



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXXII

Panamá, R. de Panamá jueves 21 de septiembre de 2023

N° 29873-B

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 164-Elec
(De jueves 27 de julio de 2006)

POR MEDIO DE LA CUAL SE NOTIFICA A LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. EL MONTO A TRANSFERIR A FAVOR DE ELEKTRA NORESTE, S.A., CORRESPONDIENTE AL APOORTE ADICIONAL AL FONDO DE ESTABILIZACIÓN TARIFARIA AUTORIZADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN DE GABINETE 59 DE 28 DE JUNIO DE 2006.

Resolución AN N° 18326-Elec
(De martes 28 de marzo de 2023)

POR LA CUAL SE APRUEBAN LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA A SER UTILIZADAS EN EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) Y A LA EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE JULIO DE 2022 AL 30 DE JUNIO DE 2026.

Resolución AN N° 18693-Elec
(De miércoles 13 de septiembre de 2023)

POR LA CUAL SE MODIFICA EL ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 13429-ELEC DE 20 DE JUNIO DE 2019, MODIFICADA POR LA RESOLUCIÓN AN NO. 17532-ELEC, DE 28 DE MARZO DE 2022, MEDIANTE LA QUE SE APROBÓ LA METODOLOGÍA EN LA QUE SE DESCRIBEN LOS CRITERIOS DE CÁLCULO DE LA OFERTA VIRTUAL PARA LOS ACTOS DE LICITACIÓN DE CORTO PLAZO PARA LA CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO DE POTENCIA Y/O ENERGÍA DE LOS CLIENTES FINALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A LA QUE HACE REFERENCIA LAS REGLAS DE COMPRA PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD, APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN AN NO. 991- ELEC DE 11 DE JULIO DE 2007 Y SUS MODIFICACIONES.

Resolución AN N° 18702 Elec
(De martes 19 de septiembre de 2023)

POR LA CUAL SE APRUEBA LOS PLIEGOS TARIFARIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE JULIO DE 2023 AL 30 DE JUNIO DE 2026 Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES.

Resolución AN N° 18703-Elec
(De martes 19 de septiembre de 2023)

POR LA CUAL SE APRUEBAN LOS PLIEGOS TARIFARIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), Y DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE JULIO DE 2023 AL 30 DE JUNIO DE 2026 Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES.



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 164 -Elec

Panamá, 27 de julio de 2006

“Por medio de la cual se notifica a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. el monto a transferir a favor de Elektra Noreste, S.A., correspondiente al aporte adicional al Fondo de Estabilización Tarifaria autorizado mediante la Resolución de Gabinete 59 de 28 de junio de 2006.”

**El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructura el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dictó el “Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que debido a la magnitud del incremento de la tarifa eléctrica que resultaba de la revisión tarifaria correspondiente al primer semestre de 2006, el Consejo de Gabinete emitió la Resolución 11 de 23 de enero de 2006, solicitándole a esta Autoridad su suspensión por 90 días para proporcionar a la Comisión Nacional de Ahorro Energético un periodo para en asocio con los distintos sectores involucrados del país, revisar el problema y ofrecer alternativas para ayudar a la solución de la crisis energética;
4. Que el 27 de marzo del año que decurre, la Comisión Nacional de Ahorro Energético efectuó recomendaciones al Consejo de Gabinete, quien mediante la Resolución 22 del 29 de marzo de 2006, las acogió por considerar que las mismas contribuían a estabilizar las tarifas y a garantizar el suministro de energía;
5. Que en atención a las recomendaciones de la Comisión Nacional de Ahorro Energético y con el propósito de no afectar más la tarifa de los clientes finales, en la actualización tarifaria que entró en vigencia el 1° de abril de 2006 no se incluyeron los saldos adeudados a las empresas distribuidoras correspondientes al periodo del 1° de enero de 2005 al 31 de marzo de 2006;
6. Que a solicitud del Ministerio de Economía y Finanzas, mediante las notas DSAN-0143-06 del 10 de mayo de 2006 y DSAN-0260-06 del 23 de mayo de 2006, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos remitió la certificación de los saldos adeudados a las tres empresas distribuidoras correspondiente al periodo del 1° de enero de 2005 al 31 de marzo de 2006, cuyo monto total asciende a setenta y nueve millones diecinueve mil novecientos ochenta y seis balboas (B/. 79,019,986.00);
7. Que con el propósito de estabilizar los precios de la energía eléctrica a los consumidores finales, mediante la Resolución de Gabinete 6 de 28 de enero de 2004, se autorizó la suscripción de un contrato de fideicomiso entre el Ministerio de

[Handwritten signature]



Panamá, 27 de julio de 2006
Resolución AN N° 144 -Elec
Página 2 de 3

Economía y Finanzas y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para la constitución de un Fondo de Estabilización Tarifaria;

8. Que a objeto de que las recomendaciones de la Comisión Nacional de Ahorro Energético produzcan los efectos deseados, mediante la Resolución 59 del 28 de junio de 2006, el Consejo de Gabinete autorizó la incorporación de un aporte adicional al fideicomiso denominado Fondo de Estabilización Tarifaria, por la suma de setenta y nueve millones quinientos mil balboas (B/. 79,500,000.00), para que a través de la transferencia mensual a las empresas de distribución, se disminuya el impacto del alza de la tarifa eléctrica a los clientes de servicio eléctrico de la República de Panamá;
9. Que dicha Resolución, de igual forma autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas para que, en su condición de Fideicomitente transfiera los pagos en efectivo autorizados producto de los acuerdos, al Fondo de Fideicomiso de Estabilización Tarifaria para que, a su vez, sea cancelado a las empresas distribuidoras;
10. Que en el caso de la empresa Elektra Noreste, S.A., la suma adeudada por el periodo comprendido del 1° de enero de 2005 al 31 de marzo de 2006, es de veinticinco millones cuatrocientos nueve mil novecientos veintiséis balboas (B/. 25,409,926.00);
11. Que para cancelar parte de esta deuda, el Consejo de Gabinete autorizó mediante la Resolución 22 de 28 de junio de 2006, la emisión de valores del Estado denominados Notas del Tesoro a favor de Elektra Noreste, S.A por la suma de doce millones novecientos cuarenta y nueve mil balboas (B/.12,949,000.00), quedando un saldo por cancelar por la suma de doce millones cuatrocientos sesenta mil novecientos veintiséis balboas (B/. 12,460,926.00), el cual debe transferirse del Fondo de Estabilización Tarifaria;
12. Que mediante la nota MEF/COPE/N°046-06 de 26 de julio de 2006, el Ministerio de Economía y Finanzas informó a esta Autoridad que el total de los saldos adeudados a las empresas distribuidoras se depositaron en el Fondo de Estabilización Tarifaria y solicitó se proceda con la cancelación de inmediato y en su totalidad de los saldos adeudados;
13. Que conforme al Contrato de Fideicomiso suscrito ente el Ministerio de Economía y Finanzas y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para la constitución del Fondo de Estabilización Tarifaria, corresponde a esta Autoridad Reguladora notificar al fiduciario las cantidades que deben transferirse a las empresas distribuidoras, por lo que en consecuencia;

RESUELVE:

PRIMERO: NOTIFICAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que del aporte adicional al Fondo de Estabilización Tarifaria autorizado mediante la Resolución de Gabinete 59 de 28 de junio de 2006, debe transferir a Elektra Noreste, S.A., la suma de doce millones cuatrocientos sesenta mil novecientos veintiséis balboas (B/.12,460,926.00).

SEGUNDO: NOTIFICAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. que el monto establecido en el artículo primero de la presente Resolución, debe transferirse a la empresa de distribución en una sola cuota, una vez se notifique de la presente Resolución.

TERCERO: NOTIFICAR a Elektra Noreste, S.A. que hemos tomado nota de la cancelación realizada por el Estado por la suma de doce millones novecientos cuarenta y nueve mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 12,949,000.00) en valores del Estado, denominados Notas del Tesoro.

[Firma manuscrita]



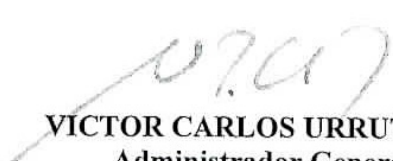
Panamá, 27 de julio de 2006
Resolución AN N° 144 -Elec
Página 3 de 3

CUARTO: NOTIFICAR a Elektra Noreste, S.A. que con los pagos realizados por el Estado, mediante efectivo y Notas del Tesoro indicados en los artículos primero y tercero de esta Resolución, se da por cancelada la totalidad de las sumas adeudadas correspondientes al periodo comprendido del 1° de enero de 2005 al 31 de marzo de 2006 y que por lo tanto las mismas no son sujetas de recuperación a través de las tarifas eléctricas.

QUINTO: ADVERTIR que la presente Resolución rige a partir de su notificación y la misma sólo admite el recurso de reconsideración, el cual debe ser interpuesto dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1999, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, la Ley 15 de 7 de febrero de 2001, la Ley 24 de 3 de junio de 1999 y el Decreto-Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución de Gabinete 6 de 28 de enero de 2004; Decreto de Gabinete 22 de 28 de junio de 2006 y Resolución de Gabinete 59 de 28 de junio de 2006.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General

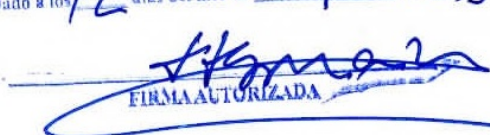
En Panamá a los VEINTISIETE (27) días
del mes de Julio de
Dos mil seis a las 2:24 de la tarde
Notifico al Sr. Isaac Castillo (ETESA) de la
Resolución que antecede.

8-137-365

En Panamá a los VEINTIOCHO (28) días
del mes de Julio de
Dos mil seis a las 9:32 de la tarde
Notifico al Sr. José R. Pantoja (ELEKTRA) de la
Resolución que antecede.
Presente escrito de Notificación

El presente documento es fiel copia de su original, según consta
en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los
Servicios Públicos.

Dado a los 12 días del mes de 9 de 2023


FIRMA AUTORIZADA

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 18326 -Elec

Panamá, 28 de marzo



“Por la cual se aprueban las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026”.

EL ADMINISTRADOR GENERAL,

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica destinadas a la prestación del servicio público de electricidad; y, que dicha Ley fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el numeral 4 del artículo 9 de la excerta legal arriba mencionada, establece que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad;
5. Que el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, esta Autoridad Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
6. Que según el numeral 2 del artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que, para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por esta Autoridad Reguladora;
7. Que según lo dispuesto en el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cuatro años; por lo que las fórmulas vigentes vencieron el 30 de junio de 2022, por lo que se requiere aprobar el Ingreso Máximo Permitido (IMP) y los correspondientes Pliegos Tarifarios de las empresas de distribución y comercialización de electricidad para el próximo periodo, conforme a lo dispuesto en el Régimen Tarifario aprobado;

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 2 de 34

8. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
9. Que de acuerdo al artículo 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, para establecer el Ingreso Máximo Permitido se requiere previamente establecer el valor agregado de distribución, para lo cual esta Autoridad debe establecer un máximo de seis (6) áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calcular luego el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución, el cual tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras;
10. Que lo anterior implica establecer las empresas comparadoras de las cuales se tomarán sus datos para determinar los parámetros de las ecuaciones de eficiencia que se utilizan para estimar los ingresos permitidos en distribución;
11. Que en cumplimiento del artículo 24 de la Ley 6 de 22 de enero de 2002, “Por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de Habeas Data y dicta otras disposiciones”, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos con la finalidad de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana, mediante Resolución AN No. 18054-Elec de 30 de noviembre de 2022, aprobó la celebración de la Consulta Pública No.010-22-Elec, para considerar la propuesta para la “Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026”;
12. Que dentro del periodo del jueves 1 al viernes 23 de diciembre de 2022, en que la propuesta antes mencionada fue sometida a Consulta Pública, tal cual consta en Acta de Cierre, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de los siguientes interesados:
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET).
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI).
 - Elektra Noreste, S.A. (ENSA)
13. Que a continuación se enmarcan los comentarios recibidos durante el periodo de recepción de comentarios sobre la Consulta Pública No. 010-22:

13.1. Comentarios Generales

• **COMENTARIOS DE EDEMET Y EDECHI**

Cualquier modificación en el corto plazo sobre la base de las normativas regulatorias que están vigentes actualmente, deben tomar en consideración que las empresas EDEMET y EDECHI mantienen con el Estado panameño un contrato de concesión otorgado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en octubre de 2013 con una vigencia de quince (15) años, desde el 22 de octubre de 2013 hasta el 21 de octubre de 2028, es relevante que los lineamientos incluidos en este informe y en consecuencia los presentados en la Audiencia Pública No. 010-22, sean planeados, una vez comprobada su eficacia, para su implantación en periodos posteriores a la fecha de vencimiento de la concesión, es decir, posterior a octubre de 2028 puesto que permite respetar la seguridad jurídica en cuanto a materia de transparencia y formalidad administrativa prevista al momento de establecerse el contrato de concesión.

Plantear cambios normativos tan relevantes en el servicio de distribución eléctrica antes de este plazo – octubre 2028 – generaría cambios sorpresivos y no considerados en la regulación vigente llevando a una co-regulación adicional a lo establecido.

Ar



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 3 de 34

En vista de lo anterior, es importante señalar que creemos en la necesidad que el Regulador y todas las Entidades se preocupen por mantener el criterio de seguridad jurídica sobre el cual fueron enmarcados los Contratos de Concesión para las inversiones y en caso de ser necesarios ajustes normativos, sean considerados en los próximos procesos de licitaciones con el vencimiento de las concesiones vigentes, buscando la transparencia ante sus inversionistas.

El principio de la libertad de empresa (artículo 298 de la Constitución) exige como un postulado esencial que el Estado y sus organismos de regulación al cumplir con sus funciones y potestades, que se no altere, ni menoscabe la libertad empresarial, como podría darse en el supuesto de que se altere la concordancia, racionalidad y estabilidad de los criterios regulatorios que sustentaron la celebración del nuevo contrato de concesión en el año 2013; recordemos que pues el mencionado artículo 298 de la Constitución indica, en su último párrafo, que: Las leyes fijarán las modalidades y condiciones que garanticen estos principios”; y a tal efecto, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, supone la vigencia y continuidad regulatoria como un criterio de preservación de la seguridad jurídica.

• **COMENTARIOS DE ENSA**

La ASEP utiliza una formulación que no está incorporada en el Reglamento de Distribución y Comercialización vigente, toda vez que utiliza variables explicativas nuevas, de lo cual se colige una discrecionalidad de la ASEP para a partir de ello establecer el Ingreso Máximo Permitido de las concesionarias. Lo anterior nos lleva a señalar que, si bien es potestad de su Autoridad revisar y evolucionar criterios técnicos, es asunto de prioridad no afectar el marco de eficiencia financiera y transparencia establecida en el Artículo 95 de la precitada Ley. “Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.”

A la fecha, la experiencia recogida en las revisiones tarifarias anteriores muestra que el resultado de utilizar las variables explicativas: clientes, demanda y energía, es estadísticamente coherente y arroja a las empresas distribuidoras una señal del comportamiento de mercado saludable, por lo que han demostrado su utilidad para determinar los costos eficientes. Un cambio sin previo análisis y revisión profunda por los involucrados puede afectar, sin los sustentos técnicos correspondientes, el dimensionamiento económico eficiente de la operación e inversiones de las actividades de distribución y comercialización de energía, la cual por su naturaleza es de largo plazo (periodos de tiempo muy superiores a cuatro años).

De allí a que pidan mantener la estabilidad regulatoria y el respeto de las reglas prefijadas a la fecha, ya que esto constituye en sí mismo la garantía de confianza por parte los accionistas y acreedores. El cambio aplicado genera una incertidumbre presente y futura relevante, haciendo esta incertidumbre el acceso a instituciones financiera más difícil y consecuentemente costoso.

Por lo anteriormente expuesto, ENSA rechaza el cambio propuesto en variables explicativas e introducir un nivel de incertidumbre innecesario que afecta al desarrollo normal que el sector eléctrico; el cual ha logrado de la mano de la transparencia y estabilidad regulatoria que hasta la fecha ha sido garantía de credibilidad por parte de todos los actores, marco en el cual se han generado inversiones de miles de millones de dólares en el país.

• **ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS GENERALES**

Esta Autoridad Reguladora, en cumplimiento a lo normado en el artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, procede cada cuatro años a realizar la correspondiente revisión tarifaria, por lo que se requiere aprobar el Ingreso Máximo Permitido, y, por ende, las empresas comparadoras y los parámetros de las ecuaciones de eficiencia para el nuevo periodo tarifario. Para esto previamente se revisa la propia metodología de cálculo y los criterios establecidos en el propio Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC),

44



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 4 de 34

y se realizan las Consultas Públicas requeridas para que la ciudadanía en general pueda observar y revisar los elementos que esta Autoridad después de los análisis pertinentes considera necesario modificar a la regulación.

Ahora bien, esta Autoridad Reguladora mediante la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023 y sus Anexos, aprobó las modificaciones al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, lo que permite la utilización de la ecuación de eficiencia modelo establecida en el artículo 18 del Régimen Tarifario y que la elección de las variables de las ecuaciones de eficiencia se realice a través del análisis de los datos, como parte de la revisión tarifaria y se aprueben en la Consulta Pública correspondiente.

Cabe destacar que a través de la Resolución AN No. 18256-Elec del 28 de febrero de 2023, se resolvió aceptar parcialmente el recurso de reconsideración y modificar los artículos 22, 24 y 26 del Anexo A de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, que modifica el Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución No. JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

Es conveniente aclarar que esta Autoridad Reguladora está facultada por Ley para crear metodologías o criterios que estén dirigidos a proteger los intereses de los clientes finales, sin que esto conlleve o provoque la insuficiencia financiera que argumentan en sus comentarios y misma que no ha sido sustentada, por ninguna de las tres empresas distribuidoras, ya que no aportan caudal probatorio alguno, que demuestra o sustente su tan mencionada “insuficiencia financiera”.

13.2. Alternativas para la Representación del Área de Concesión

• COMENTARIOS DE ENSA

Dentro del informe publicado se aclara que, dentro de la información disponible utilizada a partir de empresas de Estados Unidos, no se dispone de información pública lo suficientemente desagregada para determinar empresas comparadoras por área diferenciada (por ejemplo, rural), dando a entender que antes las condiciones de Panamá, sería el escenario ideal; al menos dos áreas representativas: urbana y rural. Ante esta realidad, y toda vez que hay aspectos que no están representados en las empresas FERC, esto sustenta que se definan reconocimientos adicionales específicos del contexto Panamá:

Reconocimiento de Áreas Rurales

1. **Reconocimiento adicional de costos para operar y mantener las redes de distribución:** Como fuese mencionado, los mayores costos logísticos y la menor disponibilidad de potenciales proveedores, genera un mayor costo de operación y mantenimiento.
2. **Costo de comercialización:** Adicional a los mayores costos logísticos de desplazamiento de personal para realizar labores de campo de índole comercial, no hay referencia de que a las empresas en EE. UU. se les exija presencialidad física de agencias, tal como sucede por requerimiento legal en Panamá.

Con relación a la existencia de áreas rurales en el país las cuales difieren de manera importante de las existentes en el entorno de las empresa usadas como comparadoras, ello justifica que se incorporen criterios que permitan cubrir los costos de operativos necesarios para cubrir la gestión que realizan las empresas distribuidoras en las áreas rurales, los cuales, ante las menores eficiencias de escala y dificultades logísticas inherentes a dichas zonas, son superiores a los “eficientes estándar”.

Por lo que ENSA reitera que las formulaciones que se apliquen incluyan criterios para adaptar las ecuaciones de eficiencia a la realidad rural de Panamá. Con la incorporación de sendos ajustes, se cubre apropiadamente el contexto nacional de las zonas de difícil acceso o aisladas -aquellas dispersas en cada área de concesión para cuales el acceso



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 5 de 34

requiere de un esfuerzo adicional- a la luz de la “eficiencia” comparada con relación a empresas de Estados Unidos.

Por lo anteriormente expuesto, ENSA solicita que los clientes rurales, rurales dispersos y rurales muy dispersos incorporen un factor de recargo (a aplicarse a la cantidad de clientes) en la determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos de Comercialización y los Costos de Administración, metodología que se ajusta a las variables explicativas vigentes y facilita la clara y transparente incorporación en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, a saber: Tipo de Cliente Recargo en Fórmulas OYM COM ADM Urbano +0% Semi Urbano +0% Rural +50% Rural Disperso +100% Rural Muy Disperso +200% .

Reconocimiento de Pérdidas Comerciales en Zonas Rojas

Consistente con lo sucedido en revisiones anteriores y considerando las sustentaciones aportadas en nuestra comunicación VPER-084-22 fechada el 13 de abril de 2022 en el Informe de Afectaciones Extraordinarias por Pérdidas de Energía en la Zona de Concesión de ENSA, que incluye datos a diciembre 2021, es necesaria el ajuste dentro del IMP por zonas rojas. Ha sido de momento parte del protocolo, incluir un reconocimiento adicional por pérdidas no técnicas en zonas rojas, debido a las dificultades manifestadas para gestionar dichas pérdidas y donde las condiciones de Panamá son distintas a las que se presentan en EE. UU. En este caso, se acepta que existe un nivel de Pérdidas No Gestionable para el caso en nuestra zona de concesión y dado que las condiciones sociales, económicas en estas zonas no presentan mejoras, y es notorio y público las condiciones de alta peligrosidad, violencia e inseguridad existentes en ciertas áreas de Panamá, se solicita que la ASEP mantenga este reconocimiento.

• ANÁLISIS DE LA ASEP SOBRE LAS ALTERNATIVAS PARA LA REPRESENTACIÓN DE ÁREA DE CONCESIÓN:

Sobre el reconocimiento de áreas rurales, esta Autoridad destaca que en los trabajos donde deben aplicarse técnicas de eficiencia comparada, resulta de interés poder operar con un tamaño de muestra elevado, por lo que, a partir de las técnicas de identificación de las empresas eficientes, lo ideal sería, manteniendo el tamaño muestral, obtener una apertura de todas las variables y características de las empresas, según zonas rurales y urbanas.

Sin embargo, tanto las variables monetarias como las físicas no están disponibles con la apertura requerida. En el caso que estuviera esta información, otro problema que surgiría tiene que ver con qué se entiende por Rural y por Urbano en EE. UU., con el objetivo de tener en claro si es factible su comparación bajo la condición de Urbano y Rural en igualdad de condiciones con la información de las empresas panameñas. Por las razones mencionadas, los estudios para el cálculo de tarifas son realizados con información a nivel global.

Los valores obtenidos con las ecuaciones de eficiencia deben interpretarse como las inversiones, costos y pérdidas eficientes correspondientes a una “distribuidora promedio” que presenta las condiciones de operación de cada empresa evaluada. Así, las distribuidoras bajo análisis tienen un margen para su gestión que les permite compensar efectos adversos y favorables de manera que las inversiones, costos y pérdidas reconocidos corresponden a un valor promedio de una empresa eficiente sin necesidad de considerar detalles particulares de cada una.

Independientemente que no resulta posible tomar en cuenta completamente la realidad que enfrenta cada empresa en su área de concesión, el siguiente indicador parcial posibilita ver el grado de dispersión que las empresas tienen.

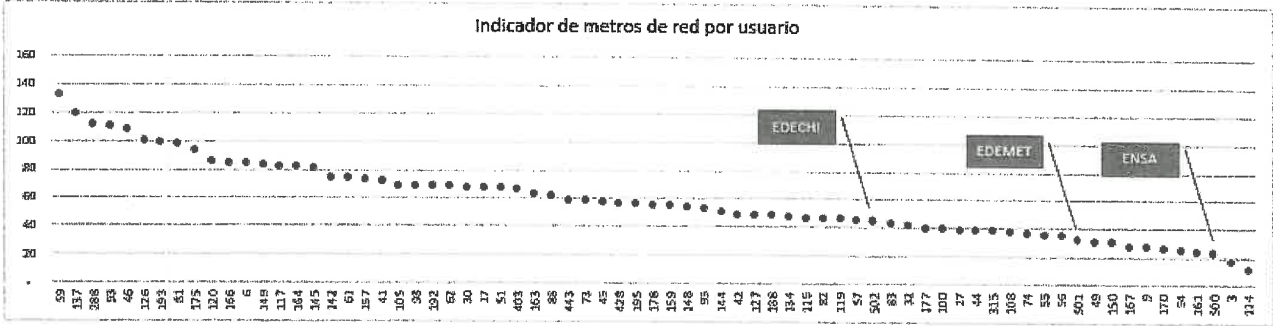
AA



Resolución AN No. 18326 -Elec

de 28 de mayo de 2023

Página 6 de 34



Como se observa en la figura anterior, la mayoría de las empresas comparadoras presenta valores del indicador “metros por cliente” superior al de las empresas panameñas, por lo que en su geografía tienen incorporados territorios con características similares a los que se reclaman que deben recibir un factor de compensación. Por lo tanto, puede afirmarse que las ecuaciones de eficiencia tienen en cuenta el efecto de operar en territorios con mayor, menor y similar densidad de clientes.

Esta Autoridad Reguladora considera que la muestra de empresas de la base de datos de la FERC utilizada para determinar a las Empresas Comparadoras es amplia y sumamente heterogénea, incluyendo empresas muy rurales y con alta dispersión. Al considerar como variables explicativas tanto la cantidad de clientes como la energía vendida o inyectada, y adicionalmente la longitud de las redes, las características de escala están plenamente consideradas en la metodología utilizada. Además, la mayor parte de los clientes de las empresas de distribución están asentados en zonas urbanas, según las cifras presentadas a esta Autoridad, en noviembre 2022 el 67% de los clientes estaban en zonas que se clasifican como urbana y suburbana.

Sobre el reconocimiento adicional para los costos operativos (administración, comercialización, operación y mantenimiento) de las redes de distribución en áreas rurales, es importante aclarar que en ninguna revisión tarifaria las empresas han presentado información que demuestre que los ingresos aprobados para el periodo tarifario no hayan sido suficientes para cubrir los “mayores costos por operar y mantener redes en áreas rurales” ni los costos adicionales de comercialización que señalan. Inclusive el análisis de los costos realmente incurridos por las empresas de distribución en el periodo tarifario demuestra que los ingresos aprobados han sido mayores. Por lo que se rechaza la incorporación de un factor de recargo para estos fines.

El reconocimiento de pérdidas adicionales por zonas rojas planteado por ENSA, no forma parte de esta consulta pública.

13.3. INFORMACIÓN PROCESADA DE LA BASE DE DATOS DE LA FERC

• COMENTARIOS DE ENSA

Realizando el análisis de la información complementaria presentada y que fuera usada como insumo para el cálculo de los coeficientes de las ecuaciones de eficiencia, han detectado los siguientes puntos:

A. Valor de activos 2019: En el Anexo A de la Resolución AN No.18054-Elec publicado, queda por escrito lo siguiente: “Los datos de activos para el 2019 no estaban disponibles, por lo que preliminarmente su estimación fue realizada a partir del dato de la depreciación anual 2019 (dato disponible) y el porcentaje que representa en cada empresa la depreciación respecto del activo fijo bruto, tomando un promedio en cada empresa entre los porcentajes que resultan para el 2018 y el 2020.”

Sin embargo, ENSA ubicó en la base de datos de la FERC del año 2019 disponible la información relacionada a activos y, por ende, no sería necesaria la estimación de los siguientes datos:

[Firma manuscrita]





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 7 de 34

Concepto	Cuenta
Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)
Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices
Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit

Concepto	Cuenta
Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices
Activos C	(370) Meters
Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems
Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)
Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)

Por lo que solicita que sea utilizada la información de la base de datos de la FERC para el año 2019, no siendo necesaria la estimación de valores.

B. Empresas sin información 2020: Aun cuando ENSA objetó el uso del año 2020 como referencia en este proceso, realizan algunas observaciones sobre la información presentada. La ASEP no incluye en el análisis a un grupo de empresas en el año 2020. Estas empresas son:

ID	Empresa
38	Connecticut Yankee Atomic Power Company
68	CenterPoint Energy Houston Electric, LLC
72	Indiana-Kentucky Electric Corporation
79	Kansas City Power & Light Company
80	Kansas Gas and Electric Company
92	Maine Yankee Atomic Power Company
128	Ohio Valley Electric Corporation
140	Pioneer Power and Light Company
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company
191	Westar Energy, Inc.
198	Yankee Atomic Electric Company
202	Chugach Electric Association, Inc.
227	Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.

Indican que, a la fecha esta información está disponible, por lo que el análisis no sería correcto sin el conjunto de empresas listadas anteriormente. Por lo cual, solicitan no utilizar el año 2020.

C. Información de costos de combustibles referenciada erróneamente: Con respecto a la información de costos de combustibles, se ha detectado en las cuentas, según la numeración de la FERC 501, 518 y 547 que se ha extraído datos, seguramente por algún error involuntario, donde se toma la referencia de la cuenta FERC inmediatamente anterior.

Para el caso de la empresa ALABAMA POWER COMPANY se tienen los siguientes datos de la FERC:

Name of Respondent	This Report is:	Date of Report	Year/Period of Report
ALABAMA POWER COMPANY	(1) ☐ An Original (2) ☒ A Resubmission	(Mo, Da, Yr) 12/31/2018	End of 2020/Q4
ELECTRIC OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES			
If the amount for previous year is not derived from previously reported figures, explain in footnote.			
Line No.	Account (a)	Amount for Current Year (b)	Amount for Previous Year (c)
1	1. POWER PRODUCTION EXPENSES		
2	A. Steam Power Generation		
3	Operation		
4	(500) Operation Supervision and Engineering	11,294,850	12,808,836
5	(501) Fuel	615,489,853	737,978,253
6	(502) Steam Expenses	24,899,345	31,206,247
7	(503) Steam from Other Sources		
8	(Less) (504) Steam Transferred-Cr.		
9	(505) Electric Expenses	5,535,538	5,759,832
10	(506) Miscellaneous Steam Power Expenses	70,536,544	86,311,401
11	(507) Rents	3,460,319	3,042,890
12	(509) Allowances	20,518	44,850
13	TOTAL Operation (Enter Total of Lines 4 thru 12)	731,230,957	877,146,209
14	Maintenance		
15	(510) Maintenance Supervision and Engineering	21,499,808	14,426,480
16	(511) Maintenance of Structures	15,387,172	25,893,839
17	(512) Maintenance of Boiler Plant	82,001,543	138,977,001
18	(513) Maintenance of Electric Plant	10,198,926	27,351,143
19	(514) Maintenance of Miscellaneous Steam Plant	5,300,211	8,147,385
20	TOTAL Maintenance (Enter Total of Lines 15 thru 19)	143,387,760	214,595,848
21	TOTAL Power Production Expense-Steam Power (Enter Tot lines 13 & 20)	874,618,727	1,091,742,057
22	B. Nuclear Power Generation		
23	Operation		
24	(517) Operation Supervision and Engineering	98,197,454	100,758,314
25	(518) Fuel	111,314,295	108,277,850
26	(519) Coolants and Water	816,631	977,874
27	(520) Steam Expenses	17,684,980	17,768,275

Mientras que en la documentación complementaria compartida con el anexo A se observan los siguientes datos para las cuentas resaltadas:

off





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 8 de 34

Concepto	RowLiteral	Valor	Report ye
Costos de Combustible	(501) Fuel	11,294,850	2020
Costos de Combustible	(518) Fuel	98,197,454	2020

Contrastando ambas imágenes se observa que el dato utilizado para la fila identificada 501 (2020 - 11,294,850) corresponde al dato de la fila 500 “Operation Supervision and Engineering”. Esta situación de diferencias se presenta en las siguientes cuantías dentro de la muestra ASEP:

Año	Concepto	Cuenta	Cantidad empresas con error
2020	Costos de Combustible	(518) Fuel	24
2020	Costos de Combustible	(501) Fuel	87
2020	Costos de Combustible	(547) Fuel	81

Por lo expuesto, se detecta un error de referencia de las cuentas 501, 518 y 547 para el año 2020. Solicitan que, en todo caso, la información de este año sea excluida del análisis.

D. Diferencias entre valores del formulario FERC Form 1 y los empleados: Varias cuentas para un conjunto amplio de empresas muestran diferencias entre lo informado por la FERC en su formulario Form 1 y los valores empleados por la ASEP. Presumiblemente ello como consecuencia de que la ASEP emplea bases de la FERC no actualizadas. Las cuentas que presentan diferencias son:

Año	Concepto	Cuenta	Cantidad empresas afectadas
2020	Venta de Energía Otras [MWh]	(448) Interdepartmental Sales	27
2018	Venta de Energía Otras [MWh]	(448) Interdepartmental Sales	28
2019	Venta de Energía Otras [MWh]	(448) Interdepartmental Sales	28
	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	2 (ID 80, 191)
	Costo Salarios D	Distribution (Enter Total of lines 6 and 16)	132
	Costo Salarios C	Customer Accounts (Transcribe from line 7)	135
	Costo Salarios C	Customer Service and Informational (Transcribe from line 8)	121
	Costo Salarios Ad	Administrative and General (Enter Total of lines 10 and 17)	161
	Costo Salarios Totales Elect	TOTAL Oper. and Maint. (Total of lines 20 thru 27)	162
	Costo Salarios Otras cuentas	TOTAL Other Accounts	135
	Costo Salarios Totales	TOTAL SALARIES AND WAGES	165
	Costo Salarios C	Sales (Transcribe from line 9)	59
	Costo Salarios Payroll	Payroll	97

Como se observa, las diferencias se concentran en:

- Los costos salariales de 2019.
- Las ventas interdepartamentales en 2018 a 2020.

E. Actualización de datos 2017: Aun cuando ENSA objetó la utilización de información del año 2017 como datos de referencia, realizan comentarios sobre la información publicada. Entre ellas, cuatro empresas presentan diferencias en cuentas de costos de distribución en 2017. Estas empresas son:

ID	Empresa
12	Black Hills Power, Inc.
170	Tampa Electric Company
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP

Las cuentas con diferencias corresponden a costos de O&M de distribución:

Concepto	Cuenta
Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering
Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching
Costos OyM (D)	(582) Station Expenses
Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses
Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses
Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses
Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses
Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering
Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment
Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines
Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines
Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers
Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant

AN



Resolución AN No. 18326 -Elec

de 28 de marzo de 2023

Página 9 de 34

Por lo anterior, ENSA expresa que la información 2017 de las empresas y cuentas indicadas no serían correctas. Por lo que solicitan que dicha información sea excluida del análisis.

F. Datos triplicados de O&M de empresa 62: Aun cuando ENSA no está a favor de considerar información del año 2020, presentan consideraciones en este punto. Señalan que la ASEP triplica costos operativos de la empresa 62 (Gulf Power Company) en diferentes años.

En virtud de lo anterior se presenta un error en la base de datos utilizada porque hay valores duplicados de la empresa 62. Solicitan no considerar la información del año 2020.

G. Valor negativo en Costos de Administración en la empresa 42 en 2020: Aun cuando ENSA objetó la utilización de la información del año 2020 como datos de referencia, realizan comentarios sobre la información publicada. Entre ellos, la ASEP obtiene costos de administración ajustados negativos para la empresa 42 (The Dayton Power and Light Company) en 2020. Ello es debido a que el costo de combustible empleado en la fórmula de cálculo de estos costos tiene un valor inusualmente alto (posiblemente el valor está multiplicado por 1000), como se ve en la siguiente imagen:

	A	B	C	D	E	F	G	U	AC
1	Concepto	RowLiteral	Valor	Report_year	Row_num	Report	respondent_id	Costos de Comb	ValorA
36588	Costos de Administración JTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 19		73 522 883	2020	197	12	42	2 543 250 842	- 4 161 113

En virtud de lo anterior, se presenta un error en los costos de combustibles que afecta el análisis. Solicita no considerar la información del año 2020.

H. Costos O&M Transmisión (24-115kV): Los costos de O&M asociados a activos de transmisión 24-115kV requieren, en muchos casos, para su extracción de una revisión individual e incluso manual.

Como consecuencia de lo anterior, observan que los datos extraídos por la ASEP en algunos casos no son correctos. Como ilustración se muestra el caso de ALABAMA POWER COMPANY 2020:

respondent_id	Report_year	Valor ASEP	Valor Correcto
2	2020	73 685 466	33 297 859

En el caso de que no se cuente con el detalle por nivel de tensión de los costos de O&M, solicitan que se aplique el procedimiento empleado en la Revisión Tarifaria anterior. Por lo anterior, sugieren que se revisen los costos de O&M de activos de transmisión (24-115kV), de acuerdo con lo expresado previamente.

• **COMENTARIO DE EDEMET Y EDECHI**

I. Datos de costos de combustibles de las empresas de la FERC

Observan un error en los datos extraídos de la FERC para el Costo de Combustibles del año 2020. La siguiente imagen ilustra con claridad la diferencia de escala entre los valores de 2020 y los de los años anteriores, para el caso de una empresa (Respondent ID 2). No obstante, este error se repite para todas las empresas de la muestra en el año 2020:

Handwritten signature



Resolución AN No. 18326 -Elec

de 29 de marzo de 2023

Página 10 de 34

A		B	C	D	E	F	G
Concepto	Detalle	Valor	Reporte	Reporte	Reporte	Reporte	Reporte
2810	Costos de Combustible	(501) Fuel	941,815,012	2015	5	12	2
2811	Costos de Combustible	(511) Fuel	114,977,413	2015	25	12	2
2812	Costos de Combustible	(547) Fuel	280,325,181	2015	63	12	2
7769	Costos de Combustible	(501) Fuel	894,248,632	2016	5	12	2
7770	Costos de Combustible	(511) Fuel	106,527,079	2016	25	12	2
7771	Costos de Combustible	(547) Fuel	285,887,942	2016	63	12	2
16240	Costos de Combustible	(501) Fuel	805,832,315	2017	5	12	2
16241	Costos de Combustible	(511) Fuel	111,309,457	2017	25	12	2
16242	Costos de Combustible	(547) Fuel	299,138,536	2017	63	12	2
23031	Costos de Combustible	(501) Fuel	688,863,859	2018	5	12	2
23032	Costos de Combustible	(511) Fuel	108,543,876	2018	25	12	2
23033	Costos de Combustible	(547) Fuel	343,472,842	2018	63	12	2
29822	Costos de Combustible	(501) Fuel	737,578,753	2019	5	12	2
29823	Costos de Combustible	(511) Fuel	108,277,850	2019	25	12	2
29824	Costos de Combustible	(547) Fuel	253,790,794	2019	63	12	2
35613	Costos de Combustible	(501) Fuel	11,796,070	2020	5	12	2
35614	Costos de Combustible	(511) Fuel	98,077,854	2020	25	12	2
35615	Costos de Combustible	(547) Fuel	3,716,429	2020	63	12	2

Solicitan a la ASEP corregir esta información para todas las empresas en 2020, dado que este error conlleva a datos incorrectos de Costos Administrativos de las empresas comparadoras.

• **ANÁLISIS DE LA ASEP SOBRE LA INFORMACIÓN PROCESADA DE LA BASE DE DATOS DE LA FERC:**

Se han analizado las observaciones presentadas por ENSA, EDEMET y EDECHI y se contestarán en el orden presentado.

Respecto a los comentarios de ENSA transcritos en los literales A, B, D, E y H:

A. Valores de activos 2019

Esta Autoridad considera relevante aclarar que la información necesaria para llevar adelante estudios como el presente, no puede ser actualizada constantemente, a lo largo del estudio, en forma paralela a la frecuencia con que la FERC efectúa esas actualizaciones. Esto exigiría de reprocesamiento constante de los datos y recálculo de los coeficientes de las ecuaciones de eficiencia, imposibilitando el cumplimiento de los tiempos establecidos en el cronograma de la revisión tarifaria que, en este caso, ya presenta un atraso considerable. Por lo que se establece un término para la recopilación de la información. En este caso, la información fue recopilada en segundo semestre de 2021.

Es por este motivo que algunas cuentas muestran diferencias entre lo informado por la FERC en su Form 1 a finales del año 2022 y los valores empleados por la ASEP, ya que la información de las empresas de la FERC que se mencionan, al momento de la recolección de los datos presentaban otros datos.

Cabe recordar que el objetivo del estudio es determinar **las ecuaciones de eficiencia de costos, activos y pérdidas**, para lo cual requiere una información de base muy voluminosa, la cual necesariamente debe ser tomada a una determinada fecha.

Los archivos con extensión .dbf que fueron descargados del sitio oficial de la FERC, se pondrán a disposición de los interesados en el archivo denominado **“Bases FERC.zip”**, que se incorporará a los anexos de esta Resolución, en el mismo se encuentran todas las tablas utilizadas de donde se extrajo la información.

Con respecto a la información de activos para el 2019, si bien actualmente se encuentran disponibles en la publicación de la FERC, al momento de la recopilación, los mismos no se encontraban disponibles, por lo que se procedió a su estimación con el fin de respetar una única base de información.

B. Empresas sin información 2020

CA



Resolución AN No. 10326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 11 de 34

Como ya se mencionó, la recolección y análisis de la información para la revisión tarifaria se realizó durante el segundo semestre del 2021, por lo que se utilizó información disponible en aquel momento.

D. Diferencias entre valores formulario FERC Form 1 y los empleados

Con respecto a la información que menciona la empresa, como ya se observó, algunas cuentas muestran diferencias entre lo informado por la FERC en su Form 1 a finales de 2022 y los valores empleados por ASEP, ya que la información de las empresas de la base FERC que se mencionan, al momento de la recolección de la información, presentaban otros datos.

E. Actualización de datos 2017

Similar a lo expresado en los literales anteriores, también hay datos de cuentas que corresponden a costos de O&M de distribución que presentan diferencias entre lo informado por la FERC, a partir de consultas recientes y los valores empleados por la ASEP.

Por lo anteriormente explicado, no se acepta la solicitud de ENSA y se determina mantener como base del estudio la información que fue descargada durante el segundo semestre del 2021. **Por lo tanto, no se modificará la información sustentada en los literales A, B, D y E.**

H. Costos O&M Transmisión (24-115 kV)

Se revisaron los formatos de presentación de los costos de O&M de activos de transmisión por parte de las empresas de la FERC, los cuales no responden a un estándar determinado para todas las empresas de la muestra, por lo tanto, fue necesario ajustar los valores en las bases utilizadas en la fase final del estudio.

Para obtener los costos de O&M asociados a los activos de transmisión 24-115 kV, se requirió realizar una revisión individual y la extracción manual de los datos de cada una de las empresas que conforma la base de datos de la FERC. En muchos de los casos no se contaba con un nivel de detalle que lograra identificar los costos de O&M y los activos por tensión, necesario para poder capturar la información de aquellos que se encontraban entre los 24 kV y los 115 kV, por lo que se decidió aplicar el mismo procedimiento empleado en la revisión tarifaria anterior.

A continuación, se presentan los pasos y criterios que fueron utilizados para identificar y extraer los datos de costos y activos de transmisión de 24-115 kV de cada una de las empresas de la base FERC, lo cual se puede verificar con mayor detalle en archivo Excel denominado "BD FERC 2017-2020.xlsx" que se aporta como parte del Anexo B de esta Resolución.

1. Se descargó la información de la tabla "fl_xmssn_line" del archivo fl_74.dbf proveniente de la base FERC, que contiene información de costos de O&M y costos de activos de transmisión de 24-115 kV.
2. Se observa que la tabla cuenta con campos de información variada y de detalle referente a los activos de transmisión. Para poder extraer los datos necesarios de activos de niveles de tensión 24-115 kV, fue necesario clasificar cada una de las líneas de la tabla según si cuenta con valores de costo de activo (columna llamada "COST_TOTAL") y/o con valores de costo de OyM (columna llamada "EXPNS_TOTAL"). Tal como se muestra en la imagen de abajo, las líneas de la tabla se clasificaron en:
 - a. "NO": en caso de que sus valores de costos de O&M y de activos sean nulos o no correspondan a datos de activos con niveles de tensión entre 24-115 kV.

9





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 12 de 34

- b. “SI/SI”: en caso de identificarse líneas de la tabla que presentan datos de costos de O&M y de activos para líneas de transmisión de 24-115 kV.
 - c. “SI/NO”: en caso de identificarse líneas de la tabla que presentan datos de costos de activos, pero no de costo de O&M. Luego, estos últimos requieren ser calculados.
3. Finalmente, para aquellas líneas de la tabla en la que fueron clasificadas con “SI/NO”, fue necesario estimar sus costos de O&M, en función de los valores de costo de Activo de la columna “COST_TOTAL”, multiplicado por la participación promedio de la muestra analizada correspondiente al total de costos de O&M sobre el total de costos de Activo.

Para mejor comprensión, tomamos como ejemplo una empresa en particular, para visualizar la forma de extraer dicha información de costos y activos de transmisión de 24-115 kV. Se muestra el caso del Respondent_ID numero 7 (“Arizona Public Service Company”) para el año 2020, empresa cuya información se encuentra en la tabla “fl_xmssn_line” del archivo fl_74.dbf proveniente de la base FERC.

[illegible]

De la tabla se observa que esta empresa (Respondent_ID: 7) presentó datos para líneas de transmisión en todos sus niveles de tensión, y se podrían identificar intuitivamente aquellas líneas de niveles entre 24-115 kV, a partir de la información de voltaje de la columna “VOLTAGE_OP”. Sin embargo, se observa que algunas de estas líneas presentaron valores de costos de activos (“COST_TOTAL”), pero no así de costos de O&M (“EXPNS_TOTAL”), por lo que fue necesario clasificarlas en “SI/SI” o “SI/NO”, dependiendo de si contaban con información completa o parcial, respectivamente. Luego, la columna “DESIGNATION”, permitió clasificarlas según se trataba de aérea o subterránea.

Para estimar el costo de O&M de las líneas que fueron clasificados con “SI/NO” se utilizaron los valores de costo de activos de cada línea y se multiplicaron por la participación promedio de la muestra analizada correspondiente al total de costos de O&M sobre el total de costos de Activo, tal como se indica en la siguiente tabla:

Año	2020	Inv	O&M	O&M/Inv
SI/SI		9,430,097,400	122,381,255	1.30%
SI/NO		18,782,697,268	301,587,908	1.61%
Total		28,212,794,668	423,969,163	1.50%

Finalmente, y considerando como ejemplo la línea de la tabla con el recuadro rojo, el costo de O&M recalculado resultó de multiplicar: US \$ 670,683,927 x 1.61% = US \$10,768,962, que se presenta en la columna “TOTAL Recalc” de la tabla anterior.

Por lo anterior, se procedió a revisar y ajustar los Costos O&M Transmisión (24-115 kV) en la base de datos que se utiliza para el análisis de las empresas comparadoras y determinación de las ecuaciones de eficiencia.

Respecto a los comentarios de ENSA transcritos en los literales C. Información de costos de combustibles referenciada erróneamente, F. Datos triplicados de O&M de la empresa





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 13 de 34

62 y G. Valor negativo en Costos Administración en la empresa 42 en 2020 y al comentario de EDEMET y EDECHI transcrito en el literal I. Datos de costos de combustibles de las empresas de la FERC:

- Se han analizado los argumentos presentados, identificando las diferencias en el procesamiento de la información, por lo que se procedió a la corrección de los datos correspondientes en los literales indicados.

13.4. PERIODO DE REFERENCIA PARA EMPRESAS COMPARADORAS

A. Considerar datos de 2017 a 2022:

• COMENTARIOS DE EDECHI Y EDEMET

Las ecuaciones de eficiencia propuestas por la ASEP en esta consulta pública están basadas en un estudio que considera datos de empresas de la FERC y de Panamá para los años 2017, 2018, 2019 y 2020. En este sentido, en la página 16 del Anexo A se indica lo siguiente:

“La base de datos empleada para calcular la eficiencia que permitirá determinar el grupo de empresas comparadoras, incluye 99 distribuidoras estadounidenses de la base FERC y a las 3 distribuidoras panameñas, totalizando así 102 empresas, las cuales conforman la base completa. Los datos de los inputs y outputs, para llevar adelante la DEA, corresponden al promedio del periodo 2017-2020, ya que permite neutralizar el impacto de factores aleatorios que podrían sesgar los resultados.

La extensión de cuatro años del panel resulta adecuada ya que, no se han producido interrupciones tecnológicas que puedan haber modificado sustancialmente los costos de las distribuidoras, por lo que, mayor cantidad de datos redundará en estimaciones más precisas de las funciones de costos.

Otro aspecto favorable al incluir los últimos cuatro años se relaciona con el fenómeno de la pandemia de Covid-19, la cual afectó el nivel de actividad de la economía y por añadidura al sector de distribución de energía eléctrica, al proveer un insumo demandado por numerosos sectores. Si se hubiera considerado solamente el año 2020, las estimaciones de las ecuaciones de eficiencia hubiesen resultado atípicas, ya que probablemente la energía demandada en dicho año no refleja el volumen habitualmente distribuido. Para compensar este hecho aleatorio, es deseable incluir en el análisis información de periodos típicos, para evitar que el impacto de la recesión por el Covid-19 produzca resultados sesgados que afecten el ingreso permitido futuro de las empresas reguladas. Así, se amplió el panel con datos de los últimos tres años anteriores, brindando la posibilidad de capturar la naturaleza de los diferentes costos de producción atenuando el impacto de la pandemia.

Por último, cabe resaltar que se trata de un periodo de cuatro años, relativamente reducido, pero que a la vez permite tener en cuenta la particularidad de cada empresa en el tiempo, enriqueciendo la calidad de las estimaciones”.

Señalan que esta decisión y sus fundamentos involucran una serie de errores que resultan muy graves habida cuenta de que el resultado de esta metodología tiene un impacto directo y sustancial en la definición de los ingresos que podrán recuperar las distribuidoras de Panamá para afrontar las inversiones y los costos de prestar el servicio. A continuación, se explican estos errores.

La decisión de la ASEP de cambiar la cantidad de años de la muestra constituye un cambio importante respecto de la práctica regulatoria de la propia ASEP en las últimas cuatro revisiones tarifarias. La siguiente tabla muestra la consistencia que la ASEP mantuvo en cada revisión tarifaria respecto de considerar dos años de referencia para las empresas comparadoras. En este sentido, el criterio esperable para mantener la continuidad regulatoria hubiera sido contemplar los años 2019-2020, en lugar de 2017- 2018-2019-2020.

AT



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 14 de 34



Período Tarifario	Años de Emp. Comp.
2006-2010	2003-2004
2010-2014	2007-2008
2014-2018	2011-2012
2018-2022	2015-2016
2022-2026 Esperable	2019-2020
2022-2026 Cons. Pub.	2017-2018-2019-2020

Antes de analizar los argumentos metodológicos de la ASEP para este cambio, consideran muy importante destacar el valor institucional que tiene para todo el sector de distribución de energía eléctrica la existencia de reglas claras y consistentes en el tiempo, dado que las inversiones que el sector requiere se recuperan en períodos muy superiores a los cuatro años del período tarifario y, por lo tanto, la estabilidad de los criterios es un valor sumamente importante para garantizar un acceso sostenido y eficiente a los fondos que el desarrollo del sector requiere.

Por lo tanto, la modificación de criterios metodológicos, de los cuales siempre habrá variantes válidas para aplicar, deberá estar muy bien fundada para no dañar el valor institucional que la ASEP ha construido a lo largo de los años como regulador. Teniendo en cuenta lo anterior, cabe decirse que el único argumento considerable para modificar el criterio esperable de considerar 2019-2020 como base del estudio es el hecho de que el año 2020 fue totalmente atípico por consecuencia de la Pandemia.

En efecto, esto trajo consecuencias muy diversas sobre el comportamiento de las ventas de energía y potencia, y sobre los costos de distribución, administración y comercialización. Además, fruto de que las medidas de restricción a la movilidad fueron muy diversas en Panamá respecto de Estados Unidos, e incluso dentro de Estados Unidos hubo diferencias entre Estados, el impacto en ventas y costos no puede asumirse para nada simétrico. Algunos de estos efectos pueden verse a la luz de los siguientes datos que surgen del propio estudio de la ASEP:

	Promedio Empresas Panamá			Promedio Empresas FERC (*)		
	2019	2020	Var %	2019	2020	Var %
AD	1,531,944,996	1,551,276,160	1%	4,029,519,703	4,394,176,901	9%
AC	89,091,010	93,546,230	5%	199,917,263	216,546,986	8%
OYMD	40,305,785	39,321,886	-2%	187,296,716	189,725,750	1%
OYMC	31,641,097	45,612,645	44%	89,164,758	93,210,108	5%
ADM	29,334,379	23,445,146	-20%	59,194,410	61,201,232	3%
Ventas Energía	2,639,805	2,305,217	-13%	19,125,241	18,510,457	-3%
Dem Maxima	570	547	-4%	3,736	3,669	-2%
Clientes	397,360	408,152	3%	794,387	803,130	1%

Como puede observarse, las empresas de Panamá tuvieron impactos muy significativos en 2020 fruto de la Pandemia de Covid-19 y las medidas de restricción, que no tienen correlato con las empresas de la FERC. Se destacan los siguientes ítems:

- Costos de Comercialización (OYMC): se observa un incremento del 44% en Panamá disparado por el incremento en el costo de incobrables, cosa que en Estados Unidos también se observa, pero más moderadamente (solo un 5%). Esto es consistente con la realidad socio económico de cada país, y con las diferentes medidas tomadas por el gobierno en ambos casos, mismas que el caso de Panamá aún se mantienen para un importante sector de los clientes regulados con menores consumos.
- Costos Administrativo (ADM): los cuales se redujeron un 20% en Panamá producto de restricciones en distintos bienes, servicios y actividades, mientras en las empresas de la FERC no hubo casi impacto, como se aprecia en los datos presentados para la FERC.
- Ventas de Energía cayendo fuertemente en Panamá un 13%, mientras este efecto fue mucho menor en las empresas de la FERC con solo un 3%. Esto responde principalmente a la diferencia en el nivel de restricciones a la movilidad que el gobierno dicto en Panamá, y que fue mucho menos estricta en Estados Unidos.

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 15 de 34

Por lo tanto, se solicita a la ASEP mantener el criterio de utilizar dos años como muestra para el estudio, a fin de evitar los problemas que pudiera generar el año 2020 por ser atípico, contemplar para el estudio los años 2018 y 2019.

• COMENTARIOS DE ENSA

Señalan que la ASEP realiza el análisis de eficiencia con información de la FERC de los años 2017 a 2020, utilizando una nueva metodología que no guarda relación con lo que históricamente se ha venido ejecutando en el proceso habitual de revisión tarifaria.

Consideran que es más adecuado emplear información de los años 2018-2019 por los siguientes motivos:

- Se mantiene la estabilidad técnico-regulatoria dado que en las últimas revisiones se ha considerado un panel de datos de 2 años
- El año 2020 se propone que sea excluido por corresponder con el año de pandemia por Covid-19, lo que seguramente afecta los ingresos, costos y consumos de las empresas.

B. Cambio metodológico al realizar estudio con USD a Jun-20 lugar de USD a Jun-21:

• COMENTARIO DE EDEMET Y EDECHI

La propuesta de la ASEP involucra otro cambio de criterio respecto de lo que históricamente ha sido aplicado por la ASEP, y en este caso está asociado con la indexación que se realiza sobre los costos de las empresas de la FERC a fin de poder hacer comparables los dólares de distintos años.

En este sentido, históricamente la ASEP ha mantenido la práctica de expresar los costos de la FERC a junio del año anterior de la revisión tarifaria, el cual en el actual contexto sería junio de 2021. La justificación de este criterio estaba dada en que, a la fecha normal de los procesos de revisión tarifaria, este era uno de los últimos meses con información definitiva. Teniendo en cuenta el actual atraso de la revisión tarifaria para el período 2018-2020, no imputable a las distribuidoras, podría incluso tener más sentido expresar los datos de la FERC a junio de 2022.

Sin embargo, en la actual propuesta de la ASEP este cálculo se ha expresado a junio de 2020, lo cual además resulta perjudicial para los ingresos de las empresas distribuidoras en vista de la significativa diferencia entre la inflación de USA y de Panamá. Por lo tanto, se solicita a la ASEP mantener continuidad regulatoria en este punto y expresar todos los cálculos a junio de 2022.

• ANÁLISIS DE LA ASEP SOBRE LA INFORMACIÓN PROCESADA DE LA BASE DE DATOS DE LA FERC:

Se han analizado las observaciones presentadas por las empresas y se contestarán en el orden presentado.

Respecto a los comentarios de EDEMET, EDECHI y ENSA transcritos en el literal A. Considerar datos de 2017 a 2022:

La decisión de ampliar la cantidad de años de información no supone un error grave ni un cambio metodológico. El trabajo se ha llevado adelante tomando como referencia similares lineamientos a aquellos que permitieron la ejecución de los estudios correspondientes a las revisiones tarifarias anteriores.

Enfatizamos que dada las características del estudio que debe llevarse a cabo, y considerando el análisis de eficiencia comparada utilizando el panel de datos, es deseable contar con series de datos temporales de cada unidad muestral que permitan confirmar la gestión de cada empresa y su posterior elección (o no) como parte del grupo de empresas eficientes que finalmente son utilizadas para la determinación de las funciones de costos

64





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 16 de 34

e inversiones eficientes. Cuanta más información se disponga, menor es el riesgo de quitar/dejar empresas que en realidad por su historia responden o no a los criterios de eficiencia que aplican en el presente estudio.

Con respecto al año 2020, y la preocupación de la distribuidora, debido al impacto que la pandemia generó en las variables de interés (Activos, Costos, Ventas, etc.) en las empresas panameñas, cabe destacar que la información de estas empresas solo interviene en la etapa de aplicación de la técnica DEA, donde es de interés ver el nivel de eficiencia de estas empresas en el conjunto de empresas que se evalúan para escoger las comparadoras.

Es importante aclarar que, al momento de utilizar los modelos de regresión que dan lugar a las funciones de costos, activos y pérdidas eficientes, solo son utilizados los datos correspondientes a las empresas escogidas de la FERC como empresas comparadoras, por lo que la situación particular atravesada por las empresas panameñas en 2020 no influye en los resultados obtenidos y como se puede observar en los datos de las empresas de la FERC, las mismas no fueron afectadas de la misma forma que las panameñas.

Por otro lado, las empresas no presentan criterios validos en contra del uso de más años para el cálculo, solo indican o se enfocan en señalar que es una modificación de criterios metodológicos. Por lo que reiteramos lo esbozado en la respuesta a los comentarios generales de la sección 13.1, en donde se les manifiesta, que esta Autoridad cada cuatro años revisa la propia metodología de cálculo y los criterios establecidos, siempre buscando incorporar mejoras en los mismos y, en esta ocasión, se ha considerado como una mejora ampliar la cantidad de años de información de las empresas comparadoras.

Por lo expuesto, no se acepta la solicitud de las empresas de distribución de utilizar sólo dos años para el análisis.

Respecto al comentario de EDEMET y EDECHI transcrito en el literal B. Cambio metodológico al realizar estudio con USD a Jun-20 lugar de USD a Jun-21

Como se señaló en la respuesta a los comentarios de ENSA transcritos en los literales A, B, D y E de la sección 13.3, la recolección y análisis de la información para la revisión tarifaria inició durante el segundo semestre del 2021, por lo que se utilizó la información disponible de aquel momento.

La actividad más demandante en recursos y tiempo para la determinación de las empresas comparadoras y las ecuaciones de eficiencia, consistió en evaluar la base de datos de la FERC para utilizar la información de las empresas que resulte consistente, donde a su vez se debían ajustar los datos de las empresas seleccionadas con factores económicos y técnicos para obtener una muestra homogénea con las empresas panameñas.

Esto significó establecer, entre otras cosas, una fecha y moneda para el estudio, a manera de reexpresar todos los valores monetarios, y trabajar así sobre una base homogénea. Considerando el año 2021 como año en curso (cuando se recopiló la información), se estableció Junio 2020 como la fecha de referencia, fecha para la cual en 2021 ya se encontraban publicados los valores de la totalidad de índices y precios necesarios para lograr la reexpresión de los valores monetarios (Índices de precios del mercado estadounidense, índices de precios del mercado panameño, tipos de cambio, factores de conversión, salarios promedio en el mercado estadounidense y en el panameño, etc.).

En función de lo anterior, el cálculo de las ecuaciones se mantiene a Junio 2020, tal como ocurre en toda revisión tarifaria donde se define una fecha de estudio base. Vale la pena destacar que los resultados obtenidos de la aplicación de las variables de cada empresa panameña a las ecuaciones serán oportunamente actualizados mediante la fórmula de indexación e índices correspondientes a fecha correspondiente.

13.5. VARIABLES EXPLICATIVAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA

13.5.1. Ecuaciones de Eficiencia de Activos y Costos de OYM de distribución

13.5.1.1. Variable Longitud de Red

CA



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 17 de 34



• COMENTARIO DE EDEMET Y EDECHI

La ASEP propone la incorporación de una nueva variable en el estudio de determinación de empresas comparadoras, cuyo aporte estaría dado por representar mejor la realidad de la dispersión de la demanda en el área de concesión de una empresa y que hasta el momento no se lograba capturar con los datos disponibles en la FERC y en el EIA. Esta variable es la longitud de líneas aéreas y subterráneas.

Resulta importante destacar la intención de la ASEP en este sentido ya que, si bien implicaría una modificación a la metodología que hasta ahora se ha venido aplicando en cada revisión tarifaria, el objetivo de incorporar esta información claramente es mejorar la metodología con una variable muy relevante para explicar los costos de operar una distribuidora de energía eléctrica con las características de EDECHI y EDEMET. Sin embargo, esta buena intención se ve opacada por dos grandes problemas que tiene la propuesta de la ASEP en este sentido.

Por un lado, la robustez y confiabilidad de los datos utilizados resulta sumamente débil para un propósito tan importante como definir a partir ellos los ingresos con los que contará la empresa para poder operar. La razón de esta debilidad está dada en primer lugar por el origen de los datos, que no provienen de una base de datos sistemática y oficial, como lo es la de la FERC o incluso el informe de indicadores de calidad obtenido del EIA, sino que se basa en una obtención manual caso a caso de documentos y páginas web de cada empresa. Adicionalmente, al ser esta información insuficiente, se aplica una metodología para estimar la información faltante la cual termina implicando que más del 80% de los datos son, en efecto, una estimación peregrina.

• COMENTARIOS DE ENSA

Aun cuando la variable Longitud de Red supone una métrica útil para modelar las características de las empresas distribuidoras utilizadas como comparación, consideramos que no se puede perder de vista que cualquier variable a ser utilizada como descriptiva de un conjunto de empresas debe contar con la rigurosidad metodológica que soporte su construcción.

El abordaje presentado actualmente es insuficiente considerando que el análisis propuesto por la ASEP recurre, por falta de datos, a diversas estimaciones, ajustes o proyecciones de la longitud de red aérea y subterránea de empresas de la FERC.

Si bien se expone que la información se obtiene de fuentes públicas, es muy importante señalar que no se tiene garantía de que la información sea consistente, auditada o que surja de criterios preestablecidos de cálculo (como es el caso de la información contenida en los formularios Form 1 de la FERC o indicadores de calidad publicados por EIA) y dejando la ambigüedad sobre el tipo de red incluida o incluso la forma en que son medidos los tramos.

Adicional a esto, se presenta en la propuesta una serie de pasos de ajuste a los datos necesarios por la poca disponibilidad de datos encontrada. Estos ajustes en algunos casos significan la realización de extrapolaciones de datos fuera del periodo en cuestión, o estimaciones con base en costos promedios por zonas de referencia.

Por otro lado, la información es incompleta, no contándose con información para todas las empresas ni para todos los años. Aproximadamente, el 30% de las empresas no cuenta con información de longitud de red (ni total o desagregada en aérea y subterránea).

Aparte de lo señalado, la información obtenida no corresponde a datos dentro del periodo 2017-2020, al cual corresponden los datos FERC. Señalan que sí se compara con la información obtenida desde las bases de datos FERC se tiene un gran contraste en términos de calidad de información.

AA





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 18 de 34

Por lo tanto, ENSA objeta el uso de esta información en la forma presentada por no contar con un origen de información auditada por un organismo oficial construida con una metodología homologada. Aunado a los criterios técnicos que desde nuestra óptica invalidan el uso del dato, queremos señalar que, dada la poca completitud de información en la propuesta presentada, la ASEP realiza procedimientos para estimar la longitud de red de las empresas sin información y/o completar años faltantes en el caso de empresas con datos de un año. Estos procedimientos para estimar la red muestran una serie de inconsistencias procedimentales que señalamos a continuación:

- El costo por km para el total de la red de la empresa no se encuentra comprendido entre el costo por km de la red aérea y el costo por km de la red subterránea.
- Se estiman kilómetros de redes subterráneas en empresas que, de acuerdo con la información recopilada por la ASEP, no cuentan con redes subterráneas.
- La red total ajustada a 2020 no coincide con la suma de la red aérea y subterránea estimada para el año 2020, siendo en algunos casos las diferencias muy significativas.

Por las razones anteriormente expuestas, ENSA rechaza el uso actual de la variable Longitud de Red como variable de referencia para las empresas comparadoras y, por tanto, su utilización como variable explicativa a ser utilizada en el cálculo de reconocimiento eficiente a empresas distribuidoras y comercializadoras.

• **ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE LA VARIABLE LONGITUD DE RED**

Sobre la calidad de datos:

Esta Autoridad no comparte la opinión de EDEMET y EDECHI sobre la “debilidad” de la robustez y confiabilidad de los datos utilizados. Los sitios informados (dentro de la Consulta Pública) de los cuales han sido extraídos los datos de longitud de red son válidos y públicos, los cuales mayormente son las propias páginas WEB oficiales de las empresas, por lo que no existe motivo para poner en duda la veracidad del dato publicado. Con relación a los datos de longitud de red que son estimados, ya sea porque el dato descargado está fuera del periodo 2017-2020 o porque no se encontró el dato de longitud de red de una determinada empresa (la cual es preferible mantener como parte de la muestra), se tiene lo siguiente:

- La existencia de un sistema único de cuentas para clasificación de los costos de los activos permite contar con una cuenta específica de contabilización de costos de redes aéreas y de costos de redes subterráneas, variables altamente correlacionadas con el activo físico. Esta relación se considera válida para estimar la longitud de red dentro del periodo 2017-2020.
- El cálculo de costos unitarios de redes por región dentro de los Estados Unidos se considera apropiado para, a partir de estos costos unitarios y del valor de los activos, estimar la longitud de red para las empresas sin información completa.

Por otro lado, es importante destacar, que distintos datos que permiten la realización del estudio deben estimarse o aproximarse ante la ausencia del dato concreto, permitiendo un trabajo más a detalle o por componente de costo. Estos análisis no serían factibles de realizar si no se avanza en la incorporación de criterios o variables que directa o indirectamente y de un modo lógico se aportan.

Ejemplo de lo mencionado es el caso de los porcentajes de mano de obra y materiales en los activos de las empresas de la FERC, dato que no se conoce y, por lo tanto, debe estimarse. Dicha estimación se hace a partir de la estructura de costos de los activos de las empresas panameñas, puestos en el mercado estadounidense. También está el caso de los porcentajes que representan los costos de los materiales locales (en los OPEX, no así en Activos) en el total de costos de materiales, en las empresas panameñas, dato que es necesario conocer para reexpresar adecuadamente los costos de las empresas panameñas en el mercado estadounidense y luego traer los valores de los costos eficientes desde ese mercado al panameño. Estos datos también deben ser asumidos ante la ausencia del dato objetivo.

GP



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 23 de marzo de 2023
Página 19 de 34

También puede citarse el factor 0.4 con el cual los costos de la infraestructura subterránea de las empresas de la FERC son convertidos a costos de infraestructura aérea o los supuestos y mejores criterios que se aplican con el fin de poder estimar los costos de operación y mantenimiento de los niveles de tensión inferiores a 115 kV que en las bases de la FERC forman parte de la actividad de Transmisión.

Los ejemplos anteriores, muestran que existe información relevante para el análisis, que al no estar disponible en un 100%, es estimada para lograr una mejora en la predicción de costos y pérdidas eficientes que deben formar parte del Ingreso Máximo Permitido de las empresas panameñas.

La variable longitud de red, ya sea en forma individual o combinada con otras variables, suele ser una variable “proxy” que permite entender y justificar la infraestructura de red y los costos de operación y mantenimiento de ésta. La no disponibilidad de este dato en una única base de datos no implica su descalificación, en la medida que se cumplan los requisitos que debe reunir el dato para su consideración.

Sobre los resultados obtenidos:

- Con relación a lo planteado, sobre que “el costo por km para el total de la red de la empresa no se encuentra comprendido entre el costo por km de la red aérea y el costo por km de la red subterránea”, se revisó la secuencia de cálculo, dando solución al paso en el que se producía la inconsistencia, es decir, se modificó el costo unitario por km de red de las empresas comparadoras. El motivo radica en que en la información inicialmente obtenida había empresas para las que la longitud de red estaba a nivel total y no por tipo de red. Por lo que, para estos casos, en la planilla de cálculo se ignoraba el dato real y surgían valores estimados de longitudes aéreas y subterráneas, los cuales, al sumarse no coincidían luego con el dato real total.
- Sobre el punto observado de que: “se estiman kilómetros de redes subterráneas en empresas que, de acuerdo con la información recopilada por la ASEP, no cuentan con redes subterráneas”, al respecto cabe aclarar que todas las empresas de la base FERC (o al menos las que finalmente terminan formando parte de la base de empresas comparadoras) presentan información de redes subterráneas, tal como se muestra en la siguiente tabla. Por lo tanto, tal como se describe en el Informe “anexo_a_18054_elec”, las empresas de la muestra donde no fue posible obtener la longitud de red, como la subterránea en algunos casos, dentro del periodo de interés 2017 – 2020, se determinó la misma haciendo uso de la información de longitud de red de las demás empresas, el costo en activos de red de las empresas con datos de longitud y el costo en activos de las empresas sin datos de longitud.
- Sobre el planteamiento de que: “la red total ajustada a 2020 no coincide con la suma de la red aérea y subterránea estimada para el año 2020, siendo en algunos casos las diferencias muy significativas”, la revisión de la base de datos de longitud de red posibilitó resolver la observación planteada.

Por lo anterior, no se acepta lo planteado por EDEMET, EDECHI y ENSA, y se determina mantener la variable longitud de red como parte de las variables explicativas que se analizan como parte del estudio para la determinación de las ecuaciones de eficiencia. El nuevo cálculo se presenta en los anexos de esta Resolución.

13.5.1.2. Variable Momento Eléctrico

• COMENTARIO DE EDEMET Y EDECHI

Indican que, la ASEP introduce la variable de longitud de líneas aéreas y subterráneas a través del concepto de Momento Eléctrico, el cual resulta del producto entre Demanda Máxima (en MW) y longitud total de líneas. Señalan que este concepto resulta, en primer lugar, de difícil interpretación para fines de un estudio de benchmarking, y en particular para saber en qué medida una empresa puede tener mayor exigencia de costos operativos

GA



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 20 de 34

que otra. Por ejemplo, indican que una empresa de alta demanda, pero muy concentrada (poca longitud de red) podría tener el mismo Momento Eléctrico que una de baja demanda, pero con mayor dispersión (mayor longitud de red), y sin embargo los costos de operar y mantener la red de mayor dispersión siempre serán mayores por la cantidad de activos asociados y el esfuerzo de desplazamiento asociado.

Observan que un indicador más adecuado podría ser el ratio de longitud de red por MW de Demanda Máxima ($\text{longitud_red} / \text{DemMax}$), ya que nos permite comparar cuanta mayor es la longitud de red para atender cada MW entre dos empresas. Este indicador es notablemente más alto en las empresas de Panamá. Al evaluar este ratio surgen consideraciones muy consistentes con la realidad de Panamá, como por ejemplo que EDECHI es la empresa de mayor dispersión por unidad de demanda, a la que le sigue EDEMET donde a pesar de atender varias provincias del interior hay un contrapeso por la demanda de la zona metropolitana, y finalmente ENSA es levemente menos dispersa que EDEMET por tener menor extensión la red en el interior de área de concesión.

En conclusión, más allá de la correcta intención para introducir esta importante variable en el estudio (longitud de las redes de distribución), teniendo en cuenta la debilidad de las fuentes de datos utilizadas para la longitud de líneas de las empresas de la FERC y lo incorrecto del uso del momento eléctrico como variable explicativa de los costos, solicitan a la ASEP que para la actual revisión tarifaria se conserven los datos utilizados hasta ahora, es decir la base de datos de la FERC para la mayor parte de los datos y el EIA para datos de calidad, y que para las ecuaciones de AD y OyMD se mantenga la forma funcional del periodo tarifario anterior.

• COMENTARIOS DE ENSA

Señala que en la propuesta presentada por la ASEP, donde las ecuaciones para los activos eficientes de Distribución y costos de operación son expresados en función de una nueva variable explicativa llamada Momento Eléctrico, calculada como el producto de la demanda máxima por la longitud total de la red. Consistente con lo ya mencionado, y apuntando a mantener una estabilidad regulatoria entre los métodos de cálculo para todos los participantes del segmento de distribución, así como también lo ya argumentado sobre las observaciones técnicas con respecto al dato longitud de red y ajustes realizados, nos lleva a solicitar que la variable Momento Eléctrico, al tener relación matemática directa con la variable Longitud de Red, no sea considerada en las ecuaciones de eficiencia, por los problemas de representatividad que utilizarla introduciría al modelo. Aparte de la descalificación de la variable, dado en este caso particular tiene como origen una variable con poca calidad como lo es la Longitud de Red, consideramos de forma superior que no es una variable que explique adecuadamente los costos o el valor de los activos, ni para la presente revisión ni a futuro, por las siguientes razones:

- No existe una relación clara entre los activos de distribución, los costos de OYM y la variable Momento Eléctrico.

La situación que observa ENSA con respecto a la variable momento eléctrico está relacionado con que al ser un producto de dos variables puede darse el caso de dos o más empresas que pueden tener el mismo valor de momento eléctrico, pero corresponde a empresas con características muy diferentes.

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE LA VARIABLE DE MOMENTO ELÉCTRICO

Con relación a la variable momento eléctrico, la misma es un indicador de la capacidad de transporte de energía de la red, definida como el producto de la longitud de la red de distribución por la demanda máxima. Por lo tanto, se trata de un efecto conjunto de ambas variables. La inclusión del momento eléctrico como variable explicativa de los costos de operación y mantenimiento, o del costo de la infraestructura de la red, se justifica en que el efecto conjunto y simultáneo de las variaciones en la extensión de la red y de la demanda máxima no es igual al efecto de cambios aislados en una sola de estas variables. Esto es,

CA



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 22 de 34

En consecuencia, dado que las ecuaciones propuestas presentan alta probabilidad mostrar problemas de multicolinealidad, cuya consecuencia principal es la inestabilidad de los parámetros estimados y por ende de los costos reconocidos, se solicita a la ASEP defina las ecuaciones de eficiencia de manera consistente con las últimas revisiones tarifarias y utilice como variables explicativas de los costes administrativos únicamente el número de clientes.

• COMENTARIO DE ENSA

Se observa que la ASEP emplea como variables explicativas de los costos de administración, los costos de OYM de distribución y los costos de comercialización, las cuales consideran funcional e inadecuada por los siguientes motivos:

- Los costos de OYM de distribución y los costos de comercialización desde el punto de vista conceptual y econométrico son variables endógenas, ya que dentro del modelo dependen de variables exógenas como la demanda o los clientes. Utilizar estas variables como insumos para el cálculo de los costos de administración genera, desde el punto de vista econométrico, problemas de **endogeneidad** cuyo principal problema es introducir sesgo en los coeficientes estimados. Se evita este problema de endogeneidad si se consideran las variables exógenas (clientes, por ejemplo) que explican tanto los costos de administración como los de comercialización y los de OYM de distribución.
- Para determinar los costos eficientes de administración no se puede emplear las proyecciones de costos eficientes de OYM de distribución y comercialización, porque **se estaría aplicando 2 veces criterios de eficiencia**: una vez al estimar los parámetros con datos de empresas eficientes y una segunda vez al “alimentar” la ecuación con costos eficientes de OYM y comercialización. En todo caso, deberían emplearse los costos proyectados por las empresas de OYM y comercialización, pero en este caso no se estaría cumpliendo con la ley 6 al determinar los costos a partir de costos de las mismas empresas siendo que deben considerarse empresas reales similares.

Por lo anterior expresado, se solicita que para estimar los costos de administración no se empleen como variables explicativas los costos de OYM de distribución ni de comercialización y que en su lugar se consideren variables exógenas como la variable Clientes.

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE LA ECUACIÓN DE EFICIENCIA DE ADM

Sobre el problema del uso de la variable momento eléctrico en la ecuación, planteado por EDEMET y EDECHI, se hace necesario aclarar que ya no se utiliza esta variable en las ecuaciones.

Por otro lado, la razón para explicar los costos de administración utilizando los de distribución y comercialización radica en que los primeros reflejan la necesidad de apoyo y gestión de los recursos utilizados en las actividades de las distribuidoras. Así, es de esperar que las empresas de mayor tamaño tengan una estructura administrativa de mayor magnitud que una distribuidora pequeña. En este sentido, la cantidad de clientes, como única impulsora de los costos de administración, puede no reflejar cabalmente la necesidad de gestión de los recursos demandados por una mayor extensión de la red, una mayor capacidad de las instalaciones, ni de atención de grandes clientes, entre otros puntos. En consecuencia, se plantea que los costos de administración son proporcionales a los costos de las restantes actividades de las empresas.

Respecto de la **posible endogeneidad** de las variables a utilizar para explicar los costos de ADM, es posible afirmar que en esta situación no aplica. La endogeneidad ocurre cuando dos variables dependen entre sí, existiendo una relación de causalidad en ambos sentidos. En este caso, la endogeneidad no ocurre, ya que los costos de administración son

CA



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 23 de 34



determinados por los costos de O&M de red y comercialización, y no hay una relación en sentido contrario.

La cuestión relativa a una **dobles imposición de eficiencia** con la utilización de estas variables no es correcta. Los costos eficientes de O&M de distribución y de comercialización surgen de aplicar una función estimada a partir de datos de empresas eficientes. Esto implica la estimación de los costos de la empresa analizada utilizando parámetros promedio de empresas eficientes de la industria. Así, para la empresa analizada en particular, los costos estimados podrán resultar por encima o por debajo de los costos reales proyectados por dicha empresa.

Los resultados del análisis realizado, luego de haber tomado en consideración las contribuciones recibidas en Consulta Pública, permiten confirmar la relación existente entre estas variables y el análisis econométrico realizado demuestra que no existen problemas con las variables elegidas, por lo que no se aceptan las solicitudes de las empresas de utilizar otras variables para el cálculo de la ecuación de Eficiencia de Costos de Administración (ADM).

13.5.3. Serie de PPI (Producer Price Index)

• COMENTARIOS DE EDEMET Y EDECHI

Observan un salto de escala en los valores del Producer Price Index de los Estados Unidos a partir del año 2017 que no se condice con las fuentes oficiales. Solicitan a la ASEP revisar y corregir dicha información en caso de ser necesario.

• COMENTARIOS DE ENSA

Señalan que la ASEP indexa a junio 2022 los valores monetarios de activos y costos de datos de empresas de la FERC empleando el PPI (Electric power distribution, Industrial electric power) y CPI (All Urban Consumers - (CPI-U), U.S. city average) de EEUU. La serie de PPI considera por la ASEP no coincide con la publicada por el Bureau of Labor Statistics a partir de marzo 2017, en particular, la serie de la ASEP muestra un salto considerable en agosto 2017.

Este error tiene un impacto significativo en los costos operativos 2017 y en el valor de los activos 2017-2020 al realizar la indexación. Por este motivo se solicita se corrija la serie de PPI de acuerdo con lo indicado más arriba.

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE LA SERIE DE PPI

Se identificaron las diferencias en el procesamiento de la información de la serie PPI de Estados Unidos, por lo tanto, se efectúa el ajuste. La serie que se utiliza corresponde a la publicada por el Bureau of Labor Statistics, como se muestra a continuación:

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
2016	171.0	170.2	170.4	168.6	171.8	183.2	188.3	189.2	189.9	179.2	176.2	176.5
2017	193.8	194.7	195.9	196.0	198.2	209.8	211.8	209.9	208.1	199.6	197.9	198.4
2018	203.5	205.0	201.4	198.6	201.6	213.3	216.3	216.2	213.5	206.1	200.7	201.4
2019	204.7	203.9	201.9	199.5	201.5	209.5	211.7	214.9	212.6	193.4	192.4	194.3
2020	194.6	195.8	194.9	194.7	194.6	209.2	211.9	211.9	214.1	197.6	194.9	194.6

13.5.4. Actualización del valor PPP

• COMENTARIO DE ENSA

El PPP considerado por la ASEP fue obtenido del WEO database de octubre 2021 siendo su valor 0.458. Según la versión más reciente de octubre 2022, el PPP de Panamá es de

0.458



Resolución AN No. 18326 -Elec

de 28 de marzo de 2023

Página 24 de 34

0.4673. ENSA solicita actualizar el PPP a 0.467 según la información más reciente disponible.

ANÁLISIS DE LA ASEP SOBRE LOS COMENTARIOS LA ACTUALIZACIÓN DEL VALOR PPP

En la sección 13.3 se explicó las razones por las cuales se tomó como referencia a junio 2020 para la determinación de las ecuaciones de eficiencia.

En lo que respecta al factor de conversión (PPP) al momento en que se requirió para el presente estudio, y a los fines de que exista consistencia entre datos, se tomó el PPP del año 2020 entre EUA y Panamá, el cual se mantiene como factor de conversión.

La actualización a la fecha de publicación del nuevo cuadro tarifario será oportunamente realizada, considerando la fórmula de indexación planteada a tal fin, no modificándose la reexpresión de datos en la instancia de establecimiento de las empresas comparadoras y funciones de costos y pérdidas eficientes.

Por lo tanto, no se acepta la solicitud la de empresa.

13.5.5. Empresas Comparadoras para Ecuación de Pérdidas

• COMENTARIO DE EDEMET Y EDECHI

Desde el punto de vista metodológico, observan un error de cálculo al momento de determinar las empresas comparadoras para las ecuaciones de eficiencia. En el Anexo A se menciona que la muestra de empresas se determinó seleccionando empresas que en 2020 tuvieran pérdidas mayores a 6.5% (siguiendo el criterio utilizado en el IMP vigente). El error consiste en que se están incluyendo en la muestra empresas que en el año 2019, 2018 y 2017 tuvieron pérdidas menores al 6.5%. Por lo tanto, la ecuación resultante está siendo determinada por valores muy inferiores al límite mencionado y utilizado en la determinación de las ecuaciones de pérdidas de esta consulta pública. A continuación, se muestran estas empresas:

respondent name	Año	EnergíaIngresoUsuProp	EnergíaPérdidasUsuProp	% Pérdidas
Kentucky Power Company	2017	5,947,906	357,200	6.0%
Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2017	9,204,784	567,160	6.2%
VSTAR Electric Company	2017	21,269,356	1,172,349	5.5%
Kentucky Power Company	2018	6,228,252	380,624	6.1%
Vt. Carmel Public Utility Co	2018	185,570	6,789	6.4%
Puget Sound Energy, Inc.	2018	21,679,681	1,162,488	5.4%
Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2018	9,187,921	563,642	3.3%
VSTAR Electric Company	2018	25,329,933	1,330,549	5.3%
Appalachian Power Company	2019	29,905,434	1,864,340	6.3%
Kentucky Power Company	2019	5,975,520	343,750	5.8%
Puget Sound Energy, Inc.	2019	22,007,812	1,174,582	5.3%
VSTAR Electric Company	2019	24,648,508	1,433,776	5.8%

Similar situación se presentó en el proceso de la definición del IMP anterior 2018-2022 cuando a través de los comentarios presentados por EDEMET y EDECHI a la Consulta Pública 01-18, página 19, se hace referencia a que la metodología indicaba que se consideraba año 2016 para límite de % de pérdidas de 6.5%, pero para establecer las ecuaciones de eficiencia se tomaban empresas que en año 2015 tenían valores inferiores. Sobre esto, a través de la Resolución AN-12688 del 30 de agosto de 2018 la ASEP responde los comentarios a Consulta Pública 01-18 y aprueba una primera versión de las ecuaciones de eficiencia y admiten excluir empresas que en año 2015 y/o posteriores tenían pérdidas menores a 6.5% y así mantener el principio perseguido, para lo cual se vuelven a realizar un filtro de empresas y determinación de nuevas ecuaciones de eficiencia de pérdidas.

En consecuencia, solicitan a la ASEP determinar la muestra de empresas comparadoras para la ecuación de pérdidas escogiendo aquellas cuya pérdida sea mayor al 6.5% en todos los años y se mantenga la coherencia prevista las ecuaciones de pérdidas de las revisiones del VAD de años anteriores.

• COMENTARIOS DE ENSA

Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 25 de 34



Observan que la ASEP para determinar la ecuación de pérdidas excluye de las empresas eficientes a aquellas con pérdidas inferiores a 6.5% en 2020, con lo que estima la ecuación de pérdidas empleando un panel balanceado de 15 empresas.

respondent_ID	Año	EnergíaIngresoUsuProp	EnergíaPérdidasUsuProp	% Pérdidas
81	2017	5 947 906	357 700	6.0%
157	2017	9 204 784	587 160	6.2%
309	2017	21 269 358	1 172 368	5.5%
81	2018	6 228 252	380 624	6.1%
105	2018	105 570	6 789	6.4%
150	2018	21 879 883	1 182 488	5.4%
157	2018	9 187 971	303 642	3.3%
309	2018	25 329 933	1 330 549	5.3%
6	2019	29 905 434	1 884 340	6.3%
81	2019	5 975 520	343 750	5.6%
150	2019	22 007 812	1 174 582	5.3%
309	2019	24 648 508	1 433 776	5.8%

Solicitan que se retiren estos datos de la muestra empleada para estimar la ecuación de pérdidas eficientes, toda vez que tal como se presenta en la tabla anterior presentan años con índices de pérdidas que no cumplen con el criterio definido.

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE EMPRESAS COMPARADORAS PARA LA ECUACIÓN DE PÉRDIDAS

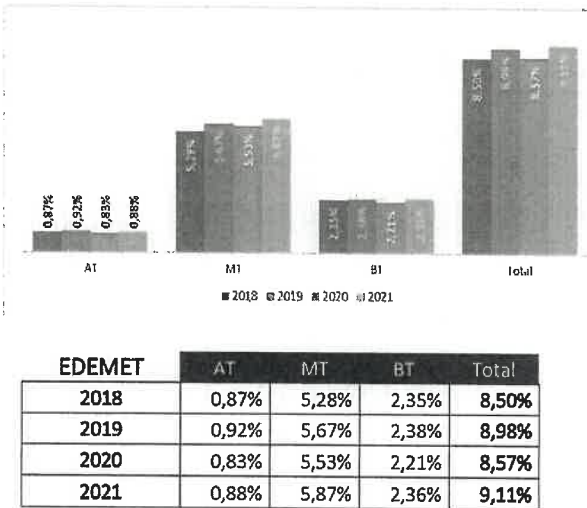
Se toma en consideración la solicitud de las empresas de retirar de la muestra empleada para estimar la ecuación de pérdidas eficientes, los datos de aquellas empresas cuyas pérdidas resultaron menores a 6,5% en todo el periodo analizado.

13.5.6. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía

• COMENTARIOS DE EDEMET

Las características del mercado que atiende EDEMET son muy distintas a las de las empresas de la FERC por razones obvias y ampliamente conocidas. EDEMET tiene circuitos muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que las redes de EDEMET sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDEMET y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDEMET se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores.

Todo esto hace que el porcentaje de Pérdidas Técnicas de EDEMET sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC. De acuerdo con el último estudio de Pérdidas Técnicas realizado, y presentado oportunamente a la ASEP en la Nota CM-236-22 del 13 de abril de 2022, las Pérdidas Técnicas de EDEMET resultaron en torno del 9% en los últimos 4 años, de acuerdo con la siguiente tabla:



Fuente: Estudio de Pérdidas Técnicas presentado a la ASEP mediante nota CM-236-22



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 26 de 34



Para que EDEMET pueda reducir de ser posible, el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado, debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los clientes asumir tal nivel de tarifas. Por lo tanto, puede afirmarse que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDEMET está muy cercano al 9% que resulta del estudio mencionado. Con lo cual, no es justo que el porcentaje de Pérdidas Técnicas que se apruebe para la empresa sea inferior al óptimo posible. Cada punto porcentual de pérdidas de energía no reconocido representa un costo anual muy elevado. Por lo tanto, fijar un porcentaje de pérdidas tan bajo e inalcanzable para la empresa, representaría un castigo económico muy gravoso que pondría en riesgo la Suficiencia Financiera de la empresa. Con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas Técnicas similar al alcanzable por EDEMET, se solicita a la ASEP eleve el límite superior de corte de la muestra que utiliza para seleccionar las empresas comparadoras para determinar la Ecuación de Eficiencia de Pérdidas, a un valor del 7% en lugar del actual 6.5%. Con un límite superior más elevado, donde se incluya un grupo de empresas que reflejen un poco más los porcentajes de pérdidas de empresas más parecidas o similares a EDEMET sobre todo en las zonas más rurales que son la que predominan en la concesión.

• COMENTARIOS DE EDECHI

Las características del mercado que atiende EDECHI son muy distintas a las de las empresas de la FERC por razones obvias y ampliamente conocidas. EDECHI tiene circuitos muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que las redes de EDECHI sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDECHI y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDECHI se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores.

Para que EDECHI pueda reducir, de ser posible, el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado, debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los clientes asumir tal nivel de tarifas. Por lo tanto, puede afirmarse que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDECHI está muy cercano al 9.1% que resulta del estudio mencionado.

Con lo cual, no es justo que el porcentaje de Pérdidas Técnicas que se apruebe para la empresa sea inferior al óptimo posible. Cada punto porcentual de pérdidas de energía no reconocido representa un costo anual muy elevado. Por lo tanto, fijar un porcentaje de pérdidas tan bajo e inalcanzable para la empresa, representaría un castigo económico muy gravoso que pondría en riesgo la Suficiencia Financiera de la empresa.

Con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas Técnicas similar al alcanzable por EDECHI, se solicita a la ASEP que eleve el límite superior de corte de la muestra que utiliza para seleccionar las empresas comparadoras para determinar la Ecuación de Eficiencia de Pérdidas, a un valor del 7% en lugar del actual 6.5%. Con un límite superior más elevado, donde se incluya un grupo de empresas que reflejen un poco más los porcentajes de pérdidas de empresas más parecidas o similares a EDECHI sobre todo en las zonas más rurales que son la que predominan en la concesión.

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EDEMET Y EDECHI

Al analizar los comentarios respecto a que el corte que se realiza para elegir a las empresas comparadoras para la ecuación de pérdidas no es representativo del valor de las pérdidas técnicas de las empresas panameñas, es necesario, colegir que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, hace énfasis en el uso de indicadores eficientes para el cálculo de los costos a reconocer a las empresas de distribución. En este sentido, se escogen de la muestra de posibles empresas comparadoras las que resultan con mejores puntajes de eficiencia. No obstante, en el caso de la ecuación de pérdidas, esta Autoridad ha venido

CA





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 27 de 34

tomando en cuenta un elemento adicional a favor de las empresas panameñas. Inicialmente, en el primer periodo tarifario, se determinó partir de sus propias pérdidas reales y disminuirlas en un horizonte de tiempo para permitir a la empresa mejorar sus pérdidas. Posteriormente y desde hace varios periodos tarifarios no se utiliza la data de toda la muestra de empresas comparadoras, sino sólo las que muestren valores de pérdidas mayores a 6.5%.

Este porcentaje mínimo del nivel de pérdidas de las empresas comparadoras de 6.5% se considera razonable y reduce la muestra de empresas comparadoras. Adicionalmente, y en concordancia con lo que establece la Ley, los cálculos para cada periodo tarifario deben mostrar ganancias en eficiencia, no bajar el nivel de eficiencia determinado previamente.

Las empresas deben revisar sus planes de reducción de pérdidas a efectos de verificar que los mismos estén debidamente orientados y sean consistentes con la situación de cada una, a fin de disminuir los porcentajes actuales.

Además, se debe tomar en cuenta que en consideración a los aportes que han surgido en la Consulta Pública, se ha evolucionado considerando en la elección, solo aquellas empresas que cumplen con este límite dentro de todo el periodo de 2017 – 2020.

Esta Autoridad considera que los resultados de pérdidas eficientes que surgen de la aplicación de la ecuación de eficiencia de pérdidas son razonables, por lo que se mantiene el criterio de excluir de la muestra solamente a las empresas con valores de pérdidas de energía menores a 6.5% en el periodo evaluado.

13.5.7. Determinación del Costo Laboral Relativo (CLR)

• COMENTARIOS DE ENSA

Sugiere el uso del PPA (sin ningún ajuste) como CLR, es decir, utilizar directamente el PPA como se explica seguidamente. A continuación, muestra con un ejemplo que los costos eficientes de la Mano de obra de un país sólo deben ajustarse por diferencias en el poder adquisitivo (PPA) al llevarlos a costos eficientes de otro país, no siendo correcta la fórmula empleada por la ASEP. Para simplificar el análisis y ver con mayor claridad el punto se supondrá que:

- Las empresas sólo usan Mano de Obra
- Hay rendimientos constantes a escala (la cantidad de empleados eficientes aumenta proporcionalmente con el tamaño de la empresa). Supongamos que del análisis de eficiencia (benchmarking) resulta que se tiene una única empresa comparadora de la FERC, con las siguientes características:

Variable		Empresa Eficiente FERC
Clientes	(A)	600 000
Empleados	(B)	750
Costo Laboral Anual por empleado (USD)	(C)	30 000
Costos Laborales anuales (USD)	(D) = (B) x (C)	22 500 000

Es decir, que tienen los siguientes indicadores de eficiencia:

Clientes/Empleado	(A) / (B)	800
Costo medio eficiente (USD/cliente)	(D) / (A)	37,50

Si suponemos que esa misma Empresa se traslada a operar a Panamá. Es decir, lleva sus operarios de EE. UU. a Panamá, junto con la cultura organizacional, prácticas laborales, etc. La empresa panameña tiene el siguiente mercado:

641

Clientes empresa Panamá	500 000
-------------------------	---------



Resolución AN No. 18326 -Elec

de 28 de mayo de 2023

Página 28 de 34

- La empresa eficiente operando en Panamá tiene que realizar los siguientes ajustes:
- Llevar la cantidad de trabajadores que corresponde a ese tamaño. En este caso son 625 empleados (500 mil clientes / 800)
 - Se ajusta el salario teniendo en cuenta la paridad de poder de compra o PPA. Si el PPA es 0.5 eso quiere decir que un empleado que en EE. UU. tiene un costo laboral de USD 30 mil, requiere USD 15 mil en Panamá para acceder a la misma canasta de bienes. Es decir, el empleado estaría indiferente entre trabajar en Panamá o EE. UU.

Con estos ajustes se obtienen los costos eficientes de la empresa de la FERC operando en Panamá:

Variable	Empresa Eficiente FERC operando en Panamá
Clientes	500 000
Empleados	625
Costo Laboral Anual por empleado (USD)	15 000
Costos Laborales anuales (USD)	9 375 000

Que es precisamente el monto que se había obtenido anteriormente. Por lo que sólo es necesario ajustar el costo eficiente en dólares por el PPA. En términos matemáticos:

$$CostoEficiente_{Pa(US)} = (cme_{US} \times clientes) \times PPA$$

Siendo:

- $CostoEficiente_{Pa(US)}$: costo eficiente de empresa en Panamá en USD
 cme_{US} : costo medio eficiente con costos de EE.UU. (coeficiente de la ecuación de eficiencia)
 $Clientes$: clientes de la empresa panameña (driver de la ecuación de costos)
 PPA : paridad de poder de compra

La metodología empleada por la ASEP es útil para comparar costos laborales unitarios entre países. Por ejemplo, un país puede tener costos laborales más altos que otros debido a que:

- El “costo de vida” es más alto en ese país. Es decir, se necesitan más dólares para adquirir la misma canasta de bienes que en otro país.
- La mano de obra tiene mayor productividad (se necesitan menos trabajadores para obtener el mismo producto).

Una vez realizados esos ajustes se pueden comparar los costos unitarios entre países y determinar la competitividad internacional entre ambos países. Si el país A tiene salarios y productividad que duplican al país B, ambos tienen los mismos costos laborales unitarios. Sin embargo, no se puede usar esta medida para determinar los costos laborales totales eficientes.

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE LA DETERMINACIÓN DEL COSTO LABORAL RELATIVO

Esta Autoridad ha analizado los comentarios presentados y considera que los resultados de los costos que surgen de las Ecuaciones de Eficiencia, dado que se estiman a partir de información de empresas de EE.UU., deben ser ajustados a efectos de tener en cuenta dos aspectos: las diferencias salariales existentes entre el país de referencia (en este caso, EE.UU.) y el país en el cual se aplican las Ecuaciones de Eficiencia (en este caso, Panamá); y las diferencias de poder adquisitivo de las monedas involucradas en uno y otro país.

cm



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 29 de 34



El criterio aplicado en Panamá con el fin de mejor reexpresar costos de un mercado en otro mercado, es un criterio que aspira a individualizar los componentes de costos, en este caso separados en grandes rubros como lo son costos de mano de obra, costos de materiales no transables internacionalmente, costos de materiales transables internacionalmente, servicios e indirectos.

La existencia del sistema de cuentas permite un análisis en particular de cada rubro y posibilita luego, la aplicación de un factor específico, de ser necesario, para la conversión de costos entre un mercado y otro. El factor de conversión PPP (paridad de poder adquisitivo, por sus siglas en inglés) es un índice general amplio que aplica para la economía de un país en su conjunto, respecto de la economía de otro país. Es por ello por lo que, de la misma manera que ocurre con los materiales transables internacionalmente que se asumen con similar peso en ambos mercados, en el caso de los costos laborales, la relación que da el PPP se refina con ratios que buscan tener en cuenta la estructura de costos (mano de obra respecto del conjunto de costos en el mercado) la cual difiere entre mercados.

En función de lo anterior, se mantienen los criterios de transformación de costos, no solo del laboral, sino de todos los componentes que conforman tanto los Activos como los Costos de explotación.

14. Que vistas las anteriores consideraciones, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, señala lo siguiente:

14.1. Se han modificado los siguientes datos:

- Información de costos de combustibles provenientes de la base de datos de la FERC que estaban mal referenciados
- Costos de O&M de la empresa 62 que estaban triplicados en diferentes años
- Costos de Administración en la empresa 42 para el año 2020 que mostraban un valor negativo
- Costos O&M y Activos en Transmisión 24-115 kV para todas las empresas de la muestra
- Dato de longitud de red de algunas empresas comparadoras y costos unitarios por tipo de red (aérea y subterránea), considerando que se realizó la homogenización de los datos con base a la longitud total, en vez de su estimación a partir del valor de los activos y el tipo de red (aérea y/o subterránea)
- Valores de la serie PPI

14.2. Se utilizará el criterio de eficiencia contenido en la Propuesta, para seleccionar las empresas comparadoras manteniendo la frontera de eficiencia en 85%.

14.3. Para el cálculo de los parámetros de la ecuación de eficiencia para las pérdidas en distribución, se utilizarán las empresas comparadoras que tengan un porcentaje mínimo de pérdidas de 6.5% sobre energía vendida en cada año de la muestra. Se utiliza la información de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 del total de empresas de la FERC.

14.4. En atención a las observaciones de los participantes de la Consulta y manteniendo el criterio de seleccionar aquellas empresas que cumplan con el requisito de eficiencia, se revisaron los datos de las empresas comparadoras seleccionadas, resultando 70 empresas para la determinación de las ecuaciones de costos y activos; mientras que para en el cálculo de la ecuación de eficiencia de las pérdidas de energía de distribución se seleccionaron 36 empresas.

14.5. Esta Autoridad calculó con los datos revisados, y las empresas comparadoras seleccionadas, los parámetros de las ecuaciones de eficiencia a utilizar en la determinación del Ingreso Máximo Permitido de cada empresa distribuidora, y considera para estas ecuaciones, las variables elegidas, de acuerdo con todos los criterios expresados en esta Resolución.

[Firma]



Resolución AN No. 10326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 30 de 34



15. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: ESTABLECER una sola área representativa por cada empresa distribuidora, equivalente a su zona de concesión, aplicable al Régimen Tarifario de Distribución para el periodo del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, específicamente para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, sin detrimento de que para el establecimiento de la estructura tarifaria se consideren otras áreas representativas.

SEGUNDO: ESTABLECER que las características técnicas y financieras de las empresas comparadoras que a continuación se listan, se utilizarán para estimar el Ingreso Máximo Permitido a las empresas distribuidoras en la República de Panamá para el periodo del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, relacionados al valor agregado de distribución y comercialización establecidos en el artículo 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y en el Régimen Tarifario vigente:

Nº	Empresa
1	ALLETE, Inc.
2	Ameren Illinois Company
3	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
4	Cleveland Electric Illuminating Company, The
5	Commonwealth Edison Company
6	Duke Energy Carolinas, LLC
7	Duke Energy Florida, LLC
8	Duke Energy Ohio, Inc.
9	El Paso Electric Company
10	Entergy Louisiana, LLC
11	Entergy Texas, Inc.
12	Fitchburg Gas and Electric Light Company
13	Florida Power & Light Company
14	Georgia Power Company
15	Kingsport Power Company
16	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.
17	Louisville Gas and Electric Company
18	Mt. Carmel Public Utility Co
19	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy
20	New York State Electric & Gas Corporation
21	Northern Indiana Public Service Company
22	Northern States Power Company (Minnesota)
23	Ohio Edison Company
24	Ohio Power Company
25	PacifiCorp
26	Potomac Electric Power Company
27	Public Service Company of Colorado
28	Public Service Electric and Gas Company
29	Southern California Edison Company
30	Southwestern Public Service Company
31	Superior Water, Light and Power Company
32	Tampa Electric Company
33	The Empire District Electric Company

44



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 31 de 34

Nº	Empresa
34	THE POTOMAC EDISON COMPANY
35	Toledo Edison Company, The
36	UGI Utilities, Inc.
37	UNS Electric, Inc.
38	Wheeling Power Company
39	MDU Resources Group, Inc.
40	Wisconsin Electric Power Company
41	Green Mountain Power Corp
42	Indiana Michigan Power Company
43	Appalachian Power Company
44	Wisconsin Public Service Corporation
45	Wisconsin Power and Light Company
46	Duke Energy Progress, LLC
47	Indianapolis Power & Light Company
48	Pennsylvania Power Company
49	Consumers Energy Company
50	Massachusetts Electric Company
51	Southwestern Electric Power Company
52	Duke Energy Kentucky, Inc.
53	Duke Energy Indiana, LLC
54	Entergy Mississippi, Inc.
55	WEST PENN POWER COMPANY
56	Interstate Power and Light Company
57	Public Service Company of Oklahoma
58	Puget Sound Energy, Inc.
59	DTE Electric Company
60	Atlantic City Electric Company
61	Kentucky Utilities Company
62	UNION ELECTRIC COMPANY
63	The United Illuminating Company
64	Entergy New Orleans, Inc.
65	Niagara Mohawk Power Corporation
66	Kentucky Power Company
67	Unitil Energy Systems, Inc.
68	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy
69	South Carolina Electric & Gas Company
70	San Diego Gas & Electric Company

TERCERO: ESTABLECER que las empresas comparadoras que a continuación se listan, se utilizarán en el cálculo de la ecuación de eficiencia de las pérdidas de energía para estimar el Ingreso Máximo Permitido a las empresas distribuidoras en la República de Panamá para el periodo del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026:

ID Empresa	Nombre Empresa	Año
6	Appalachian Power Company	2017
9	Atlantic City Electric Company	2017
22	Cleco Power LLC	2017
32	Commonwealth Edison Company	2017
46	Duquesne Light Company	2017
70	Idaho Power Company	2017
73	Indiana Michigan Power Company	2017

at





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 32 de 34

ID Empresa	Nombre Empresa	Año
82	Kentucky Utilities Company	2017
95	MDU Resources Group, Inc.	2017
105	Mt. Carmel Public Utility Co	2017
107	The Narragansett Electric Company	2017
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	2017
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	2017
134	PacifiCorp	2017
138	PPL Electric Utilities Corporation	2017
145	Public Service Company of Colorado	2017
147	Public Service Company of New Mexico	2017
150	Puget Sound Energy, Inc.	2017
155	San Diego Gas & Electric Company	2017
157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2017
161	Southern California Edison Company	2017
176	Tucson Electric Power Company	2017
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	2017
288	UNS Electric, Inc.	2017
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	2017
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	2017
6	Appalachian Power Company	2018
22	Cleco Power LLC	2018
32	Commonwealth Edison Company	2018
70	Idaho Power Company	2018
73	Indiana Michigan Power Company	2018
81	Kentucky Power Company	2018
82	Kentucky Utilities Company	2018
95	MDU Resources Group, Inc.	2018
105	Mt. Carmel Public Utility Co	2018
107	The Narragansett Electric Company	2018
115	New York State Electric & Gas Corporation	2018
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	2018
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	2018
144	Duke Energy Indiana, LLC	2018
147	Public Service Company of New Mexico	2018
151	Rochester Gas and Electric Corporation	2018
155	San Diego Gas & Electric Company	2018
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	2018
176	Tucson Electric Power Company	2018
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	2018
288	UNS Electric, Inc.	2018
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	2018
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	2018
6	Appalachian Power Company	2019
7	Arizona Public Service Company	2019
9	Atlantic City Electric Company	2019
22	Cleco Power LLC	2019
32	Commonwealth Edison Company	2019
70	Idaho Power Company	2019
73	Indiana Michigan Power Company	2019
82	Kentucky Utilities Company	2019
95	MDU Resources Group, Inc.	2019
105	Mt. Carmel Public Utility Co	2019
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	2019
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	2019
147	Public Service Company of New Mexico	2019
157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2019
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	2019
176	Tucson Electric Power Company	2019
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	2019
288	UNS Electric, Inc.	2019
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	2019
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	2019
6	Appalachian Power Company	2020
9	Atlantic City Electric Company	2020
22	Cleco Power LLC	2020
32	Commonwealth Edison Company	2020
45	Duke Energy Carolinas, LLC	2020
55	Duke Energy Florida, LLC	2020

[Handwritten signature]





Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de mayo de 2023
Página 33 de 34

ID Empresa	Nombre Empresa	Año
56	Florida Power & Light Company	2020
70	Idaho Power Company	2020
73	Indiana Michigan Power Company	2020
81	Kentucky Power Company	2020
95	MDU Resources Group, Inc.	2020
105	Mt. Carmel Public Utility Co	2020
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	2020
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	2020
134	PacifiCorp	2020
147	Public Service Company of New Mexico	2020
150	Puget Sound Energy, Inc.	2020
151	Rochester Gas and Electric Corporation	2020
157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2020
176	Tucson Electric Power Company	2020
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	2020
288	UNS Electric, Inc.	2020
309	NSTAR Electric Company	2020
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	2020

CUARTO: ESTABLECER que las ecuaciones de eficiencia que se utilizarán en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de las empresas distribuidoras en la República de Panamá, para el periodo del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$AD_i = \exp(9.513477 + 0.9779004 \times \ln(D_i) - 0.8414412 \times \ln(D_i/C_i))$$

Activos de Comercialización

$$AC_i = \exp(6.065827 + 0.9534794 \times \ln(C_i))$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$OM_i = \exp(5.781034 + 0.9287494 \times \ln(\text{longitud de red}_i) + 0.8794653 \times \ln\left(\frac{C_i}{\text{longitud de red}_i}\right))$$

Costos de Comercialización:

$$COM_i = \exp(4.520465 + 0.998958 \times \ln(C_i))$$

Costos de Administración:

$$ADM_i = \exp(-0.0215817 + 0.930346 \times \ln(OM_i + COM_i))$$

Pérdidas Estándar o Eficientes:

$$EP_i = \exp(-2.455135 + 0.9873146 \times \ln(MWhD_i))$$

Donde:

AD_i son los activos de distribución de la empresa i .

AC_i son los activos de comercialización de la empresa i .

OM_i son los costos de operación y mantenimiento de distribución de la empresa i .

COM_i son los costos de comercialización de la empresa i .

ADM_i son los costos de administración de la empresa i .

D_i es la Demanda Máxima de la empresa i .

C_i son los clientes totales de la empresa i .

Longitud de red_i son los kilómetros totales de red de la empresa i .

cep



Resolución AN No. 18326 -Elec
de 28 de marzo de 2023
Página 34 de 34

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa i , en MWh.

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa i , en MWh.

Las pérdidas eficientes de energía de cada una las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

QUINTO: ADVERTIR que los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos en el Artículo Cuarto de la presente Resolución están actualizados a junio de 2020 y se expresan en dólares de Estados Unidos de América, por lo que en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se convertirán a balboas a junio de 2022.

SEXTO: ADVERTIR a la ciudadanía en general que la información, métodos de cálculo utilizados y Bases de Datos de las empresas comparadoras que documentan la selección y determinación de las ecuaciones de eficiencia se publicará en la página web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como parte del documento final de Metodología de Cálculo de Ingreso Máximo Permitido a las empresas de distribución para el periodo de 1 de julio de 2022 a 30 de junio de 2026.

SÉPTIMO: ADVERTIR a la ciudadanía en general que el Anexo A de la presente Resolución se presenta el archivo denominado "Base FERC.zip" que contiene la información recopilada de la FERC utilizada para el cálculo de las ecuaciones de eficiencia. En el Anexo B de la presente Resolución se presenta la carpeta denominada Base de Datos - Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia, donde se presenta toda la información que documenta la selección y determinación de las ecuaciones de eficiencia presentada en la Consulta Pública, actualizada y el archivo "BD FERC 2017-2020.xlsx" donde se presentan los pasos y criterios que fueron utilizados para identificar y extraer los datos de costos y activos de transmisión de 24-115 kV de cada una de las empresas de la base FERC.

OCTAVO: ADVERTIR que esta Resolución rige a partir de su promulgación para efectos del cálculo y aprobación del Ingreso Máximo Permitido a las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Panamá para el periodo del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; y Resolución AN No. 18054-Elec de 30 de noviembre de 2022.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE.


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

En Panamá a los 29 días

Del mes de marzo de 2023

A las 10:55 de la a. m.

Notifico al Sr. Cinthya Camargo de la

Resolución que antecede, con fundamento en la

Resolución No. 1075-ADM del 27 de marzo de 2020

En Panamá a los 29 días

Del mes de marzo de 2023

A las 10:55 de la a. m.

Notifico al Sr. Julissa Robles de la

Resolución que antecede, con fundamento en la

Resolución No. 1075-ADM del 27 de marzo de 2020

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 12 días del mes de 9 de 2023


FIRMA AUTORIZADA



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 18693 -Elec Panamá, 13 de septiembre de 2023

“Por la cual se modifica el Anexo A de la Resolución AN No. 13429-Elec de 20 de junio de 2019, modificada por la Resolución AN No. 17532-Elec, de 28 de marzo de 2022, mediante la que se aprobó la metodología en la que se describen los criterios de cálculo de la oferta virtual para los actos de licitación de corto plazo para la contratación del suministro de potencia y/o energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica a la que hace referencia las Reglas de Compra para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución AN No.991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones”.

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, otorga a esta Autoridad Reguladora la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
4. Que, mediante la Resolución AN No.991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas de Compra para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas de Compra;
5. Que mediante Resolución AN No. 13242-Elec de 4 de abril de 2019, fueron aprobadas modificaciones a las referidas Reglas de Compra;
6. Que el numeral 27.3 de la Sección II, Capítulo V, del Tomo I de las Reglas de Compra, señala que en la licitación se utilizará una oferta virtual y a este respecto, entre otras cosas se indica que *“La ASEP aprobará mediante resolución una metodología en la que se describan los criterios de cálculo de la oferta virtual. Dicha metodología formará parte integral de las presentes Reglas de Compra”*.
7. Que mediante Resolución AN No. 13429-Elec de 20 de junio de 2019, modificada por la Resolución AN No. 17532-Elec de 28 de marzo de 2022, fue aprobada la metodología en la que se describen los criterios de cálculo de la oferta virtual para los actos de licitación de corto plazo para la contratación del suministro de potencia y/o energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica, conforme se establece en las referidas Reglas de Compra;
8. Que utilizando como fundamento la metodología arriba citada, se calculó la Oferta Virtual para los Actos de Licitación LPI No. ETESA 02-19, LPI No. ETESA 01-21 y LPI No. ETESA 01-22;

Leff



Resolución AN No. 18693 -Elec
de 13 de septiembre de 2023
Página 2 de 2

9. Que es preciso indicar que esta Autoridad Reguladora, debe revisar de manera periódica las normativas de carácter regulatorio, con el propósito de adecuar e incorporar mejoras con el fin de que las mismas sean eficientes y de fácil aplicación, ya que estamos ante un mercado dinámico;
10. Que luego de evaluar los efectos de la metodología utilizada para el cálculo y presentación de la Oferta Virtual en los resultados de los Actos de Licitación realizados en años anteriores, así como los comentarios y solicitudes recibidas por parte de los Participantes de Mercado, se considera imperativo modificar la Metodología que describe los criterios de cálculo de la oferta virtual para los actos de licitación de corto plazo para la contratación de suministro de potencia y/o energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica, con el propósito de que se adapte a la situación actual del mercado y las necesidades de los mencionados clientes.. Por lo que, destacamos que entre los cambios que se introducen, se eliminarán los precios de referencia, y por ende su publicación, así como ampliar, en la metodología, los criterios a utilizar para definir la Oferta Virtual;
11. Que el numeral 26 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece entre las atribuciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, realizar en general, todos los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la ley, por lo que el Administrador General;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR el ANEXO A de la Resolución AN No. 13429-Elec de 20 de junio de 2019, modificada por la Resolución AN No. 17532-Elec de 28 de marzo de 2022, que describe los criterios de cálculo de la oferta virtual para los actos de licitación de corto plazo para la contratación del suministro de potencia y/o energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica, conforme se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución, que forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR que la metodología descrita en el Resuelto Primero de la presente Resolución formará parte integral de las Reglas de Compra.

TERCERO: COMUNICAR que la presente Resolución entrará a regir a partir de su notificación y la misma sólo admite el recurso de Reconsideración, el cual debe ser interpuesto dentro del término de cinco (5) días siguientes a la notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Resolución AN No. 6000-Elec de 13 de marzo de 2013 y sus modificaciones. Resolución AN No. 13429-Elec de 20 de junio de 2019, modificada por la Resolución AN No. 17532-Elec de 28 de marzo de 2022.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 15 días del mes de 09 de 20 23


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

Resolución AN No. 18693-Elec de 13 de septiembre de 2023





Anexo del Tomo I de las Reglas de Compra

Metodología que describe los criterios de cálculo de la oferta virtual para los actos de licitación de corto plazo para la contratación del suministro de potencia y/o energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica.

La ASEP establecerá el precio de la potencia y/o de la energía de la oferta virtual promoviendo la libre oferta y demanda; tomando en cuenta entre otros, el periodo de suministro de la licitación, las tecnologías a participar y referencias de precios de mercado.

1. Para el establecimiento del precio de la potencia, se considerarán aspectos como: el Precio Máximo de la Potencia vigente, aplicable para el servicio auxiliar de reserva de largo plazo y para las compensaciones diarias de potencia; el Cargo por Potencia de Generación (CPG), utilizado en las tarifas que aplican las empresas de distribución eléctrica; el Precio de potencia en Contratos de Suministro de los clientes finales de las tres empresas de distribución; el periodo de suministro de la licitación y/o las tecnologías a participar; los Precios Internacionales de Tecnologías de Punta Económicamente Adaptadas; las condiciones de oferta y demanda, tanto a nivel nacional, regional y mundial; así como cualquier otro aspecto de importancia en el cálculo.
2. Para el establecimiento del precio de la energía de la oferta virtual se considerarán aspectos como: las Proyecciones de Costos Marginales de los resultados finales del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo, provenientes del cálculo de política sin restricciones al que hace referencia el artículo DMP.3.1 de la Metodología para Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo, y publicado según lo indicado en el artículo DMP.3.3.7; los Costos Marginales proyectados por ETESA en el escenario de referencia del Plan Indicativo de Generación del último Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional aprobado; el Precio de energía en Contratos de Suministro de los clientes finales de las tres empresas de distribución; el periodo de suministro de la licitación y/o las tecnologías a participar; las condiciones de oferta y demanda, tanto a nivel nacional, regional y mundial; así como cualquier otro aspecto de importancia en el cálculo.

Además, se tomará en cuenta que:

- En actos que involucren uno o más renglones, pueden establecerse precios diferenciados para cada renglón.
- Podrán establecerse precios diferentes, considerando la estacionalidad.
- Las referencias corresponderán a la última información vigente y disponible.
- El precio de la oferta virtual no considera indexación, ni cargo de transmisión.

El día y hora del acto de recepción de ofertas, la ASEP presentará en sobre cerrado, la Oferta Virtual junto con los sustentos de los precios de potencia y/o energía escogidos.



República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 18702 Elec Panamá, 19 de *septiembre* de 2023

"Por la cual se aprueba los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA) para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026 y se dictan otras disposiciones."

EL ADMINISTRADOR GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad," establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, esta Autoridad Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
5. Que por su parte, el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años; pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas;
6. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la **prestación** de esa actividad;
7. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Distribución y Comercialización vencieron el 30 de junio de 2022, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingres Máximo Permitido (IMP);
8. Que mediante la Resolución AN No.17542-Elec de 31 de marzo de 2022 y su modificación, se extendió la vigencia de los Pliegos Tarifarios del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicables a los clientes, y por el



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 2 de 34

uso de redes de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)**, la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** y la **EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, aprobados para el periodo comprendido del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022;

9. Que mediante Resolución AN No.18208-Elec de 3 de febrero de 2023, esta Autoridad Reguladora sometió a un proceso de Consulta Pública la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución y comercialización del servicio público de electricidad;
10. Que esta Autoridad Reguladora, aprobó mediante Resolución AN No.18513-Elec de 22 de junio de 2023, modificada por la Resolución AN No.18550-Elec de 14 de julio de 2023, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la **EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026,
11. Que la empresa de distribución en referencia a través de sendas notas, presentó a consideración de esta Autoridad Reguladora el Pliego Tarifario propuesto para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026;
12. Que mediante Resolución AN No.18558-Elec de 17 de julio de 2023, esta Autoridad Reguladora, sometió a Consulta Pública No.009-23, para considerar la propuesta de los "Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la **EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**", para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026;
13. Que en virtud que el tema sometido a consulta pública requería una amplia participación ciudadana, esta Autoridad Reguladora, considero oportuno y viable extender el periodo para considerar la propuesta del Pliego Tarifario de Distribución y Comercialización que nos ocupa, por lo que, a través de la Resolución AN no.18577-Elec de 28 de julio de 2023, se resolvió extender hasta el día **jueves 3 de agosto de 2023**, el plazo otorgado mediante la Resolución AN No.18558-Elec de 17 de julio de 2023, para la entrega de comentarios relacionados a la Consulta Pública No. 009-23;
14. Que la propuesta completa de los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la empresa distribuidora estuvo disponible para la Consulta Pública en cuestión del martes 18 de julio al jueves 3 de agosto de 2023, y en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones de la propuesta, tal cual consta en el Acta de Cierre del 4 de agosto de 2023, se recibieron los comentarios de los siguientes interesados:

- AES PANAMA S.A.
- AGENCIAS NUEVO HUNG SHENG S.A.
- AGENTUM SOLAR
- ARTURO D. MELO
- ASEGURADORA ANCON
- ASESORÍA ENERGÉTICA
- ASOCIACIÓN DE GRANDES CLIENTES ELECTRICOS
- AUTOMOTORA AUTOSTAR
- BANISTMO
- BOSCO RICARDO VALLARINO C
- CENTRAL HOTEL PANAMA
- COMPAÑÍA GOLY S.A.
- CONCEPTO SOLAR
- HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO S.A.
- DACONAN STAR SOLAR S.A.
- EL CARMEN INVETSMENTE/STUDIO COLIVING
- ELECTRICIDAD SOLAR S.A
- ENEL FORTUNA S.A.
- ENERGY MANAGEMENT AND CONSULTING S.A.
- ELEKTRA NORESTE S.A

HA





Resolución AN No. 13702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 3 de 34

- FRANQUICIAS PANAMEÑAS DE PAPEL S.A.
- FUERTE AMADOR
- GENERACION CHEN S.A.
- GRUPO DOE S.A.
- INDUSTRIA PANAMEÑA DE PAPEL S.A.
- TECNISOL I,II,III y IV, S.A.
- ISTMO ENERGY S.A.
- AGOINDUSTRIAS ALIMENTICIAS DE VERAGUAS S.A.
- LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC S.A.
- LOS ANDES MALL
- MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL-PANAMA S.A.
- MC MERCACENTRO S.A.
- MERCURIO SOLAR S.A.
- EDIFICIO P.H. OCEAN BUSINESS PLAZA
- ORO SOLAR S.A
- PANAM GENERATING LIMITED S.A
- PH REGALIA TOWER
- POLYENVASES S.A.
- PRODUCCIÓN PANAMEÑA DE HIELO S.A.
- CORPORACIÓN HOTELERA DOVAL S.A.
- RECUPERACIÓN DE PROTEINAS S.A.
- RETAIL CENTENARIO S.A.
- ROBERTO MANGRAVITA
- SAND DIAMOND S.A.
- THE SANTA MARIA HOTEL & GOLF RESORT
- SINDICATO DE INDUSTRIALES DE PANAMA
- SOLAR ENEGY PARK ENTERPRISES S.A.
- SUPER FAMILIAR S.A.
- THE BRISTOL RESORT S.A.
- THE PANAMA HOTEL CORP
- TUBOTEC S.A.
- UNIVERSIDAD INTERAMERICANA DE PANAMA
- FRANQUICIAS PANAMEÑAS, S.A.
- CIRSA PANAMÁ
- SPORTY CITY PANAMÁ, S.A.
- ASEGURADORA ANCÓN
- ARCE AVÍCOLA
- SPORTY CITY PANAMA S.A.
- ALTERNEGY S.A.
- DEFENSORIA DEL PUEBLO

15. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos dentro del periodo de la Consulta Pública:

15.1. COMENTARIOS de las empresas que son parte de los Grandes Clientes y Asociación de Grandes Clientes

Comentario general

Señalan que no ha habido una divulgación en los medios tal y como amerita esta Consulta Pública tan trascendental en el mercado especialmente para los consumidores y clientes finales en vista de que dicha propuesta una vez aprobada, implica una retroactividad en la aplicación de los precios de la tarifa, ya que empieza a regir desde el 1 de julio de 2023.

GA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre 2023
Página 4 de 34

ANALISIS DE LA ASEP

Tenemos a bien, indicar que esta Autoridad Reguladora, cumplió a cabalidad con lo establecido en la Ley 6 de 22 de enero de 2002, por lo tanto, procedió a poner en conocimiento del público en general de la Consulta que nos ocupa, a través de la página web de la Institución, así como mediante la publicación en dos (2) medios de comunicación del país (periódico), permitiendo con dichas comunicaciones la participación de los ciudadanos a través de la modalidad de Consulta Pública.

Es necesario acotar que es conocido por los agentes del mercado y/o sus participantes, que las tarifas de electricidad tienen una vigencia de cuatro años, y finalizado cada periodo tarifario esta Autoridad está en la obligación legal de establecer unas nuevas fórmulas, tomando en consideración los factores y/o valores plasmados en el artículo 101 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

Aunado a lo anterior, este proceso de revisión para unas nuevas tarifas no empezó con la Consulta Pública de la propuesta de Pliego Tarifario que nos ocupa, sino que ha sido un proceso que inició desde **noviembre de 2022** con la Audiencia Pública No. 007-2022, para considerar **la propuesta de modificación del Título IV**, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y **del Título V**, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411- Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización. Así como la posterior aprobación de la **Tasa de Rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP)**, **las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP)**, como el **Ingreso Máximo Permitido de las empresas distribuidoras** del país; siguiendo los mecanismos de transparencia a través de consultas ciudadana. Es decir, se ha utilizado los mecanismos de información, así como la promoción de la participación de los ciudadanos y/o clientes para que efectuaran sus descargos, opiniones y/o observaciones a todos los cambios que se han realizado conforme lo establece las normativas para poder obtener la nueva formulas tarifarias.

Por otro lado, sobre el concepto de retroactividad que aluden, es necesario aclarar que el periodo tarifario anterior terminó el 30 de junio de 2022, y en ese sentido, esta Autoridad Reguladora aprobó el Ingreso Máximo Permitido a las empresas de distribución vigente del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026. Por ende, los nuevos Pliegos Tarifarios deben permitir a las empresas de distribución recuperar los ingresos permitidos en el periodo que resta del periodo tarifario.

Ahora bien, inicialmente, se había determinado que los nuevos pliegos tarifarios se aprobarían en una fecha anterior, pero no se cumplieron los plazos planificados, atrasando la preparación de la Consulta Pública, por lo que el nuevo Pliego Tarifario iniciará su aplicación a partir del **1 de octubre de 2023**.

Es preciso acotar que las empresas de distribución tienen derecho a recibir de parte de los clientes, los ingresos aprobados, por lo que se realizará un ajuste en la tarifa de julio a diciembre de 2024, que permita a las empresas recuperar el diferencial de ingresos no percibidos por el atraso de la entrada en vigencia de las tarifas. Esto no afectará la aplicación del CPG porque el mismo forma parte de los cargos de generación que son un pass through para las empresas, por lo que la aplicación del CPG para todos los clientes regirá a partir del **1 de octubre de 2023**.

Comentario específico

1. PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD



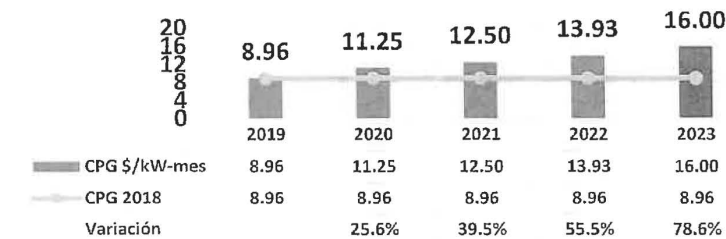
Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 5 de 34

Señala que la tarifa residencial BTS (BTS1, BTS2, BTS3) indica

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.

Por lo anterior, solicitan que se informe oportunamente a los clientes el aumento en el precio de la electricidad que les tocaría pagar de quedar aprobada la tarifa a partir del 1 de julio de 2023.

Señalan que el concepto de aplicación del CPG propuesto en el pliego representa un incremento a su costo actual de uso de red, el cual se paga a tarifa regulada a la distribuidora. **Este aumento del CPG afecta negativamente su oportunidad de ahorro como Grandes Clientes.** En este mismo sentido, solicitan a la ASEP, entidad que establece en la propuesta de pliego el precio de **16.00 B./kW-mes**, que dé a conocer los componentes en la fórmula de cálculo que produce este costo propuesto de CPG y se expliquen las razones de este aumento en una forma clara y sencilla para el sector consumidor.



Cargo por demanda máxima de Generación (CPG)	B./kW/mes
Para clientes con contratos registrados en ASEP hasta 31 de diciembre de 2019	8.96
Para clientes con contratos registrados en ASEP durante el año 2020	11.25
Para clientes con contratos registrados en ASEP durante el año 2021	12.50
Para clientes con contratos registrados en ASEP desde el año 2022	13.93

Indican que en estos momentos ha quedado demostrado que en cuanto a los precios de la oferta disponible de potencia, es posible conseguir con los generadores costos inferiores al 8.96 B./kW-mes tal como en la licitación de potencia adjudicada de corto plazo en la LPI No. ETESA 01-22.

AN





Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 6 de 34

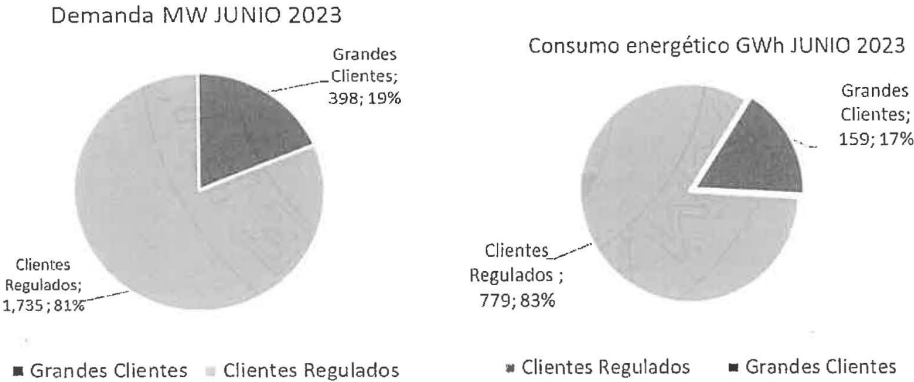
Para el Renglón No.2 (Solo Potencia) los adjudicados son:

No. Oferta	Empresa	Contrato	Precio Potencia (USD/kw-Mes)	Potencia Media Adjudicada (kW)	Periodos de Potencia Adjudicada
10	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	SP	7.222	45,825	19
35	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	SP	6.13	128,710	9
12	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	SP	5.882	76,094	32
13	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	SP	7.297	28,105	19
2	PEDREGAL POWER S. DE R.L.	SP	7.766	38,287	25
3	PANAM GENERATING LIMITED	SP	8.064	68,688	16
4	PANAM GENERATING LIMITED	SP	8.053	50,000	13
18	SPARKLE POWER, S.A.	SP	5.025	45,000	35
19	TROPITÉRMICA, S.A.	SP	6.34	1,000	12

Fuente: ETESA. Informe de Evaluación LPI No. ETESA 01-22

Por lo antes expuesto, solicitan una revisión integral a este tema en el cual por parte del sector de los Grandes Clientes se han propuesto soluciones que permiten un esquema gradual para la compra de la potencia a estos agentes productores que la tienen disponible, y cuya posibilidad de compra y venta era una opción de libre oferta y demanda antes de que se modificaran los **CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA A GRANDES CLIENTES APROBADOS MEDIANTE RESOLUCIÓN AN No. 961-ELEC DE 25 DE JUNIO DE 2007 Y MODIFICADOS MEDIANTE RESOLUCIÓN AN No. 3478-ELEC DE 10 DE MAYO DE 2010.**

Presentan datos Oficiales de participación de los Grandes Clientes en el mercado de consumidores de junio 2023



ANALISIS DE LA ASEP

Con respecto al tema del Cargo por Potencia de Generación (CPG), para determinar el CPG que forma parte del Pliego Tarifario, esta Autoridad ha analizado la información disponible de acuerdo con lo establecido en el artículo 57 del Título IV, denominado Régimen Tarifario, del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), el cual es del tenor siguiente:

“Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para cada periodo tarifario que abarca cuatro (4) años.
- b) El CPG se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. 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

GA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 7 de 34

cargos CPOTGEN, CPOTGENE y el de los Grandes Clientes CPOTGENGC que será considerado un cargo extraordinario.

...

Es necesario indicar que los precios promedio de potencia estimados para el periodo de julio de 2023 a junio de 2026, calculados tomando en cuenta incluso los resultados de la licitación LPI No. ETESA 01-22, para la Contratación a Corto Plazo del Suministro de Potencia Firme y de Energía, para los clientes de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. y la empresa Elektra Noreste, S.A., las adendas y/o cesiones de contratos registrados a la fecha y la reserva calculada están por encima del valor establecido en la presente Resolución.

Ahora bien, después de analizar los descargos esbozados por los grandes clientes, así como una evaluación integral del tema, esta Autoridad Reguladora, considera oportuno utilizar, este periodo tarifario como etapa de transición, con el fin que en el próximo periodo tarifario todos los clientes paguen el costo real de la potencia a las empresas de distribución para que las mismas a su vez lo paguen a los generadores, por lo que se determina emplear en este nuevo periodo el valor de CPG de 12.00 B/./kW para todos los clientes, incluyendo a todos los Grandes Clientes sin excepción.

Los costos de potencia estimados para el periodo tarifario forman parte de los costos monómicos presentados en la Consulta Pública del IMP en el Anexo A Metodología de cálculo y forman parte de los anexos de cada IMP aprobado.

Con respecto a la contratación de potencia, debemos indicar que actualmente, todo Gran Cliente que se habilite en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, puede contratar su suministro de energía con un Participante Productor, en tanto que la potencia la adquirirán con la empresa distribuidora a la cual se encuentran vinculados. Esto excluye a los nuevos Grandes Clientes que se conecten directamente a las redes de la Empresa de Transmisión y que no hayan estado previamente vinculados a una distribuidora.

Se advierte que los criterios y procedimientos para la venta de energía y potencia a grandes clientes aprobados mediante Resolución AN No. 961-Elec de 25 de junio de 2007, modificados mediante Resolución AN No. 3478-Elec de 10 de mayo de 2010, no son temas de la Consulta Pública que nos ocupa, y las disposiciones establecidas en la misma están conforme a los artículos 103 y 105 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, en cuanto a la libertad de precios y la venta a grandes clientes.

Artículo 103. Libertad de precios. La venta de energía eléctrica de los agentes del mercado a los grandes clientes se efectuará a los precios que acuerden las partes. ~~Subrayado nuestro.~~

Artículo 105. Ventas a grandes clientes. Los grandes clientes tendrán la opción de negociar, libremente, los términos y condiciones de suministro de energía con los otros agentes del mercado o de acogerse a los términos y condiciones establecidos para los clientes en el mercado regulado, correspondientes al nivel de tensión en el que se efectúe el suministro de energía. ~~Subrayado nuestro.~~

Adicionalmente, queremos aclarar que los precios presentados en la licitación **LPI No. ETESA 01-22** responden a ofertas para la compra de las demandas de las empresas de distribución, por lo que el volumen de demanda es mucho mayor que lo que los clientes individuales tengan. Con lo cual los precios obtenidos deberían ser sustancialmente menores a los que podrían obtener los clientes individuales. Por otro lado, es importante estar claros que los contratos firmados hasta la fecha, que mantienen la garantía del sistema, deben ser pagados por todos los clientes del sistema, como ya se ha explicado.

Igualmente, es de resaltar que el precio promedio que pagarán las empresas distribuidoras por la potencia de 20 B/./kW-mes, responde al pago de potencia de todas las plantas de generación a las cuales se les compra potencia y que contribuyen a la garantía del sistema, siendo estas compras realizadas a empresas con plantas de generación de reciente instalación, cuyo costo de potencia incluye el costo de inversión, así como compras a empresas con plantas de generación han avanzado en su amortización y otras que incluso ya deben estar totalmente amortizadas en su costo de inversión, por lo que este precio de 20 B/./kW-mes refleja el costo promedio de la seguridad de abastecimiento de todo el sistema, en todo el periodo tarifario.

En cambio, los precios que obtendría un Gran Cliente comprando directamente la potencia, al margen que no es viable legalmente, provendría, muy probablemente sólo del costo marginal de la potencia, con un mínimo o sin ningún componente de costo fijo de inversión,

GA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 8 de 34

porque ya el resto de las clientes estaría pagando la mayoría de los costos de inversión en generación, lo cual representaría al final que los grandes clientes gozarían de los beneficios de un sistema confiable, pero sin pagar por el costo real de dicha confiabilidad.

Finalmente, y por todo lo anteriormente explicado, es importante señalar que **los costos de compra de la de potencia** que mantienen la garantía de suministro del sistema, **deben ser pagados por todos los clientes finales.**

15.2. COMENTARIOS DE ENSA

A. COMENTARIOS GENERALES DE ENSA

15.2.1. Resaltan que los cargos tarifarios sometidos a consulta están haciendo uso del Ingreso Máximo Permitido (IMP) establecido en la Resolución AN No.18513-Elec del 22 de junio de 2023, resolución que fue recurrida oportunamente por ENSA. Por tanto, consideran que todo valor tarifario deberá ser actualizado a partir de la incorporación de la resolución resultante de dicho proceso administrativo, usando como base la Resolución AN No.18550-Elec del 14 de julio de 2023 y Resolución posterior que corrija fallas en el proceso de cálculo de la misma.

15.2.2. Con respecto a los cargos por conexión y a nivel general (todas las tarifas), mencionan que en respuesta a la nota DSAN-1471-2023 de 11 de julio de 2023, ENSA envió nota VPER-136-23 de 12 de julio de 2023 y posteriores ampliaciones enviadas mediante correo electrónico, con los valores propuestos en concepto de cargo por conexión para cada opción tarifaria, debidamente sustentados y alineados a lo establecido en el RDC, en su Tomo IV relativo al Régimen Tarifario en su *Artículo 45*.

Indican que dichos costos consideran las diferencias en costo por nivel de tensión y/o tecnología propios de cada tarifa, motivo por el cual a lo largo del documento, y específico para cada opción de tarifa, hacemos la aclaración correspondiente y solicitan que sea tomando el cargo por conexión propuesto que cumple con reflejar únicamente los costos necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución, los cuales fuesen debidamente sustentados y considerando los costos de mercado vigentes que son necesarios para la conexión de cada opción tarifaria.

15.2.3. Con respecto a la fecha de inicio de aplicación del nuevo pliego tarifario descrito en la Consulta Pública 009-23, comentan que, dados los cambios y/o novedades que incorporan varias de las tarifas, ENSA viene realizando ingentes esfuerzos para contar con las debidas adecuaciones de hardware y software correspondientes, pero según la fecha definitiva que se defina es posible que, los cambios necesarios por modificaciones en la forma de aplicación de opciones tarifarias, cambios en la cantidad de tipos de energía registrada o nuevas opciones tarifarias, pudiesen no estar disponibles en la fecha dada y se requiera la consideración de un periodo de tiempo para que la empresa distribuidora pueda poner a disposición una opción tarifaria o incorporar la totalidad de las modificaciones.

Indican que, en dicho caso, la ASEP será debidamente informada por la empresa distribuidora de tal contingencia, al igual que una vez se solventa y se pueda dar la implementación a cabalidad de las nuevas opciones tarifarias.

Señalan que, con la intención de mantener informados, agregan que por estas adecuaciones y demás gestiones de acoplamiento en su sistema comercial, estarán solicitando una prórroga adicional ante la Dirección General de Ingresos para que los exceptúe de la obligatoriedad de aplicar facturación electrónica en el periodo que se nos ha requerido.

15.2.4. Con respecto al cargo de potencia de generación (CPG) hacen la aclaración que los valores presentados consideran lo solicitado por la autoridad (ASEP), mediante nota DSAN-1345-2023, por lo cual, de darse alguna modificación al valor establecido

[Firma]



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 9 de 34

por la ASEP, habría que realizar los ajustes correspondientes en el cálculo de los cargos del pliego tarifario.

ANALISIS DE LA ASEP

Con respecto al numeral 15.2.1., se advierte que el modelo presentado por ENSA para la consulta pública no cumple con los valores del Ingreso Máximo Permitido aprobados mediante la Resolución AN No.18513-Elec del 22 de junio de 2023, modificada por la Resolución AN No.18550-Elec del 14 de julio de 2023, por lo que el Pliego Tarifario presentado no cumple con el primer requisito. Debemos enfatizarle a la empresa que debe aplicar y/o efectuar las adecuaciones que se emiten en los actos administrativos dispuestos por esta Autoridad Reguladora, sin pretender determinar que dichos actos serán corregidos previamente. Por lo tanto, deben atender las disposiciones que están en firme.

Sobre el numeral 15.2.2., respecto a los cargos por conexión presentados en el Pliego Tarifario propuesto y las notas con las explicaciones presentas por ENSA, esta Autoridad ha revisado cifras presentadas y las ha comparado con las presentadas por EDEMET y EDECHI y con valores del mercado. Inicialmente, el único detalle presentado (para las tarifas de alta tensión) mostraba errores sustanciales de cálculo, adicionalmente los valores presentados en la revisión de los cálculos para las tarifas MTD, MTH, ATD y ATH no son aceptables, porque están muy por encima de valores razonables y, por lo tanto, se ha estimado los costos para cada tarifa. Utilizando los datos presentados por ENSA de los costos de personal, para cada tarifa se corrige el costo por hora del personal asignado y se disminuye tanto la cantidad de personal necesario como las horas estimadas para el trabajo.

La referencia realizada en el numeral 15.2.3, con respecto a la fecha de inicio de la aplicación del nuevo Pliego Tarifario, es altamente preocupante, ya que la aplicación de la tarifa que entrará en vigencia debe estar conforme a las nuevas estructuras tarifarias. Sobre la anticipada solicitud de dispensa, tenemos a bien indicar, que su aplicación no forma parte de la Consulta que nos ocupa.

Respecto al numeral 15.2.4., sobre el CPG, se ha verificado que cumple con la instrucción dada por esta Autoridad en el Pliego Tarifario. No obstante, en el modelo de Actualización Tarifaria esto debe tomarse en cuenta para el cálculo del resultado completo del ajuste semestral.

B. LINEAMIENTOS PARA ESTRUCTURA TARIFARIA

15.2.5. En el literal A) **INTRODUCCIÓN**, página 4, en su segundo párrafo, dadas las fechas de realización de la consulta pública vigente, la consulta pública 001-23 y la incertidumbre de los tiempos propios de la ASEP para concluir el proceso administrativo correspondiente y emitir las resoluciones definitivas, consideran pertinente ajustar la redacción considerando que las tarifas han sido calculadas presumiendo el inicio de aplicación el 1 de julio de 2023, pero su aplicación efectiva será posterior. Por tanto, donde dice:

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No.18496-Elec del 21 de junio de 2023, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2022-junio 2026. Como estos cargos se aplicarán a partir del 1 de julio de 2023, se han actualizado con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que corresponde, según el Régimen Tarifario vigente.

Debe decir:

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No. 18513-Elec del 22 de junio de 2023, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2022- junio 2026 y resoluciones posteriores que le modifiquen. Como estos cargos han sido calculados para ser aplicados a partir del 1 de julio de 2023, se han actualizado con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que corresponde, según el Régimen Tarifario vigente. En caso de inicio de vigencia en fecha posterior, la



ASEP incorporará el diferencial en el ajuste semestral siguiente o, en su defecto, en el siguiente pliego tarifario.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad ha analizado lo expuesto por ENSA y tiene las siguientes observaciones:

- Mediante Resolución AN No.18550- Elec de 14 de julio de 2023, esta Autoridad modificó la recurrida Resolución AN No. 18513-Elec del 22 de junio de 2023, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2022- junio 2026. Por lo que corresponde cambiar la redacción tomando en cuenta esto.
- El resto del texto propuesto por ENSA no corresponde incorporarlo. La presente resolución restablecerá el procedimiento para tomar en cuenta el atraso adicional de la entrada en vigencia de las tarifas causado por las propias empresas por la entrega fuera de plazo de los Pliegos Tarifarios para ponerlos en consulta pública.

15.2.6. En el literal **C) OPCIONES TARIFARIAS**, página 4, en su segundo párrafo, dado que algunos elementos tarifarios requieren adecuaciones tecnológicas por parte de la Distribuidora que no están disponibles al 1 de julio de 2023 tal y como lo expresaron en aparte previo del presente documento, donde dice:

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas que se describen más adelante, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda. (Ver Apéndice A)

Debe decir:

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas que se describen más adelante, una vez haya sido habilitada por la empresa distribuidora, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

Indican que vale la pena agregar que a ENSA lo que más interesa es que su Autoridad conozca que su intención es entrar con la habilitación de las nuevas tarifas lo más pronto posible; sin embargo, como se trata de un asunto técnico que hasta cierto punto escapa de su total control, en el evento que no se acceda al cambio de la redacción, si creen necesario que se otorgue un periodo de gracia para que entre en rigor el mandato antes citado, por las circunstancias reales que han indicado.

ANALISIS DE LA ASEP

El texto propuesto por ENSA no corresponde, toda vez que una vez se apruebe la tarifa, la empresa deberá estar lista para aplicarla.

15.2.7. En el literal **E) RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA**, en la página 5, se presenta una redacción que es distinta a lo indicado en el reglamento de distribución (Título IV), incluyendo diferencias distintos puntos.

Por tanto, para efectos de consistencia regulatoria, sugieren que la redacción sea en términos de referencia al Reglamento de Distribución y Comercialización y/o resoluciones emitidas por la ASEP relativas a este concepto que apliquen a clientes específicos (ej. clientes bidireccionales), con la finalidad de que toda actualización a las mismas sea automáticamente incorporada.

Debe decir:

Los clientes finales conectados a las redes de distribución, serán objeto de un recargo por bajo factor de potencia en concordancia a lo estipulado en el Reglamento de Distribución y Comercialización, TÍTULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO o resoluciones que emita la ASEP con relación a este concepto.

GA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 11 de 34

En caso de no acogerse la recomendación de una redacción haciendo referencia al TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO, la redacción vigente debe modificarse para apegarse en su totalidad al artículo 90 del RDC vigente.

ANALISIS DE LA ASEP

Se verifica la observación presentada por ENSA y se modifica el Pliego Tarifario para incorporar el texto completo del artículo 90 del RDC vigente.

15.2.8. En el literal F) **DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS DE PUNTA Y FUERA DE PUNTA**, donde dice:

Bloque horario de punta:	Lunes a viernes de 9:00 a 17:00 horas
Bloque Horario Medio Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas Sábado de 11:00 hasta las 23:00 horas
Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 00:01 a 8:59 horas Sábados de 00:01 hasta las 10:59 horas y desde las 23:01 hasta las 24:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

Sugieren que se realice ajuste para que haya consistencia y continuidad con el pliego tarifario saliente en el criterio de definición de los bloques de horas, lo cual facilita la comprensión para el cliente final, y establecer que los periodos finalicen en hh:00 y consecuentemente inicien en hh:01, ya que, en la propuesta vigente, existen distintas convenciones que pudiesen generar confusión. De esta forma los periodos quedarían definidos como sigue:

Bloque horario de punta:	Lunes a viernes de <u>9:01</u> a 17:00 horas
Bloque horario Medio Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas Sábado de <u>11:01</u> hasta las 23:00 horas
Bloque horario Bajo Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 00:01 a <u>9:00</u> horas Sábados de 00:01 hasta las <u>11:00</u> y desde las 23:01 hasta las 24:00 horas Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

Subrayados y en negrita las referencias de horas que sugerimos sean cambiadas en comparación con la propuesta ASEP.

ANALISIS DE LA ASEP

Se acepta la sugerencia de ENSA para modificar los bloques horarios.

15.2.9. En el literal H) **SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE 100 METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES**, en la página 6, se referencia el “En el Apéndice B de este Pliego Tarifario”. Al respecto indican que mediante nota VPER-126-23 de 06 de julio de 2023, se hizo llegar la Tabla de Costos Unitarios por Metro Lineal correspondiente al precitado Apéndice B, el cual no fue incluido como parte del Anexo A de la Resolución No. 18558-Elec.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad no sometió los apéndices del Pliego Tarifario en la Consulta Pública, que nos ocupa, toda vez, que la empresa no presentó y/o acreditó la información que sustenta los datos ahí expuestos, por lo que, tendrán que ser expuestos en una Consulta Pública, por lo que siguen vigentes los aprobados a la fecha.

[Firma]



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 12 de 34

15.2.10. En el literal **D) CONDICIONES PARA LOS CLIENTES QUE SOLICITAN SERVICIOS TEMPORALES**, en la página 6, se referencia el “En el Apéndice C de este Pliego Tarifario”. Al respecto señalan que mediante nota VPER-126-23 de 06 de julio de 2023, se hizo llegar la información correspondiente al precitado Apéndice C, el cual no fue incluido como parte del Anexo A de la Resolución No. 18558-Elec.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad no sometió los apéndices del Pliego Tarifario en la Consulta Pública, que nos ocupa, toda vez, que la empresa no presentó y/o acreditó la información que sustenta los datos ahí expuestos, por lo que, tendrán que ser expuestos en una Consulta Pública, por lo que siguen vigentes los aprobados a la fecha.

C. PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS

15.2.11. Indican que dado que ya no aplica el concepto tarifario BTS1, BTS2 y BTS3 del anterior pliego tarifario que requería el uso del concepto “energía equivalente a 30 días” a fin de determinar la categoría tarifaria del mes, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE, en la página 9, en lugar de:

A los clientes de la tarifa BTS, se les aplicarán los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al segmento de consumo de energía medida equivalente a 30 días. Es decir:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.

Debe decir:

A los clientes de la tarifa BTS, se le aplicarán los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al nivel de consumo de energía durante el periodo facturado.

ANALISIS DE LA ASEP

Se acepta la sugerencia de ENSA para modificar el texto del Pliego Tarifario.

15.2.12. Señalan que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE, en la página 10, para los cargos de conexión donde indica:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 11.40

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/.16.51.

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha revisado la información aportada por ENSA y se acepta el cargo de conexión presentado para la tarifa BTS.

AM



Resolución AN No. 18702 -Elec

De 19 de septiembre de 2023

Página 13 de 34

15.2.13. En las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal b) TARIFA BTSH: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA, página 11, para los cargos por distribución se presentan los siguientes precios:

Distribución		
- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.06142
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04605
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03071
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.01615
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01615
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01615

Señalan que para facilitar la comprensión de esta nueva opción tarifaria y tener similitud técnica en la estructura de cargos dentro de los pliegos tarifarios propuestos ante la ciudadanía por las diferentes empresas de distribución, han ajustado los cargos de distribución para las tarifas BTSH de tal forma que los cargos sean uniformes para todas las franjas horarias, manteniendo el diferencial horario proveniente de los costos de generación, siempre ajustado al límite de recuperación de ingresos, por lo cual proponen que:

Debe decir:

<i>Distribución</i>		
- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04014
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04014
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04014
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.01615
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01615
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01615

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha analizado la modificación de cargos propuestos por ENSA y esta Autoridad no está de acuerdo, por lo que se solicitó a la empresa volver a presentar los cargos con el diferencial de precios. Se ha verificado que el nuevo modelo presentado por la empresa contiene los cargos diferenciados.

15.2.14. Solicitan que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal b) TARIFA BTSH: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA, página 11, para los cargos de conexión indica:

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 11.40

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51.

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha revisado la información aportada por ENSA y se acepta el cargo de conexión presentado para la tarifa BTSH.

15.2.15. Indican que en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal c) TARIFA PREPAGO, página 12, para la aplicación indica:

AA



Resolución AN No. 10701 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 14 de 34

Si el consumo es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos tres meses, se aplicará la tarifa BTS de acuerdo al consumo del cliente. Para esto, la empresa distribuidora deberá informar al cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Si el cliente con medición prepago baja su consumo a un valor no mayor de 300 kWh en un periodo de dos meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa correspondiente de prepago.

Observan que este texto es exactamente igual al publicado mediante resolución AN No. 13039-Elec de 28 de diciembre de 2018 y que aprobaba el pliego tarifario para el periodo 1 de enero de 2019 a 30 de junio de 2022.

Señalan que posterior a la resolución antes mencionada, mediante la resolución AN No.13211-Elec del 21 de marzo de 2019, que modificó el PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE MEDIDORES PREPAGO EN LA REPÚBLICA DE PANAMA, procedimiento actualmente vigente, se establece lo siguiente:

Cliente Prepago Regular:
Se aplican las reglas de la Tarifa Prepago. Si el consumo del cliente es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis meses, se le aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le correspondería de acuerdo al consumo del cliente. Para esto, la empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Si el cliente con medición prepago baja su consumo a un valor no mayor de 300 kWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa Prepago correspondiente de 0-300 kWh.

Señalan que con base en esta Resolución más reciente se debe corregir el texto, razón por la cual solicitan que se utilice para el presente pliego tarifario lo expresado en el PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE MEDIDORES PREPAGO, que es la regulación más reciente y vigente para esta opción tarifaria.

ANALISIS DE LA ASEP

Se acepta la observación de ENSA para modificar el texto del Pliego Tarifario.

15.2.16. Indican que en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal c) TARIFA PREPAGO, página 1, han detectado que no se cumple la equivalencia por dilución del cargo fijo para clientes prepago al nivel de consumo 120 kWh/mes, motivo por el cual han procedido a ajustar el cargo variable de comercialización de la tarifa prepago.

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha analizado la propuesta de modificación de cargos propuestos por ENSA y se determina aceptar la modificación planteada.

15.2.17. Observan que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal c) TARIFA PREPAGO, página 12, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 11.40

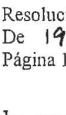
Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/.18.51.

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha revisado la información aportada por ENSA, y esta Autoridad considera que se debe mantener el mismo cargo por conexión que para los clientes de la tarifa BTS de B/.16.51, ya que la tarifa prepago es para un segmento importante de clientes de muy bajos ingresos. Por



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 15 de 34

lo que no se acepta el cargo de conexión propuesto por ENSA y se utiliza el mismo cargo por conexión que para los clientes de la tarifa BTS de B/.16.51.

15.2.18. Señalan que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal d) TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA, página 14, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/.71.08.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad ha revisado la información aportada por ENSA y se acepta el cargo de conexión presentado para la tarifa BTD.

15.2.19. Indican que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal e) TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO, página 15, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08.

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha revisado la información aportada por ENSA y se acepta el cargo de conexión presentado para la tarifa BTH.

15.2.20. Indica que en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal e) TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO, página 15, para los cargos de demanda máxima:

Cargos de la Tarifa BTH		
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:		
Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.80
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.21655
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.16019
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.10384
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	12.60
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.00
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	5.69

Deben aclarar que la propuesta entregada por ENSA de pliego tarifario, en particular para las opciones tarifarias con franjas horarias, fue trabajada entendiendo que

Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 16 de 34

dentro de las opciones planteadas por el regulador era posible la aplicación de un único cargo por demanda que abarcara ambas franjas fuera de punta. Es por esta razón que solo presentaron dos valores tarifarios para demanda en las opciones tarifarias con franjas horarias.

Luego de emitida la presente consulta pública realizaron el acercamiento con la Autoridad (ASEP) y han confirmado que las opciones para los cargos de demanda en tarifas horarias son como se presenta a continuación:

Opción 1: Que el cargo por demanda se diferencie para cada bloque horario, cumpliendo que los cargos sean: Cargo en Punta > Cargo Fuera de Punta Bloque Medio > Cargo Fuera de Punta Bloque Bajo.

Opción 2: Que la discriminación alcance por lo menos a los conceptos de Punta y Fuera de Punta, estableciendo que: Cargo en Punta > Cargo Fuera de Punta Bloque Medio = Cargo Fuera de Punta Bloque Bajo.

Notifican que han realizado los ajustes necesarios para cumplir con lo solicitado por la Autoridad con los cual en el pliego tarifario adjunto al presente documento de comentarios (archivo: Tarifas_ENSA_BTSunificado_CPGactual_ASEP v20230718c.xlsm) comparten los tres valores diferenciados de cargos por demanda para las tarifas con franjas horarias. Los valores resultantes corresponden a la Opción 1 de las mencionadas previamente.

La descrita situación se presenta de manera similar en las tarifas horarias para opciones tarifarias reguladas y de uso de sistema de distribución, por lo cual en el archivo mencionado de tarifas ENSA, fueron realizados ajustes similares para estas tarifas, quedando en todas estas opciones cargos por demanda diferenciados para cada una de las tres franjas horarias.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad volvió a revisar el tema planteado por ENSA y mediante comunicación del 31 de julio de 2023 se les notificó:

- Sobre el tema del cargo por demanda en periodos fuera de punta, se ha vuelto a analizar. Los cargos por demanda aplicados en las tarifas horarias en los bloques fuera de puntas (punta medio y punta bajo), debiese aplicarse sólo en uno de los dos bloques, correspondiendo con el que tenga la demanda máxima de bloque fuera de punta más alta. Se va a redactar un párrafo para incorporar en el pliego tarifario donde se explique que sólo se cobrará la demanda más alta entre los valores máximos en periodo fuera de punta medio y periodo fuera de punta bajo. Se solicita esta revisión y verificar que los cargos permitan recoger el IMP.

Igualmente, se ha revisado la nueva entrega de la empresa de distribución en este punto, verificando que cumple con lo solicitado por esta Autoridad.

15.2.21. Indican que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 2. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN, literal a) TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA, página 17, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 1,974.33.

ANALISIS DE LA ASEP

No se acepta la propuesta de ENSA. Se reitera lo planteado en el análisis del numeral 15.2.2.

At



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 17 de 34

15.2.22. Señalan que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 2. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN, literal a) TARIFA MTH: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA HORARIA, página 18, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 1,974.33.

ANALISIS DE LA ASEP

No se acepta la propuesta de ENSA. Se reitera lo planteado en el análisis del numeral 15.2.2.

15.2.23. Observan que en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 2. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN, literal b) TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO, página 18, para los cargos de demanda máxima:

Cargos de la Tarifa MTH		
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:		
Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/cliente	10.44
Cargo por Energía en Punta	B/kWh	0.19117
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/kWh	0.14180
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/kWh	0.09242
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/kW-mes	8.84
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/kW-mes	0.00
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/kW-mes	5.45

En virtud de lo ya descrito por ENSA con referencia a los cargos por demanda para opciones tarifarias horarias notifican que para la presente opción tarifaria, en similar forma a lo antes descrito, han realizado los ajustes necesarios para cumplir dentro de las opciones solicitadas por la Autoridad con los cual en el pliego tarifario adjunto al presente documento de comentarios (archivo: Tarifas_ENSA_BTsunificado_CPGactual_ASEP v20230718c.xlsm) se comparten los tres valores diferenciados de cargos por demanda para las tarifas con franjas horarias. Los valores resultantes corresponden a la Opción 1 de las descritas previamente en el presente documento.

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.20.

15.2.24. Señalan que en virtud de lo ya descrito en el presente documento con relación a los cargos de conexión de todas las tarifas, en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN, literal a) TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA, página 20, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 2,420.98.

[Firma]



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 18 de 34

ANALISIS DE LA ASEP

No se acepta la propuesta de ENSA. Se reitera lo planteado en el análisis del numeral 15.2.2.

15.2.25. Indican que en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN, literal b) TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO, página 21, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa. al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 2,420.98.

En respuesta a la nota DSAN-1471-2023 de 11 de julio de 2023, ENSA hizo llegar el valor con los sustentos en nota VPER-136-23 de 12 de julio de 2023 y posteriores ampliaciones mediante correo electrónico. Señalan que estos sustentos se alinean a lo establecido en el RDC, en su Tomo IV relativo al Régimen Tarifario en su Artículo 45.

ANALISIS DE LA ASEP

No se acepta la propuesta de ENSA. Se reitera lo planteado en el análisis del numeral 15.2.2.

15.2.26. Indican que en las TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS, numeral 3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN, literal b) TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO, página 21, para los cargos de demanda máxima:

Cargos de la Tarifa ATH		
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:		
Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	10.44
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.14959
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.11012
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.07065
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.76
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.00
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.32

En virtud de lo ya descrito por ENSA con referencia a los cargos por demanda para opciones tarifarias horarias notifican que para la presente opción tarifaria, en similar forma a lo antes descrito, hemos realizado los ajustes necesarios para cumplir dentro de las opciones solicitadas por su Autoridad con los cual en el pliego tarifario adjunto al presente documento de comentarios (archivo: Tarifas_ENSA_BTSunificado_CPGactual_ASEP v20230718c.xlsm) se presentan los tres valores diferenciados de cargos por demanda para las tarifas con franjas horarias. Los valores resultantes corresponden a la Opción 1 de las descritas previamente en el presente documento.

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.20.

D. PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD





Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 19 de 34

15.2.27. Señalan que en las TARIFAS PARA CLIENTES NO REGULADOS, numeral 4. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN, literal a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (ATH), página 24, para los cargos de conexión:

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 113.69

Debe decir:

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 2,420.98.

ENSA en respuesta a la nota DSAN-1471-2023 de 11 de julio de 2023, hizo llegar el valor con los sustentos en nota VPER-136-23 de 12 de julio de 2023 y posteriores ampliaciones mediante correo electrónico. Estos sustentos se alinean a lo establecido en el RDC, en su Tomo IV relativo al Régimen Tarifario en su Artículo 45.

ANALISIS DE LA ASEP

No se acepta la propuesta de ENSA. Se reitera lo planteado en el análisis del numeral 15.2.2.

15.2.28. Indican que en las TARIFAS PARA CLIENTES NO REGULADOS, numeral 4. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN, literal a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (ATH), página 24, para los cargos de demanda máxima:

Cargos de la Tarifa ATH		
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:		
Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B./cliente	10.44
Cargo por Energía en Punta	B./kWh	0.00593
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00593
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00593
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	1.75
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	0.00
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	0.32
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B./kW-mes	16.00

En virtud de lo ya descrito por ENSA con referencia a los cargos por demanda para opciones tarifarias horarias debemos notificarle que para la presente opción tarifaria, en similar forma a lo antes descrito, hemos realizado los ajustes necesarios para cumplir dentro de las opciones solicitadas por su Autoridad con los cual en el pliego tarifario adjunto al presente documento de comentarios (archivo: Tarifas_ENSA_BTsunificado_CPGactual_ASEP v20230718c.xlsm) se presentan los tres valores diferenciados de cargos por demanda para las tarifas con franjas horarias. Los valores resultantes corresponden a la Opción 1 de las descritas previamente en el presente documento.

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.20.

15.2.29. En las TARIFAS PARA CLIENTES NO REGULADOS, numeral 5. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN, literal a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (MTH), página 27, para los cargos de demanda máxima indica:

Resolución AN No. 13702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 20 de 34

Cargos de la Tarifa MTH		
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:		
Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	10.44
Cargo por Energía en Punta	B./kWh	0.02377
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.02377
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.02377
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	6.84
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	0.00
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	5.45
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B./kW-mes	16.00

En virtud de lo ya descrito por ENSA con referencia a los cargos por demanda para opciones tarifarias horarias debemos notificarle que para la presente opción tarifaria, en similar forma a lo antes descrito, hemos realizado los ajustes necesarios para cumplir dentro de las opciones solicitadas por su Autoridad con los cual en el pliego tarifario adjunto al presente documento de comentarios (archivo: Tarifas_ENSA_BTsunificado_CPGactual_ASEP v20230718c.xlsm) se presentan los tres valores diferenciados de cargos por demanda para las tarifas con franjas horarias. Los valores resultantes corresponden a la Opción 1 de las descritas previamente en el presente documento.

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.20.

15.2.30. En las TARIFAS PARA CLIENTES NO REGULADOS, numeral 6. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN, literal a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (BTH), página 30, para los cargos de demanda máxima indica:

Cargos de la Tarifa BTH		
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:		
Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.80
Cargo por Energía en Punta	B./kWh	0.03020
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.03020
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.03020
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	10.32
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	0.00
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	5.69
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B./kW-mes	16.00

En virtud de lo ya descrito por ENSA con referencia a los cargos por demanda para opciones tarifarias horarias notifican que para la presente opción tarifaria, en similar forma a lo antes descrito, han realizado los ajustes necesarios para cumplir dentro de las opciones solicitadas por su Autoridad con los cual en el pliego tarifario adjunto al presente documento de comentarios (archivo: Tarifas_ENSA_BTsunificado_CPGactual_ASEP v20230718c.xlsm) se presentan los tres valores diferenciados de cargos por demanda para las tarifas con franjas horarias. Los valores resultantes corresponden a la Opción 1 de las descritas previamente en el presente documento.

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.20.

15.2.31. Señalan que en la APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES, apartado ii, página 32:

Donde dice:

añ



A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

- i. Para el cargo por potencia de generación (CPG) la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima por facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.
- ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.

Debe decir:

*ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas **trinómicas** horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta medio y a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta bajo.*

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad ha analizado lo propuesto por ENSA y ha determinado modificar el texto de forma más sencilla, así:

ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de las tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

15.2.32. Observan que en el APÉNDICE A “CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS”, numeral 4., página 37, para la aplicación y actualización de los cargos de las tarifas - Facturación de Demanda:

Donde dice:

Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes.

Debe decir:

*Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes **de cada franja horaria.***

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad ha analizado lo propuesto por ENSA y ha determinado modificar el texto de forma más sencilla, así:

Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes. En el caso de las tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargo por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 22 de 34

aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

15.2.33. En el APÉNDICE A “CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS”, numeral 4., página 37, para la aplicación y actualización de los cargos de las tarifas - Facturación de Demanda:

Donde dice:

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.

Debe decir:

*A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas **trinómicas** horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta medio y a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta bajo.*

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.31.

15.2.34. Observan que en el APÉNDICE A “CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS”, numeral 4., página 37, para la aplicación y actualización de los cargos de las tarifas - Facturación de Demanda:

Donde dice:

- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima por facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.

ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.

Debe decir:

*ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas **trinómicas** horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta medio y a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta bajo.*

ANALISIS DE LA ASEP

AA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 23 de 34

Se reitera lo planteado en el numeral 15.2.31.

15.2.35. En el APÉNDICE A “CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS”, numeral 6., página 40, para los Cargos de Reconexión indica:

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por mora o fraude comprobado conforme al procedimiento establecido por la ASEP, la Empresa Distribuidora tendrá derecho a cobrar un cargo por reconexión.	
Cientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.11.40
Baja Tensión Simple por Bloque Horario	B/.11.40
Prepago	B/.11.40
Baja Tensión con Demanda	B/.113.69
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.113.69
Media Tensión con Demanda	B/.113.69
Media Tensión por Bloque Horario	B/.113.69
Alta Tensión con Demanda	B/.113.69
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.113.69
Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio.	
En el caso de mora, los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los sesenta (60) días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya suspendido el servicio y efectuado la reconexión.	

Proponen incluir dentro de la redacción el tratamiento cuando un cliente decide autónomamente reconectarse, y que ello implica que las cuadrillas de ENSA deban, en un plural número de ocasiones, incurrir en los costos operativos de desconectar al cliente igual número de veces. Adicionalmente, proponen igualar el valor de los cargos por reconexión a los costos de conexión presentados en nuestra Nota VPER-136-23 de 12 de julio de 2023, para mantener la concordancia de los presentado en los diferentes pliegos tarifarios en cuanto a que los costos de reconexión sean iguales a los costos de conexión

Debe decir:

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por mora o fraude comprobado conforme al procedimiento establecido por la ASEP, la Empresa Distribuidora tendrá derecho a cobrar un cargo por reconexión.

Cientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.16.51
Baja Tensión Simple por Bloque Horario	B/.16.51
Prepago	B/.18.51
Baja Tensión con Demanda	B/.71.08
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.71.08
Media Tensión con Demanda	B/.1,974.33
Media Tensión por Bloque Horario	B/.1,974.33
Alta Tensión con Demanda	B/.2,420.98
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.2,420.98

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio. De identificarse clientes que sin haber pagado el saldo sujeto a corte, se hubiesen autoreconectado, la Empresa tendrá derecho a cobrar un cargo equivalente al cargo por reconexión para cubrir los costos asociados a la inspección, normalización y nuevo corte del suministro del cliente; sin perjuicio, de las acciones que se puedan interponer las empresas distribuidoras ante la Autoridad, por infracción a las normas regulatorias por parte del cliente. En el caso de mora, los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los sesenta (60) días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya suspendido el servicio y efectuado la reconexión.

ANALISIS DE LA ASEP

El tema del tratamiento cuando un cliente decide autónomamente reconectarse, el mismo constituye un tema de fraude y el mismo fue presentado por ENSA en la Audiencia Pública

ATA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 24 de 34

No. 007-2022, para considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411- Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización y fue rechazado, por lo que no se acepta su incorporación en el Pliego Tarifario.

Respecto a los cargos de reconexión, los mismos deben ser iguales a los cargos de conexión aprobados a la empresa de distribución, con lo cual se reitera lo planteado en el numeral 15.2.2.

15.3. COMENTARIO DE ENEL RENOVABLE, S.R.L. Y ENEL FORTUNA, S.A.

Señalan que en su momento y para el marco normativo que acompaña a los Pliegos Tarifarios motivo de esta comunicación, ENEL realizó la entrega a la ASEP del *Estudio de Consultoría: "ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO: CAMBIO REGULATORIO PARA VENTAS DE POTENCIA A GRANDES CLIENTES"*, presentado el 31 de marzo de 2022, por medio de la comunicación No EGP-GG 00018-2022, la cual recibió la nota de recibo por parte de la ASEP con el No de referencia 31322-01/31322-02. En dicho estudio, propusieron una metodología viable para adecuar la reglamentación existente, y permitir la subsistencia del mercado de Grandes Clientes, sobre la cual quieren destacar los siguientes beneficios:

- Se eliminarían los riesgos de sobrecontratación de las distribuidoras.
- Se eliminarían los recargos o sobrecostos para los usuarios regulados.
- Se incorporaría la participación de representantes de Grandes Clientes en el Comité de Contrataciones.
- La seguridad del abastecimiento de la demanda no se vería afectada, a la vez que se ofrecería mayor flexibilidad a los clientes.

Sobre este estudio remitido a la ASEP en 2022, la entidad manifestó estar realizando los análisis correspondientes en la nota DSAN-2959-2022 (adjunta), frente a lo cual expresan su preocupación por la ausencia de una reacción de fondo por parte de la Autoridad frente a las propuestas presentadas. Es en este contexto que, continúan insistiendo en que la ASEP debería tener en cuenta estas sugerencias, en aras de evitar afectar de manera grave la competitividad y el mercado de los Grandes Clientes, como están observando que ocurrirá, de quedar en firme los pliegos tarifarios en discusión.

De la misma manera, también insisten a la ASEP que desarrolle y publique un Análisis de Impacto Normativo que acompañe a la proposición bajo discusión, en aras de permitir a los agentes poder determinar en mayor detalle los racionales de la ASEP para haber tomado la decisión de aplicar la polémica metodología que, en su momento, se encontró bajo comentarios en 2022, y que ahora es aplicada en los pliegos tarifarios sometidos a consideración de los agentes del sector.

En cuanto a los pliegos tarifarios en concreto, deben señalar de manera particular los efectos adversos que la medida traería a los Grandes Clientes, de tomarse de forma definitiva la decisión por parte de la ASEP. Particularmente, varios de sus clientes y del sector en general, estarían dejando de percibir ahorros bajo la figura de Gran Cliente, abriendo así la posibilidad de que esta figura desaparezca en el tiempo, impactando negativamente los ahorros de los mismos, que corresponden a cerca del 50% del total, sin mencionar el detrimento que los Grandes Clientes sufrirán al verse obligados a pasar a clientes regulados con las inflexibilidades que esto implica contra su actividad industrial y/o comercial; lo que a su vez genera limitantes en la competencia del mercado

ANÁLISIS DE LA ASEP

[Firma]



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 25 de 34

Es preciso indicar, que no es motivo de esta Consulta Pública las normas específicas que le aplican a los Grandes Clientes “Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a Grandes Clientes”, por lo cual este comentario se rechaza y se reitera la explicación en el análisis del comentario 15.1.

Llama poderosamente la atención, que sea precisamente la empresa ENEL FORTUNA, S.A., que plantee efectos adversos debido al costo de abastecimiento de la potencia, específicamente a los grandes cliente, siendo la que tiene uno de los contratos con mayor costo de potencia de todo el mercado, alrededor de 30 B/./kW-mes, sin detenerse a mencionar el efecto del precio de la potencia en el resto de los clientes regulados. El costo promedio de la potencia de las empresas distribuidoras de 20 B/./kW-mes para el periodo tarifario considera, entre otros, el costo de potencia de los contratos de la propia ENEL FORTUNA, S. A., y este es un costo que todos los clientes debiesen pagar, incluyendo los Grandes Clientes, y no sólo los clientes regulados.

Debemos precisar también que los precios que las empresas generadoras negocian con los Grandes Clientes por la compra/venta de energía, no se pueden apoyar en que sean los clientes regulados quienes paguen por la garantía del suministro eléctrico y, en consecuencia, que estos últimos paguen la diferencia de costos que los Grandes Clientes deberían asumir.

El marco regulatorio dispone que cada cliente pague por los costos que ocasiona al sistema, por lo que se reitera lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.4. COMENTARIO AES PANAMÁ, S.R.L.

Solicita a la ASEP ser transparente en la metodología utilizada para la determinación del cargo por potencia de generación (CPG) propuesto a partir del 1 de julio de 2023 aplicable a todos los Grandes Clientes.

De igual manera, se establece que en cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP determinará el valor del CPG. Por lo tanto, es fundamental que la ASEP dé a conocer los criterios que se utilizan para su cálculo. A pesar de que el artículo 57 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización establece lineamientos generales a considerar, es la ASEP, en calidad de Entidad Reguladora, quien finalmente determina el CPG para cada periodo tarifario que se aplicará a los Grandes Clientes.

Por otro lado, a pesar de que la ASEP indica que el CPG será aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, incluyendo a aquellos que renueven, prorroguen o suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigor de este Pliego Tarifario y hasta el 30 de junio de 2026, aún surge cierta duda en la interpretación, por lo que solicitamos la siguiente aclaración:

¿Cuál será la aplicación del CPG para los grandes clientes actuales que mantienen contratos de suministro firmados con fecha de terminación posterior a la vigencia del nuevo pliego tarifario, es decir, que no estarían renovando o prorrogando sus contratos?

Solicitan que se indique de forma expresa cual será el tratamiento que se le dará a la potencia de los contratos de suministro de potencia y energía existentes con Gran Clientes que renueven su suministro con un generador. Dada la premisa de que dicha potencia no está siendo considerada como una demanda por las empresas distribuidoras, en los Informes Indicativos de Demanda (IDD), entendemos que Gran Cliente podrá continuar comprando la potencia al generador, ya sea existente o sustituto.

ANALISIS DE LA ASEP

Sobre la determinación del cargo CPG, reiteramos la explicación en el análisis del comentario 15.1.

Cabe aclarar, con respecto a la redacción planteada, que a todos los Grandes Clientes actuales que mantienen contratos de suministro firmados con fecha de terminación posterior a la vigencia del nuevo pliego tarifario, se les aplicará el mismo valor de CPG de 12.00 B/./kW por este periodo tarifario.

Con respecto a los Grandes Clientes que están comprando la potencia a empresas de generación, sólo podrán seguir comprando la misma hasta que venzan los contratos de suministro actuales, e incluso de prorrogarse dichos contratos, no se podrá continuar con la



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 26 de 34

compra de potencia a las empresas generadoras, tal como le fue informado oportunamente por la ASEP.

15.5. COMENTARIOS DE ENERGY MANAGMENT AND CONSULTING, S.A.

En el modelo Excel, en la hoja de CPOTGEN, para ambas empresas, se observa que la componente de costo de potencia por generación energiza en un 85% para la mayoría de los clientes en tarifas con demanda, esto no brinda las señales económicas adecuadas que incentiven a los usuarios a implementar medidas de manejo de la demanda y desvirtúa la esencia de manejar dos productos con características diferentes de potencia y la energía, los inconvenientes de energizar la componente de potencia de energía fue ampliamente atendida por la ASEP mediante la Resolución AN No.12801-Elec de 8 de octubre de 2018.

En base a lo expuesto, solicita que el porcentaje de cargos de potencia energizada, especialmente en la componente de generación sea de 0% para todos los clientes con demanda.

Solicita que establezca el CPG para los grandes clientes de forma tal que resulte igual al costo de abastecimiento de potencia de las empresas distribuidoras producto de los actos de licitación y del servicio auxiliar de reserva de largo plazo, toda vez, que la empresa de distribución no realiza ningún proceso de adquisición de potencia diferenciada para clientes regulados y para grandes clientes, con esto todos los clientes de tarifas con cliente regulado o gran cliente habilitado, además resultaría más predecible para la empresa de distribución sus proyecciones de ingresos por potencia en este rubro.

ANALISIS DE LA ASEP

Sobre la energización de los costos de potencia, luego del análisis de alternativas se determinó mantener la estructura actual que tienen las tarifas, para mantener estable una parte de la estructura tarifaria, ya que se están implementando otras medidas que las modifican. Por otro lado, los cargos de redes sí cumplen con estar asignados en cargos por demanda.

Sobre el valor del CPG, es correcto lo planteado y como ya se señaló en la respuesta al comentario 15.1, los precios promedio de potencia estimados para el periodo de julio de 2023 a junio de 2026 están en el orden de los 20 B/./kW.

No obstante, el CPG establecido para el periodo tarifario previo fue de 13.93 B/./kW, por lo tanto, esta Autoridad determina emplear en este nuevo periodo el valor de CPG de 12.00 B/./kW para todos los clientes, a pesar de que dicho valor es menor al promedio de los precios de potencia que se han estimado para que este periodo tarifario, que este periodo sea una etapa de transición, y en el próximo periodo tarifario todos los clientes paguen el costo real de compra de la potencia de las empresas de distribución.

15.6. COMENTARIOS DE TECNISOL I,II, III y IV

Señala que están publicadas las tarifas para julio 2023 las cuales corresponden a las del primer semestre de 2023, pero en el nuevo pliego se indica que se aplicará a partir del 1 de julio de 2023. Pregunta con qué tarifas se realizará la facturación correspondiente a julio 2023?

NUMERAL J) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES

1. En el literal iii se establece un nuevo valor de CPG a partir de julio de 2023 de 16.00 B/./kW-mes el cual se indica que es: *aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, incluyendo a los que renueven o prorroguen sus contratos y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigencia de este Pliego Tarifario, y hasta el 30 de junio de 2026.* Al respecto solicitan a la ASEP aclarar si este nuevo CPG será aplicado a todos los Grandes Clientes indistintamente si son existentes o nuevos o si solo se aplicara a los que renueven o suscriban contratos en el período del nuevo pliego tarifario?

cm

Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 27 de 34

2. Dando seguimiento a la consulta anterior, en la sección “iii.”, ¿Cómo se llegó al valor de 16.00 B/. /kW-mes? Solicitan a la ASEP compartir el sustento detrás de este valor ya que en el documento solo se menciona y no se indica porque se establece ese valor.

Indica que el aumento del CPG aplicable a los Grandes Clientes habilitados en el MME, cambiará las condiciones del mercado de Grandes Clientes, ya que para que un nuevo Gran Cliente perciba un ahorro, el precio de energía ofertado podría tener que estar por debajo del costo de oportunidad del generador, lo que puede desacelerar el mercado de Grandes Clientes el cual ha estado en continuo crecimiento en los últimos 5 años y forma parte de una de las metas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía en la Estrategia Nacional de Innovación al Sistema Interconectado Nacional, donde se habla de alcanzar una participación activa de la demanda con un porcentaje de consumo de Grandes Clientes de 30% del consumo de energía total. Por lo anterior solicitan a la ASEP que evalúe alternativas regulatorias al aumento del CPG para mantener en línea la rentabilidad regulada de la distribuidora, el ahorro percibido por los Grandes Clientes y la rentabilidad del generador.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis realizado al comentarios del punto 15.1

15.7. COMENTARIO DEL SINDICATO DE INDUSTRIALES DE PANAMÁ

Como gremio, les preocupa la forma en que se ha llevado a cabo esta consulta, ya que no se han proporcionado explicaciones claras sobre las razones que motivan un posible aumento tarifario al sector empresarial e industrial, y el plazo para analizar la propuesta ha sido insuficiente.

Destacan que un incremento en las tarifas podría limitar la entrada de nuevos grandes clientes al sistema y afectar la competitividad de las empresas, ya que esto aumentaría los costos y perjudicaría las operaciones y la producción de bienes. Asimismo, las inversiones realizadas y planeadas en el sector industrial se basan en ciertas reglas del mercado que no deberían cambiar abruptamente.

Hacen un llamado a las autoridades y a todas las partes interesadas para que extiendan el periodo de consultas, proporcionen más detalles y respuestas.

Indican que es crucial que los procesos relacionados con temas energéticos se realicen con el objetivo principal de buscar los mejores costos y la calidad en el servicio de energía, y que se ajusten a la realidad que atraviesa el país. La colaboración y la consideración adecuada de todas las perspectivas son fundamentales para garantizar un sistema energético sostenible y equitativo que beneficie a la sociedad en su conjunto.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.8. COMENTARIOS DE HIDROELECTRICA SAN LORENZO, S.A.

Señala que el CPG propuesto es altamente preocupante, toda vez que se elimina el ahorro de los Grandes Clientes y con ello la posibilidad de renovación de sus contratos con Grandes Clientes existentes, así como la posibilidad de lograr nuevas contrataciones, las cuales son un aliciente para su empresa.

Precisan que se realice una aclaración a la redacción que hace referencia a la aplicación del valor del CPG (visto en pág. 32 literal J), toda vez que se entiende que debe ser aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, sin embargo, hacen la aclaración de que se trata de aquellos que renueven o prorroguen sus contratos o nuevos grandes clientes, lo que da atender que a los Grandes Clientes que mantienen vigente su contrato, se les mantendrá el CPG hasta la vigencia de este, lo que constituye una diferencial material según sea la aplicación final de esta interpretación.

Indica que son conscientes que la propuesta debe ir en función del crecimiento de la demanda regulada para evitar sobrecontrataciones de las distribuidoras; sin embargo, existe al corto

EM

Resolución AN No. 16702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 28 de 341

plazo holgura para abrir la contratación de potencia, por lo que confían en la buena gestión de ASEP para encontrar una solución.

ANALISIS DE LA ASEP

Debemos precisar que los precios que las empresas generadoras negocian con los Grandes Clientes no se pueden apoyar en que sean los clientes regulados quienes paguen por la garantía del sistema eléctrico y que paguen la diferencia de costos que los Grandes Clientes deberían asumir.

El marco regulatorio dispone que cada cliente pague por los costos que ocasiona al sistema, por lo que reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.9. COMENTARIOS CARLOS MANUEL QUINTERO

Manifiesta que con la condición actual del precio de la energía que se presenta en el mercado ocasional, los generadores le es muy difícil ofrecer precios de venta de energía similares a los años anteriores, sumando al valor del CPG actual, con el cual los niveles de ahorros decaen y si a esto se le suma el nuevo cargo que tienen que pagar los grandes clientes al IMPHA, es imposible conseguirles ahorros.

Por lo que, solicitan que se pueda aplicar el CPG de una forma escalonada sustentable y técnicamente y bajo el argumento que se vea a los grandes clientes como un grupo de agentes afectados como son los otros. O que se les permita a los grandes clientes negociar directamente el precio de compra de potencia con los generadores.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.10. COMENTARIOS BOSCO RICARDO VALLARINO

Indica que, como ciudadano, solicita a la ASEP que cumpla con su misión y vele por los derechos de los consumidores de tener una tarifa justa, por lo que se opone al aumento de la tarifa.

Alude que, en Panamá, las fuentes de energía proceden de la generación hidroeléctrica (60%), por lo que se observa que las distribuidoras no son dependientes del petróleo para suplir la demanda o para pretender argumentar un elevado costo en su operación, ya que se abastecen en un 68% de fuentes de energía limpia y renovable.

ANALISIS DE LA ASEP

Es preciso indicar que cada 4 años, esta autoridad reguladora, por Ley debe revisar la metodología de cálculo y aplicación de las tarifas, en ese sentido, se procedió a realizar desde el año 2022, las consultas pertinentes con el propósito de modificar y actualizar las reglas tarifarias, que sirven como base para aprobar un Ingreso Máximo Permitido (IMP). En ese sentido, tomando en consideración el IMP de cada empresa distribuidora y la proyección de ventas para el nuevo periodo tarifario, las Distribuidoras establecen sus cargos de Distribución, Comercialización, Pérdidas de Distribución y Alumbrado Público.

El artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años; pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas;

Enfatizamos que las actuaciones ejecutadas por esta Autoridad Reguladora tienen como premisa fundamental encontrar un equilibrio que permita garantizar la sustentabilidad financiera y operativa del sector energético, por una parte; y además procurar el bienestar

AV



Resolución AN No. 10702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 29 de 34

social, en la prestación del servicio, asegurando el abastecimiento de la demanda, así como vigilar que exista una eficiencia económica en el desarrollo de las actividades de distribución.

Destacamos que mediante, las tarifas que se les aprueban a las empresas distribuidoras, se les reconoce los costos operativos y el costo de capital necesarios para que cumplan con las labores de mantenimiento y así mantengan un servicio continuo en sus áreas de concesión, por ende, las empresas que prestan el servicio público de energía eléctrica deben contar con un plan de mantenimiento de carácter preventivo. Esta Autoridad Reguladora, para corroborar dichos planes de mantenimiento, realiza inspecciones en su rol fiscalizador y se aplican las sanciones cuando corresponde.

15.11. COMENTARIOS DE SUPER CENTRO FLOR DE ESTE, S.A., AGENCIAS NUEVO HUNG SHENG, S.A., SOLAR ENERGY PARK, SAND DIAMOND, S.A. PH OCEAN BUSINESS PLAZA, CENTRAL HOTEL PANAMÁ, MC MERCACENTRO, S.A., GENERACIÓN CHEN, S.A., CORPORACIÓN HOTELERA DOVAL, S.A.

Consideran que el Pliego tarifario actualmente en consulta pública, contempla un incremento de entre 10% y 14% en los cargos por uso de red aplicados a los Grandes Clientes, lo que podría tener efectos adversos en la recuperación economía post pandemia de nuestra empresa y otros negocios similares.

Señalan que como Grandes Clientes del sector comercial están en proceso de recuperación económica, luego de la crisis económica causada por la pandemia. El aumento significativo en los costos de operación producto del aumento en los cargos por uso de red, ejercerán una presión adicional sobre su capacidad de mantener la competitividad y el crecimiento económico.

El aumento propuesto en los cargos por uso de red, en especial el aumento de la Demanda Máximo de Generación, CPG afectaría directamente sus costos operativos, lo que obligaría a trasladar parte de este incremento a sus clientes, generando una mayor carga financiera en un momento en el que la recuperación económica es frágil.

Solicitan encarecidamente a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos considerar la situación de los Grandes Clientes en el comercio al evaluar el Pliego tarifario. Un aumento en la tarifa de electricidad en estos momentos podría poner en riesgo la sostenibilidad de muchos negocios, comprometiendo la generación de empleo y el bienestar de la comunidad en general.

Recomiendan explorar alternativas para evitar o mitigar el impacto negativo que representaría este aumento tarifario en los Grandes Clientes. Entre las posibles acciones a considerar, sugerimos:

1. Mantener el costo de Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG aplicado a los grandes clientes de acuerdo al año en el que fue firmado su contrato.
2. Implementación de mecanismos de ajuste progresivo: Considerar la posibilidad de establecer un ajuste tarifario progresivo, que permita mitigar el impacto en los Grandes Clientes, especialmente aquellos que se encuentran en una etapa más vulnerable de recuperación económica.
3. Estímulo a la eficiencia energética: Fomentar programas de eficiencia energética dirigidos a los Grandes Clientes comerciales, incentivando la adopción de tecnologías y prácticas que reduzcan su consumo eléctrico y, en consecuencia, sus costos operativos.

Señalan estar comprometidos en contribuir con el desarrollo sostenible y el bienestar económico de Panamá, y confían en que, con un enfoque conjunto, se puedan encontrar soluciones que beneficien a todos los actores involucrados en el mercado eléctrico.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.



Resolución AN No. 13702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 30 de 34

15.12. COMENTARIOS DE SOLAR ENERGY PARK INTERPRISES, S.A., MERCURIO SOLAR, S.A., ELECTRICIDAD SOLAR, S.A. GRUPO DOE, S.A. LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A., OLAR SOLAR, S.A., ISTMO ENERGY CONTROL, S.A., CONCETO SOLAR, S.A. Y DACONAN STAR SOLAR, S.A.

Observan que en la actualidad, el mercado de Grandes Clientes ha sido crucial para el desarrollo de los Generadores de energía, sobre todo de fuentes renovables. Sin embargo, el progresivo aumento en el costo de la Demanda Máxima de Generación CPG, ha ido restringiendo paulatinamente este mercado, lo que afecta directamente sus ingresos y viabilidad financiera.

Resaltan que son empresas comprometidas con el desarrollo de Proyectos de Energía limpia y renovable contribuyendo con el País en la consecución de lo establecido en el Acuerdo de Paris del 2015, en concordancia con la reducción de la huella de carbono y el incremento del desarrollo de fuentes de energías limpias. El Plan de Transición Energética, coordinado por la Secretaría de Energía, exige retos e inversión privada que creen que viene comprometida con esta subida de la tarifa del CPG. Consideran que esta modificación tendrá un impacto negativo al mercado de los Grandes Clientes y perjudicaría al continuo desarrollo de Proyectos de energías renovables, teniendo impactos económicos y sociales negativos.

Indican que el aumento propuesto en los cargos por uso de red del Pliego tarifario agrava esta situación, limitando la capacidad de Generadores para ofrecer precios competitivos a los Grandes Clientes, lo que podría resultar en una disminución de los contratos y poner en riesgo la rentabilidad de sus operaciones.

Señalan que después de realizar análisis técnicos y ante la imposibilidad de poder vender potencia a los Grandes Clientes, creen que una tarifa mayor del B/. 11.25, establecida en el año 2020, comprometería el desarrollo del sector renovable en Panamá al igual que el camino expreso del Plan Energético Nacional.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.13. COMENTARIOS DE RETAIL CENTENARIO, S.A.

Comentarios Generales

Señalan que dentro del Anexo A, en la parte correspondiente “ENSA Informe Explicativo del Pliego Tarifario Propuesto”, no queda clara la metodología que utilizaran para facturar a los clientes con autoconsumo (MTH) que opten por tarifas horarias.

Solicitan, pueda ser aclarado:

- cómo serán considerados los excedentes (en el caso que aplique),
- la valoración y contabilización de la energía del autoconsumo por bloque.

Comentarios Específicos

1. Cargo por demanda máxima de generación (CPG)

Dentro del archivo 2023-04-11_ensa_estimacion_variables_consumo_imp2022-26_v2, se presentan los siguientes datos de Factor de Carga por nivel de tensión.

AÑOS TARIFARIOS	JUL22/ JUN23		JUL23/ JUN24		JUL24/ JUN25		JUL25/ JUN26	
	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4	
BTD	5	0.35	0.36	0.36	0.36	0.37		
BTH	8	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19		
MTD	4	0.45	0.45	0.45	0.45	0.46		
MTH	8	0.29	0.30	0.31	0.31	0.32		
ATD								
ATH	8	0.47	0.47	0.46	0.46	0.45		
Grandes Clientes	6	0.47	0.47	0.48	0.48	0.48		
TOTAL FACTOR DE CARGA	1	0.41	0.42	0.42	0.42	0.43		

af



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de Septiembre de 2023
Página 31 de 34

Siendo así, el factor de carga promedio en promedio para los años tarifarios es de 0.41. Si tomamos los cargos energizados de demanda máxima resultan en cargos menores de demanda en generación (CPG), en la tarifa para Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad, correspondiente a 16 B/./kW-mes.

Solicitan:

- Revisar el CPG para los Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- Considerar una implementación escalonada, tal que aquellos contratos que están registrados y operativos, considerando un CPG de 8.96 B/./kW-mes, para que así se realice un ajuste progresivo del cargo.

2. Cargo por uso de Redes

Ven con mucha preocupación que el costo por uso de redes aumentó un 11% con respecto a los costos actuales para la MTD en su facturación. Señalan que este aumento no puede ser incluido a los clientes, toda vez que no se cuenta con los niveles de calidad y confiabilidad por parte de las prestadoras. **Observan que en el cargo por pérdidas de distribución, se presentan aumentos en los costos mensuales del 8% con respecto a los costos actuales para la MTD, que reflejan la ineficiencia con la que operan las distribuidoras y por la cual no debemos seguir pagando.**

Solicitan que el cargo por uso de las redes, sea revisado y ajustado, tal que no se esté pagando por una calidad de servicio que no están recibiendo.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad observa que efectivamente no se ha presentado la metodología que se utilizará para facturar a los clientes con autoconsumo que opten por tarifas horarias. Por lo tanto, la metodología para la aplicación de tarifas horarias a los clientes con autoconsumo que opten, a su discreción, por dichas tarifas, debe considerar que las mismas están fuertemente diferenciadas en precio para los distintos bloques horarios, por lo cual debe mantenerse el esquema de balance neto de medición establecido en el “*Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias*”, pero aplicado a los bloques horarios, de manera tal de guardar consistencia con el objetivo de las tarifas horarias en cuanto a que los clientes puedan gestionar su demanda en los distintos bloques de consumo.

La metodología a utilizar, y que se incorporará en el texto del Pliego Tarifario, aplicará sólo a las tarifas horarias y la misma no se aplicará al resto de las tarifas. Esta metodología se incluirá en los Pliegos Tarifarios de todas las empresas de distribución. Dicha Metodología se describe a continuación:

“A los clientes acogidos al “*Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias*”, en adelante Procedimiento para Autoconsumo, que opten por las tarifas horarias, les aplicará lo siguiente:

- Considerando la división de las tarifas horarias en tres (3) bloques con precios diferenciados en los cargos de energía, tenemos que el balance del resultado de la medición neta seguirá las siguientes reglas:
 - Se realizará un balance neto interno en cada uno de los bloques horarios para cada mes de facturación
 - Balance en Bloque de Punta = Consumido de la red en el Bloque de Punta [kWh] – Entregado a la red en el Bloque de Punta [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Medio = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Bajo = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh]

21

Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 32 de 34

- En el caso en que, para cualquier bloque horario, lo consumido de la red en el mes sea mayor a lo entregado a la red, se tiene un consumo neto de la red en dicho bloque horario, el cual se multiplicará por los cargos tarifarios que correspondan al bloque. Esto determinará el costo de la energía a pagar a la empresa distribuidora en el bloque correspondiente.
- En el caso que, para cualquier bloque horario, lo entregado a la red en el mes sea mayor a lo consumido de la red en dicho bloque horario, se tiene una inyección neta a la red (excedentes) en dicho mes para este bloque horario. Esta inyección neta se cuantificará, a favor del cliente, multiplicando los kilovatios hora (kWh) excedentes en el bloque, por el costo promedio del semestre de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, previsto en la actualización tarifaria semestral correspondiente. Esto determinará el monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente en el bloque correspondiente.
- Para la facturación del mes se hará un balance mensual del resultado de los tres bloques, considerando también que pueden existir montos a favor del cliente acumulados al mes de facturación anterior que deben contabilizarse en el mes que está siendo evaluado, teniéndose lo siguiente:
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente, el mismo se acumulará para la facturación del mes siguiente hasta el último mes de acumulación de créditos que haya sido pactado en el Acuerdo de Interconexión. El límite máximo del total de créditos que puede recibir el cliente con autoconsumo durante el periodo, en Balboas, será igual al monto de energía límite (kWh) que se haya pactado en el Acuerdo de Interconexión multiplicado por los costos de energía de la empresa distribuidora (Balboas/kWh), de acuerdo a lo siguiente:
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos semestrales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral correspondiente.
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos anuales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral del primer semestre del año.
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor de la empresa de distribución, el mismo se cobrará al cliente en la factura del mes corriente.
- De existir créditos a favor del cliente una vez finalizado el periodo establecido en el Acuerdo de Interconexión, aplicará lo indicado en el Procedimiento para Autoconsumo.”

Sobre el tema del CPG, reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

Respecto al aumento de las tarifas eléctricas, el mismo es el resultado de todo el proceso de revisión tarifaria. Reiteramos lo señalado en el análisis del comentario del punto 15.10.

15.14. COMENTARIOS DE LA DEFENSORIA DEL PUEBLO.

HA



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 33 de 34

Es un hecho cierto, que el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años: pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa.

En este orden de ideas, existe un clamor ciudadano, dirigido al mal servicio prestado por estas empresas distribuidoras del servicio eléctrico, comenzando por las constantes interrupciones, fluctuaciones que acarrearán daños a los equipos electrodomésticos, falta de transparencia y de rendición de cuentas en el uso de /os subsidios del estado panameño, las empresas distribuidoras no cumplen en debida forma con un sistema digno e inclusivo para la atención de reclamos, dejando atrás a personas mayores y población vulnerable que no tiene acceso a internet, los puntos de atención cuentan con horarios de 8:00 a.m. a 3:00 p.m. y no con horarios extendidos, lo que restringe a las personas la posibilidad de presentar sus reclamos en tiempo oportuno.

De igual forma, solicitamos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el desglose de precios en cuanto a generación, transmisión y distribución al igual se realice la relación entre la tarifa anterior a la nueva y las nuevas formas de generación Eléctrica. Así las cosas, esta institución garante de los derechos humanos presenta TOTAL OPOSICIÓN a cualquier ajuste tarifario al alza por todos los argumentos expuestos y ya que no se ha sustentado la necesidad económica para un aumento de esta índole.

ANALISIS DE LA ASEP

De acuerdo con lo establecido en el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las tarifas de electricidad tienen **una vigencia de cuatro años**, y finalizado cada periodo tarifario esta Autoridad **está en la obligación legal de** establecer unas nuevas fórmulas, tomando en consideración los factores y/o valores plasmados en el artículo 101 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

La determinación de las tarifas eléctricas se basa en lo ordenado por la Ley 6 de 1997 y el aumento o disminución **es un resultado de la aplicación de las fórmulas tarifarias aprobadas**. Para aprobar las tarifas, primeramente, la ASEP calcula el Ingreso Máximo Permitido para las empresas distribuidoras, el cual se somete a un proceso de consulta pública. Posteriormente, las empresas presentan para aprobación los pliegos tarifarios que se aplicarán en el periodo tarifario de 4 años, los cuales también son sometidos a una consulta pública. Adicionalmente, dentro del periodo tarifario, las tarifas se actualizan cada 6 meses, de acuerdo con la Reglamentación vigente.

Las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Distribución y Comercialización vencieron el 30 de junio de 2022, por lo que es preciso aprobar nuevas. Ahora bien, el proceso se atrasó debido a inconvenientes administrativos motivados por la Pandemia.

Con respecto a las otras aristas contempladas en su misiva le serán debidamente contestadas bajo la formalidad prevista.

16. Que la empresa de distribución ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) presentó ante esta Autoridad nuevos modelos tarifarios para revisión de esta Autoridad, por lo que han sido verificados y se han realizado las modificaciones solicitadas.
17. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización aplicable a los clientes regulados y por uso de redes de la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, el cual está contenido en el **ANEXO A**, los cuales forman parte integral de la presente Resolución.

SEGUNDO: ESTABLECER que el Pliego Tarifario Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización aprobado para la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A.**



Resolución AN No. 18702 -Elec
De 19 de septiembre de 2023
Página 34 de 34

(ENSA) rigen y deben ser aplicados por dichas empresas distribuidoras a partir de las cero (0) horas del día 1 de octubre de 2023 hasta la vigésima cuarta (24ª) hora del día 30 de junio de 2026.

TERCERO: ORDENAR a la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que calcule el diferencial que producen los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público aplicados contra los que se debían aplicar de acuerdo con los nuevos Pliegos Tarifarios en los meses de julio, agosto y septiembre de 2023, para incorporar este diferencial como un ajuste en la actualización tarifaria de julio a diciembre de 2024.

CUARTO: ADVERTIR a la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que los apéndices del Pliego Tarifario presentados serán analizados con la nueva información de sustento, con el propósito de someterlos a Consulta Pública.

QUINTO: ORDENAR a la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** que dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la notificación de la presente Resolución, publicar en dos (2) diarios de circulación nacional, un aviso que contenga el texto íntegro del Pliego Tarifario que mediante la presente Resolución se aprueba y que, en igual término, ponga a disposición de los clientes copia del mismo.

SEXTO: ORDENAR a la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que dicte un taller virtual para presentar su Pliego Tarifario con sus modelos de cálculo, dirigido a toda la ciudadanía, a más tardar 30 días calendario contados a partir de la notificación de esta Resolución.

SÉPTIMO: COMUNICAR a la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que la presente Resolución rige a partir de su notificación, y que la misma sólo admite recurso de reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la notificación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.18513-Elec de 22 de junio de 2023, modificada por la Resolución AN No.18550-Elec de 14 de julio de 2023.

NOTIFÍQUESE, CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

En Panamá a los 19 días

Del mes de septiembre de 2023

A las 3:30 de la p. m.

Notifico al Sr. Julissa Robles de la

Resolución que antecede, con fundamento en la

Resolución No.1075-ADM del ²⁵20 de marzo de 2022

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de septiembre de 2023

FIRMA AUTORIZADA

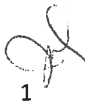




ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 18702 -Elec de 19 septiembre de 2023

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 1 





ENSA

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELEKTRA NORESTE, S.A.

PLIEGO TARIFARIO

**PARA CLIENTES REGULADOS Y GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

VIGENTE DEL 1 DE OCTUBRE DE 2023 AL 30 DE JUNIO DE 2026

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 2





Lineamientos para Estructura Tarifaria
Resolución AN No.18496-Elec
de 21 de Junio de 2023

De acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada 4 años se revisa la estructura y fórmulas tarifarias que se aplicarán en el sector eléctrico, y dicha propuesta se somete a un proceso de Consulta Pública, para cumplir con la Ley de Transparencia.

Las nuevas fórmulas tarifarias se revisan tomando en consideración cuál ha sido el comportamiento del mercado, estudiando los perfiles de consumo de los clientes y su impacto en la demanda que se debe abastecer, así como en el costo de prestar el servicio eléctrico. También conlleva la actualización de los cargos que corresponden a la actividad de comercialización, distribución y Alumbrado Público que realizan las empresas distribuidoras, considerando el Ingreso Máximo Permitido que les fuera aprobado, luego de un proceso que también conllevó Consulta Pública.

En esta oportunidad las Tarifas mantienen la segmentación por nivel de tensión, en tarifas para baja tensión, media tensión y alta tensión. En el nivel de baja tensión hay cuatro tarifas, la tarifa de baja tensión simple (BTS) que aplica a los clientes residenciales y a los comercios pequeños que tengan una demanda menor o igual a 15 kW; la tarifa de baja tensión simple con bloque horario (BTSH) que aplica a los clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y que opten por esta tarifa con cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre; la Tarifa de baja tensión con demanda (BTD) que aplica a clientes comerciales e industrias mayores a 15 kW, cuya medición tendrá la demanda máxima leída y la energía consumida, y la Tarifa de baja tensión horaria (BTH) cuya demanda máxima tiene cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre. Las tarifas con medición en media tensión y alta tensión contienen la misma estructura que las BTD y BTH.

A continuación, el Pliego Tarifario propuesto por la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 3





A) INTRODUCCIÓN

Conforme a lo establecido en la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, sus modificaciones y cumpliendo con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, se presentan los cargos tarifarios que serán aplicados a los clientes regulados y a los Grandes Clientes habilitados en el mercado mayorista de electricidad, que estarán vigentes desde el 1 de julio 2023 al 30 de junio de 2026.

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No.18513-Elec del 22 de junio de 2023, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2022- junio 2026. Como estos cargos han sido calculados para ser aplicados a partir del 1 de julio de 2023, se han actualizado con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que corresponde, según el Régimen Tarifario vigente.

Los cargos asociados al abastecimiento de energía corresponden a los costos previstos para el **segundo semestre de 2023 más el ajuste por la revisión del periodo real** (segundo semestre de 2022), de acuerdo lo establecido en el Régimen Tarifario vigente.

De acuerdo con lo establecido en el Régimen Tarifario y la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, dentro del periodo tarifario hasta junio de 2026, los cargos serán actualizados semestralmente.

B) AMBITO DE APLICACIONES

Las siguientes condiciones de aplicación regirán para las tarifas que ENSA, concesionaria de servicio público de distribución, en adelante la Distribuidora, aplicará a sus clientes sujetos a regulación de precios.

Este Pliego Tarifario es de aplicación únicamente a:

- Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final, es decir, todo cliente final en los términos de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.
- Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Este pliego no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador conectado directamente a un distribuidor para la entrega de su producción, ya que dicho uso y metodología para establecer los cargos por uso de redes es reglamentado por el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión vigente.

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las Condiciones Generales que aplicarán a estas tarifas.

C) OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas que se describen más adelante, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

D) CLIENTES EN ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN

- Son clientes en alta tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea de 115 kilovoltios (115 kV).
- Son clientes en media tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
- Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 4





E) RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Los clientes finales, clientes regulados y Grandes Clientes, conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso. El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVARh y kWh del período facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P. = Cos[Tan^{-1}(kVARh/kWh)]$$

Donde:

kVARh= energía reactiva del período
kWh= energía real del período
F.P. = factor de potencia mensual

Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un periodo consecutivo de tres (3) meses.

Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado mediante teléfono, correo electrónico, mensaje SMS, en comunicación anexo a la factura, mensajería instantánea a través de aplicaciones (por ejemplo, WhatsApp) y otras plataformas tecnológicas disponibles (canales o plataformas tecnológicas que la empresa distribuidora pueda poner a disposición de sus clientes) a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado formalmente al cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación del cuarto (4) mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente a los componentes de comercialización y distribución de la facturación, facturados por consumo de energía en kWh y demanda en kW de acuerdo con la tarifa vigente y no se aplica a ningún otro componente de la factura del cliente final.

F) DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS DE PUNTA Y FUERA DE PUNTA

Se entiende por periodo de punta, fuera de punta medio y fuera de punta bajo del sistema lo siguiente:

Bloque horario de punta:	Lunes a viernes de 9:01 a 17:00 horas
Bloque Horario Medio Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas Sábado de 11:01 hasta las 23:00 horas
Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 00:01 a 9:00 horas Sábados de 00:01 hasta las 11:00 horas y desde las 23:01 hasta las 24:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

G) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN A LAS TARIFAS

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las condiciones generales que aplicarán a estas tarifas.





H) SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE 100 METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES

En el Apéndice B de este Pliego Tarifario se detallará la forma de aplicación de las solicitudes de Servicio de Distribución Eléctrica que estén más allá de cien (100) metros de las líneas existentes y la contribución adicional que tendrán que hacer al costo de conexión establecido en la tarifa correspondiente, de acuerdo con la Tabla de Costos Unitarios por Metro Lineal.

I) CONDICIONES PARA LOS CLIENTES QUE SOLICITAN SERVICIOS TEMPORALES

En el Apéndice C de este Pliego Tarifario, se detallan las condiciones a cumplir para los clientes que solicitan servicios temporales.





ENSA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELEKTRA NORESTE, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 7





**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 Voltios)**

- **TARIFA BTS: TARIFA SIMPLE**
- **TARIFA BTSH: TARIFA SIMPLE CON BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA PREPAGO**
- **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA
MÁXIMA LEIDA**
- **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE
HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.


Página 8





1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.

A los clientes conectados en baja tensión, con demanda mayores a 15 kW, se les aplicarán tarifas con cargo por demanda. Estos clientes pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).

Los clientes residenciales con demanda mayor de 15 kW también pueden escoger una tarifa BTS.

La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que, en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifaria.

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes cuya demanda máxima en el mes de facturación sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW).

A los clientes de la tarifa BTS, se les aplicarán los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al nivel de consumo durante el periodo facturado. Es decir:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes kWh serán facturados con el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.

La Tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos		
Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	B/.cliente/mes	2.56
Cargo por los siguientes kWh de 11-300	B/./kWh	0.16682
Cargo por los siguientes kWh de 301-750	B/./kWh	0.21213
Cargo por los siguientes en exceso a 751 kWh	B/./kWh	0.24678

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.56
- Energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01561
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.03999
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01885

Alumbrado Público





- Sistema (Siguietes kWh)	B/.kWh	0.00266
- Consumo de energía (Siguietes kWh)	B/.kWh	0.00149
Transmisión		
- Energía (Siguietes kWh)	B/.kWh	0.00539
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguietes kWh)	B/.kWh	0.00428
Generación (Siguietes kWh de 11-300)	B/.kWh	0.04445
Generación (Siguietes kWh de 301-750)	B/.kWh	0.08976
Generación (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/.kWh	0.12441
Potencia Energizada (Siguiete kWh)	B/.kWh	0.03410

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51





b) TARIFA BTSH: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes cuya demanda máxima en el mes de facturación sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW) y que soliciten esta opción tarifaria con discriminación horaria. Considera precios diferenciados para la energía leída en cada periodo, ya sea en punta y fuera de punta medio o bajo.

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente/mes	2.56
Cargo por Energía Punta	B/./kWh	0.32062
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.24677
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.17290

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/.cliente	2.56
- Energía Punta	B/./kWh	0.04471
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.04471
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04471

Distribución

- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.06015
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04511
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03007
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.01830
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01830
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01830

Alumbrado Público

- Sistema Punta	B/./kWh	0.00258
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00258
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00143
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00143
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00143

Transmisión

- Energía Punta	B/./kWh	0.00539
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00539
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00539
- Pérdidas Energía en Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00418
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00418
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00418

Generación

- Generación Punta	B/./kWh	0.14978
- Generación Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.09097
- Generación Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03214
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.03410

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51





c) **TARIFA PREPAGO**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes con consumo entre 0 a 300 KWh mes, que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda y se disponga del equipo de medición prepago, en las Áreas de Cobertura del Prepago identificadas por ENSA y aprobadas por la ASEP.

Si el consumo es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis meses, se aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le corresponda de acuerdo con el consumo del cliente. Para esto, la empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Si el cliente con medición prepago baja su consumo a un valor no mayor de 300 kWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa correspondiente de prepago.

Resumen de Cargos		
Cargo por los siguientes kWh	B/./kWh	0.17303
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Energía	B/./kWh	0.02182
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03999
- Pérdidas Energía en Distribución	B/./kWh	0.01885
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00266
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00149
Transmisión		
- Energía	B/./kWh	0.00539
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00428
Generación		
- Energía	B/./kWh	0.04445
- Potencia energizada	B/./kWh	0.03410

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51

Nota: Los clientes residenciales que estén fuera del área de cobertura prepago y los clientes con Tarifa Baja Tensión Simple (BTS) no residenciales podrán solicitar este servicio, pagando la diferencia de costos entre el medidor post-pago que utiliza y el prepago que instalará la distribuidora, de acuerdo con los costos de medidores con que cuente la empresa en el momento de la solicitud.





d) **TARIFA BTd: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Aplicación

Esta tarifa se aplica a cualquier uso de la energía eléctrica de los clientes conectados en baja tensión, cuya demanda máxima mensual sea mayor a los 15 kW en el mes de facturación.

A todos los clientes BTd se les aplicará un Cargo Fijo por cliente y un Cargo por Demanda Máxima por mes y un cargo por energía, dependiendo de los escalones que le correspondan de acuerdo con su consumo:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 10,000 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 10,001 y 30,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 30,001 y 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.
- (iv) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 4.

Cargos de la Tarifa BTd

La tarifa comprende los siguientes cargos por escalón de energía, que se aplicarán en la factura mensual del cliente, de acuerdo a la siguiente tabla:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.58
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.15194
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.15536
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.15897
Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.16275
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00557
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	13.66
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01708
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.59
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00258
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.63
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00862
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00414
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.70
- Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.06855
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.07197
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.07558
- Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.07936
- Cargo por Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.04397
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.04397





- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.04397
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.04397

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





e) **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación
Se aplica a todos los clientes con demanda máxima mensual mayor a 15 kW, conectados en baja tensión que soliciten esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.19438
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.14838
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.10238
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	12.38
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio/*	B/./kW-mes	5.49
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo/*	B/./kW-mes	5.49

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.48
- Energía	B/./kWh	0.00557
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.79
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.49
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo		5.49
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.62
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	0.69
- Energía	B/./kWh	0.00539
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00414
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.28
- Energía en Punta	B/./kWh	0.12270
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.07670
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03070
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.03549

Aclaración /*
En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.


Página 16





2. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los clientes conectados en voltajes mayores que 600 V y menores que 115 kV, pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima MTD o la Tarifa por Bloque Horario MTH.

a) TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	13.66
Cargo por Energía	B/./kWh	0.13415

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00483
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	10.66
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01175
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.44
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00258
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.65
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00533
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00414
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.91
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.07144
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.03265

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





b) **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV que lo solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para suministros en período de punta, en período fuera de punta medio y en período de fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.17106
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.13002
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.08896
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.82
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	5.38
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	5.38

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	9.85
- Energía	B/./kWh	0.00483
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	5.68
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.38
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	5.38
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01175
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01175
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01175
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.45
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.69
- Energía	B/./kWh	0.00447
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00414
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.00
- Energía en Punta	B/./kWh	0.11600
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.07496
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03390
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.02586

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00

24





**TARIFAS DE ALTA TENSIÓN
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.


Página 19





3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSION

Los clientes conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima ATD o la Tarifa por Bloque Horario ATH.

a) TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	8.91
Cargo por Energía	B/./kWh	0.09713

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00052
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.20
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00177
- Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00258
- Cargo por Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.75
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00383
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00414
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	6.89
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.07144
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.01142

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





b) **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV que la solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.13463
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10126
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.06789
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.75
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	0.32
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	0.32
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	9.85
- Energía	B/./kWh	0.00052
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.91
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.32
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.32
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.76
- Energía de Transmisión	B/./kWh	0.00376
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00414
Generación		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	7.01
- Energía en Punta	B/./kWh	0.10885
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.07548
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04211
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.01158
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01158
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01158

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





ENSA

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELEKTRA NORESTE, S.A.

**PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 22





**TARIFAS DE ALTA TENSION
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 23 





4. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario ATH o la Tarifa con Demanda Máxima ATD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (ATH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.01006
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01006
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01006
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.74
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	0.32
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	0.32
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos:

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	9.85
- Energía	B/./kWh	0.00052
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.91
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.32
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.00
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.76
- Energía	B/./kWh	0.00376
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión





La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (ATD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.02
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.01013

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00052
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.20
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.75
- Energía	B/./kWh	0.00383
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.


Página 26





5. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (MTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Energía en Punta	B./kWh	0.02506
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.02506
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.02506
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	6.82
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B./kW-mes	5.38
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B./kW-mes	5.38
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	9.85
- Energía	B./kWh	0.00483
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	5.68
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	5.38
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	5.38
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B./kWh	0.01175
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.01175
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.01175
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B./kW-mes	0.45
Alumbrado Público		
- Sistema	B./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	0.69
- Energía	B./kWh	0.00447
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B./kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 27





La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 28





b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (MTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	11.75
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02592

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	9.85
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00483
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	10.66
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01175
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.44
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.65
- Energía	B/./kWh	0.00533
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 V)**

- **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.


Página 30





6. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje igual o menor de 600 Voltios, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (BTH)

Aplicación
Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje igual o menor de 600 Voltios que solicite esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.03205
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.03205
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03205
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	10.10
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	5.49
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	5.49
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.48
- Energía	B/./kWh	0.00557
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.79
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.49
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	5.49
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.62
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	0.69
- Energía	B/./kWh	0.00539
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Aclaración /*
En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión





La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (BTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje voltaje igual o menor de 600 Voltios.

Cargos de la Tarifa BTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	14.88
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.03528

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00557
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	13.66
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01708
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.59
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00258
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00143
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.63
- Energía	B/./kWh	0.00862
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





J) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES

Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la distribuidora y que hagan uso de la red de la Distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

- Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan el resto de los componentes de costos.
- Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

- Para el cargo por potencia de generación (CPG) la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas 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 de transmisión.
- El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.
- El valor del CPG se ha establecido por parte de la ASEP en un monto de 12.00 B./kW mes a partir del 1 de octubre de 2023 aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, incluyendo a los que renueven o prorroguen sus contratos y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigencia de este Pliego Tarifario, y hasta el 30 de junio de 2026.
En cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP establecerá el valor del CPG.

Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar los cargos correspondientes del Pliego





Tarifario, de acuerdo a su condición de medición, según se indica en este literal. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se le calculará los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará ambos cargos.

K) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

- La Distribuidora permitirá el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad, de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que le correspondan.
- La Distribuidora permitirá el acceso a sus instalaciones de distribución para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema o personas.
- La medición correrá por cuenta del agente del mercado que haya solicitado el servicio y que sea responsable por el pago de los cargos del Pliego Tarifario. En caso de que este agente del mercado desee que la Distribuidora efectúe la medición o cualquier otro servicio asociado tal como lectura, facturación, presentación de factura y gestión de cobro, la Distribuidora podrá hacerlo mediante acuerdo entre las partes.
- En caso que las instalaciones eléctricas del generador y gran cliente conectado a la red del distribuidor produzcan alteraciones en la calidad del suministro de energía eléctrica a los clientes regulados, la Distribuidora podrá requerir del generador o gran cliente, la modificación, sustitución o retiro de dichas instalaciones.
- La Distribuidora podrá condicionar al libre acceso a su red a un Generador o a un nuevo Gran Cliente si demuestra que la satisfacción de las necesidades de transporte de éstos limitarán su capacidad o calidad de suministro a sus clientes. No obstante, tendrá obligación de realizar las ampliaciones necesarias para permitir que esta conexión pueda realizarse a través de su sistema de distribución, en los mismos términos y condiciones que rijan para nuevos clientes de la Distribuidora.

L) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS HORARIAS PARA CLIENTES CON AUTOCONSUMO

A los clientes acogidos al “*Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias*”, en adelante Procedimiento para Autoconsumo, que opten por las tarifas horarias, les aplicará lo siguiente:

- Considerando la división de las tarifas horarias en tres (3) bloques con precios diferenciados en los cargos de energía, tenemos que el balance del resultado de la medición neta seguirá las siguientes reglas:
 - Se realizará un balance neto interno en cada uno de los bloques horarios para cada mes de facturación
 - Balance en Bloque de Punta = Consumido de la red en el Bloque de Punta [kWh] – Entregado a la red en el Bloque de Punta [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Medio = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Bajo = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh]





- En el caso en que, para cualquier bloque horario, lo consumido de la red en el mes sea mayor a lo entregado a la red, se tiene un consumo neto de la red en dicho bloque horario, el cual se multiplicará por los cargos tarifarios que correspondan al bloque. Esto determinará el costo de la energía a pagar a la empresa distribuidora en el bloque correspondiente.
- En el caso que, para cualquier bloque horario, lo entregado a la red en el mes sea mayor a lo consumido de la red en dicho bloque horario, se tiene una inyección neta a la red (excedentes) en dicho mes para este bloque horario. Esta inyección neta se cuantificará, a favor del cliente, multiplicando los kilovatios hora (kWh) excedentes en el bloque, por el costo promedio del semestre de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, previsto en la actualización tarifaria semestral correspondiente. Esto determinará el monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente en el bloque correspondiente.
- Para la facturación del mes se hará un balance mensual del resultado de los tres bloques, considerando también que pueden existir montos a favor del cliente acumulados al mes de facturación anterior que deben contabilizarse en el mes que está siendo evaluado, teniéndose lo siguiente:
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente, el mismo se acumulará para la facturación del mes siguiente hasta el último mes de acumulación de créditos que haya sido pactado en el Acuerdo de Interconexión. El límite máximo del total de créditos que puede recibir el cliente con autoconsumo durante el periodo, en Balboas, será igual al monto de energía límite (kWh) que se haya pactado en el Acuerdo de Interconexión multiplicado por los costos de energía de la empresa distribuidora (Balboas/kWh), de acuerdo a lo siguiente:
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos semestrales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral correspondiente.
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos anuales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral del primer semestre del año.
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor de la empresa de distribución, el mismo se cobrará al cliente en la factura del mes corriente.

De existir créditos a favor del cliente una vez finalizado el periodo establecido en el Acuerdo de Interconexión, aplicará lo indicado en el Procedimiento para Autoconsumo





APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A.

Página 37

Handwritten mark or signature.





APENDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

1 OPCIONES TARIFARIAS

- Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.
- Las empresas distribuidoras definirán las condiciones de medición de acuerdo a limitaciones de aplicación contenidas en la tarifa.
- La Distribuidora podrá realizar las mediciones y verificaciones que considere necesarias para comprobar que las características reales de consumo del cliente son consistentes con la tarifa con excepción de los clientes residenciales. Si éste no fuese el caso, la Distribuidora tiene la obligación de notificárselo con un mes de anticipación e indicarle las opciones que tiene, incluyendo la tarifa que se le aplicaría si no hubiera una elección por parte del cliente, además del cargo por conexión correspondiente.
- La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.
- En los casos de clientes nuevos a los que se haya asignado una tarifa con demanda, pero su demanda leída sea menor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esa manera, se le reclasificará y facturará con tarifa sin demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el RDC.
- Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de una vez en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50%) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.
- En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación, la factura será calculada con la aplicación de la tarifa que corresponda al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de medición (ejemplo, de BTD a BTH) y que por consiguiente no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, por lo que la empresa facturará de forma fraccionada con la tarifa que corresponda respectivamente. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción a la cantidad de días de consumo en cada una de las tarifas.
- La Distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente como mecanismo para bloquear o ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
- Las Distribuidoras pueden ofrecer y los clientes optar, por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas, y si correspondiese, las aprobará.

2 CONTRATO DE SUMINISTRO

El suministro de energía eléctrica a clientes finales se deberá realizar de acuerdo con el respectivo contrato de suministro.





3 PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

El punto de conexión entre las instalaciones de la Distribuidora y el cliente, (interconexión o punto de servicio o de entrega), delimita el punto frontera entre las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora, y las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad del cliente. Este punto de conexión deberá quedar definido en el contrato de suministro.

En general, el punto de conexión estará determinado como sigue:

- En edificaciones con una sola medición, del tipo directo, será: (i) los terminales de fuente de la caja del medidor para los medidores tipo “Socket”, y (ii) los terminales de fuente del medidor, para los medidores cuya conexión se ubique en la base del mismo,
- En edificaciones con una sola medición, del tipo indirecto, será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- En edificaciones con dos (2) o más medidores será el lado de suministro del interruptor principal o equivalente de la edificación.

Se permitirán excepciones a la regla general como sigue:

- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, la misma podrá ubicarse en los postes del servicio eléctrico, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación,
- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, cuando la misma consista de una medición múltiple en la edificación, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- La medición eléctrica también podrá ubicarse en el poste del servicio eléctrico más cercano a la edificación del cliente, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación

4 APLICACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

- APLICACIÓN DE LOS CARGOS

Facturación de Cargos Fijos:

El cargo fijo de cada categoría tarifaria se aplica a cada cliente independientemente que el cliente registre consumo o no.

Facturación de Energía:

Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios-hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la Distribuidora no haya medido el consumo del mes y este tuvo que ser estimado, la Distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente.

Para el caso de los clientes BTS se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

En el caso de los clientes BTD se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

Facturación de Demanda:





Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes. En el caso de las tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargo por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo).

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
- Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
- A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas 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 de transmisión.
- El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de facturación en proporción a los días transcurridos con respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.

Tratamiento de las Facturaciones con Lecturas Estimadas

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pueda obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.





Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

Estimaciones:

- La estimación del consumo (kWh) deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- En caso de no contar con tres meses de lecturas reales, la estimación se basará en la información disponible.
- El consumo estimado del mes será utilizado para la facturación con una indicación de que la lectura es estimada. No obstante, esta lectura estimada se utilizará para el histórico de consumos.

Ajustes:

- En el mes que se realice la lectura real, la empresa distribuidora deberá calcular la diferencia entre esta lectura y la real anterior. A partir de esa energía total y la cantidad de días del periodo, calculará un consumo promedio diario (kWh por día) para todo el periodo.
- El valor calculado de consumo diario se utilizará para calcular el consumo mensual que se debió facturar en los meses estimados y el mes corriente que se va a facturar, multiplicando el consumo promedio diario por los días transcurridos en cada mes.
- Con el nuevo valor de consumo (kWh) calculado para cada mes del periodo se hace el cálculo del nuevo importe de facturación mensual (real) utilizando las tarifas y subsidios correspondientes a cada mes involucrado.
- Se calculará la diferencia entre el importe facturado durante los meses con lecturas estimadas y el nuevo importe para cada mes calculado utilizando la nueva estimación de energía. La sumatoria de las diferencias calculadas en el paso anterior corresponderá al Valor del Ajuste.

Facturación del Ajuste:

- En el mes corriente se facturará el valor que corresponda al consumo del mes, más el valor del ajuste que corresponda. En el caso de que el ajuste sea negativo se deberá dar el crédito en la factura al cliente.
- Si el importe final de la factura sobrepasa el diez por ciento (10%) del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa distribuidora cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente y esto deberá detallarse en la factura al cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lecturas reales fueron en octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, para este ejemplo, si el importe final de la factura es 30% mayor al importe facturado con lecturas reales, el excedente del 10%, es decir el 20% del valor facturado será dividido en tres (3) pagos mensuales y agregado a la factura de los tres (3) meses siguientes y el resto se facturará en abril.
- La empresa distribuidora deberá incluir en la factura del cliente todo el detalle del cálculo realizado para determinar el importe a pagar.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita.



- ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

Conforme a lo establecido en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2008 y sus modificaciones, los cargos tarifarios aprobados en este Pliego Tarifario se actualizarán cada seis meses.

La mencionada actualización tarifaria se realiza para ajustar los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público de acuerdo a las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Los cargos de transmisión, pérdidas en transmisión y generación se actualizan por las variaciones en los costos y ventas.

Además, el Régimen Tarifario establece el cargo mensual denominado "Variación por Combustible" (CVC), el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional. Este cargo se agrega a los cargos aplicados en la factura mensual de todos los clientes regulados de las empresas de distribución.

5 DEPÓSITOS EN GARANTÍA

La Distribuidora podrá solicitar a los clientes que se conecten por primera vez a partir de la vigencia del presente reglamento, un depósito que no podrá superar el valor de un (1) mes de consumo estimado, en ausencia de referencias de crédito o certificación de buen historial de pago. El mismo se calculará tomando en cuenta el estimado de consumo por los cargos vigentes de tarifa básica. La estimación de este consumo estará basada en un registro histórico del cliente, si este ha sido cliente de una distribuidora anteriormente. En el caso de que sea cliente por primera vez o no haya un registro histórico del consumo mensual del cliente, la estimación del consumo se establecerá basada en una entrevista o encuesta sobre los aparatos eléctricos que utilizará en el lugar donde se establecerá dicha cuenta.

La Distribuidora verificará el exceso o déficit en el monto del depósito solicitado, en función del promedio del costo de las tres (3) primeras facturas emitidas al cliente que tengan el mes completo facturado a partir de su conexión. Si resultaran saldos a favor del cliente, luego del ajuste, la suma deberá ser reembolsada dentro de los treinta (30) días siguientes. En los casos en que se requiera aumentar el depósito, la empresa incluirá la diferencia en la facturación mensual siguiente, incluyendo en la factura una notificación en este sentido.

La Distribuidora deberá reembolsar en efectivo, salvo otra disposición del cliente, el depósito de garantía cuando éste haya establecido un buen historial de pago con la empresa distribuidora, conforme a la definición contenida en el Título V denominado Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones. El reembolso deberá hacerse en un pago único y por la totalidad del depósito incluyendo los intereses correspondientes.

Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.

A solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.

Mientras la empresa distribuidora mantenga un depósito, deberá pagar semestralmente a los clientes que lo tengan, los intereses por el tiempo transcurrido calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores sobre depósitos a plazo fijo a seis meses en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior que estén disponibles, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del 1° de enero al 30 de junio y del 1° de julio al 31 de diciembre.





Las devoluciones de depósitos, ya sean las que pudiesen surgir producto de la adecuación del monto del depósito o cuando se compruebe que el cliente ha establecido un buen historial de pago, deberán ser reembolsadas en efectivo o acreditadas a su factura, si así lo dispone el cliente.

La empresa deberá notificarle de esta situación al cliente e indicarle que cuenta con treinta (30) días calendarios para informar si la devolución del depósito debe hacerse en efectivo o acreditarse a su cuenta. Vencidos los treinta (30) días sin que el cliente manifieste su opción, la empresa lo acreditará a favor del cliente en la siguiente facturación. La empresa distribuidora deberá establecer un plazo, el cual no puede exceder de treinta (30) días, para entregar en efectivo las sumas correspondientes a la devolución de los depósitos de garantía. Para las devoluciones en efectivo será necesario presentar solamente la cédula y/o la certificación de la representación legal de la sociedad. Las devoluciones de depósito que resulten de una terminación de contrato o cierre de cuenta deberán reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

No se le exigirá depósito de garantía a aquellos clientes con buena referencia de crédito o buen historial de pago, conforme se define en el Título V denominado Régimen de Suministro, que soliciten el suministro de energía eléctrica para otro inmueble o instalación.

La empresa distribuidora podrá solicitar un depósito de garantía nuevamente en el caso de que un cliente pierda o cambie su calidad de buen historial de pago en el transcurso de la relación comercial con la distribuidora. Para estos efectos la empresa distribuidora podrá incluir este depósito dentro de su facturación. Este depósito deberá ser devuelto al cliente una vez adquiera la calidad de buen historial de pago en los mismos términos indicados anteriormente, pero el término de un (1) año comenzará a contarse desde la fecha en que consignó el depósito.

La empresa distribuidora puede ejecutar el depósito de garantía y los intereses correspondientes, cuando rescinda un contrato de suministro y quede un saldo pendiente. Si del depósito de garantía queda un saldo a favor del cliente, este deberá reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

6 CARGOS POR RECONEXIÓN

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por mora o fraude comprobado conforme al procedimiento establecido por la ASEP, la Empresa Distribuidora tendrá derecho a cobrar un cargo por reconexión.

Clientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.16.51
Baja Tensión Simple por Bloque Horario	B/.16.51
Prepago	B/.16.51
Baja Tensión con Demanda	B/.71.08
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.71.08
Media Tensión con Demanda	B/.140.00
Media Tensión por Bloque Horario	B/.140.00
Alta Tensión con Demanda	B/.200.00
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.200.00

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio.

En el caso de mora, los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los sesenta (60) días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya suspendido el servicio y efectuado la reconexión.



7 CARGOS POR MOROSIDAD

La Distribuidora podrá cobrar intereses por saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura, sin que ésta haya sido pagada. Estos intereses serán calculados, solamente con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de los préstamos comerciales de empresas al por mayor a un (1) año en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

8 PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT

Los clientes en Media Tensión y Alta Tensión proveerán y mantendrán por su cuenta toda la estructura y equipo de transformación para convertir el voltaje del suministro de la distribuidora al voltaje requerido por el cliente. Igualmente deberán cumplir con las normas técnicas vigentes para conectar clientes de alta o media tensión a sus redes eléctricas.

9 FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.

En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este recargo es para cubrir todos gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.

10 ERRORES DE MEDICIÓN

Los errores de medición, lectura y/o inconsistencias de facturación pueden ser reclamados por el cliente ante la empresa distribuidora en un periodo no mayor de 60 días calendario, contados a partir de la fecha de emisión de su factura. Si el reclamo es realizado antes de la fecha de vencimiento de la factura cuestionada, el cliente puede abstenerse de pagar la porción de la factura hasta que el reclamo se haya resuelto.

La empresa distribuidora tendrá un plazo máximo de 15 días calendario para informar al cliente del resultado del reclamo y los procedimientos realizados para dilucidarlo. Vencido este plazo sin que la empresa distribuidora resuelva el reclamo, se entenderá a favor del cliente. La empresa distribuidora deberá notificar al cliente y dejar constancia de la fecha en que se le notificó la respuesta al reclamo.

En caso de que el cliente no esté de acuerdo con la decisión de la empresa distribuidora, cuenta con treinta (30) días calendario para presentar su reclamo ante la Autoridad conservando el cliente el derecho de abstenerse de pagar el monto en disputa hasta tanto la ASEP emita su decisión. En ningún caso se podrá cobrar intereses por mora de la porción dejada de pagar por reclamo. El tiempo que dure la empresa distribuidora y la ASEP en resolver el reclamo, tampoco será computado para efectos de justificar la suspensión del servicio por causa de mora.





En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la Distribuidora, la Distribuidora no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

En los casos en que por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

En los casos en que se determine que se facturó mayor energía y/o potencia de la consumida por el cliente, por fallas de lectura, fallas del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente, fallas administrativas de la Distribuidora, u otras causas no imputables al cliente, ésta deberá notificar al cliente de esta situación y devolver en efectivo la suma que corresponda, salvo otra disposición del cliente. En el caso de que el cliente aún no haya pagado dicho consumo se le acreditará en la siguiente facturación.

11 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

Todos los conflictos que se susciten entre la empresa distribuidora y los clientes con motivo de la interpretación o aplicación de las presentes condiciones de aplicación de las tarifas y que no se haya llegado a una resolución satisfactoria, serán resueltos por la ASEP, de acuerdo a la normativa vigente.

12 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.37 DEL 2001

En cumplimiento de la Ley No. 6 de 16 de junio de 1987 y sus modificaciones especialmente las establecidas en la Ley 37 del 10 de julio del 2001, los clientes residenciales jubilados, pensionados y de la tercera edad, recibirán un descuento de veinticinco por ciento (25%) en la facturación del consumo mensual de energía de entidad pública o privada, por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh), y se aplicará la tarifa normal al excedente a esta suma. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el cliente receptor del subsidio ha fallecido. En los casos de verificarse el fallecimiento del cliente, se suspenderá dicho descuento, en la siguiente facturación.

13 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.2 DE 1986

En cumplimiento de la Ley 2 de 20 de marzo de 1986, los clientes agropecuarios recibirán un descuento sobre su factura mensual de cinco por ciento (5%).

Para recibir ese descuento, el cliente agropecuario tendrá que presentar a la oficina regional de la Distribuidora, una Certificación del MIDA que establezca claramente que la actividad objeto del descuento efectivamente es de índole agropecuaria. No se otorgará este descuento a actividades agroindustriales ni industriales. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el suministro solicitado es para una actividad agropecuaria. En caso que la actividad agropecuaria esté combinada con otras actividades, ya sean residenciales, comerciales, agroindustriales u otras, el cliente deberá separar la actividad agropecuaria de los restantes estableciéndose un medidor independiente, y este se constituirá en el suministro objeto del subsidio.

14 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.9 DE 1988

En cumplimiento de la Ley 4 de 14 de febrero de 1984 y de la Ley 9 de 21 de septiembre de 1988, las sedes provinciales de los partidos políticos recibirán un descuento sobre su factura mensual de cincuenta por ciento (50%).

15 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.134 DE 2013

En cumplimiento de la Ley 134 de 31 diciembre de 2013, las personas con discapacidad recibirán un descuento sobre su consumo mensual de energía eléctrica de veinticinco por ciento (25%), por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh).





16 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.11 DE 1979

Exoneración a la Cruz Roja Nacional e Internacional cuando por necesidad preste servicios en el territorio nacional del pago del servicio de luz eléctrica.

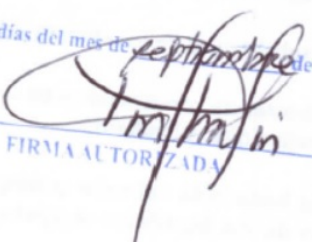
17 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.15 DE 2001

Subsidio del consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad.

- El consumo básico de subsistencia corresponde a un consumo de hasta cien kilovatios hora (100 kWh) en un periodo de treinta días calendario.
- El monto del subsidio es hasta 20% del valor correspondiente. Según indica la propia Ley, lo anterior es sin perjuicio de los beneficios otorgados a los pensionados, jubilados y adultos mayores, en la Ley 6 de 1987.
- El aporte para cubrir este subsidio proviene de los clientes del sector eléctrico con consumos superiores a 500 kWh al mes, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de septiembre de 2023


FIRMA AUTORIZADA



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 18703 -Elec

Panamá, 19 de septiembre de 2023

“Por la cual se aprueban los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026 y se dictan otras disposiciones.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, esta Autoridad Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
5. Que por su parte, el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años; pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas;
6. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la **prestación** de esa actividad;
7. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Distribución y Comercialización vencieron el 30 de junio de 2022, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido (IMP);



Resolución AN No. **18703**-Elec
de **14** de **septiembre** de 2023
Página 2 de 17



8. Que mediante la Resolución AN No.17542-Elec de 31 de marzo de 2022 y su modificación, se extendió la vigencia de los Pliegos Tarifarios del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicables a los clientes, y por el uso de redes de la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)**, la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)** y la Empresa **Elektra Noreste, S.A. (ENSA)**, aprobados para el periodo comprendido del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022;
9. Que mediante Resolución AN No.18208-Elec de 3 de febrero de 2023, esta Autoridad Reguladora sometió a un proceso de Consulta Pública la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución y comercialización del servicio público de electricidad;
10. Que esta Autoridad Reguladora, aprobó mediante Resolución AN No.18496-Elec de 21 de junio de 2023, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)** y a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026,
11. Que las empresas de distribución en referencia a través de sendas notas presentaron a consideración de esta Autoridad Reguladora el Pliego Tarifario propuesto para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026;
12. Que mediante Resolución AN No.18542-Elec de 10 de julio de 2023, esta Autoridad Reguladora, sometió a Consulta Pública No.007-23, para considerar la propuesta de 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)**, para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026;
13. Que en virtud que el tema sometido a consulta pública requería una amplia participación ciudadana, esta Autoridad Reguladora, considero oportuno y viable extender el periodo para considerar la propuesta del Pliego Tarifario de Distribución y Comercialización que nos ocupa, por lo que, a través de la Resolución AN No.18578-Elec de 28 de julio de 2023, se resolvió extender hasta el día **jueves 3 de agosto de 2023**, el plazo otorgado mediante la Resolución AN No.18542-Elec de 10 de julio de 2023, para la entrega de comentarios relacionados a la Consulta Pública No. 007-23;
14. Que la propuesta completa de los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de las empresas distribuidoras estuvo disponible para la Consulta Pública en cuestión del jueves 13 de julio al jueves 3 de agosto de 2023, y en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones de la propuesta, tal cual consta en el Acta de Cierre del 4 de agosto de 2023, se recibieron los comentarios de los siguientes interesados:
 - Clínica Hospital San Fernando, S.A.
 - Petroterminal de Panamá, S.A.
 - Carlos Manuel Quintero
 - Enel Fortuna, S.A.
 - Enel Renovable, S.R.L.
 - Aes Panamá, S.R.L.
 - Hotelera RH, S.A.
 - Templo de Panamá
 - Automotora Autostar, S.A.
 - Urban Developments Panamá, S.A.
 - Compañía Goly, S.A.
 - Industrias Panameña de Papel, S.A.
 - El Carmen Investments, S.A.
 - Banistmo, S.A.

GA



Resolución AN No. 10703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 3 de 17

- Ph. Evolution Tower
- Ph. Bicsa Financial Center
- Marriott Panamá Hotel
- Evolution Hotel Corp.
- Sporty City Panamá, S.A.
- Asociación de Grandes Clientes Eléctricos
- Luis Alvarado
- Celma Moncada
- Dayana Vanesa Fernández
- The Bristol Hotel, S.A
- Micsuri Ponce
- Banco Nacional de Panamá
- Itza Muñoz
- 3M Panamá Pacifico, S. de R.L.
- Agro Industrias Alimenticias de Veraguas, S.A.
- Franquicias Panameñas, S.A.
- Grupo Cementero Panameño, S.A.
- Melo
- Bosco Ricardo Vallarino
- Energy Management and Consulting, S.A.
- Metro de Panamá
- Tecnisol I, S.A., Tecnisol II, S.A., Tecnisol III, S.A., Tecnisol IV, S.A.
- Sindicatos de Industriales de Panamá.
- Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.
- Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.
- Grupo Primavera
- Iglesia Jesucristo de los Últimos Días
- Cirsá Panamá
- Fuerte Amador
- Fernando Duarte
- Arce Avícola, S.A.
- Aseguradora Ancón
- ALTERNEGY S.A.
- Defensoría del Pueblo

15. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos dentro del periodo de la Consulta Pública:

15.1. COMENTARIOS DE LOS GRANDES CLIENTES Y ASOCIACIÓN DE GRANDES CLIENTES

Comentario general

Señalan que no ha habido una divulgación en los medios tal y como amerita esta Consulta Pública tan trascendental en el mercado especialmente para los consumidores y clientes finales en vista de que dicha propuesta una vez aprobada, implica una retroactividad en la aplicación de los precios de la tarifa, ya que empieza a regir desde el 1 de julio de 2023.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Tenemos a bien, indicar que esta Autoridad Reguladora, cumplió a cabalidad con lo establecido en la Ley 6 de 22 de enero de 2002, por lo tanto, procedió a poner en conocimiento del público en general de la Consulta que nos ocupa, a través de la página web de la Institución, así como mediante la publicación en dos (2) medios de comunicación del país (periódico), permitiendo con dichas comunicaciones la participación de los ciudadanos a través de la modalidad de Consulta Pública.





Resolución AN No. **10703**-Elec
de **19** de **septiembre** de 2023
Página 4 de 17

Es necesario acotar que es conocido por los agentes del mercado y/o sus participantes, que las tarifas de electricidad tienen una vigencia de cuatro años, y finalizado cada periodo tarifario esta Autoridad está en la obligación legal de establecer unas nuevas fórmulas, tomando en consideración los factores y/o valores plasmados en el artículo 101 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

Aunado a lo anterior, este proceso de revisión para unas nuevas tarifas no empezó con la Consulta Pública de la propuesta de Pliego Tarifario que nos ocupa, sino que ha sido un proceso que inició desde **noviembre de 2022** con la Audiencia Pública No. 007-2022, para considerar **la propuesta de modificación del Título IV**, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y **del Título V**, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411- Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización. Así como la posterior aprobación de la **Tasa de Rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP), las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP), como el Ingreso Máximo Permitido de las empresas distribuidoras** del país; siguiendo los mecanismos de transparencia a través de consultas ciudadana. Es decir, se ha utilizado los mecanismos de información, así como la promoción de la participación de los ciudadanos y/o clientes para que efectuaran sus descargos, opiniones y/o observaciones a todos los cambios que se han realizado conforme lo establece las normativas para poder obtener la nueva formulas tarifarias.

Por otro lado, sobre el concepto de retroactividad que aluden, es necesario aclarar que el periodo tarifario anterior terminó el 30 de junio de 2022, y en ese sentido, esta Autoridad Reguladora aprobó el Ingreso Máximo Permitido a las empresas de distribución vigente del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026. Por ende, los nuevos Pliegos Tarifarios deben permitir a las empresas de distribución recuperar los ingresos permitidos en el periodo que resta del periodo tarifario.

Ahora bien, inicialmente, se había determinado que los nuevos pliegos tarifarios se aprobarían en una fecha anterior, pero no se cumplieron los plazos planificados, atrasando la preparación de la Consulta Pública, por lo que el nuevo Pliego Tarifario iniciará su aplicación a partir del **1 de septiembre de 2023**.

Es preciso acotar que las empresas de distribución tienen derecho a recibir de parte de los clientes, los ingresos aprobados, por lo que se realizará un ajuste en la tarifa de julio a diciembre de 2024, que permita a las empresas recuperar el diferencial de ingresos no percibidos por el atraso de la entrada en vigencia de las tarifas. Esto no afectará la aplicación del CPG porque el mismo forma parte de los cargos de generación que son un pass through para las empresas, por lo que la aplicación del CPG para todos los clientes registrá a partir del **1 de septiembre de 2023**.

Comentario específico

1. PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EDEMÉT-EDECHI

Señala que la tarifa residencial BTS (BTS1, BTS2, BTS3) para EDEMÉT y EDECHI

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes

GA



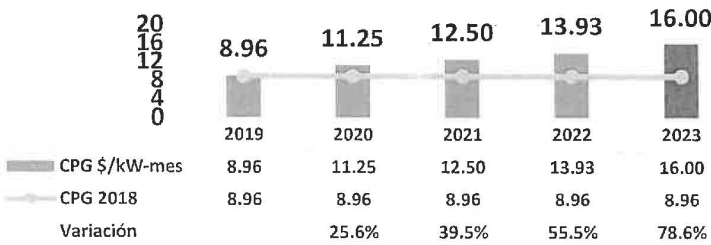


Resolución AN No. 18703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 5 de 17

450 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.

Por lo anterior, solicitan que se informe oportunamente a los clientes de EDEMET y EDECHI el aumento en el precio de la electricidad que les tocaría pagar de quedar aprobada la tarifa a partir del 1 de julio de 2023.

Señalan que el concepto de aplicación del CPG propuesto en el pliego representa un incremento a su costo actual de uso de red, el cual se paga a tarifa regulada a la distribuidora. **Este aumento del CPG afecta negativamente su oportunidad de ahorro como Grandes Clientes.** En este mismo sentido, solicitan a la ASEP, entidad que establece en la propuesta de pliego el precio de **16.00 B/./kW-mes**, que dé a conocer los componentes en la fórmula de cálculo que produce este costo propuesto de CPG y se expliquen las razones de este aumento en una forma clara y sencilla para el sector consumidor.



Cargo por demanda máxima de Generación (CPG)	B./kW/mes
Para clientes con contratos registrados en ASEP hasta 31 de diciembre de 2019	8.96
Para clientes con contratos registrados en ASEP durante el año 2020	11.25
Para clientes con contratos registrados en ASEP durante el año 2021	12.50
Para clientes con contratos registrados en ASEP desde el año 2022	13.93

Indican que en estos momentos ha quedado demostrado que en cuanto a los precios de la oferta disponible de potencia, es posible conseguir con los generadores costos inferiores al 8.96 B/./kW-mes tal como en la licitación de potencia adjudicada de corto plazo en la LPI No. ETESA 01-22.

Para el Renglón No.2 (Solo Potencia) los adjudicados son:

No. Oferta	Empresa	Contrato	Precio Potencia (USD/kW-Mes)	Potencia Media Adjudicada (kW)	Periodos de Potencia Adjudicada
10	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	SP	7.222	45,825	19
35	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	SP	6.13	128,710	9
12	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	SP	5.882	76,094	32
13	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	SP	7.297	28,105	19
2	PEDREGAL POWER S. DE R.L.	SP	7.766	38,287	25
3	PANAM GENERATING LIMITED	SP	8.064	68,688	16
4	PANAM GENERATING LIMITED	SP	8.053	50,000	13
18	SPARKLE POWER, S.A.	SP	5.025	45,000	35
19	TROPITÉRmica, S.A.	SP	6.34	1,000	12

Fuente: ETESA. Informe de Evaluación LPI No. ETESA 01-22

Por lo antes expuesto, solicitan una revisión integral a este tema en el cual por parte del sector de los Grandes Clientes se han propuesto soluciones que permiten un esquema gradual para la compra de la potencia a estos agentes productores que la tienen disponible, y cuya posibilidad de compra y venta era una opción de libre oferta y demanda antes de que se modificaran los **CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA A GRANDES CLIENTES APROBADOS MEDIANTE RESOLUCIÓN AN**

GA

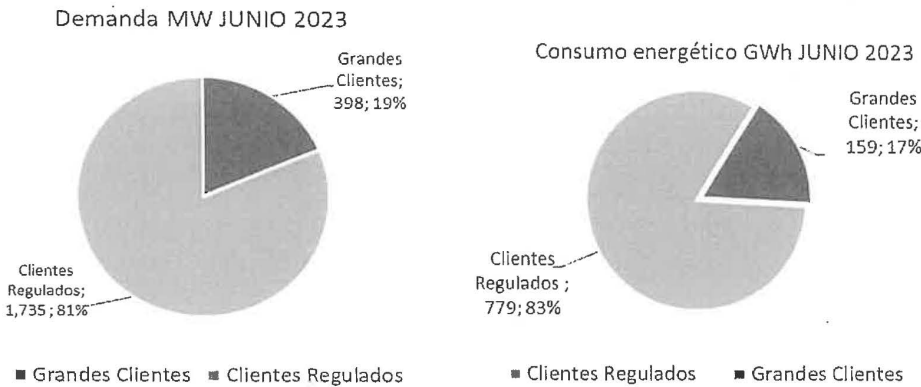




Resolución AN No. 18703 -Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 6 de 17

No. 961-ELEC DE 25 DE JUNIO DE 2007 Y MODIFICADOS MEDIANTE RESOLUCIÓN AN No. 3478-ELEC DE 10 DE MAYO DE 2010.

Presentan datos Oficiales de participación de los Grandes Clientes en el mercado de consumidores de junio 2023



ANALISIS DE LA ASEP

Con respecto al tema del Cargo por Potencia de Generación (CPG), para determinar el CPG que forma parte del Pliego Tarifario, esta Autoridad ha analizado la información disponible de acuerdo con lo establecido en el artículo 57 del Título IV, denominado Régimen Tarifario, del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), el cual es del tenor siguiente:

“Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para cada periodo tarifario que abarca cuatro (4) años.*
- b) El CPG se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. 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 CPOTGEN, CPOTGENE y el de los Grandes Clientes CPOTGENGC que será considerado un cargo extraordinario.*

..”

Es necesario indicar que los precios promedio de potencia estimados para el periodo de julio de 2023 a junio de 2026, calculados tomando en cuenta incluso los resultados de la licitación LPI No. ETESA 01-22, para la Contratación a Corto Plazo del Suministro de Potencia Firme y de Energía, para los clientes de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. y la empresa Elektra Noreste, S.A., las adendas y/o cesiones de contratos registrados a la fecha y la reserva calculada están por encima del valor establecido en la presente Resolución.

Ahora bien, después de analizar los descargos esbozados por los grandes clientes, así como una evaluación integral del tema, esta Autoridad Reguladora, considera oportuno utilizar, este periodo tarifario como etapa de transición, con el fin que en el próximo periodo tarifario todos los clientes paguen el costo real de la potencia a las empresas de distribución para que las mismas a su vez lo paguen a los generadores, por lo que se determina emplear en este nuevo periodo el valor de CPG de 12.00 B/./kW para todos los clientes, incluyendo a todos los Grandes Clientes sin excepción.

Los costos de potencia estimados para el periodo tarifario forman parte de los costos monómicos presentados en la Consulta Pública del IMP en el Anexo A Metodología de cálculo y forman parte de los anexos de cada IMP aprobado.

Con respecto a la contratación de potencia, debemos indicar que actualmente, todo Gran Cliente que se habilite en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, puede contratar su suministro de energía con un Participante Productor, en tanto que la potencia la adquirirán con la empresa distribuidora a la cual se encuentran vinculados. Esto excluye a los nuevos

SA



Resolución AN No. 18703 -Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 7 de 17

Grandes Clientes que se conecten directamente a las redes de la Empresa de Transmisión y que no hayan estado previamente vinculados a una distribuidora.

Se advierte que los criterios y procedimientos para la venta de energía y potencia a grandes clientes aprobados mediante Resolución AN No. 961-Elec de 25 de junio de 2007, modificados mediante Resolución AN No. 3478-Elec de 10 de mayo de 2010, no son temas de la Consulta Pública que nos ocupa, y las disposiciones establecidas en la misma están conforme a los, artículos 103 y 105 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, en cuanto a la libertad de precios y la venta a grandes clientes.

Artículo 103. Libertad de precios. La venta de energía eléctrica de los agentes del mercado a los grandes clientes se efectuará a los precios que acuerden las partes. Subrayado nuestro.

Artículo 105. Ventas a grandes clientes. Los grandes clientes tendrán la opción de negociar, libremente, los términos y condiciones de suministro de energía con los otros agentes del mercado o de acogerse a los términos y condiciones establecidos para los clientes en el mercado regulado, correspondientes al nivel de tensión en el que se efectúe el suministro de energía. Subrayado nuestro.

Adicionalmente, queremos aclarar que los precios presentados en la licitación LPI No. ETESA 01-22 responden a ofertas para la compra de las demandas de las empresas de distribución, por lo que el volumen de demanda es mucho mayor que lo que los clientes individuales tengan. Con lo cual los precios obtenidos deberían ser sustancialmente menores a los que podrían obtener los clientes individuales. Por otro lado, es importante estar claros que los contratos firmados hasta la fecha, que mantienen la garantía del sistema, deben ser pagados por todos los clientes del sistema, como ya se ha explicado.

Igualmente, es de resaltar que el precio promedio que pagarán las empresas distribuidoras por la potencia de 20 B/./kW-mes, responde al pago de potencia de todas las plantas de generación a las cuales se les compra potencia y que contribuyen a la garantía del sistema, siendo estas compras realizadas a empresas con plantas de generación de reciente instalación, cuyo costo de potencia incluye el costo de inversión, así como compras a empresas con plantas de generación han avanzado en su amortización y otras que incluso ya deben estar totalmente amortizadas en su costo de inversión, por lo que este precio de 20 B/./kW-mes refleja el costo promedio de la seguridad de abastecimiento de todo el sistema, en todo el periodo tarifario.

En cambio, los precios que obtendría un Gran Cliente comprando directamente la potencia, al margen que no es viable legalmente, provendría, muy probablemente sólo del costo marginal de la potencia, con un mínimo o sin ningún componente de costo fijo de inversión, porque ya el resto de las clientes estaría pagando la mayoría de los costos de inversión en generación, lo cual representaría al final que los grandes clientes gozarían de los beneficios de un sistema confiable, pero sin pagar por el costo real de dicha confiabilidad.

Finalmente, y por todo lo anteriormente explicado, es importante señalar que **los costos de compra de la de potencia** que mantienen la garantía de suministro del sistema, **deben ser pagados por todos los clientes finales.**

15.2. COMENTARIOS DE EDEMET Y EDECHI

Señalan que la propuesta de Pliego Tarifario que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) ha publicado en su página web y ha puesto a consulta pública, no corresponde con los cargos tarifarios que fueron presentados y enviados por EDEMET mediante nota DIR-560-23 del 28 de junio de 2023 como su propuesta tarifaria para el periodo del 01 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026. Y de igual forma ocurre con la actualización semestral aplicable para el semestre julio-diciembre 2023. Entienden que la ASEP ha recalculado el modelo de ajuste semestral jul-dic 2023 y sobre esta base ha preparado la propuesta de pliegos antes mencionada.

En vista de lo anterior, adjuntan todos los archivos en referencia y su propuesta de pliegos tarifarios para el periodo comprendido del 01 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026 y se incorporan las premisas para los costos de abastecimiento.

De igual manera, como fuera indicado en la Nota DIR- 560-23 de 28 de junio de 2023 en respuesta a la Nota ASEP DSAN-1344-23, informan que se establece el cargo CPG de Grandes Clientes en 13.93 B/./kW-mes en vez de 16.00 B/./kW-mes. Si bien es cierto, y esto

AM



Resolución AN No. 10703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 8 de 17



lo han reiterado en muchas oportunidades, **el diferencial entre el CPG que pagan los Grandes Clientes es asumido en su totalidad por los clientes regulados, por lo que los Grandes Clientes del mercado mayorista se ven favorecidos**, consideran que este cambio regulatorio requiere de una senda tal y como fuera considerado en el Pliego anterior.

Si bien la propuesta de pliegos publicada comprende el periodo del 01 de julio de 2023, su aplicación real no ha sido ejecutada durante el mes de julio de 2023, en donde se ha mantenido la facturación de los cargos vigentes para el semestre enero-junio 2023 de acuerdo a instrucción dada por la ASEP, lo que conlleva un diferencial que deberá ser recuperado entre agosto a diciembre de 2023, con lo cual consideran imperativo que se establezca la forma de recuperación de este diferencial en forma clara tanto para las empresas distribuidoras como para el público en general.

En cualquier caso, incluyen en este documento sus comentarios sobre la forma que están presentados los pliegos puestos a consulta pública para que en caso sea necesario se tomen en consideración y sean corregidos por parte del regulador sin entrar en el monto de los cargos que, como se indicó, serán diferentes con base en la propuesta de pliegos que presentan adjuntos.

Sobre la propuesta de pliegos tarifarios presentados tienen los siguientes comentarios:

- Página 31 Cargo de la Tarifa BTD para Grandes Clientes

Encontraron 2 inconsistencias:

- 1) El Cargo Fijo B/./cliente 5.98 no es correcto, no está considerando el valor del cargo fijo de Comercialización que se muestra en la Composición de los Cargos, el valor correcto es 5.48

Esto se puede confirmar en el Anexo A, Documentos de Soporte: EDEMET Actualización Semestral Jul-Dic23 (RDC) / Modelo Tarifas EDEMET NTY, hoja “RES DE ACT TARIFARIA-1000-T (2)”, celda J10.

- 2) En la composición de cargos Distribución, el Cargo de Pérdidas de Energía en Distribución B/./kWh 0.00872 no es correcto, parece un error involuntario puesto que sea han intercambiado los números, el valor correcto es 0.00782 tal como está considerado en la suma del cargo por Energía y se puede confirmar en el Anexo A, Documentos de Soporte: EDEMET Actualización Semestral Jul-Dic23 (RDC) / Modelo Tarifas EDEMET NTY, hoja “RES DE ACT TARIFARIA-1000”, celda O30.

Donde dice:

“...Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/./cliente	5,98...
------------	-------------	---------

Composición de los Cargos

Comercialización

- Cargo Fijo	B/./cliente	5.48
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00786

Distribución

-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.37
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00872
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.17

Alumbrado Público

- Sistema	B/./kWh	0.00134
-----------	---------	---------

GA



Resolución AN No. 18703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 9 de 17



- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00204
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.26
- Energía	B/./kWh	0.00429
Generación ...".		

Debe decir:

“...Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/./cliente	<u>5.48...</u>
------------	-------------	----------------

Composición de los Cargos

Comercialización

- Cargo Fijo	B/./cliente	5.48
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00786

Distribución

-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.37
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	<u>0.00782</u>
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.17

Alumbrado Público

- Sistema	B/./kWh	0.00134
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00204

Transmisión

- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.26
- Energía	B/./kWh	0.00429

Generación...".

ANALISIS DE LA ASEP

La revisión realizada del Pliego Tarifario presentado inicialmente por las empresas distribuidoras para la consulta pública muestra que el ingreso que producen los cargos calculados en el archivo 01_Modelo Tarifario EDEMET y el archivo 01_Modelo Tarifario EDECHI y que utilizan en el modelo que actualización tarifaria como cargos base, no resultan en el IMP aprobado por la ASEP, a través de la Resolución AN No.18496-Elec de 21 de junio de 2023, confirmada por la Resolución AN No.18551-Elec de 14 de julio de 2023.

No obstante, debemos aclarar que la actualización tarifaria semestral puede incorporar los elementos aprobados en la Reglamentación y las excepciones que hayan sido determinadas previamente por esta Autoridad. En ese sentido, la ASEP ordenó adecuaciones al pliego tarifario presentado por las Distribuidoras en lo relacionado con el CPG; en lo relacionado al modelo de actualización tarifaria semestral para el periodo junio al 2023 conforme a la ley y las reglamentaciones, que incluye la incorporación del CVC adeudados y otros cargos hasta el 31 diciembre 2023.

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 18903 -Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 10 de 17

En referencia a las discrepancias en la transcripción de los datos en el Pliego Tarifario, se realizan las adecuaciones pertinentes en el Pliego Tarifario final.

15.3. COMENTARIO DE CARLOS MANUEL QUINTERO

Manifiesta que con la condición actual del precio de la energía que se presenta en el mercado ocasional, los generadores le es muy difícil ofrecer precios de venta de energía similares a los años anteriores, sumando al valor del CPG actual, con el cual los niveles de ahorros decaen y si a esto se le suma el nuevo cargo que tienen que pagar los grandes clientes al IMPHA, es imposible conseguirles ahorros.

Por lo que, solicitar es que se pueda aplicar el CPG de una forma escalonada sustentable y técnicamente y bajo el argumento que se vea a los grandes clientes como un grupo de agentes afectados como son los otros. O que se les permita a los grandes clientes negociar directamente el precio de compra de potencia con los generadores.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.4. COMENTARIO DE ENEL RENOVABLE, S.R.L. Y ENEL FORTUNA, S.A.

Señala que en cuanto a los Pliegos Tarifarios, estos podrían tener efectos adversos a los Grandes Clientes, de tomarse de forma definitiva la decisión, ya que varios de sus clientes y del sector en general, estarían dejando de percibir ahorros, bajo la figura del Gran Cliente, abriendo así la posibilidad de que esta figura desaparezca, impactando los ahorros de los mismos.

ANALISIS DE LA ASEP

Llama poderosamente la atención, que sea precisamente la empresa ENEL FORTUNA, S.A., que plantee efectos adversos debido al costo de abastecimiento de la potencia, específicamente a los grandes clientes, siendo la que tiene uno de los contratos con mayor costo de potencia de todo el mercado, alrededor de 30 B/kW-mes, sin detenerse a mencionar el efecto del precio de la potencia en el resto de los clientes regulados. El costo promedio de la potencia de las empresas distribuidoras de 20 B/kW-mes para el periodo tarifario considera, entre otros, el costo de potencia de los contratos de la propia ENEL FORTUNA, S. A., y este es un costo que todos los clientes debiesen pagar, incluyendo los Grandes Clientes, y no sólo los clientes regulados.

Debemos precisar también que los precios que las empresas generadoras negocian con los Grandes Clientes por la compra/venta de energía, no se pueden apoyar en que sean los clientes regulados quienes paguen por la garantía del suministro eléctrico y, en consecuencia, que estos últimos paguen la diferencia de costos que los Grandes Clientes deberían asumir.

El marco regulatorio dispone que cada cliente pague por los costos que ocasiona al sistema, por lo que se reitera lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.5. COMENTARIO AES PANAMÁ, S.R.L.

Solicita a la ASEP ser transparente en la metodología utilizada para la determinación del cargo por potencia de generación (CPG) propuesto a partir del 1 de julio de 2023 aplicable a todos los Grandes Clientes.

De igual manera, se establece que en cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP determinará el valor del CPG. Por lo tanto, es fundamental que la ASEP dé a conocer los criterios que se utilizan para su cálculo. A pesar de que el artículo 57 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización establece lineamientos generales a considerar, es la ASEP, en calidad de Entidad Reguladora, quien finalmente determina el CPG para cada periodo tarifario que se aplicará a los Grandes Clientes.

GA

Resolución AN No. 18703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 11 de 17

Por otro lado, a pesar de que la ASEP indica que el CPG será aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, incluyendo a aquellos que renueven, prorroguen o suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigor de este Pliego Tarifario y hasta el 30 de junio de 2026, aún surge cierta duda en la interpretación, por lo que solicitamos la siguiente aclaración:

- ¿Cuál será la aplicación del CPG para los grandes clientes actuales que mantienen contratos de suministro firmados con fecha de terminación posterior a la vigencia del nuevo pliego tarifario, es decir, que no estarían renovando o prorrogando sus contratos?

Solicitan que se indique de forma expresa cual será el tratamiento que se le dará a la potencia de los contratos de suministro de potencia y energía existentes con Grandes Clientes que renueven su suministro con un generador. Dada la premisa de que dicha potencia no está siendo considerada como una demanda por las empresas distribuidoras, en los Informes Indicativos de Demanda (IDD), entendemos que Gran Cliente podrá continuar comprando la potencia al generador, ya sea existente o sustituto.

ANALISIS DE LA ASEP

Sobre la determinación del cargo CPG, reiteramos la explicación en el análisis del comentario 15.1.

Cabe destacar, que con respecto a la redacción planteada, que a todos los Grandes Clientes actuales que mantienen contratos de suministro firmados con fecha de terminación posterior a la vigencia del nuevo pliego tarifario, se les aplicará el mismo valor de CPG de 12.00 B/./kW por este periodo tarifario.

Con respecto a los Grandes Clientes que están comprando la potencia a empresas de generación, sólo podrán seguir comprando la misma hasta que venzan los contratos de suministro actuales, e incluso de prorrogarse dichos contratos, no se podrá continuar con la compra de potencia a las empresas generadoras, tal como le fue informado oportunamente por la ASEP.

15.6. COMENTARIO PETROTERMINAL DE PANAMÁ, S.A.

De pretender aplicarse un valor de 16 B/./kW mes a partir de 1 de julio de 2023 a todos los Grandes Clientes existentes incluyendo los contratos actualmente en vigencia, consideran que se estaría causando una crisis en el sector que debería ser mitigada con un escalonamiento gradual de este incremento, pero eso sería una solución parcial y temporal, ya que la verdadera solución a largo plazo será que se permita a los Grandes Clientes la contratación de potencia directamente a las empresas generadoras en el MME.

Consideran que el riesgo de un CPG variable impuesto por tarifa y con tendencia al alza en cada periodo tarifario no encaja en su modelo de negocio y no es sostenible para su operaciones a largo plazo, por lo que se debe dar una apertura del mercado de potencia, aunque se inicie de forma gradual, para la libre contratación de potencia de los Grandes Clientes en el MME, como ha sido propuesto con anterioridad.

ANALISIS DE LA ASEP

A todos los grandes clientes actuales que mantienen contratos de suministro firmados con fecha de terminación posterior a la vigencia del nuevo pliego tarifario se les aplicará el mismo valor de CPG de 12.00 B/./kW.

Reiteramos la explicación en el análisis del comentario 15.1.

15.7. COMENTARIOS DE ENERGY MANAGMENT AND CONSULTING, S.A.

En el modelo Excel, en la hoja de CPOTGEN, para ambas empresas, se observa que la componente de costo de potencia por generación energiza en un 85% para la mayoría de los clientes en tarifas con demanda, esto no brinda las señales económicas adecuadas que incentiven a los usuarios a implementar medidas de manejo de la demanda y desvirtúa la

AM

Resolución AN No. 18703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 12 de 17

esencia de manejar dos productos con características diferentes de potencia y la energía, los inconvenientes de energizar la componente de potencia de energía fue ampliamente atendida por la ASEP mediante la Resolución AN No.12801-Elec de 8 de octubre de 2018.

En base a lo expuesto, solicita que el porcentaje de cargos de potencia energizada, especialmente en la componente de generación sea de 0% para todos los clientes con demanda.

Solicita que establezca el CPG para los grandes clientes de forma tal que resulte igual al costo de abastecimiento de potencia de las empresas distribuidoras producto de los actos de licitación y del servicio auxiliar de reserva de largo plazo, toda vez, que la empresa de distribución no realiza ningún proceso de adquisición de potencia diferenciada para clientes regulados y para grandes clientes, con esto todos los clientes de tarifas con cliente regulado o gran cliente habilitado, además resultaría más predecible para la empresa de distribución sus proyecciones de ingresos por potencia en este rubro.

ANALISIS DE LA ASEP

Sobre la energización de los costos de potencia, luego del análisis de alternativas se determinó mantener la estructura actual que tienen las tarifas, para mantener estable una parte de la estructura tarifaria, ya que se están implementando otras medidas que las modifican. Por otro lado, los cargos de redes sí cumplen con estar asignados en cargos por demanda.

Sobre el valor del CPG, es correcto lo planteado y cómo ya se señaló en la respuesta al comentario 15.1, los precios promedio de potencia estimados para el periodo de julio de 2023 a junio de 2026 están en el orden de los 20 B/./kW.

No obstante, el CPG establecido para el periodo tarifario previo fue de 13.93 B/./kW, por lo tanto, esta Autoridad determina emplear en este nuevo periodo el valor de CPG de 12.00 B/./kW para todos los clientes, a pesar de que dicho valor es menor al promedio de los precios de potencia que se han estimado para que este periodo tarifario, que este periodo sea una etapa de transición, y en el próximo periodo tarifario todos los clientes paguen el costo real de la potencia de las empresas de distribución.

15.8. COMENTARIOS DE TECNISOL I, II, III y IV

Señala que están publicadas las tarifas para julio 2023 las cuales corresponden a las del primer semestre de 2023, pero en el nuevo pliego se indica que se aplicará a partir del 1 de julio de 2023. Pregunta ¿con qué tarifas se realizará la facturación correspondiente a julio 2023?

NUMERAL J) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES

1. En el literal iii se establece un nuevo valor de CPG a partir de julio de 2023 de 16.00 B/./kW-mes el cual se indica que es: *aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, incluyendo a los que renueven o prorroguen sus contratos y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigencia de este Pliego Tarifario, y hasta el 30 de junio de 2026.* Al respecto solicitan a la ASEP aclarar si este nuevo CPG será aplicado a todos los Grandes Clientes indistintamente si son existentes o nuevos o si solo se aplicara a los que renueven o suscriban contratos en el período del nuevo pliego tarifario?
2. Dando seguimiento a la consulta anterior, en la sección “iii.”, ¿Cómo se llegó al valor de 16.00 B/./kW.mes? Solicitan a la ASEP compartir el sustento detrás de este valor ya que en el documento solo se menciona y no se indica porque se establece ese valor.

Indica que el aumento del CPG aplicable a los Grandes Clientes habilitados en el MME, cambiará las condiciones del mercado de Grandes Clientes, ya que para que un nuevo Gran Cliente perciba un ahorro, el precio de energía ofertado podría tener que estar por debajo del costo de oportunidad del generador, lo que puede desacelerar el mercado de Grandes Clientes el cual ha estado en continuo crecimiento en los últimos 5 años y forma parte de una de las metas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía en la Estrategia Nacional de Innovación al Sistema Interconectado Nacional, donde se habla de alcanzar una participación activa de la demanda con un porcentaje de consumo de Grandes Clientes de 30% del consumo



Resolución AN No. 18703 -Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 13 de 17

de energía total. Por lo anterior solicitan a la ASEP que evalúe alternativas regulatorias al aumento del CPG para mantener en línea la rentabilidad regulada de la distribuidora, el ahorro percibido por los Grandes Clientes y la rentabilidad del generador.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis realizado al comentario del punto 15.1

15.9. COMENTARIO DEL SINDICATO DE INDUSTRIALES DE PANAMÁ

Como gremio, les preocupa la forma en que se ha llevado a cabo esta consulta, ya que no se han proporcionado explicaciones claras sobre las razones que motivan un posible aumento tarifario al sector empresarial e industrial, y el plazo para analizar la propuesta ha sido insuficiente.

Destacan que un incremento en las tarifas podría limitar la entrada de nuevos grandes clientes al sistema y afectar la competitividad de las empresas, ya que esto aumentaría los costos y perjudicaría las operaciones y la producción de bienes. Asimismo, las inversiones realizadas y planeadas en el sector industrial se basan en ciertas reglas del mercado que no deberían cambiar abruptamente.

Hacen un llamado a las autoridades y a todas las partes interesadas para que extiendan el periodo de consultas, proporcionen más detalles y respuestas.

Indican que es crucial que los procesos relacionados con temas energéticos se realicen con el objetivo principal de buscar los mejores costos y la calidad en el servicio de energía, y que se ajusten a la realidad que atraviesa el país. La colaboración y la consideración adecuada de todas las perspectivas son fundamentales para garantizar un sistema energético sostenible y equitativo que beneficie a la sociedad en su conjunto.

ANALISIS DE LA ASEP

Reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.

15.10. COMENTARIOS DE HIDROELECTRICA SAN LORENZO, S.A.

Señala que el CPG propuesto es altamente preocupante, toda vez que se elimina el ahorro de los Grandes Clientes y con ello la posibilidad de renovación de sus contratos con Grandes Clientes existentes, así como la posibilidad de lograr nuevas contrataciones, las cuales son un aliciente para su empresa.

Precisan que se realice una aclaración a la redacción que hace referencia a la aplicación del valor del CPG (visto en pág. 32 literal J), toda vez que se entiende que debe ser aplicable a todos los Grandes Clientes actuales, sin embargo, hacen la aclaración de que se trata de aquellos que renueven o prorroguen sus contratos o nuevos grandes clientes, lo que da atender que a los Grandes Clientes que mantienen vigente su contrato, se les mantendrá el CPG hasta la vigencia de este, lo que constituye una diferencial material según sea la aplicación final de esta interpretación.

Indica que son conscientes que la propuesta debe ir en función del crecimiento de la demanda regulada para evitar sobrecontrataciones de las distribuidoras; sin embargo, existe al corto plazo holgura para abrir la contratación de potencia, por lo que confían en la buena gestión de ASEP para encontrar una solución.

ANALISIS DE LA ASEP

Debemos precisar que los precios que las empresas generadoras negocian con los Grandes Clientes no se pueden apoyar en que sean los clientes regulados quienes paguen por la garantía del sistema eléctrico y que paguen la diferencia de costos que los Grandes Clientes deberían asumir.

El marco regulatorio dispone que cada cliente pague por los costos que ocasiona al sistema, por lo que reiteramos lo expuesto en el análisis del comentario del punto 15.1.



Resolución AN No. 18703 -Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 14 de 17

15.11. COMENTARIOS DE CELMA MONCADA, LUIS ALVARADO, ITZA MUÑOZ, MICSURI PONCE, BOSCO VALLARINO

• CELMA MONCADA

Señala que el pueblo panameño es el más vulnerable, ya que desde hace mucho tiempo se viene aumentando cada vez más y más las tarifas eléctricas, sin que realmente exista un consumo que lo justifique. Continúa señalando que los medicamentos, la canasta básica entre otros y el salario mínimo en Panamá no da para tantos aumentos. La luz es un derecho humano, toda vez que es salud y lo que se pretende es quitarles el acceso.

Considera que también caben demandas penales por hurto, toda vez que el consumo no va acorde con lo facturado.

El Estado debe regular esta situación, ya no es justo, ni legal este tipo de incrementos.

• LUIS ALVARADO

Señala que las empresas de distribución no muestran, un plan de mejoras. Indica que son relevantes los problemas en el sector, sin embargo, se estructura un plan para aumentar tarifa, mas no se estructuran planes de mejora.

Esta estructura, solo revisándose el MODELO EDEMET IMP22-26, muestra el aumento de Costos proyectado para los próximos años, ejemplo, Generación Energía, muestra un incremento de 5% anual, Pérdidas Energía Distribución, también aumento de 5%, no menciona estrategias para mejorar ese punto y en vez de bajar, justifican aumentos tarifas, con este y otros costos. Además, por ejemplo, los costos sistema de Trasmisión, solo aumenta mucho menos del 1%. Esto a su entender representa que no se contemplan mejoras pero, por otro lado, si se aumenta.

La Pérdidas de Energía Trasmisión: anualmente se mantiene igual, pero se menciona siempre que son parte del problema, son conexiones ilegales. Cuestiona por qué este rubro se mantiene igual?

Señala que cómo se realiza un aumento, si no hay control sobre lo actual. Indica que al haber diferencias, solo van pidiendo aumentos escalonados. Si estos aumento se justifican estaría bien, pero por lo visto no.

Estipula que en el sector básicamente cobraban por promedios, al venir pandemia, y temas de subsidios, no daba la suma, de allí los aumentos, para justificar el no cubrir subsidio.

Indica que actualmente todo lo apuntan, a la ola de calor, etc., sin embargo, han realizado, aumentos escalonados, lo que trae como consecuencia cambios en el BTS y aumenta, lo pagado por el cliente, a pesar de los constantes apagones y fluctuaciones, el consumo mostrado es el mismo, a tal punto, que cambiaron la página web, lo cual hace es más difícil seguir el rastro para quien presenta reclamos y da seguimiento, sumado, a que, estadísticamente muestra que todo está bien, cuando no es así.

Sugiere que antes de contemplarse un aumento debe haber mejoras en estos puntos, hay muchos correlacionados, solo un ejemplo, lo dañado por fluctuaciones, hacen difícil presentar y dar seguimiento a los reclamos.

Señala que antes presentar un reclamo eran más amigable, pero con este último cambio, colocan tantos obstáculos (ejemplo, obligar colocar ubicación mapa, cuando antes detallaban dirección y seleccionabas, antes seleccionabas las fechas, ahora lo quitaron, y ahora, ejemplo, es un sector, con fluctuaciones constantes, si tienes un reclamo/incidencia abierta, no permite abrir otra, si alguien lleva control, no podrá generar sus incidencia diarias, porque hasta que no cierren, no permite abrir otra, esto reduce los mismos, y consecuencia, mostrará todo bien, cuando no lo es.

• ITZA MUÑOZ

Indica que esta empresa denota mucha mala fe hacia el cliente/consumidor que a pesar de darle las explicaciones, veo poca colaboración para resolver las quejas de los clientes. Tienen una obsesión por el cobro a cualquier costo sin importar los argumentos donde se sustenta el bajo consumo. Por otro lado, señala que no hay transparencia en las lecturas, ya que una vez vio al señor que hace la lectura en una moto y le pidió su constancia que registra la lectura y respondió que ellos no dan papel ni constancia como se hace en Panamá, solo el aparato scanner que tienen queda con la lectura.



Resolución AN No. 18703 -Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 15 de 17

Expresa esperar que el consumo residencial no sea afectado con esta tarifa pues de hecho ya es muy alta, a pesar de que no se utiliza todos los días (en su caso) solo algunos fines de semana.

Exige más transparencia en las lecturas y mejor atención a los reclamos.

• **BOSCO RICARDO VALLARINO**

Indica que, como ciudadano, solicita a la ASEP que cumpla con su misión y vele por los derechos de los consumidores de tener una tarifa justa, por lo que se opone al aumento de la tarifa.

Alude que, en Panamá, las fuentes de energía proceden de la generación hidroeléctrica (60%), por lo que se observa que las distribuidoras no son dependientes del petróleo para suplir la demanda o para pretender argumentar un elevado costo en su operación, ya que se abastecen en un 68% de fuentes de energía limpia y renovable.

ANALISIS DE LA ASEP

Es preciso indicar que cada 4 años, esta autoridad reguladora, por Ley debe revisar la metodología de cálculo y aplicación de las tarifas, en ese sentido, se procedió a realizar desde el año 2022, las consultas pertinentes con el propósito de modificar y actualizar las reglas tarifarias, que sirven como base para aprobar un Ingreso Máximo Permitido (IMP). En ese sentido, tomando en consideración el IMP de cada empresa distribuidora y la proyección de ventas para el nuevo periodo tarifario, las Distribuidoras establecen sus cargos de Distribución, Comercialización, Pérdidas de Distribución y Alumbrado Público.

El artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años; pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas;

Enfatizamos que las actuaciones ejecutadas por esta Autoridad Reguladora tienen como premisa fundamental encontrar un equilibrio que permita por una parte procurar el bienestar social, en la prestación del servicio, asegurando el abastecimiento de la demanda, y además garantizar la sustentabilidad financiera y operativa del sector energético, así como vigilar que exista una eficiencia económica en el desarrollo de las actividades de distribución.

Destacamos que mediante, las tarifas que se les aprueban a las empresas distribuidoras, se les reconoce los costos operativos y el costo de capital necesarios para que cumplan con las labores de mantenimiento y así mantengan un servicio continuo en sus áreas de concesión, por ende, las empresas que prestan el servicio público de energía eléctrica deben contar con un plan de mantenimiento de carácter preventivo. Esta Autoridad Reguladora, para corroborar dichos planes de mantenimiento, realiza inspecciones en su rol fiscalizador y se aplican las sanciones cuando corresponde.

15.12. COMENTARIOS DE LA DEFENSORIA DEL PUEBLO.

Es un hecho cierto, que el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años: pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa.

En este orden de ideas, existe un clamor ciudadano, dirigido al mal servicio prestado por estas empresas distribuidoras del servicio eléctrico, comenzando por las constantes interrupciones, fluctuaciones que acarrearán daños a los equipos electrodomésticos, falta de transparencia y de rendición de cuentas en el uso de /os subsidios del estado panameño, las empresas distribuidoras no cumplen en debida forma con un sistema digno e inclusivo para la atención de reclamos, dejando atrás a personas mayores y población vulnerable que no tiene acceso a internet, los puntos de atención cuentan con horarios de 8:00 a.m. a 3:00 p.m.



Resolución AN No. **18703-Elec**
de **19** de **septiembre** de 2023
Página 16 de 17

y no con horarios extendidos, lo que restringe a las personas la posibilidad de presentar sus reclamos en tiempo oportuno.

De igual forma, solicitamos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el desglose de precios en cuanto a generación, transmisión y distribución al igual se realice la relación entre la tarifa anterior a la nueva y las nuevas formas de generación Eléctrica. Así las cosas, esta institución garante de los derechos humanos presenta **TOTAL OPOSICIÓN** a cualquier ajuste tarifario al alza por todos los argumentos expuestos y ya que no se ha sustentado la necesidad económica para un aumento de esta índole.

ANÁLISIS DE LA ASEP

De acuerdo con lo establecido en el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las tarifas de electricidad tienen **una vigencia de cuatro años**, y finalizado cada periodo tarifario esta Autoridad **está en la obligación legal de** establecer unas nuevas fórmulas, tomando en consideración los factores y/o valores plasmados en el artículo 101 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

La determinación de las tarifas eléctricas se basa en lo ordenado por la Ley 6 de 1997 y el aumento o disminución **es un resultado de la aplicación de las fórmulas tarifarias aprobadas**. Para aprobar las tarifas, primeramente, la ASEP calcula el Ingreso Máximo Permitido para las empresas distribuidoras, el cual se somete a un proceso de consulta pública. Posteriormente, las empresas presentan para aprobación los pliegos tarifarios que se aplicarán en el periodo tarifario de 4 años, los cuales también son sometidos a una consulta pública. Adicionalmente, dentro del periodo tarifario, las tarifas se actualizan cada 6 meses, de acuerdo con la Reglamentación vigente.

Las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Distribución y Comercialización vencieron el 30 de junio de 2022, por lo que es preciso aprobar nuevas. Ahora bien, el proceso se atrasó debido a inconvenientes administrativos motivados por la Pandemia.

Con respecto a los otros elementos contemplados en su misiva le serán debidamente contestados bajo la formalidad prevista.

16. Que se desprende en la **Consulta Pública No.009-23, comentario realizado por la empresa RETAIL CENTENARIO, S.A.** sobre la aplicación de las tarifas horarias a los clientes con autoconsumo, en ese sentido, esta Autoridad Reguladora pudo observar que efectivamente no se ha presentado la metodología que se utilizará para facturar a los clientes con autoconsumo que opten por tarifas horarias, por lo tanto, se incorpora al texto en el Pliego Tarifario de las tres empresas de distribución;
17. Que los apéndices del Pliego Tarifario no formaron parte de los documentos presentados en la Consulta Pública, debido a que las empresas de distribución no remitieron documentación que acreditara su propuesta, por lo que, al cumplir con la sustentación de los mismos, se realizará la Consulta Pública correspondiente, por lo que se mantendrán vigentes los aprobados a la fecha;
18. Que tanto la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) como la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), presentaron a esta Autoridad nuevos modelos tarifarios para revisión de esta Autoridad, por lo que han sido verificado y se han realizado las modificaciones solicitadas.
19. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización aplicable a los clientes regulados y por uso de redes de la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)**, el cual está contenido en el **ANEXO A**, y de la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, el cual está contenido en el **ANEXO B**, los cuales forman parte integral de la presente Resolución.

AA



Resolución AN No. 18703-Elec
de 19 de septiembre de 2023
Página 17 de 17

SEGUNDO: ESTABLECER que el Pliego Tarifario Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización aprobado para la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)** y de la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, rigen y deben ser aplicados por dichas empresas distribuidoras a partir de las cero (0) horas del día 1 de octubre de 2023 hasta la vigésima cuarta (24ª) hora del día 30 de junio de 2026.

TERCERO: ORDENAR tanto a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)**, como a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, que calculen el diferencial que producen los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público aplicados contra los que se debían aplicar de acuerdo con los nuevos Pliegos Tarifarios en los meses de julio, agosto y septiembre de 2023, para incorporar este diferencial como un ajuste en la actualización tarifaria de julio a diciembre de 2024.

CUARTO: ADVERTIR a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)** y a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, que los apéndices del Pliego Tarifario presentados serán analizados con la nueva información de sustento, con el propósito de someterlos a Consulta Pública.

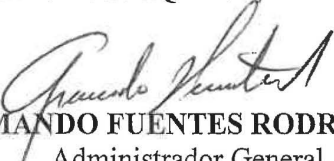
QUINTO: ORDENAR tanto a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)**, como a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, que dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la notificación de la presente Resolución, publicar en dos (2) diarios de circulación nacional, un aviso que contenga el texto íntegro del Pliego Tarifario que mediante la presente Resolución se aprueba y que, en igual término, ponga a disposición de los clientes copia del mismo.

SEXTO: ORDENAR a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)** y a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, que dicten un taller virtual para presentar sus Pliegos Tarifarios con sus modelos de cálculo, dirigido a toda la ciudadanía, a más tardar 30 días calendario contados a partir de la notificación de esta Resolución.

SÉPTIMO: COMUNICAR a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET)**, como a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)**, que la presente Resolución rige a partir de su notificación, y que la misma sólo admite recurso de reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la notificación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.18496-Elec de 21 de junio de 2023.

NOTIFÍQUESE, CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE.


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General



En Panamá a los 19 días

Del mes de Septiembre de 2023

A las 3:41 de la p. m.

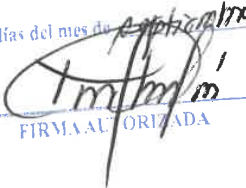
Notifico al Sr. Orinthya Camargo de la

Resolución ~~de~~ ²⁵ antecede, con fundamento en la

Resolución No. 1075-ADM del 20 de marzo de 2020

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de Septiembre de 2023


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 18703 -Elec de 19 septiembre de 2023

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.


Página 1





EDECHI

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.

PLIEGO TARIFARIO

**PARA CLIENTES REGULADOS Y GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

VIGENTE DEL 1 DE OCTUBRE DE 2023 AL 30 DE JUNIO DE 2026

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 2





Lineamientos para Estructura Tarifaria
Resolución AN No.18496-Elec
de 21 de Junio de 2023

De acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada 4 años se revisa la estructura y fórmulas tarifarias que se aplicarán en el sector eléctrico, y dicha propuesta se somete a un proceso de Consulta Pública, para cumplir con la Ley de Transparencia.

Las nuevas fórmulas tarifarias se revisan tomando en consideración cuál ha sido el comportamiento del mercado, estudiando los perfiles de consumo de los clientes y su impacto en la demanda que se debe abastecer, así como en el costo de prestar el servicio eléctrico. También conlleva la actualización de los cargos que corresponden a la actividad de comercialización, distribución y Alumbrado Público que realizan las empresas distribuidoras, considerando el Ingreso Máximo Permitido que les fuera aprobado, luego de un proceso que también conllevó Consulta Pública.

En esta oportunidad las Tarifas mantienen la segmentación por nivel de tensión, en tarifas para baja tensión, media tensión y alta tensión. En el nivel de baja tensión hay cuatro tarifas, la tarifa de baja tensión simple (BTS) que aplica a los clientes residenciales y a los comercios pequeños que tengan una demanda menor o igual a 15 kW; la tarifa de baja tensión simple con bloque horario (BTSH) que aplica a los clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y que opten por esta tarifa con cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre; la Tarifa de baja tensión con demanda (BTD) que aplica a clientes comerciales e industrias mayores a 15 kW, cuya medición tendrá la demanda máxima leída y la energía consumida, y la Tarifa de baja tensión horaria (BTH) cuya demanda máxima tiene cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre. Las tarifas con medición en media tensión y alta tensión contienen la misma estructura que las BTD y BTH.

A continuación, el Pliego Tarifario propuesto por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 3





A) INTRODUCCIÓN

Conforme a lo establecido en la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, sus modificaciones y cumpliendo con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, se presentan los cargos tarifarios que serán aplicados a los clientes regulados y a los Grandes Clientes habilitados en el mercado mayorista de electricidad, que estarán vigentes desde el 1 de julio 2023 al 30 de junio de 2026.

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No.18496-Elec del 21 de junio de 2023, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2022- junio 2026. Como estos cargos han sido calculados para ser aplicados a partir del **1 de julio de 2023**, se han actualizado con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que corresponde, según el Régimen Tarifario vigente.

Los cargos asociados al abastecimiento de energía corresponden a los costos previstos para el **segundo semestre de 2023 más el ajuste por la revisión del periodo real** (segundo semestre de 2022), de acuerdo lo establecido en el Régimen Tarifario vigente.

De acuerdo con lo establecido en el Régimen Tarifario y la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, dentro del periodo tarifario hasta junio de 2026, los cargos serán actualizados semestralmente.

B) AMBITO DE APLICACIONES

Las siguientes condiciones de aplicación regirán para las tarifas que EDECHI, concesionaria de servicio público de distribución, en adelante la Distribuidora, aplicará a sus clientes sujetos a regulación de precios.

Este Pliego Tarifario es de aplicación únicamente a:

- Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final, es decir, todo cliente final en los términos de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.
- Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Este pliego no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador conectado directamente a un distribuidor para la entrega de su producción, ya que dicho uso y metodología para establecer los cargos por uso de redes es reglamentado por el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión vigente.

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las Condiciones Generales que aplicarán a estas tarifas.

C) OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas que se describen más adelante, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

D) CLIENTES EN ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN

- Son clientes en alta tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea de 115 kilovoltios (115 kV).
- Son clientes en media tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
- Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 4





E) RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Los clientes finales, clientes regulados y Grandes Clientes, conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso. El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVARh y kWh del periodo facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P. = Cos[Tan^{-1}(kVARh/kWh)]$$

Donde:

kVARh= energía reactiva del periodo
kWh= energía real del periodo
F.P. = factor de potencia mensual

Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un periodo consecutivo de tres (3) meses.

Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado mediante teléfono, correo electrónico, mensaje SMS, en comunicación anexo a la factura, mensajería instantánea a través de aplicaciones (por ejemplo, WhatsApp) y otras plataformas tecnológicas disponibles (canales o plataformas tecnológicas que la empresa distribuidora pueda poner a disposición de sus clientes) a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado formalmente al cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación del cuarto (4) mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente a los componentes de comercialización y distribución de la facturación, facturados por consumo de energía en kWh y demanda en kW de acuerdo con la tarifa vigente y no se aplica a ningún otro componente de la factura del cliente final.

F) DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS DE PUNTA Y FUERA DE PUNTA

Se entiende por periodo de punta, fuera de punta medio y fuera de punta bajo del sistema lo siguiente:

Bloque horario de punta:	Lunes a viernes de 9:01 a 17:00 horas
Bloque Horario Medio Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas Sábado de 11:01 hasta las 23:00 horas
Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 00:01 a 9:00 horas Sábados de 00:01 hasta las 11:00 horas y desde las 23:01 hasta las 24:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

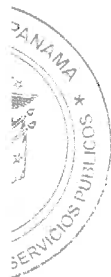
G) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN A LAS TARIFAS

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las condiciones generales que aplicarán a estas tarifas.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 5





H) SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE 100 METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES

En el Apéndice B de este Pliego Tarifario se detallará la forma de aplicación de las solicitudes de Servicio de Distribución Eléctrica que estén más allá de cien (100) metros de las líneas existentes y la contribución adicional que tendrán que hacer al costo de conexión establecido en la tarifa correspondiente, de acuerdo con la Tabla de Costos Unitarios por Metro Lineal.

I) CONDICIONES PARA LOS CLIENTES QUE SOLICITAN SERVICIOS TEMPORALES

En el Apéndice C de este Pliego Tarifario, se detallan las condiciones a cumplir para los clientes que solicitan servicios temporales.





EDECHI
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 7 





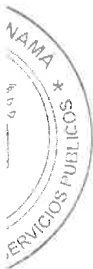
**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 Voltios)**

- **TARIFA BTS: TARIFA SIMPLE**
- **TARIFA BTSH: TARIFA SIMPLE CON BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA PREPAGO**
- **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA
MÁXIMA LEIDA**
- **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE
HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 8 





1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSION

Son clientes en baja tension aquellos que esten conectados a redes cuya tension sea igual o inferior a 600 voltios.

A los clientes conectados en baja tension, con demanda mayores a 15 kW, se les aplicaran tarifas con cargo por demanda. Estos clientes pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Maxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).

Los clientes residenciales con demanda mayor de 15 kW tambien pueden escoger una tarifa BTS.

La empresa distribuidora debera probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificacion tarifaria. Para tal objetivo debera monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que, en los ultimos doce meses en mas de cuatro oportunidades consecutivas o esporadicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidencio un consumo caracteristico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condicion, lo cual podra ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiara a la tarifa que corresponda. En ningun caso la empresa distribuidora podra solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturacion que hubiesen existido entre las opciones tarifaria.

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSION SIMPLE

Aplicación

Para cualquier uso de la energia electrica de clientes cuya demanda maxima en el mes de facturacion sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW).

A los clientes de la tarifa BTS, se les aplicaran los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al nivel de consumo durante el periodo facturado. Es decir:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes kWh seran facturados con el Cargo por Energia correspondiente al escalon 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 1 y los kWh restantes seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 2.
- (iii) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 1, los siguientes 450 kWh seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 2 y los kWh restantes seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 3.

La Tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicaran en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos		
Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	B/.cliente/mes	2.99
Cargo por los siguientes kWh de 11-300	B/./kWh	0.16149
Cargo por los siguientes kWh de 301-750	B/./kWh	0.20884
Cargo por los siguientes en exceso a 751 kWh	B/./kWh	0.29907
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.99
- Energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01186
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.05872
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00738

[Handwritten signature]





Alumbrado Público		
- Sistema (Siguietes kWh)	B./kWh	0.00134
- Consumo de energía (Siguietes kWh)	B./kWh	0.00362
Transmisión		
- Energía (Siguietes kWh)	B./kWh	0.00698
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguietes kWh)	B./kWh	0.00019
Generación (Siguietes kWh de 11-300)	B./kWh	0.07140
Generación (Siguietes kWh de 301-750)	B./kWh	0.11875
Generación (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B./kWh	0.20898

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51





b) **TARIFA BTSH: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes cuya demanda máxima en el mes de facturación sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW) y que soliciten esta opción tarifaria con discriminación horaria. Considera precios diferenciados para la energía leída en cada periodo, ya sea en punta y fuera de punta medio o bajo.

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente/mes	2.99
Cargo por Energía Punta	B/./kWh	0.33060
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.20403
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.11688

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	2.99
- Energía Punta	B/./kWh	0.01132
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01132
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01132
Distribución		
- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.06373
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.05690
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.05081
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.00729
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00729
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00729
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00130
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00130
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00130
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00344
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00344
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00344
Transmisión		
- Energía Punta	B/./kWh	0.00661
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00661
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00661
- Pérdidas Energía en Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00018
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00018
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00018
Generación		
- Generación Punta	B/./kWh	0.23673
- Generación Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.11699
- Generación Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03593

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51





c) **TARIFA PREPAGO**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes con consumo entre 0 a 300 KWh mes, que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda y se disponga del equipo de medición prepago, en las Áreas de Cobertura del Prepago identificadas por EDECHI y aprobadas por la ASEP.

Si el consumo es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis meses, se aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le corresponda de acuerdo con el consumo del cliente. Para esto, la empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Si el cliente con medición prepago baja su consumo a un valor no mayor de 300 kWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa correspondiente de prepago.

Resumen de Cargos		
Cargo por los siguientes kWh	B//kWh	0.16445
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B//kWh	0.01203
- Energía	B//kWh	0.01188
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas	B//kWh	0.05889
- Pérdidas Energía en Distribución	B//kWh	0.00742
Alumbrado Público		
- Sistema	B//kWh	0.00136
- Consumo de energía	B//kWh	0.00364
Transmisión		
- Energía	B//kWh	0.00701
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B//kWh	0.00019
Generación	B//kWh	0.06203

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51

Nota: Los clientes residenciales que estén fuera del área de cobertura prepago y los clientes con Tarifa Baja Tensión Simple (BTS) no residenciales podrán solicitar este servicio, pagando la diferencia de costos entre el medidor post-pago que utiliza y el prepago que instalará la distribuidora, de acuerdo a los costos de medidores con que cuente la empresa en el momento de la solicitud.





d) **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Aplicación

Esta tarifa se aplica a cualquier uso de la energía eléctrica de los clientes conectados en baja tensión, cuya demanda máxima mensual sea mayor a los 15 kW en el mes de facturación.

A todos los clientes BTD se les aplicará un Cargo Fijo por cliente y un Cargo por Demanda Máxima por mes y un cargo por energía, dependiendo de los escalones que le correspondan de acuerdo a su consumo:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 10,000 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 10,001 y 30,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 30,001 y 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.
- (iv) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 4.

Cargos de la Tarifa BTD

La tarifa comprende los siguientes cargos por escalón de energía, que se aplicarán en la factura mensual del cliente, de acuerdo a la siguiente tabla:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	25.00
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.12141
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.12876
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.13390
Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.15741
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01107
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	23.12
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00633
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.16
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00125
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00338
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.80
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00283
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00019
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.92
- Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.07981
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.08589
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.09016
- Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.10962
- Cargo por Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.01655
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.01782





- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.01869
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.02274

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





e) **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación
Se aplica a todos los clientes con demanda máxima mensual mayor a 15 kW, conectados en baja tensión que soliciten esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.25184
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.13550
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.08306
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	30.30
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	9.50
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	9.50

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.57
- Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	23.62
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.86
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo		2.86
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00778
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00587
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00587
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.11
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	6.53
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	6.53
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	6.53
- Energía	B/./kWh	0.03213
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00019
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.04
- Energía en Punta	B/./kWh	0.19558
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.08115
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02871
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.00051

Aclaración /*
En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.





2. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los clientes conectados en voltajes mayores que 600 V y menores que 115 kV, pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima MTD o la Tarifa por Bloque Horario MTH.

a) TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.98
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	24.35
Cargo por Energía	B/./kWh	0.12903
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.98
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	21.90
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00632
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.19
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00124
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.28
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00369
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00019
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.98
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.08738
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.01580

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





b) **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV que lo solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para suministros en período de punta, en período fuera de punta medio y en período de fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.26245
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.14265
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.08733
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	25.20
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.62
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.62
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.96
- Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	22.96
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.34
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.34
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00840
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio /*	B/./kWh	0.00628
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo /*	B/./kWh	0.00628
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.17
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.06
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.11
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.11
- Energía	B/./kWh	0.00072
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00019
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.01
- Energía en Punta	B/./kWh	0.23748
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.11980
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.06448
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.00001

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





**TARIFAS DE ALTA TENSION
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.


Página 19





3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSION

Los clientes conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima ATD o la Tarifa por Bloque Horario ATH.

a) TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.13957
Cargo por Energía	B/./kWh	20.65
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.61
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00632
- Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.10
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00124
- Cargo por Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.97
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01073
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00019
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.97
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.04594
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.06074

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





b) **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV que la solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.27730
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.15677
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.09736
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	9.28
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	4.29
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	4.29
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.96
- Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.04
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	4.08
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	4.08
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00830
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00592
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00592
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.16
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.89
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.05
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.05
- Energía de Transmisión	B/./kWh	0.00287
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00019
Generación		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.19
- Energía en Punta	B/./kWh	0.21254
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.09439
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03498
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.03775
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.03775
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03775

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.


Página 21





EDECHI
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.


Página 22





**TARIFAS DE ALTA TENSION
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.


Página 23





4. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN ALTA TENSION

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario ATH o la Tarifa con Demanda Máxima ATD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (ATH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02682
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02444
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02444
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	7.09
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	4.29
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	4.29
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos:

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.96
- Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.04
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	4.08
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	4.08
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00830
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00592
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00592
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.16
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	0.89
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.05
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.05
- Energía	B/./kWh	0.00287
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.





Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (ATD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	18.68
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.03270
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/. cliente	13.96
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.61
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00632
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.10
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.97
- Energía	B/./kWh	0.01073
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.


Página 26





5. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (MTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.96
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02477
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02265
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02265
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	25.19
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	3.62
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	3.62
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.96
- Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	22.96
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.34
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.34
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00840
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00628
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00628
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.17
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.06
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.11
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.11
- Energía	B/./kWh	0.00072
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00





Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (MTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.98
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	23.37
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02566
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.98
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01104
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	21.90
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00632
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.19
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00124
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.28
- Energía	B/./kWh	0.00369
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 V)**

- **TARIFA LTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA LTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.





6. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje igual o menor de 600 Voltios, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (BTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje igual o menor de 600 Voltios que solicite esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en periodo de punta, en periodo fuera de punta medio y en periodo fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
Cargo por Energía en Punta	B./kWh	0.05556
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.05365
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.05365
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	30.26
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B./kW-mes	9.39
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B./kW-mes	9.39
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.57
- Energía	B./kWh	0.01104
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	23.62
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	2.86
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	2.86
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B./kWh	0.00778
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00587
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00587
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B./kW-mes	0.11
Alumbrado Público		
- Sistema	B./kWh	0.00124
- Consumo de energía	B./kWh	0.00337
Transmisión		
- Demanda en Punta	B./kW-mes	6.53
- Demanda Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	6.53
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	6.53
- Energía	B./kWh	0.03213
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B./kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.





Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (BTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje voltaje igual o menor de 600 Voltios.

Cargos de la Tarifa BTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	24.08
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02486
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01107
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	23.12
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00633
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.16
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00125
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00338
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.80
- Energía	B/./kWh	0.00283
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





J) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES

Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la distribuidora y que hagan uso de la red de la Distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

- Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan el resto de los componentes de costos.
- Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

- Para el cargo por potencia de generación (CPG) la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas 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 de transmisión.
- El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.
- El valor del CPG se ha establecido por parte de la ASEP en un monto de 12.00 B/./kW mes a **partir del 1 de octubre de 2023 aplicable a todos los Grandes Clientes actuales**, incluyendo a los que renueven o prorroguen sus contratos y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigencia de este Pliego Tarifario, y hasta el 30 de junio de 2026.
En cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP establecerá el valor del CPG.

Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar los cargos correspondientes del Pliego

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 32





Tarifario, de acuerdo a su condición de medición, según se indica en este literal. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se le calculará los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará ambos cargos.

K) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

- La Distribuidora permitirá el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad, de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que le correspondan.
- La Distribuidora permitirá el acceso a sus instalaciones de distribución para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema o personas.
- La medición correrá por cuenta del agente del mercado que haya solicitado el servicio y que sea responsable por el pago de los cargos del Pliego Tarifario. En caso de que este agente del mercado desee que la Distribuidora efectúe la medición o cualquier otro servicio asociado tal como lectura, facturación, presentación de factura y gestión de cobro, la Distribuidora podrá hacerlo mediante acuerdo entre las partes.
- En caso que las instalaciones eléctricas del generador y gran cliente conectado a la red del distribuidor produzcan alteraciones en la calidad del suministro de energía eléctrica a los clientes regulados, la Distribuidora podrá requerir del generador o gran cliente, la modificación, sustitución o retiro de dichas instalaciones.
- La Distribuidora podrá condicionar al libre acceso a su red a un Generador o a un nuevo Gran Cliente si demuestra que la satisfacción de las necesidades de transporte de éstos limitará su capacidad o calidad de suministro a sus clientes. No obstante, tendrá obligación de realizar las ampliaciones necesarias para permitir que esta conexión pueda realizarse a través de su sistema de distribución, en los mismos términos y condiciones que rijan para nuevos clientes de la Distribuidora.

L) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS HORARIAS PARA CLIENTES CON AUTOCONSUMO

A los clientes acogidos al “Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias”, en adelante Procedimiento para Autoconsumo, que opten por las tarifas horarias, les aplicará lo siguiente:

- Considerando la división de las tarifas horarias en tres (3) bloques con precios diferenciados en los cargos de energía, tenemos que el balance del resultado de la medición neta seguirá las siguientes reglas:
 - Se realizará un balance neto interno en cada uno de los bloques horarios para cada mes de facturación
 - Balance en Bloque de Punta = Consumido de la red en el Bloque de Punta [kWh] – Entregado a la red en el Bloque de Punta [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Medio = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Bajo = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh]





- En el caso en que, para cualquier bloque horario, lo consumido de la red en el mes sea mayor a lo entregado a la red, se tiene un consumo neto de la red en dicho bloque horario, el cual se multiplicará por los cargos tarifarios que correspondan al bloque. Esto determinará el costo de la energía a pagar a la empresa distribuidora en el bloque correspondiente.
- En el caso que, para cualquier bloque horario, lo entregado a la red en el mes sea mayor a lo consumido de la red en dicho bloque horario, se tiene una inyección neta a la red (excedentes) en dicho mes para este bloque horario. Esta inyección neta se cuantificará, a favor del cliente, multiplicando los kilovatios hora (kWh) excedentes en el bloque, por el costo promedio del semestre de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, previsto en la actualización tarifaria semestral correspondiente. Esto determinará el monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente en el bloque correspondiente.
- Para la facturación del mes se hará un balance mensual del resultado de los tres bloques, considerando también que pueden existir montos a favor del cliente acumulados al mes de facturación anterior que deben contabilizarse en el mes que está siendo evaluado, teniéndose lo siguiente:
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente, el mismo se acumulará para la facturación del mes siguiente hasta el último mes de acumulación de créditos que haya sido pactado en el Acuerdo de Interconexión. El límite máximo del total de créditos que puede recibir el cliente con autoconsumo durante el periodo, en Balboas, será igual al monto de energía límite (kWh) que se haya pactado en el Acuerdo de Interconexión multiplicado por los costos de energía de la empresa distribuidora (Balboas/kWh), de acuerdo a lo siguiente:
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos semestrales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral correspondiente.
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos anuales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral del primer semestre del año.
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor de la empresa de distribución, el mismo se cobrará al cliente en la factura del mes corriente.

De existir créditos a favor del cliente una vez finalizado el periodo establecido en el Acuerdo de Interconexión, aplicará lo indicado en el Procedimiento para Autoconsumo

M) INSTALACIONES DE DISTRIBUCION

El nivel de Alta Tensión utilizado en esta empresa es de 115 kV.

Los voltajes nominales de distribución en Media Tensión utilizados en esta empresa son 34.5 kV, 13.2 kV, 11.5 kV, 4.16 kV y 2.4 kV.

En la ciudad de Panamá el voltaje de distribución es de 13.2 kV.

En las Áreas Revertidas del Canal de Panamá el voltaje de distribución es de 2.4 kV, 4.16 kV y 12 kV.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 34





En el resto de la Distribuidora, el voltaje principal de distribución es 34.5 kV.

En algunos sitios se utilizan los siguientes voltajes:

- Panamá Oeste : 13.2 kV - Arraiján, Vacamonte, Chorrera, Capira y Coronado
- Coclé - Veraguas : 13.2 kV - Natá, Antón, Penonomé
- 4.16 kV - Soná, Parte de Santiago, Pocrí y Aguadulce
- Herrera -Los Santos: 13.2 kV - Las Tablas, Sabana Grande, Pesé, Los Pozos, Los Santos
- 4.16 kV - Parita, Monagrillo, La Arena, Chitré.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.





APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 36





APENDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

1 OPCIONES TARIFARIAS

- Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.
- Las empresas distribuidoras definirán las condiciones de medición de acuerdo a limitaciones de aplicación contenidas en la tarifa.
- La Distribuidora podrá realizar las mediciones y verificaciones que considere necesarias para comprobar que las características reales de consumo del cliente son consistentes con la tarifa con excepción de los clientes residenciales. Si éste no fuese el caso, la Distribuidora tiene la obligación de notificárselo con un mes de anticipación e indicarle las opciones que tiene, incluyendo la tarifa que se le aplicaría si no hubiera una elección por parte del cliente, además del cargo por conexión correspondiente.
- La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.
- En los casos de clientes nuevos a los que se haya asignado una tarifa con demanda, pero su demanda leída sea menor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esa manera, se le reclasificará y facturará con tarifa sin demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el RDC.
- Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de una vez en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50%) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.
- En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación, la factura será calculada con la aplicación de la tarifa que corresponda al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de medición (ejemplo, de BTD a BTH) y que por consiguiente no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, por lo que la empresa facturará de forma fraccionada con la tarifa que corresponda respectivamente. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción a la cantidad de días de consumo en cada una de las tarifas.
- La Distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente como mecanismo para bloquear o ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
- Las Distribuidoras pueden ofrecer y los clientes optar, por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas, y si correspondiese, las aprobará.

2 CONTRATO DE SUMINISTRO

El suministro de energía eléctrica a clientes finales se deberá realizar de acuerdo con el respectivo contrato de suministro.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 37





3 PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

El punto de conexión entre las instalaciones de la Distribuidora y el cliente, (interconexión o punto de servicio o de entrega), delimita el punto frontera entre las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora, y las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad del cliente. Este punto de conexión deberá quedar definido en el contrato de suministro.

En general, el punto de conexión estará determinado como sigue:

- En edificaciones con una sola medición, del tipo directo, será: (i) los terminales de fuente de la caja del medidor para los medidores tipo “Socket”, y (ii) los terminales de fuente del medidor, para los medidores cuya conexión se ubique en la base del mismo,
- En edificaciones con una sola medición, del tipo indirecto, será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- En edificaciones con dos (2) o más medidores será el lado de suministro del interruptor principal o equivalente de la edificación.

Se permitirán excepciones a la regla general como sigue:

- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, la misma podrá ubicarse en los postes del servicio eléctrico, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación,
- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, cuando la misma consista de una medición múltiple en la edificación, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- La medición eléctrica también podrá ubicarse en el poste del servicio eléctrico más cercano a la edificación del cliente, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación

4 APLICACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

- APLICACIÓN DE LOS CARGOS

Facturación de Cargos Fijos:

El cargo fijo de cada categoría tarifaria se aplica a cada cliente independientemente que el cliente registre consumo o no.

Facturación de Energía:

Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios-hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la Distribuidora no haya medido el consumo del mes y este tuvo que ser estimado, la Distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente.

Para el caso de los clientes BTS se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

En el caso de los clientes BTD se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

Facturación de Demanda:





Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes. En el caso de las tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargo por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo).

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
 - i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas 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 de transmisión.
 - ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de facturación en proporción a los días transcurridos con respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.

Tratamiento de las Facturaciones con Lecturas Estimadas

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pueda obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.





Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

Estimaciones:

- La estimación del consumo (kWh) deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- En caso de no contar con tres meses de lecturas reales, la estimación se basará en la información disponible.
- El consumo estimado del mes será utilizado para la facturación con una indicación de que la lectura es estimada. No obstante, esta lectura estimada se utilizará para el histórico de consumos.

Ajustes:

- En el mes que se realice la lectura real, la empresa distribuidora deberá calcular la diferencia entre esta lectura y la real anterior. A partir de esa energía total y la cantidad de días del periodo, calculará un consumo promedio diario (kWh por día) para todo el periodo.
- El valor calculado de consumo diario se utilizará para calcular el consumo mensual que se debió facturar en los meses estimados y el mes corriente que se va a facturar, multiplicando el consumo promedio diario por los días transcurridos en cada mes.
- Con el nuevo valor de consumo (kWh) calculado para cada mes del periodo se hace el cálculo del nuevo importe de facturación mensual (real) utilizando las tarifas y subsidios correspondientes a cada mes involucrado.
- Se calculará la diferencia entre el importe facturado durante los meses con lecturas estimadas y el nuevo importe para cada mes calculado utilizando la nueva estimación de energía. La sumatoria de las diferencias calculadas en el paso anterior corresponderá al Valor del Ajuste.

Facturación del Ajuste:

- En el mes corriente se facturará el valor que corresponda al consumo del mes, más el valor del ajuste que corresponda. En el caso de que el ajuste sea negativo se deberá dar el crédito en la factura al cliente.
- Si el importe final de la factura sobrepasa el diez por ciento (10%) del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa distribuidora cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente y esto deberá detallarse en la factura al cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lecturas reales fueron en octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, para este ejemplo, si el importe final de la factura es 30% mayor al importe facturado con lecturas reales, el excedente del 10%, es decir el 20% del valor facturado será dividido en tres (3) pagos mensuales y agregado a la factura de los tres (3) meses siguientes y el resto se facturará en abril.
- La empresa distribuidora deberá incluir en la factura del cliente todo el detalle del cálculo realizado para determinar el importe a pagar.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita.



- ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

Conforme a lo establecido en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2008 y sus modificaciones, los cargos tarifarios aprobados en este Pliego Tarifario se actualizarán cada seis meses.

La mencionada actualización tarifaria se realiza para ajustar los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público de acuerdo a las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Los cargos de transmisión, pérdidas en transmisión y generación se actualizan por las variaciones en los costos y ventas.

Además, el Régimen Tarifario establece el cargo mensual denominado "Variación por Combustible" (CVC), el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional. Este cargo se agrega a los cargos aplicados en la factura mensual de todos los clientes regulados de las empresas de distribución.

5 DEPÓSITOS EN GARANTÍA

La Distribuidora podrá solicitar a los clientes que se conecten por primera vez a partir de la vigencia del presente reglamento, un depósito que no podrá superar el valor de un (1) mes de consumo estimado, en ausencia de referencias de crédito o certificación de buen historial de pago. El mismo se calculará tomando en cuenta el estimado de consumo por los cargos vigentes de tarifa básica. La estimación de este consumo estará basada en un registro histórico del cliente, si este ha sido cliente de una distribuidora anteriormente. En el caso de que sea cliente por primera vez o no haya un registro histórico del consumo mensual del cliente, la estimación del consumo se establecerá basada en una entrevista o encuesta sobre los aparatos eléctricos que utilizará en el lugar donde se establecerá dicha cuenta.

La Distribuidora verificará el exceso o déficit en el monto del depósito solicitado, en función del promedio del costo de las tres (3) primeras facturas emitidas al cliente que tengan el mes completo facturado a partir de su conexión. Si resultaran saldos a favor del cliente, luego del ajuste, la suma deberá ser reembolsada dentro de los treinta (30) días siguientes. En los casos en que se requiera aumentar el depósito, la empresa incluirá la diferencia en la facturación mensual siguiente, incluyendo en la factura una notificación en este sentido.

La Distribuidora deberá reembolsar en efectivo, salvo otra disposición del cliente, el depósito de garantía cuando éste haya establecido un buen historial de pago con la empresa distribuidora, conforme a la definición contenida en el Título V denominado Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones. El reembolso deberá hacerse en un pago único y por la totalidad del depósito incluyendo los intereses correspondientes.

Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.

A solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.

Mientras la empresa distribuidora mantenga un depósito, deberá pagar semestralmente a los clientes que lo tengan, los intereses por el tiempo transcurrido calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores sobre depósitos a plazo fijo a seis meses en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior que estén disponibles, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del 1° de enero al 30 de junio y del 1° de julio al 31 de diciembre.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 41





Las devoluciones de depósitos, ya sean las que pudiesen surgir producto de la adecuación del monto del depósito o cuando se compruebe que el cliente ha establecido un buen historial de pago, deberán ser reembolsadas en efectivo o acreditadas a su factura, si así lo dispone el cliente.

La empresa deberá notificarle de esta situación al cliente e indicarle que cuenta con treinta (30) días calendarios para informar si la devolución del depósito debe hacerse en efectivo o acreditarse a su cuenta. Vencidos los treinta (30) días sin que el cliente manifieste su opción, la empresa lo acreditará a favor del cliente en la siguiente facturación. La empresa distribuidora deberá establecer un plazo, el cual no puede exceder de treinta (30) días, para entregar en efectivo las sumas correspondientes a la devolución de los depósitos de garantía. Para las devoluciones en efectivo será necesario presentar solamente la cédula y/o la certificación de la representación legal de la sociedad. Las devoluciones de depósito que resulten de una terminación de contrato o cierre de cuenta deberán reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

No se le exigirá depósito de garantía a aquellos clientes con buena referencia de crédito o buen historial de pago, conforme se define en el Título V denominado Régimen de Suministro, que soliciten el suministro de energía eléctrica para otro inmueble o instalación.

La empresa distribuidora podrá solicitar un depósito de garantía nuevamente en el caso de que un cliente pierda o cambie su calidad de buen historial de pago en el transcurso de la relación comercial con la distribuidora. Para estos efectos la empresa distribuidora podrá incluir este depósito dentro de su facturación. Este depósito deberá ser devuelto al cliente una vez adquiera la calidad de buen historial de pago en los mismos términos indicados anteriormente, pero el término de un (1) año comenzará a contarse desde la fecha en que consignó el depósito.

La empresa distribuidora puede ejecutar el depósito de garantía y los intereses correspondientes, cuando rescinda un contrato de suministro y quede un saldo pendiente. Si del depósito de garantía queda un saldo a favor del cliente, este deberá reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

6 CARGOS POR RECONEXIÓN

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por mora o fraude comprobado conforme al procedimiento establecido por la ASEP, la Empresa Distribuidora tendrá derecho a cobrar un cargo por reconexión.

Clientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.16.51
Baja Tensión Simple por Bloque Horario	B/.16.51
Prepago	B/.16.51
Baja Tensión con Demanda	B/.71.08
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.71.08
Media Tensión con Demanda	B/.140.00
Media Tensión por Bloque Horario	B/.140.00
Alta Tensión con Demanda	B/.200.00
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.200.00

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio.

En el caso de mora, los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los sesenta (60) días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya suspendido el servicio y efectuado la reconexión.





7 CARGOS POR MOROSIDAD

La Distribuidora podrá cobrar intereses por saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura, sin que ésta haya sido pagada. Estos intereses serán calculados, solamente con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de los préstamos comerciales de empresas al por mayor a un (1) año en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

8 PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT

Los clientes en Media Tensión y Alta Tensión proveerán y mantendrán por su cuenta toda la estructura y equipo de transformación para convertir el voltaje del suministro de la distribuidora al voltaje requerido por el cliente. Igualmente deberán cumplir con las normas técnicas vigentes para conectar clientes de alta o media tensión a sus redes eléctricas.

9 FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.

En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este recargo es para cubrir todos gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.

10 ERRORES DE MEDICIÓN

Los errores de medición, lectura y/o inconsistencias de facturación pueden ser reclamados por el cliente ante la empresa distribuidora en un periodo no mayor de 60 días calendario, contados a partir de la fecha de emisión de su factura. Si el reclamo es realizado antes de la fecha de vencimiento de la factura cuestionada, el cliente puede abstenerse de pagar la porción de la factura hasta que el reclamo se haya resuelto.

La empresa distribuidora tendrá un plazo máximo de 15 días calendario para informar al cliente del resultado del reclamo y los procedimientos realizados para dilucidarlo. Vencido este plazo sin que la empresa distribuidora resuelva el reclamo, se entenderá a favor del cliente. La empresa distribuidora deberá notificar al cliente y dejar constancia de la fecha en que se le notificó la respuesta al reclamo.

En caso de que el cliente no esté de acuerdo con la decisión de la empresa distribuidora, cuenta con treinta (30) días calendario para presentar su reclamo ante la Autoridad conservando el cliente el derecho de abstenerse de pagar el monto en disputa hasta tanto la ASEP emita su decisión. En ningún caso se podrá cobrar intereses por mora de la porción dejada de pagar por reclamo. El tiempo que dure la empresa distribuidora y la ASEP en resolver el reclamo, tampoco será computado para efectos de justificar la suspensión del servicio por causa de mora.



CIOS PUBLICOS

En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la Distribuidora, la Distribuidora no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

En los casos en que por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

En los casos en que se determine que se facturó mayor energía y/o potencia de la consumida por el cliente, por fallas de lectura, fallas del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente, fallas administrativas de la Distribuidora, u otras causas no imputables al cliente, ésta deberá notificar al cliente de esta situación y devolver en efectivo la suma que corresponda, salvo otra disposición del cliente. En el caso de que el cliente aún no haya pagado dicho consumo se le acreditará en la siguiente facturación.

11 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

Todos los conflictos que se susciten entre la empresa distribuidora y los clientes con motivo de la interpretación o aplicación de las presentes condiciones de aplicación de las tarifas y que no se haya llegado a una resolución satisfactoria, serán resueltos por la ASEP, de acuerdo a la normativa vigente.

12 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.37 DEL 2001

En cumplimiento de la Ley No. 6 de 16 de junio de 1987 y sus modificaciones especialmente las establecidas en la Ley 37 del 10 de julio del 2001, los clientes residenciales jubilados, pensionados y de la tercera edad, recibirán un descuento de veinticinco por ciento (25%) en la facturación del consumo mensual de energía de entidad pública o privada, por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh), y se aplicará la tarifa normal al excedente a esta suma. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el cliente receptor del subsidio ha fallecido. En los casos de verificarse el fallecimiento del cliente, se suspenderá dicho descuento, en la siguiente facturación.

13 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.2 DE 1986

En cumplimiento de la Ley 2 de 20 de marzo de 1986, los clientes agropecuarios recibirán un descuento sobre su factura mensual de cinco por ciento (5%).

Para recibir ese descuento, el cliente agropecuario tendrá que presentar a la oficina regional de la Distribuidora, una Certificación del MIDA que establezca claramente que la actividad objeto del descuento efectivamente es de índole agropecuaria. No se otorgará este descuento a actividades agroindustriales ni industriales. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el suministro solicitado es para una actividad agropecuaria. En caso que la actividad agropecuaria esté combinada con otras actividades, ya sean residenciales, comerciales, agroindustriales u otras, el cliente deberá separar la actividad agropecuaria de los restantes estableciéndose un medidor independiente, y este se constituirá en el suministro objeto del subsidio.

14 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.9 DE 1988

En cumplimiento de la Ley 4 de 14 de febrero de 1984 y de la Ley 9 de 21 de septiembre de 1988, las sedes provinciales de los partidos políticos recibirán un descuento sobre su factura mensual de cincuenta por ciento (50%).

15 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.134 DE 2013

En cumplimiento de la Ley 134 de 31 diciembre de 2013, las personas con discapacidad recibirán un descuento sobre su consumo mensual de energía eléctrica de veinticinco por ciento (25%), por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh).





16 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.11 DE 1979

Exoneración a la Cruz Roja Nacional e Internacional cuando por necesidad preste servicios en el territorio nacional del pago del servicio de luz eléctrica.

17 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.15 DE 2001

Subsidio del consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad.

- El consumo básico de subsistencia corresponde a un consumo de hasta cien kilovatios hora (100 kWh) en un periodo de treinta días calendario.
- El monto del subsidio es hasta 20% del valor correspondiente. Según indica la propia Ley, lo anterior es sin perjuicio de los beneficios otorgados a los pensionados, jubilados y adultos mayores, en la Ley 6 de 1987.
- El aporte para cubrir este subsidio proviene de los clientes del sector eléctrico con consumos superiores a 500 kWh al mes, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de septiembre de 2023


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO B

RESOLUCIÓN AN No. 18703 -Elec de 19 septiembre de 2023

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.


Página 1





EDEMET

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.

PLIEGO TARIFARIO

**PARA CLIENTES REGULADOS Y GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

VIGENTE DEL 1 DE OCTUBRE DE 2023 AL 30 DE JUNIO DE 2026

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 2 





Lineamientos para Estructura Tarifaria
Resolución AN No.18496-Elec
de 21 de Junio de 2023

De acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada 4 años se revisa la estructura y fórmulas tarifarias que se aplicarán en el sector eléctrico, y dicha propuesta se somete a un proceso de Consulta Pública, para cumplir con la Ley de Transparencia.

Las nuevas fórmulas tarifarias se revisan tomando en consideración cuál ha sido el comportamiento del mercado, estudiando los perfiles de consumo de los clientes y su impacto en la demanda que se debe abastecer, así como en el costo de prestar el servicio eléctrico. También conlleva la actualización de los cargos que corresponden a la actividad de comercialización, distribución y Alumbrado Público que realizan las empresas distribuidoras, considerando el Ingreso Máximo Permitido que les fuera aprobado, luego de un proceso que también conllevó Consulta Pública.

En esta oportunidad las Tarifas mantienen la segmentación por nivel de tensión, en tarifas para baja tensión, media tensión y alta tensión. En el nivel de baja tensión hay cuatro tarifas, la tarifa de baja tensión simple (BTS) que aplica a los clientes residenciales y a los comercios pequeños que tengan una demanda menor o igual a 15 kW; la tarifa de baja tensión simple con bloque horario (BTSH) que aplica a los clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y que opten por esta tarifa con cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre; la Tarifa de baja tensión con demanda (BTD) que aplica a clientes comerciales e industrias mayores a 15 kW, cuya medición tendrá la demanda máxima leída y la energía consumida, y la Tarifa de baja tensión horaria (BTH) cuya demanda máxima tiene cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre. Las tarifas con medición en media tensión y alta tensión contienen la misma estructura que las BTD y BTH.

A continuación, el Pliego Tarifario propuesto por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 3 





A) INTRODUCCIÓN

Conforme a lo establecido en la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, sus modificaciones y cumpliendo con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, se presentan los cargos tarifarios que serán aplicados a los clientes regulados y a los Grandes Clientes habilitados en el mercado mayorista de electricidad, que estarán vigentes desde el 1 de julio 2023 al 30 de junio de 2026.

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No.18496-Elec del 21 de junio de 2023, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2022- junio 2026. Como estos cargos han sido calculados para ser aplicados a partir del **1 de julio de 2023**, se han actualizado con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que corresponde, según el Régimen Tarifario vigente.

Los cargos asociados al abastecimiento de energía corresponden a los costos previstos para el **segundo semestre de 2023 más el ajuste por la revisión del periodo real** (segundo semestre de 2022), de acuerdo lo establecido en el Régimen Tarifario vigente.

De acuerdo con lo establecido en el Régimen Tarifario y la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, dentro del periodo tarifario hasta junio de 2026, los cargos serán actualizados semestralmente.

B) AMBITO DE APLICACIONES

Las siguientes condiciones de aplicación regirán para las tarifas que EDEMET, concesionaria de servicio público de distribución, en adelante la Distribuidora, aplicará a sus clientes sujetos a regulación de precios.

Este Pliego Tarifario es de aplicación únicamente a:

- Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final, es decir, todo cliente final en los términos de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.
- Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Este pliego no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador conectado directamente a un distribuidor para la entrega de su producción, ya que dicho uso y metodología para establecer los cargos por uso de redes es reglamentado por el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión vigente.

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las Condiciones Generales que aplicarán a estas tarifas.

C) OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas que se describen más adelante, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

D) CLIENTES EN ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN

- Son clientes en alta tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea de 115 kilovoltios (115 kV).
- Son clientes en media tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
- Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 4





E) RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Los clientes finales, clientes regulados y Grandes Clientes, conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso. El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVARh y kWh del periodo facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P. = Cos[Tan^{-1}(kVARh/kWh)]$$

Donde:

kVARh= energía reactiva del periodo
kWh= energía real del periodo
F.P. = factor de potencia mensual

Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un periodo consecutivo de tres (3) meses.

Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado mediante teléfono, correo electrónico, mensaje SMS, en comunicación anexo a la factura, mensajería instantánea a través de aplicaciones (por ejemplo, WhatsApp) y otras plataformas tecnológicas disponibles (canales o plataformas tecnológicas que la empresa distribuidora pueda poner a disposición de sus clientes) a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado formalmente al cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación del cuarto (4) mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente a los componentes de comercialización y distribución de la facturación, facturados por consumo de energía en kWh y demanda en kW de acuerdo con la tarifa vigente y no se aplica a ningún otro componente de la factura del cliente final.

F) DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS DE PUNTA Y FUERA DE PUNTA

Se entiende por periodo de punta, fuera de punta medio y fuera de punta bajo del sistema lo siguiente:

Bloque horario de punta:	Lunes a viernes de 9:01 a 17:00 horas
Bloque Horario Medio Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 17:01 a 24:00 horas Sábado de 11:01 hasta las 23:00 horas
Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 00:01 a 9:00 horas Sábados de 00:01 hasta las 11:00 horas y desde las 23:01 hasta las 24:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 horas

G) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN A LAS TARIFAS

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las condiciones generales que aplicarán a estas tarifas.





H) SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE 100 METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES

En el Apéndice B de este Pliego Tarifario se detallará la forma de aplicación de las solicitudes de Servicio de Distribución Eléctrica que estén más allá de cien (100) metros de las líneas existentes y la contribución adicional que tendrán que hacer al costo de conexión establecido en la tarifa correspondiente, de acuerdo con la Tabla de Costos Unitarios por Metro Lineal.

I) CONDICIONES PARA LOS CLIENTES QUE SOLICITAN SERVICIOS TEMPORALES

En el Apéndice C de este Pliego Tarifario, se detallan las condiciones a cumplir para los clientes que solicitan servicios temporales.





EDEMET
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 7 





**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 Voltios)**

- **TARIFA BTS: TARIFA SIMPLE**
- **TARIFA BTSH: TARIFA SIMPLE CON BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA PREPAGO**
- **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA
MÁXIMA LEIDA**
- **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE
HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 8





1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.

A los clientes conectados en baja tensión, con demanda mayores a 15 kW, se les aplicarán tarifas con cargo por demanda. Estos clientes pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).

Los clientes residenciales con demanda mayor de 15 kW también pueden escoger una tarifa BTS.

La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que, en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifaria.

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes cuya demanda máxima en el mes de facturación sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW).

A los clientes de la tarifa BTS, se les aplicarán los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al nivel de consumo durante el periodo facturado. Es decir:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes kWh serán facturados con el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.

La Tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos		
Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	B./cliente/mes	3.05
Cargo por los siguientes kWh de 11-300	B./kWh	0.15390
Cargo por los siguientes kWh de 301-750	B./kWh	0.21588
Cargo por los siguientes en exceso a 751 kWh	B./kWh	0.30857
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B./cliente/mes	3.05
- Energía (Siguietes kWh)	B./kWh	0.00843
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguietes kWh)	B./kWh	0.04699
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguietes kWh)	B./kWh	0.00971





Alumbrado Público		
- Sistema (Siguients kWh)	B/./kWh	0.00142
- Consumo de energía (Siguients kWh)	B/./kWh	0.00219
Transmisión		
- Energía (Siguients kWh)	B/./kWh	0.01292
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguients kWh)	B/./kWh	0.00484
Generación (Siguients kWh de 11-300)	B/./kWh	0.06740
Generación (Siguients kWh de 301-750)	B/./kWh	0.12938
Generación (Siguients en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.22207

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51





b) **TARIFA BTSH: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes cuya demanda máxima en el mes de facturación sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW) y que soliciten esta opción tarifaria con discriminación horaria. Considera precios diferenciados para la energía leída en cada periodo, ya sea en punta y fuera de punta medio o bajo.

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente/mes	3.00
Cargo por Energía Punta	B//kWh	0.36338
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.18665
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.12140

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/.cliente	3.00
- Energía Punta	B//kWh	0.00813
- Energía Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.00813
- Energía Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.00813

Distribución

- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B//kWh	0.05160
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B//kWh	0.04607
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B//kWh	0.04113
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B//kWh	0.00962
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.00962
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.00962

Alumbrado Público

- Sistema Punta	B//kWh	0.00139
- Sistema Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.00139
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.00139
- Consumo de energía Punta	B//kWh	0.00212
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.00212
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.00212

Transmisión

- Energía Punta	B//kWh	0.01237
- Energía Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.01237
- Energía Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.01237
- Pérdidas Energía en Transmisión, Punta	B//kWh	0.00471
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Medio	B//kWh	0.00471
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Bajo	B//kWh	0.00471

Generación

- Generación Punta	B//kWh	0.27344
- Generación Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.10224
- Generación Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.04193

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51





c) **TARIFA PREPAGO**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes con consumo entre 0 a 300 KWh mes, que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda y se disponga del equipo de medición prepago, en las Áreas de Cobertura del Prepago identificadas por EDEMET y aprobadas por la ASEP.

Si el consumo es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis meses, se aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le corresponda de acuerdo con el consumo del cliente. Para esto, la empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Si el cliente con medición prepago baja su consumo a un valor no mayor de 300 kWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa correspondiente de prepago.

Resumen de Cargos		
Cargo por los siguientes kWh	B/./kWh	0.15986
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/./kWh	0.01085
- Energía	B/./kWh	0.00855
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04765
- Pérdidas Energía en Distribución	B/./kWh	0.00988
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00145
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00223
Transmisión		
- Energía	B/./kWh	0.01310
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00500
Generación	B/./kWh	0.06115

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.51

Nota: Los clientes residenciales que estén fuera del área de cobertura prepago y los clientes con Tarifa Baja Tensión Simple (BTS) no residenciales podrán solicitar este servicio, pagando la diferencia de costos entre el medidor post-pago que utiliza y el prepago que instalará la distribuidora, de acuerdo a los costos de medidores con que cuente la empresa en el momento de la solicitud.





d) **TARIFA BTd: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Aplicación

Esta tarifa se aplica a cualquier uso de la energía eléctrica de los clientes conectados en baja tensión, cuya demanda máxima mensual sea mayor a los 15 kW en el mes de facturación.

A todos los clientes BTd se les aplicará un Cargo Fijo por cliente y un Cargo por Demanda Máxima por mes y un cargo por energía, dependiendo de los escalones que le correspondan de acuerdo a su consumo:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 10,000 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 10,001 y 30,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 30,001 y 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.
- (iv) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 4.

Cargos de la Tarifa BTd

La tarifa comprende los siguientes cargos por escalón de energía, que se aplicarán en la factura mensual del cliente, de acuerdo a la siguiente tabla:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	17.88
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.14407
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.15026
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.16224
Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.17402
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00786
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.35
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00850
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.19
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00134
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.27
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00433
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00452
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.07
- Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.09572
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.10084
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.11078
- Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.12053
- Cargo por Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.01975
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.02082





- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.02286
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.02489

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





e) **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación
Se aplica a todos los clientes con demanda máxima mensual mayor a 15 kW, conectados en baja tensión que soliciten esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en periodo de punta, en periodo fuera de punta medio y en periodo fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.49
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.27094
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.15253
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.09492
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	18.62
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	2.66
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	2.66

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.49
- Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	15.88
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.19
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo		2.19
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01104
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00759
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00759
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.23
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00133
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	2.42
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.24
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.24
- Energía	B/./kWh	0.00679
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00452
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.09
- Energía en Punta	B/./kWh	0.23600
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.12104
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.06343
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.00136

Aclaración /*
En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 16 





2. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los clientes conectados en voltajes mayores que 600 V y menores que 115 kV, pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima MTD o la Tarifa por Bloque Horario MTH.

a) TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.82
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	20.06
Cargo por Energía	B/./kWh	0.15295
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.82
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00786
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.17
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00850
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.28
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00134
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.86
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00417
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00452
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.75
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.10194
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.02257

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





b) **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación
Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV que lo solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para suministros en período de punta, en período fuera de punta medio y en período de fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.27623
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.16166
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.09917
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	17.84
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	3.03
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	3.03
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.88
- Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	14.52
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.41
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.41
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01113
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00761
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00761
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.32
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00133
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.91
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.30
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.30
- Energía	B/./kWh	0.00580
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00452
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.09
- Energía en Punta	B/./kWh	0.24264
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.13159
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.06910
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.00091

Aclaración /*
En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





**TARIFAS DE ALTA TENSIÓN
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 19





3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Los clientes conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima ATD o la Tarifa por Bloque Horario ATH.

a) TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	9.51
Cargo por Energía	B/./kWh	0.17169
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	6.22
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00850
- Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.06
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00133
- Cargo por Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.92
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.03115
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00452
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.31
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.09766
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.01863

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





b) **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación
Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV que la solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH
La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.22095
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.12729
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.07929
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	16.13
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	7.86
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	7.86
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.88
- Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.59
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.42
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	5.42
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01162
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00755
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00755
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	2.25
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00133
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.25
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.19
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.19
- Energía de Transmisión	B/./kWh	0.00176
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00452
Generación		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.04
- Energía en Punta	B/./kWh	0.19058
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10099
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.05299
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.00124
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00124
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00124

Aclaración /*
En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

Cargo por Conexión
La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00



EDEMET
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.


Página 22





**TARIFAS DE ALTA TENSION
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 23





4. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario ATH o la Tarifa con Demanda Máxima ATD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (ATH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
Cargo por Energía en Punta	B//kWh	0.02461
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.02054
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.02054
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B//kW-mes	15.09
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B//kW-mes	7.86
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B//kW-mes	7.86
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B//kW-mes	12.00
Composición de los Cargos:		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.88
- Energía	B//kWh	0.00785
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B//kW-mes	6.59
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B//kW-mes	5.42
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B//kW-mes	5.42
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B//kWh	0.01162
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B//kWh	0.00755
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B//kWh	0.00755
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B//kW-mes	2.25
Alumbrado Público		
- Sistema	B//kWh	0.00133
- Consumo de energía	B//kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B//kW-mes	6.25
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B//kW-mes	0.19
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B//kW-mes	0.19
- Energía	B//kWh	0.00176
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B//kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

[Handwritten signature]





Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (ATD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	9.20
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.05088

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	6.22
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00850
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.06
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00133
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.92
- Energía	B/./kWh	0.03115
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 200.00





**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 26





5. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (MTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	13.88
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02816
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02464
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02464
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	17.75
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	3.03
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	3.03
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	13.88
- Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	14.52
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.41
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.41
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01113
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00761
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00761
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.32
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00133
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.91
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.30
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.30
- Energía	B/./kWh	0.00580
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.





Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (MTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	13.82
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	18.31
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02392

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	13.82
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00786
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.17
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00850
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.28
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00134
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.86
- Energía	B/./kWh	0.00417
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 140.00





**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 V)**

- **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 29





6. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje igual o menor de 600 Voltios, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (BTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje igual o menor de 600 Voltios que solicite esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en periodo de punta, en periodo fuera de punta medio y en periodo fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	5.49
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02906
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02561
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02561
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	18.53
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio /*	B/./kW-mes	2.43
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo /*	B/./kW-mes	2.43
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.49
- Energía	B/./kWh	0.00785
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	15.88
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.19
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.19
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01104
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00759
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00759
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.23
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00133
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	2.42
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.24
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.24
- Energía	B/./kWh	0.00679
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.





Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (BTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje voltaje igual o menor de 600 Voltios.

Cargos de la Tarifa BTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.81
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	12.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02408

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.48
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00786
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.35
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00850
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.19
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00134
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00205
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.27
- Energía	B/./kWh	0.00433
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	12.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.08





J) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES

Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la distribuidora y que hagan uso de la red de la Distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

- Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan el resto de los componentes de costos.
- Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

- Para el cargo por potencia de generación (CPG) la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas 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 de transmisión.
- El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.
- El valor del CPG se ha establecido por parte de la ASEP en un monto de 12.00 B/./kW mes a **partir del 1 de octubre de 2023 aplicable a todos los Grandes Clientes actuales**, incluyendo a los que renueven o prorroguen sus contratos y a los que suscriban un contrato en fecha posterior a la entrada en vigencia de este Pliego Tarifario, y hasta el 30 de junio de 2026.
En cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP establecerá el valor del CPG.

Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar los cargos correspondientes del Pliego

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 32





Tarifario, de acuerdo a su condición de medición, según se indica en este literal. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se le calculará los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará ambos cargos.

K) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

- La Distribuidora permitirá el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad, de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que le correspondan.
- La Distribuidora permitirá el acceso a sus instalaciones de distribución para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema o personas.
- La medición correrá por cuenta del agente del mercado que haya solicitado el servicio y que sea responsable por el pago de los cargos del Pliego Tarifario. En caso de que este agente del mercado desee que la Distribuidora efectúe la medición o cualquier otro servicio asociado tal como lectura, facturación, presentación de factura y gestión de cobro, la Distribuidora podrá hacerlo mediante acuerdo entre las partes.
- En caso que las instalaciones eléctricas del generador y gran cliente conectado a la red del distribuidor produzcan alteraciones en la calidad del suministro de energía eléctrica a los clientes regulados, la Distribuidora podrá requerir del generador o gran cliente, la modificación, sustitución o retiro de dichas instalaciones.
- La Distribuidora podrá condicionar al libre acceso a su red a un Generador o a un nuevo Gran Cliente si demuestra que la satisfacción de las necesidades de transporte de éstos limitará su capacidad o calidad de suministro a sus clientes. No obstante, tendrá obligación de realizar las ampliaciones necesarias para permitir que esta conexión pueda realizarse a través de su sistema de distribución, en los mismos términos y condiciones que rijan para nuevos clientes de la Distribuidora.

L) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS HORARIAS PARA CLIENTES CON AUTOCONSUMO

A los clientes acogidos al “*Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias*”, en adelante Procedimiento para Autoconsumo, que opten por las tarifas horarias, les aplicará lo siguiente:

- Considerando la división de las tarifas horarias en tres (3) bloques con precios diferenciados en los cargos de energía, tenemos que el balance del resultado de la medición neta seguirá las siguientes reglas:
 - Se realizará un balance neto interno en cada uno de los bloques horarios para cada mes de facturación
 - Balance en Bloque de Punta = Consumido de la red en el Bloque de Punta [kWh] – Entregado a la red en el Bloque de Punta [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Medio = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Medio [kWh]
 - Balance en Bloque Fuera de Punta Bajo = Consumido de la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh] – Entregado a la red en el Bloque Fuera de Punta Bajo [kWh]





- En el caso en que, para cualquier bloque horario, lo consumido de la red en el mes sea mayor a lo entregado a la red, se tiene un consumo neto de la red en dicho bloque horario, el cual se multiplicará por los cargos tarifarios que correspondan al bloque. Esto determinará el costo de la energía a pagar a la empresa distribuidora en el bloque correspondiente.
- En el caso que, para cualquier bloque horario, lo entregado a la red en el mes sea mayor a lo consumido de la red en dicho bloque horario, se tiene una inyección neta a la red (excedentes) en dicho mes para este bloque horario. Esta inyección neta se cuantificará, a favor del cliente, multiplicando los kilovatios hora (kWh) excedentes en el bloque, por el costo promedio del semestre de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, previsto en la actualización tarifaria semestral correspondiente. Esto determinará el monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente en el bloque correspondiente.
- Para la facturación del mes se hará un balance mensual del resultado de los tres bloques, considerando también que pueden existir montos a favor del cliente acumulados al mes de facturación anterior que deben contabilizarse en el mes que está siendo evaluado, teniéndose lo siguiente:
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor del cliente, el mismo se acumulará para la facturación del mes siguiente hasta el último mes de acumulación de créditos que haya sido pactado en el Acuerdo de Interconexión. El límite máximo del total de créditos que puede recibir el cliente con autoconsumo durante el periodo, en Balboas, será igual al monto de energía límite (kWh) que se haya pactado en el Acuerdo de Interconexión multiplicado por los costos de energía de la empresa distribuidora (Balboas/kWh), de acuerdo a lo siguiente:
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos semestrales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral correspondiente.
 - Para los Acuerdos de Interconexión con periodos anuales, se utilizará, como costo de energía para determinar el límite máximo de créditos (Balboas) a recibir por los clientes durante el periodo, el costo promedio semestral de compra en contratos de energía (Balboas/kWh) de la empresa distribuidora, utilizados en la actualización tarifaria semestral del primer semestre del año.
 - Si el resultado de esto presenta un monto de dinero, en Balboas, a favor de la empresa de distribución, el mismo se cobrará al cliente en la factura del mes corriente.

De existir créditos a favor del cliente una vez finalizado el periodo establecido en el Acuerdo de Interconexión, aplicará lo indicado en el Procedimiento para Autoconsumo

M) INSTALACIONES DE DISTRIBUCION

El nivel de Alta Tensión utilizado en esta empresa es de 115 kV.

Los voltajes nominales de distribución en Media Tensión utilizados en esta empresa son 34.5 kV, 13.2 kV, 11.5 kV, 4.16 kV y 2.4 kV.

En la ciudad de Panamá el voltaje de distribución es de 13.2 kV.

En las Áreas Revertidas del Canal de Panamá el voltaje de distribución es de 2.4 kV, 4.16 kV y 12 kV.





En el resto de la Distribuidora, el voltaje principal de distribución es 34.5 kV.

En algunos sitios se utilizan los siguientes voltajes:

- Panamá Oeste : 13.2 kV - Arraiján, Vacamonte, Chorrera, Capira y Coronado
- Coclé - Veraguas : 13.2 kV - Natá, Antón, Penonomé
- 4.16 kV - Soná, Parte de Santiago, Pocrí y Aguadulce
- Herrera -Los Santos: 13.2 kV - Las Tablas, Sabana Grande, Pesé, Los Pozos, Los Santos
- 4.16 kV - Parita, Monagrillo, La Arena, Chitré.





APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 36





APENDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

1 OPCIONES TARIFARIAS

- Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.
- Las empresas distribuidoras definirán las condiciones de medición de acuerdo a limitaciones de aplicación contenidas en la tarifa.
- La Distribuidora podrá realizar las mediciones y verificaciones que considere necesarias para comprobar que las características reales de consumo del cliente son consistentes con la tarifa con excepción de los clientes residenciales. Si éste no fuese el caso, la Distribuidora tiene la obligación de notificárselo con un mes de anticipación e indicarle las opciones que tiene, incluyendo la tarifa que se le aplicaría si no hubiera una elección por parte del cliente, además del cargo por conexión correspondiente.
- La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.
- En los casos de clientes nuevos a los que se haya asignado una tarifa con demanda, pero su demanda leída sea menor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esa manera, se le reclasificará y facturará con tarifa sin demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el RDC.
- Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de una vez en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50%) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.
- En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación, la factura será calculada con la aplicación de la tarifa que corresponda al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de medición (ejemplo, de BTD a BTH) y que por consiguiente no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, por lo que la empresa facturará de forma fraccionada con la tarifa que corresponda respectivamente. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción a la cantidad de días de consumo en cada una de las tarifas.
- La Distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente como mecanismo para bloquear o ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
- Las Distribuidoras pueden ofrecer y los clientes optar, por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas, y si correspondiese, las aprobará.

2 CONTRATO DE SUMINISTRO

El suministro de energía eléctrica a clientes finales se deberá realizar de acuerdo con el respectivo contrato de suministro.





3 PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

El punto de conexión entre las instalaciones de la Distribuidora y el cliente, (interconexión o punto de servicio o de entrega), delimita el punto frontera entre las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora, y las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad del cliente. Este punto de conexión deberá quedar definido en el contrato de suministro.

En general, el punto de conexión estará determinado como sigue:

- En edificaciones con una sola medición, del tipo directo, será: (i) los terminales de fuente de la caja del medidor para los medidores tipo “Socket”, y (ii) los terminales de fuente del medidor, para los medidores cuya conexión se ubique en la base del mismo,
- En edificaciones con una sola medición, del tipo indirecto, será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- En edificaciones con dos (2) o más medidores será el lado de suministro del interruptor principal o equivalente de la edificación.

Se permitirán excepciones a la regla general como sigue:

- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, la misma podrá ubicarse en los postes del servicio eléctrico, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación,
- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, cuando la misma consista de una medición múltiple en la edificación, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- La medición eléctrica también podrá ubicarse en el poste del servicio eléctrico más cercano a la edificación del cliente, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación

4 APLICACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

- APLICACIÓN DE LOS CARGOS

Facturación de Cargos Fijos:

El cargo fijo de cada categoría tarifaria se aplica a cada cliente independientemente que el cliente registre consumo o no.

Facturación de Energía:

Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios-hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la Distribuidora no haya medido el consumo del mes y este tuvo que ser estimado, la Distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente.

Para el caso de los clientes BTS se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

En el caso de los clientes BTD se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

Facturación de Demanda:





Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes. En el caso de las tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargo por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo).

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
 - i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas 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 de transmisión.
 - ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondiente a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los dos bloques fuera de punta.

En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de facturación en proporción a los días transcurridos con respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.

Tratamiento de las Facturaciones con Lecturas Estimadas

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pueda obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.





Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

Estimaciones:

- La estimación del consumo (kWh) deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- En caso de no contar con tres meses de lecturas reales, la estimación se basará en la información disponible.
- El consumo estimado del mes será utilizado para la facturación con una indicación de que la lectura es estimada. No obstante, esta lectura estimada se utilizará para el histórico de consumos.

Ajustes:

- En el mes que se realice la lectura real, la empresa distribuidora deberá calcular la diferencia entre esta lectura y la real anterior. A partir de esa energía total y la cantidad de días del periodo, calculará un consumo promedio diario (kWh por día) para todo el periodo.
- El valor calculado de consumo diario se utilizará para calcular el consumo mensual que se debió facturar en los meses estimados y el mes corriente que se va a facturar, multiplicando el consumo promedio diario por los días transcurridos en cada mes.
- Con el nuevo valor de consumo (kWh) calculado para cada mes del periodo se hace el cálculo del nuevo importe de facturación mensual (real) utilizando las tarifas y subsidios correspondientes a cada mes involucrado.
- Se calculará la diferencia entre el importe facturado durante los meses con lecturas estimadas y el nuevo importe para cada mes calculado utilizando la nueva estimación de energía. La sumatoria de las diferencias calculadas en el paso anterior corresponderá al Valor del Ajuste.

Facturación del Ajuste:

- En el mes corriente se facturará el valor que corresponda al consumo del mes, más el valor del ajuste que corresponda. En el caso de que el ajuste sea negativo se deberá dar el crédito en la factura al cliente.
- Si el importe final de la factura sobrepasa el diez por ciento (10%) del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa distribuidora cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente y esto deberá detallarse en la factura al cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lecturas reales fueron en octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, para este ejemplo, si el importe final de la factura es 30% mayor al importe facturado con lecturas reales, el excedente del 10%, es decir el 20% del valor facturado será dividido en tres (3) pagos mensuales y agregado a la factura de los tres (3) meses siguientes y el resto se facturará en abril.
- La empresa distribuidora deberá incluir en la factura del cliente todo el detalle del cálculo realizado para determinar el importe a pagar.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita.





- ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

Conforme a lo establecido en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2008 y sus modificaciones, los cargos tarifarios aprobados en este Pliego Tarifario se actualizarán cada seis meses.

La mencionada actualización tarifaria se realiza para ajustar los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público de acuerdo a las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Los cargos de transmisión, pérdidas en transmisión y generación se actualizan por las variaciones en los costos y ventas.

Además, el Régimen Tarifario establece el cargo mensual denominado "Variación por Combustible" (CVC), el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional. Este cargo se agrega a los cargos aplicados en la factura mensual de todos los clientes regulados de las empresas de distribución.

5 DEPÓSITOS EN GARANTÍA

La Distribuidora podrá solicitar a los clientes que se conecten por primera vez a partir de la vigencia del presente reglamento, un depósito que no podrá superar el valor de un (1) mes de consumo estimado, en ausencia de referencias de crédito o certificación de buen historial de pago. El mismo se calculará tomando en cuenta el estimado de consumo por los cargos vigentes de tarifa básica. La estimación de este consumo estará basada en un registro histórico del cliente, si este ha sido cliente de una distribuidora anteriormente. En el caso de que sea cliente por primera vez o no haya un registro histórico del consumo mensual del cliente, la estimación del consumo se establecerá basada en una entrevista o encuesta sobre los aparatos eléctricos que utilizará en el lugar donde se establecerá dicha cuenta.

La Distribuidora verificará el exceso o déficit en el monto del depósito solicitado, en función del promedio del costo de las tres (3) primeras facturas emitidas al cliente que tengan el mes completo facturado a partir de su conexión. Si resultaran saldos a favor del cliente, luego del ajuste, la suma deberá ser reembolsada dentro de los treinta (30) días siguientes. En los casos en que se requiera aumentar el depósito, la empresa incluirá la diferencia en la facturación mensual siguiente, incluyendo en la factura una notificación en este sentido.

La Distribuidora deberá reembolsar en efectivo, salvo otra disposición del cliente, el depósito de garantía cuando éste haya establecido un buen historial de pago con la empresa distribuidora, conforme a la definición contenida en el Título V denominado Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones. El reembolso deberá hacerse en un pago único y por la totalidad del depósito incluyendo los intereses correspondientes.

Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.

A solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.

Mientras la empresa distribuidora mantenga un depósito, deberá pagar semestralmente a los clientes que lo tengan, los intereses por el tiempo transcurrido calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores sobre depósitos a plazo fijo a seis meses en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior que estén disponibles, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del 1° de enero al 30 de junio y del 1° de julio al 31 de diciembre.





Las devoluciones de depósitos, ya sean las que pudiesen surgir producto de la adecuación del monto del depósito o cuando se compruebe que el cliente ha establecido un buen historial de pago, deberán ser reembolsadas en efectivo o acreditadas a su factura, si así lo dispone el cliente.

La empresa deberá notificarle de esta situación al cliente e indicarle que cuenta con treinta (30) días calendarios para informar si la devolución del depósito debe hacerse en efectivo o acreditarse a su cuenta. Vencidos los treinta (30) días sin que el cliente manifieste su opción, la empresa lo acreditará a favor del cliente en la siguiente facturación. La empresa distribuidora deberá establecer un plazo, el cual no puede exceder de treinta (30) días, para entregar en efectivo las sumas correspondientes a la devolución de los depósitos de garantía. Para las devoluciones en efectivo será necesario presentar solamente la cédula y/o la certificación de la representación legal de la sociedad. Las devoluciones de depósito que resulten de una terminación de contrato o cierre de cuenta deberán reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

No se le exigirá depósito de garantía a aquellos clientes con buena referencia de crédito o buen historial de pago, conforme se define en el Título V denominado Régimen de Suministro, que soliciten el suministro de energía eléctrica para otro inmueble o instalación.

La empresa distribuidora podrá solicitar un depósito de garantía nuevamente en el caso de que un cliente pierda o cambie su calidad de buen historial de pago en el transcurso de la relación comercial con la distribuidora. Para estos efectos la empresa distribuidora podrá incluir este depósito dentro de su facturación. Este depósito deberá ser devuelto al cliente una vez adquiera la calidad de buen historial de pago en los mismos términos indicados anteriormente, pero el término de un (1) año comenzará a contarse desde la fecha en que consignó el depósito.

La empresa distribuidora puede ejecutar el depósito de garantía y los intereses correspondientes, cuando rescinda un contrato de suministro y quede un saldo pendiente. Si del depósito de garantía queda un saldo a favor del cliente, este deberá reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

6 CARGOS POR RECONEXIÓN

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por mora o fraude comprobado conforme al procedimiento establecido por la ASEP, la Empresa Distribuidora tendrá derecho a cobrar un cargo por reconexión.

Clientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.16.51
Baja Tensión Simple por Bloque Horario	B/.16.51
Prepago	B/.16.51
Baja Tensión con Demanda	B/.71.08
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.71.08
Media Tensión con Demanda	B/.140.00
Media Tensión por Bloque Horario	B/.140.00
Alta Tensión con Demanda	B/.200.00
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.200.00

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio.

En el caso de mora, los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los sesenta (60) días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya suspendido el servicio y efectuado la reconexión.

[Handwritten signature]





7 CARGOS POR MOROSIDAD

La Distribuidora podrá cobrar intereses por saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura, sin que ésta haya sido pagada. Estos intereses serán calculados, solamente con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de los préstamos comerciales de empresas al por mayor a un (1) año en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

8 PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT

Los clientes en Media Tensión y Alta Tensión proveerán y mantendrán por su cuenta toda la estructura y equipo de transformación para convertir el voltaje del suministro de la distribuidora al voltaje requerido por el cliente. Igualmente deberán cumplir con las normas técnicas vigentes para conectar clientes de alta o media tensión a sus redes eléctricas.

9 FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.

En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este recargo es para cubrir todos gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.

10 ERRORES DE MEDICIÓN

Los errores de medición, lectura y/o inconsistencias de facturación pueden ser reclamados por el cliente ante la empresa distribuidora en un periodo no mayor de 60 días calendario, contados a partir de la fecha de emisión de su factura. Si el reclamo es realizado antes de la fecha de vencimiento de la factura cuestionada, el cliente puede abstenerse de pagar la porción de la factura hasta que el reclamo se haya resuelto.

La empresa distribuidora tendrá un plazo máximo de 15 días calendario para informar al cliente del resultado del reclamo y los procedimientos realizados para dilucidarlo. Vencido este plazo sin que la empresa distribuidora resuelva el reclamo, se entenderá a favor del cliente. La empresa distribuidora deberá notificar al cliente y dejar constancia de la fecha en que se le notificó la respuesta al reclamo.

En caso de que el cliente no esté de acuerdo con la decisión de la empresa distribuidora, cuenta con treinta (30) días calendario para presentar su reclamo ante la Autoridad conservando el cliente el derecho de abstenerse de pagar el monto en disputa hasta tanto la ASEP emita su decisión. En ningún caso se podrá cobrar intereses por mora de la porción dejada de pagar por reclamo. El tiempo que dure la empresa distribuidora y la ASEP en resolver el reclamo, tampoco será computado para efectos de justificar la suspensión del servicio por causa de mora.





En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la Distribuidora, la Distribuidora no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

En los casos en que por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

En los casos en que se determine que se facturó mayor energía y/o potencia de la consumida por el cliente, por fallas de lectura, fallas del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente, fallas administrativas de la Distribuidora, u otras causas no imputables al cliente, ésta deberá notificar al cliente de esta situación y devolver en efectivo la suma que corresponda, salvo otra disposición del cliente. En el caso de que el cliente aún no haya pagado dicho consumo se le acreditará en la siguiente facturación.

11 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

Todos los conflictos que se susciten entre la empresa distribuidora y los clientes con motivo de la interpretación o aplicación de las presentes condiciones de aplicación de las tarifas y que no se haya llegado a una resolución satisfactoria, serán resueltos por la ASEP, de acuerdo a la normativa vigente.

12 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.37 DEL 2001

En cumplimiento de la Ley No. 6 de 16 de junio de 1987 y sus modificaciones especialmente las establecidas en la Ley 37 del 10 de julio del 2001, los clientes residenciales jubilados, pensionados y de la tercera edad, recibirán un descuento de veinticinco por ciento (25%) en la facturación del consumo mensual de energía de entidad pública o privada, por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh), y se aplicará la tarifa normal al excedente a esta suma. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el cliente receptor del subsidio ha fallecido. En los casos de verificarse el fallecimiento del cliente, se suspenderá dicho descuento, en la siguiente facturación.

13 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.2 DE 1986

En cumplimiento de la Ley 2 de 20 de marzo de 1986, los clientes agropecuarios recibirán un descuento sobre su factura mensual de cinco por ciento (5%).

Para recibir ese descuento, el cliente agropecuario tendrá que presentar a la oficina regional de la Distribuidora, una Certificación del MIDA que establezca claramente que la actividad objeto del descuento efectivamente es de índole agropecuaria. No se otorgará este descuento a actividades agroindustriales ni industriales. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el suministro solicitado es para una actividad agropecuaria. En caso que la actividad agropecuaria esté combinada con otras actividades, ya sean residenciales, comerciales, agroindustriales u otras, el cliente deberá separar la actividad agropecuaria de los restantes estableciéndose un medidor independiente, y este se constituirá en el suministro objeto del subsidio.

14 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.9 DE 1988

En cumplimiento de la Ley 4 de 14 de febrero de 1984 y de la Ley 9 de 21 de septiembre de 1988, las sedes provinciales de los partidos políticos recibirán un descuento sobre su factura mensual de cincuenta por ciento (50%).

15 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.134 DE 2013

En cumplimiento de la Ley 134 de 31 diciembre de 2013, las personas con discapacidad recibirán un descuento sobre su consumo mensual de energía eléctrica de veinticinco por ciento (25%), por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh).





16 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.11 DE 1979

Exoneración a la Cruz Roja Nacional e Internacional cuando por necesidad preste servicios en el territorio nacional del pago del servicio de luz eléctrica.

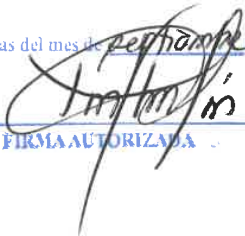
17 BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.15 DE 2001

Subsidio del consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad.

- El consumo básico de subsistencia corresponde a un consumo de hasta cien kilovatios hora (100 kWh) en un periodo de treinta días calendario.
- El monto del subsidio es hasta 20% del valor correspondiente. Según indica la propia Ley, lo anterior es sin perjuicio de los beneficios otorgados a los pensionados, jubilados y adultos mayores, en la Ley 6 de 1987.
- El aporte para cubrir este subsidio proviene de los clientes del sector eléctrico con consumos superiores a 500 kWh al mes, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de septiembre de 2023


FIRMA AUTORIZADA

