58
Cargo por demanda máxima *	B./kW/mes	8.96	8.96	8.96	8.96	8.96	8.96

Por último, podemos concluir de los análisis realizados que el trasladar a los clientes finales los costos reales por potencia eliminan las distorsiones que se crean al energizar dichos cargos creando disparidades entre los clientes regulados y los grandes clientes, y la adopción de este esquema pudiera darse de forma gradual durante los primeros cuatro semestres de vigencia del nuevo régimen tarifario dando tiempo suficiente a los clientes para explorar alternativas e implantarlas en miras de mejorar su factor de carga y de esta forma tener las señales económicas adecuadas para la expansión de todos los componentes de abastecimiento eléctrico.

Abdul Escobar

Representante Legal

Energy Management and Consulting, S.A