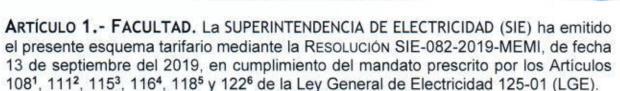
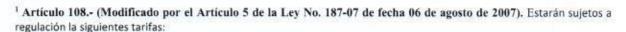
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

REGLAMENTO PARA LA FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE REFERENCIA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)

EMITIDO POR RESOLUCIÓN SIE-082-2019-MEMI, DE FECHA 13 DE SEPTIEMBRE DEL 2019

SECCIÓN 1 FUNDAMENTOS GENERALES





a) Tarifas aplicables a los suministros que efectúen las Empresas Distribuidoras a clientes que estén dentro de su Zona de Concesión, y que por el monto de su demanda no se encuentren en condiciones de suscribir contratos libres y competitivamente convenidos, o a aquellos clientes que no deseen hacerlo. En todo caso, esas personas serán consideradas como clientes de servicio público. El monto de las citadas tarifas será fijado mediante resoluciones dictadas por la Superintendencia de Electricidad;



b) Tarifas aplicables a otros servicios prestados por las Empresas Distribuidoras a los clientes o usuarios de servicio público de electricidad, con excepción de aquellos a los cuales, dadas sus características de competitividad, el Reglamento no los someta a regulación de precios;

c) Tarifas aplicables al uso de las instalaciones de transmisión y de distribución de electricidad, para el ejercicio del

² Artículo 111.- Las tarifas a usuarios de servicio público serán fijadas por La Superintendencia. Las mismas estarán compuestas del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente, referido a los puntos de conexión con las instalaciones de distribución más el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas tarifarias indexadas que representen una combinación de dichos valores.

³ Artículo 115.- El valor agregado de distribución se determinará cada cuatro (4) años, sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados. La estructura de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo. El nivel de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo. El valor agregado de distribución y los niveles de tarifas serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad.

⁴ Artículo 116.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo se calcularán por zona de distribución para sistemas modelos cuyas instalaciones estén eficientemente dimensionadas. La Superintendencia deberá incluir en las bases de los estudios tarifarios las zonas de distribución y las características del sistema modelo de distribución aplicables a cada zona.

⁵ **Artículo 118.-** Las tarifas definidas, establecidas por La Superintendencia tendrán el carácter de máximas, por componente, no pudiendo discriminarse entre usuarios en su aplicación. Las tarifas de cada servicio serán indexadas mediante su propia fórmula de indexación, la que se expresará en función de precios o índices publicados por el Banco Central de la República Dominicana. Las fórmulas de indexación deberán ser establecidas de forma que los factores de ponderación aplicados a los coeficientes de variación de dichos precios o índices sean representativos de las estructuras de costo de los sistemas modelo definidos para estos propósitos.

⁶ Artículo 122.- Si antes del término del período de vigencia de cuatro (4) años, se constituyera en concesión una nueva zona de distribución, La Superintendencia podrá efectuar los estudios tarifarios correspondientes. Las tarifas resultantes.

ARTÍCULO 2.- OBJETO. El presente "REGLAMENTO PARA LA FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE REFERENCIA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: (I) EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); (II) EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y, (III) EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)" establece para usuarios regulados servidos por las Empresas Distribuidoras, el esquema tarifario que será considerado de referencia durante el período comprendido entre XXXXX del 2019 y XXXXXX del 202X.

ARTÍCULO 3.- PARTES RESPONSABLES. Las disposiciones contenidas en el presente reglamento son de observancia obligatoria para las siguientes partes:

- A) EMPRESAS DISTRIBUIDORA EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR); EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE); Y EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE);
- B) UNIDADES DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD que intervienen en: (a) El cálculo, fijación y emisión de las tarifas; y, (b) La fiscalización por parte de la SIE de la aplicación y cumplimiento del presente Reglamento; las unidades SIE involucradas son las siguientes:
 - i) DIRECCIÓN DE REGULACIÓN;
 - ii) DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA;
 - iii) DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA;
 - iv) DIRECCIÓN LEGAL; y,
 - v) CONSEJO SIE.

ARTÍCULO 4.- CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS OPCIONES TARIFARIAS. Las opciones tarifarias, las cuales se especifican en el Artículo 5, estarán sujetas a las siguientes condiciones generales:

- Definición de Cliente en Baja Tensión. Es todo Cliente cuya conexión o empalme a la red de la Empresa Distribuidora se ejecute a una tensión inferior a 1,000 Volts;
- (2) <u>Definición de Cliente en Media Tensión.</u> Es todo Cliente cuya conexión o empalme a la red de la Empresa Distribuidora se ejecute a una tensión igual o inferior a 34.5 kV y superior o igual a 1,000 Volts;

Los consumos correspondientes a clientes de media tensión podrán ser medidos en baja tensión, aplicándose en este caso sobre los cargos por energía y potencias de la tarifa correspondiente, un recargo por pérdidas de transformación igual a un 1%.

incluidas sus fórmulas de indexación, serán fijadas por resolución de La Superintendencia. Esta fijación de tarifas tendrá validez hasta el término del período de cuatro (4) años de vigencia.

Podrán optar por cualquiera de las opciones de media tensión, los clientes cuyos suministros se efectúen a una tensión igual o inferior a 34.5 kV y superior o igual a 1,000 Volts, y que dependiendo del tipo de conexión, su potencia conectada sea igual o mayor a la requerida y especificada en el siguiente cuadro, para lo cual deberán contratar con la empresa distribuidora como mínimo de: (i) El 66.7% de su potencia conectada para suministros monofásico, sin que en ningún caso sea inferior a 10 KVA; y, (ii) El 60% de su potencia conectada para suministros trifásico, conforme se indicada en el siguiente cuadro:

RENGLÓN	TIPO DE SUMINISTRO	TIPO DE CONEXIÓN	POTENCIA CONECTADA (KVA) IGUAL O MAYOR:	POTENCIA A CONTRATAR (KVA MÍNIMA:	
1	MONOFÁSICO		15 (1x15)	10	
2	TRIFÁSICO	DELTA ABIERTA	30 (2x15)	18	
3	TRIFÁSICO	DELTA O ESTRELLA	45 (3x15)	27	

El Cliente podrá elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que se describen más adelante, de acuerdo con el nivel de tensión de su conexión o empalme a la red de la Empresa Distribuidora, y sujeto a las limitaciones establecidas en cada caso en el presente Reglamento y la normativa vigente;

La Empresa Distribuidora estará obligada a aceptar la opción que elija el Cliente de acuerdo al nivel de tensión de su conexión o empalme a la red de la Empresa Distribuidora, y sujeto a las limitaciones establecidas para cada opción tarifaria en el presente Reglamento y la normativa vigente.

ARTÍCULO 5.- OPCIONES TARIFARIAS. El esquema tarifario que será aplicado mantiene vigente las opciones tarifarias actuales.

5.1 OPCIONES TARIFARIAS EN BAJA TENSIÓN:

- Tarifa BTS-1: Baja Tensión Simple 1.
- Tarifa BTS-2: Baja Tensión Simple 2.
- Tarifa BTD: Baja Tensión con Demanda Máxima de Potencia.
- Tarifa BTH: Baja Tensión con Demanda Horaria.

5.2 OPCIONES TARIFARIAS EN MEDIA TENSIÓN:

- Tarifa MTD-1: Media Tensión con Demanda 1.
- Tarifa MTD-2: Media Tensión con Demanda 2.
- Tarifa MTH: Media Tensión con Demanda Horaria.

5.3 ESPECIFICACIONES OPCIONES TARIFARIAS EN BAJA TENSIÓN:

A) Tarifa BTS-1: Baja Tensión Simple - 1.

Esta tarifa se aplicará a los suministros en baja tensión que destinen la energía para uso exclusivamente residencial-domiciliario, y cuya demanda de potencia



no exceda los 10 (diez) kilovatios (KW). Para los fines del presente Reglamento, se entiende que la energía es utilizada exclusivamente para uso residencial—domiciliario, cuando va destinada a satisfacer necesidades de suministro eléctrico de viviendas cuyos usuarios presenten vocación habitacional permanente (distinto al carácter transitorio o accidental propio de usuarios de habitaciones de hoteles, aparta-hoteles, moteles y otros lugares de residencia temporal).

La estructura de la Tarifa BTS-1 comprende los dos (2) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo del mes es nulo; y,
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilowatts-hora de energía consumida en el mes, por su precio unitario.

B) Tarifa BTS-2: Baja Tensión Simple - 2.

Esta tarifa se aplicará a los suministros en baja tensión generales (no residenciales), cuya demanda de potencia no exceda los 10 (diez) kilovatios (KW).

La estructura de la Tarifa BTS-2 comprende los dos (2) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo del mes es nulo; y,
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilowatts-hora de energía consumida en el mes, por su precio unitario.

C) Tarifa BTD: Baja Tensión con Demanda Máxima de Potencia.

Esta opción tarifaria puede ser elegida libremente por todo usuario en baja tensión cuyo consumo se destine a cualquier uso, incluido el residencial-domiciliario.

La estructura de la tarifa BTD comprende los tres (3) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo de energía del mes sea nulo;
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilovatios-hora de energía consumida en el mes por su precio unitario;
- (iii) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;

- Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt, por su precio unitario;
- c) Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;
- d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;
- e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia.

D) Tarifa BTH: Baja Tensión con Demanda Horaria.

Esta opción tarifaria puede ser elegida libremente por todo usuario en baja tensión, cuyo consumo se destine a cualquier uso, y con demanda de potencia igual o mayor a 10 KW.

La estructura de la tarifa BTH comprende cuatro (4) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo de energía del mes sea nulo;
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilovatios-hora de energía consumida en el mes por su precio unitario;
- (iii) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada en Hora de Punta, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;
 - b) Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt en hora de punta, por su precio unitario;
 - c) Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;
 - d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;

- e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia
- (iv) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada Fuera de Hora de Punta, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;
 - Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt fuera de hora de punta, por su precio unitario:
 - c) Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;
 - d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;
 - e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia.

5.4 ESPECIFICACIONES OPCIONES TARIFARIAS EN MEDIA TENSIÓN:

A) Tarifa MTD-1: Media Tensión con Demanda - 1.

Los criterios que deberá cumplir todo usuario regulado para poder optar por la tarifa regulada MTD-1, según se indica a continuación:

- Interconexión en redes de Media Tensión (voltaje inferior o igual a 34.5 kV y superior o igual a 1.000 Volts);
- Potencia conectada igual o mayor de 15 KVA para suministro monofásicos; 30 KVA para suministro trifásico en Delta Abierta, y 45 KVA para suministros trifásicos en Delta o Estrella;
- Contratar con la Empresa de Distribución como mínimo el 66.7% de su potencia conectada para suministros monofásico (sin que en ningún caso sea inferior a 10 KVA), y el 60% de su potencia conectada para suministros trifásico; y,
- iv. Utilizar la energía eléctrica para todo tipo de actividad (residencial, comercial, etcétera), exceptuando la actividad industrial debidamente certificada.



La estructura de la tarifa MTD-1 comprende los tres (3) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo de energía del mes sea nulo;
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilovatios-hora de energía consumida en el mes por su precio unitario;
- (iii) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;
 - Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt, por su precio unitario;
 - Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;
 - d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;
 - e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia.

B) Tarifa MTD-2: Media Tensión con Demanda - 2.

Los criterios que deberá cumplir todo usuario regulado para poder optar por la tarifa regulada MTD-2, según se indica a continuación:

- Interconexión en redes de Media Tensión (voltaje inferior o igual a 34.5 kV y superior o igual a 1.000 Volts);
- Potencia conectada igual o mayor de 15 KVA para suministro monofásicos; 30 KVA para suministro trifásico en Delta Abierta, y 45 KVA para suministros trifásicos en Delta o Estrella;
- iii. Contratar con la Empresa de Distribución como mínimo el 66.7% de su potencia conectada para suministros monofásico (sin que en ningún caso sea inferior a 10 KVA), y el 60% de su potencia conectada para suministros trifásico;
- iv. Estar certificado oficialmente como perteneciente al Sector Industrial o de Zona Franca; y,



v. En el caso de usuarios que utilicen la energía eléctrica simultáneamente en actividades industriales o de otra índole en el mismo punto de suministro, destinar como mínimo el 60% de la demanda eléctrica a una actividad puramente industrial, o de transformación de materia prima.

La estructura de la tarifa MTD-2 comprende los tres (3) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo de energía del mes sea nulo;
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilovatios-hora de energía consumida en el mes por su precio unitario;
- (iii) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;
 - Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt, por su precio unitario;
 - c) Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;
 - d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;
 - e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia.

C) Tarifa MTH: Media Tensión con Demanda Horaria.

Los criterios que deberá cumplir todo usuario regulado para poder optar por la tarifa regulada MTH, según se indica a continuación:

- Interconexión en redes de Media Tensión (voltaje inferior o igual a 34.5 kV y superior o igual a 1.000 Volts);
- Potencia conectada igual o mayor de 15 KVA para suministro monofásicos; 30 KVA para suministro trifásico en Delta Abierta, y 45 KVA para suministros trifásicos en Delta o Estrella;



Contratar con la Empresa de Distribución como mínimo el 66.7% de su potencia conectada para suministros monofásico (sin que en ningún caso sea inferior a 10 KVA), y el 60% de su potencia conectada para suministros trifásico;

La estructura de la tarifa MTH comprende cuatro (4) cargos que se indican más abajo, los cuales se sumarán en la factura del Cliente:

- (i) <u>Cargo Fijo Mensual</u>, el cual se facturará incluso si el consumo de energía del mes sea nulo;
- (ii) <u>Cargo por Energía</u>, el cual se obtendrá multiplicando los kilovatios-hora de energía consumida en el mes por su precio unitario;
- (iii) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada en Hora de Punta, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;
 - b) Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt en hora de punta, por su precio unitario;
 - c) Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;
 - d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;
 - e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia
- (iv) Cargo por Demanda Máxima de Potencia o por Potencia Contratada Fuera de Hora de Punta, para el cual aplicarán las siguientes condiciones:
 - a) El suministro deberá tener instalado: (i) Un medidor de energía y demanda máxima; o, (ii) Un medidor simple de energía, acorde con la potencia contratada;
 - Este cargo se obtendrá multiplicando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia del Cliente en kilowatt fuera de hora de punta, por su precio unitario;
 - c) Por demanda máxima de un mes se entenderá: el valor más alto de las demandas integradas en el medidor en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes;

- d) Demanda máxima de potencia a facturar mensual: (i) En caso de tener instalado un medidor de energía y demanda máxima, la demanda máxima a facturar será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.; (ii) En caso de tener instalado un medidor simple de energía, la demanda máxima a facturar será igual a la potencia contratada;
- e) Recargo por factor bajo de potencia medio mensual: En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre los cargos de energía y potencia.





SECCIÓN 2

FÓRMULAS DE CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS TARIFARIOS

ARTÍCULO 6.- FÓRMULAS DE CÁLCULO DEL PLIEGO TARIFARIO TRIMESTRAL.

Las fórmulas que se utilizan para el cálculo de cada uno de los parámetros tarifarios de las distintas categorías tarifarias se describirán a continuación. Luego de calcularse los parámetros tarifarios aplicando estas fórmulas, deberán afectarse por los recargos por alumbrado público e incobrabilidad.

6.1 OPCIONES TARIFARIAS EN BAJA TENSIÓN:

- 6.1.1 Tarifa BTS-1 y Tarifa BTS-2: Baja Tensión Simple 1 y Baja Tensión Simple- 2.
- a) Cargo Fijo Mensual:

CFBTS = CFBTS-0 X FACFBTS X FINC-AP

b) Cargo por Energía:

CEBTS = (CeBTS + CpBTS + CtBTS+ CDBTS) x FINC-AP

Donde:

Cebts = Pe x FEPEBT x FEPEMT x FEPETR

 $Cp_{BTS} = (Pp \times FEP_{P}^{BT} \times FEP_{P}^{MT} \times FEP_{D}^{TR}) / NHU_{BTS-C}$

 $Ct_{BTS} = (Pt \times FEP_P^{BT} \times FEP_P^{MT} \times FEP_D^{TR}) / NHU_{BTS-C}$

 $CD_{BTS} = (VAD TR_0 \times FA_{VAD-TR} \times FEP_P^{MT} \times FEP_P^{BT} + VAD MT_0 \times FA_{VAD-MT} \times FEP_P^{BT} + VAD BT_0 \times FA_{VAD-BT}) / NHU_{BTS-D}$

6.1.2 Tarifa BTD: Baja Tensión con Demanda Máxima de Potencia.

a) Cargo Fijo Mensual:

CFBTD = CFBTD-0 x FACFBTD x FINC-AP

b) Cargo por Energía:

 $CE_{BTD} = Pe \times FEP_{E}^{BT} \times FEP_{E}^{MT} \times FEP_{E}^{TR} \times F_{INC-AP}$

c) Cargo por Potencia:





 $CP_{BTD} = (Cp_{BTD} + Ct_{BTD} + CD_{BTD}) \times F_{INC-AP}$

Donde:

CpBTD = Pp x FEPpBT x FEPpMT x FEPpTR x FCcBTD

CtBTD = Pt x FEPPBT x FEPPMT x FEPDTR x FCCBTD

CD_{BTD} = (VAD TR₀ x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} x FEP_P^{BT} +VAD MT₀ x FA_{VAD-MT} x FEP_P^{BT} + VAD BT₀ x FA_{VAD-BT}) x FC_D^{BTD}

6.1.3 Tarifa BTH: Baja Tensión con Demanda Horaria.

a) Cargo Fijo Mensual:

CFBTH = CFBTH-0 X FACFBTH X FINC-AP

b) Cargo por Energía:

 $CE_{BTH} = Pe \times FEP_{E}^{BT} \times FEP_{E}^{MT} \times FEP_{E}^{TR} \times F_{INC-AP}$

c) Cargo por Potencia en Horas de Punta:

CPBTH-HP = (CPBTH-HP + CTBTH-HP + CDBTH-HP) x FINC-AP

Donde:

 $Cp_{BTH-HP} = Pp \times FEP_p^{BT} \times FEP_p^{MT} \times FEP_p^{TR} \times FC_C^{BTH-HP}$

Ct_{BTH-HP} = Pt x FEP_P^{BT} x FEP_P^{MT} x FEP_p^{TR} x FC_C^{BTH-HP}

 $CD_{BTH-HP} = (VAD TR_0 x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} x FEP_P^{BT} + VAD MT_0 x FA_{VAD-MT} x FEP_P^{BT} + VAD BT_0 x FA_{VAD-BT}) x FC_D^{BTH-HP}$

d) Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta:

 $\mathsf{CP}_{\mathsf{BTH}}{}^{\mathsf{HFP}} = \underbrace{ (\mathsf{VAD} \ \mathsf{TR}_0 \ \mathsf{x} \ \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-TR}} \ \mathsf{x} \ \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{MT}} \ \mathsf{x} \ \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{BT}} \ + \mathsf{VAD} \ \mathsf{MT}_0 \ \mathsf{x} \ \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-MT}} \ \mathsf{x} \ \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{BT}} \ + \mathsf{VAD} }_{\mathsf{BT}_0 \ \mathsf{x} \ \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-BT}}) \ \mathsf{x} \ \mathsf{FC_D}^{\mathsf{BTH-HFP}} \ \mathsf{x} \ \mathsf{F}_{\mathsf{INC-AP}}$



6.2 OPCIONES TARIFARIAS EN MEDIA TENSIÓN:

6.2.1 Tarifa MTD-1 y Tarifa MTD-2: Media Tensión con Demanda – 1 y Media Tensión con Demanda – 2.

a) Cargo Fijo Mensual:

CFMTD = CFMTD-0 X FACEMTD X FINC-AP

b) Cargo por Energía:

CEMTD = Pe x FEPEMT x FEPETR x FINCAP

c) Cargo por Potencia:

 $CP_{MTD} = (Cp_{MTD} + Ct_{MTD} + CD_{MTD}) \times F_{INC-AP}$

Donde:

CpMTD = Pp x FEPPMT x FEPpTR x FCcMTD

 $Ct_{MTD} = Pt \times FEP_P^{MT} \times FEP_D^{TR} \times FC_C^{MTD}$

CD_{MTD} = (VAD TR₀ x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} +VAD MT₀) x FC_D^{MTD}



6.2.2 Tarifa MTH: Media Tensión con Demanda Horaria.

a) Cargo Fijo Mensual:

CFMTH = CFMTH-0 x FACFMTH x FINC-AP

b) Cargo por Energía:

 $CE_{MTH} = Pe \times FEP_{E}^{MT} \times FEP_{E}^{TR} \times F_{INC-AP}$

c) Cargo por Potencia en Horas de Punta:

 $CP_{MTH-HP} = (Cp_{MTH-HP} + Ct_{MTH-HP} + CD_{MTH-HP}) x F_{INC-AP}$

Donde:

CpMTH-HP = Pp x FEPPMT x FEPTR x FCCMTH-HP

 $Ct_{MTH-HP} = Pt \times FEP_P^{MT} \times FEP_P^{TR} \times FC_C^{MTH-HP}$

CD_{MTH-HP} = (VAD TR₀ x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} +VAD MT₀) x FC_D^{MTH-HP}

d) Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta:

CPMTHHFF = (VAD TR₀ x FAVAD-TR x FEP_PMT +VAD MT₀ x FAVAD-MT) x FC_DMTH-HFF x F_{INC-AP}

6.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO:

Los parámetros a utilizar en las fórmulas tarifarias se describen a continuación:

CFBTS-0: cargo fijo base de las Tarifas BTS-1 y BTS-2.

FACERTS: factor de actualización del cargo fijo de las Tarifas BTS-1 y BTS-2, para el

trimestre "t".

FINC-AP: factor de incobrabilidad y aporte al alumbrado público.

Pe: precio de compra de la energía para el trimestre "t". FEPEBT: factor de expansión de pérdidas de energía en BT. FEPEMT: factor de expansión de pérdidas de energía en MT.

FEPETR: factor de expansión de pérdidas de energía en transformación.

Pp: precio de compra de la potencia para el trimestre "t". FEPPBT: factor de expansión de pérdidas de potencia en BT. FEPPMT: factor de expansión de pérdidas de potencia en MT.

FEPPTR: factor de expansión de pérdidas de potencia en transformación.

Pt: costo unitario de transporte para el trimestre "t".

VAD TRo: VAD base de transformación.

FAVAD-TR: factor de actualización del VAD de transformación, para el trimestre "t".

VAD MTo: VAD base de MT.

FAVAD-MT: factor de actualización del VAD de MT, para el trimestre "t".

VAD BT₀: VAD base de BT.

FAVAD-BT: factor de actualización del VAD de BT, para el trimestre "t".

NHUBTS-C: número de horas de uso de las Tarifas BTS-1 y BTS-2. NHUBTS-D: número de horas de uso de las Tarifas BTS-1 y BTS-2.

CFBTD-0: cargo fijo base de la Tarifa BTD.

FACEBED: factor de actualización del cargo fijo de la Tarifa BTD, para el trimestre "t".

FCcBTD: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa BTD con

la demanda máxima de compra.

FCDBTD: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa BTD con

la demanda máxima de distribución.

CFBTH-0: cargo fijo base de la Tarifa BTH.

FACFBTH: factor de actualización del cargo fijo de la Tarifa BTH, para el trimestre "t" FCcBTH-HP: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa BTH con la demanda máxima de compra en horas de punta.

FC_DBTH-HP: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa BTH con la demanda máxima de distribución en horas de punta.

FC_DBTH-HFP: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa BTH con la demanda máxima de distribución en horas fuera de punta.

CF_{MTD-0}: cargo fijo base de la Tarifas MTD-1 y MTD-2.

FACEMTD: factor de actualización del cargo fijo de la Tarifas MTD-1 y MTD-2, para el trimestre "t"

FCc^{MTD}: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifas MTD-1 y MTD-2 con la demanda máxima de compra.

FC_DMTD: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifas MTD-1 y MTD-2 con la demanda máxima de distribución.

CF_{MTH-0}: cargo fijo base de la Tarifa MTH.

FACEMTH: factor de actualización del cargo fijo de la Tarifa MTH, para el trimestre "t"

FCcMTH-HP: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa MTH con la demanda máxima de compra en horas de punta.

FC_DMTH-HP: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa MTH con la demanda máxima de distribución en horas de punta.

FC_DMTH-HFP: factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la Tarifa MTH con la demanda máxima de distribución en horas fuera de punta.

ARTÍCULO 7.- NIVEL DE COBRANZAS Y RECARGO PARA ALUMBRADO PÚBLICO. Para la determinación de los cargos fijos y del VAD, se considera un nivel de cobrabilidad del 97.4% y se incorpora el recargo del 3% para pagar a las municipalidades por concepto del servicio de alumbrado público. De esta manera, los cargos fijos, cargos por energía y cargos por potencia ajustados por incobrabilidad y contribución a las municipalidades por Alumbrado Público (PTaj I-AP) se calculan con la siguiente expresión:

$$PT_{aj\ I-AP} = \frac{PT}{(1 - \%AP)\ x\ CB\%} = PT\ x\ F_{INC-AP}$$

Siendo:

$$F_{INC-AP} = \frac{1}{(1 - \%AP) \times CB\%}$$

Donde:

PT: es el parámetro tarifario (cargo fijo, por energía o por potencia) sin ajustar.

FINCAP: es el factor de ajuste por incobrabilidad y contribución para alumbrado público.

%AP: recargo del 3% establecido por el Art. 134 de la LGE para pagar el cargo a las municipalidades por el servicio de Alumbrado Público.

CB%: es el nivel de cobranzas, equivalente a 97.4%.

ARTÍCULO 8.- ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS Y DEL VAD.

La fórmula general planteada para obtener el costo actualizado al trimestre "t" que comienza el mes "n" (Costot), a partir del costo base utilizado para el cálculo (Costot), es la siguiente:

$$Costo_{t} = Costo_{0} \times \left[\alpha.\frac{IPC_{n-2}}{IPC_{0}} + \left(\beta.\frac{CPI_{n-2}}{CPI_{0}} + \gamma.\frac{PCu_{n-2}}{PCu_{0}} + \delta.\frac{PAI_{n-2}}{PAI_{0}} + \varepsilon.\frac{PFe_{n-2}}{PFe_{0}}\right) \times \frac{TC_{n-2}}{TC_{0}}\right] \times \left(\frac{1 - TI_{n}}{1 - TI_{0}}\right)^{\mathsf{T}}$$

Donde:

IPC:

Subíndice "n": indica el mes inicial del trimestre para el que se quiere actualizar el cargo.

Subíndice "n-2": indica el segundo mes anterior al inicial del trimestre para el que se quiere actualizar el cargo.

Subíndice "0": indica el mes base de referencia para la actualización. (segundo mes anterior al de la fecha de referencia del estudio, es decir octubre de 2014)

Índice de Precios al Consumidor Nacional, Serie Mensual, 1984-2018,

publicado por el BCRD (Base diciembre 2010=100).

CPI: Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U): U.S. city average,

by expenditure category, publicado por el US Department of Labor -

Bureau of Labor Statistics de USA.

PCu: es el precio mensual del cobre publicado en el sitio web

http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Monthly prices" en la columna "Cooper" en dólares por tonelada métrica. Fuente:World Bank

Commodity Price Data (The Pink Sheet), o lo que le sustituya.

PAI: es el precio mensual del aluminio publicado en el sitio web

http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Monthly prices" en la columna "Aluminum" en dólares por tonelada métrica. Fuente:World

Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet), o lo que le sustituya.

PFe: es el precio mensual del hierro publicado en el sitio web

http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Monthly prices" en la columna "Iron ore, cfr spot" en dólares por tonelada métrica. Fuente:World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet), o lo que le

sustituya.

TC: es la Tasa de Cambio del dólar de Agentes de Cambio, Promedio Mensual

publicada por el BCRD. Promedio simple de los valores de compra y venta.

TI: es la tasa vigente del impuesto a la renta. El valor base en diciembre de 2017

era 27%.

Valores de los índices base

Los valores de todos los índices de precios propuestos al mes base corresponde al mes de octubre de 2017, y se presentan en la tabla siguiente.

Índices de Precios	IPC	CPI	PCu	PAI	PFe	тс	П
Oct 2017 (base)	125.950	246.663	6807.600	2131.490	61.660	47.941	27%

Los coeficientes α , β , γ , δ , ϵ y, τ son los ponderadores de la variación de cada uno de los índices utilizados. Los valores considerados para cada empresa se presentan en las tablas siguientes.

Coeficientes de la fórmula de ajuste - EDESUR						
Costo fijo o del VAD	α	β	γ	δ	ε	τ
CFBTS	0.887	0.113	0.000	0.000	0.000	-0.063
СГато-атн	0.922	0.078	0.000	0.000	0.000	-0.044
СЕмтр-мтн	0.961	0.039	0.000	0.000	0.000	-0.064
VADBT	0.737	0.092	0.087	0.004	0.080	-0.51
VADMT	0.665	0.071	0.132	0.099	0.033	-0.570
VADTR	0.692	0.052	0.128	0.000	0.128	-0.564

Coeficientes de la fórmula de ajuste - EDENORTE						
Costo fijo o del VAD	α	β	γ	δ	8	τ
CF_{BTS}	0.902	0.098	0.000	0.000	0.000	-0.055
CF _{BTD-BTH}	0.933	0.067	0.000	0.000	0.000	-0.038
CF _{MTD-MTH}	0.975	0.025	0.000	0.000	0.000	-0.053
VADBT	0.753	0.102	0.073	0.002	0.070	-0.483
VADMT	0.675	0.052	0.137	0.110	0.026	-0.552
VADTR	0.694	0.050	0.128	0.000	0.128	-0.559

Coeficientes de la fórmula de ajuste - EDEESTE						
Costo fijo o del VAD	α	β	Y	δ	ε	τ
CFBTS	0.895	0.105	0.000	0.000	0.000	-0.058
СБвто-втн	0.928	0.072	0.000	0.000	0.000	-0.040
СЕмто-мтн	0.961	0.039	0.000	0.000	0.000	-0.064
VADBT	0.753	0.108	0.071	0.003	0.065	-0.454
VADMT	0.661	0.069	0.135	0.106	0.029	-0.562
VADTR	0.691	0.051	0.129	0.000	0.129	-0.580

ÁRTÍCULO 9.- COSTOS FIJOS Y DEL VAD, FACTORES DE PÉRDIDAS, PARÁMETROS DE CONSUMO Y PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Los valores de Costos Fijos, VAD y Factores de Pérdidas se presentan en las tablas siguiente.

Cargo del VAD		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
CF _{BTS}	RD\$/Cliente-mes	40.17	32.26	36.74
CF _{BTD-BTH}	RD\$/Cliente-mes	64.62	51.35	58.56
CF _{MTD-MTH}	RD\$/Cliente-mes	71.39	69.09	65.20
VAD BT	RD\$/kW-mes	882.27	1,011.94	628.33
VAD MT	RD\$/kW-mes	239.05	354.06	482.56
VAD TR	RD\$/kW-mes	58.60	91.38	101.86

Cargo del VAD	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
FEP _E BT	1.135	1.104	1.130
FEP _P BT	1.096	1.090	1.162
FEPEMT	1.084	1.059	1.083
FEP _P MT	1.086	1.076	1.100
FEPETR	1.043	1.033	1.000
FEP _P TR	1.043	1.034	1.000

Parámetro	de consumo	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	
NHU _{BTS-C}	Horas-mes	715	715	715	
NHU _{BTS-D}	Horas-mes	550	550	550	
FCCBTD		0.500	0.783	0.695	
FC _C BTH-HP		0.608	0.951	0.844	
FC _C MTD		0.468	0.808	0.680	
FC _C MTH-HP		0.468	0.808	0.680	
FC _D BTD		0.750	0.750	0.750	
FC _D BTH-HP		0.750	0.750	0.750	
FCDBTH-FHP		0.500	0.500	0.500	
FCDMTD		0.650	0.650	0.650	
FCDMTH-HP		0.850	0.850	0.850	
CDMTH-FHP		0.500	0.500	0.500	

ARTÍCULO 10.- ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA.

La fórmula de actualización trimestral de los precios de compra de energía y potencia de cada EDE para el trimestre "n" (t) que comprende los meses "n", "n+1" y "n+2" serán las siguientes.

10.1 PRECIO DE LA ENERGÍA PARA EL TRIMESTRE "t":

$$Pe_{t} = \frac{(\sum_{n=4}^{n-2} Ces_{i} + \sum_{n=4}^{n-2} Cec_{i} + \sum_{n=4}^{n-2} CDF_{i} + \sum_{n=4}^{n-2} ARO_{i})}{\sum_{n=4}^{n-2} E_{i}}$$

Donde:

Subíndice "t": Trimestre que comienza el mes "n".

Cesi: Costo total de la energía adquirida en el mercado spot, el mes "i" del trimestre

que comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

Ceci: Costo total de la energía adquirida por contratos, el mes "i" del trimestre que

comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

CDFi: Costo de las compensaciones por despacho forzado, el mes "i" del trimestre

que comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

AROi: Costo de los aportes a las instituciones regulatorias y de operación del mercado.

el mes "i" del trimestre que comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

Ei: Energía total adquirida el mes "i" del trimestre que comprende los meses "n-4",

"n-3" y "n-2".

10.2 PRECIO DE LA POTENCIA PARA EL TRIMESTRE "t":

$$Pp_{t} = \frac{\left(\sum_{n=4}^{n-2} Cps_{i} + \sum_{n=4}^{n-2} Cpc_{i}\right)}{\sum_{n=4}^{n-2} P_{i}}$$

Donde:

Subíndice "t": Trimestre que comienza el mes "n".

Cpsi: Costo total de la potencia adquirida en el mercado spot, el mes "i" del trimestre

que comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

Costo total de la potencia adquirida por contratos, el mes "i" del trimestre que

comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

Pi: Potencia total adquirida el mes "i" del trimestre que comprende los meses "n-4",

"n-3" y "n-2".

10.3 PRECIO DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN PARA EL TRIMESTRE "t":

$$Pt_{t} = \frac{\left(\sum_{n=4}^{n-2} Ct_{i}\right)}{\sum_{n=4}^{n-2} P_{i}}$$

Donde:

Subíndice "t": Trimestre que comienza el mes "n".

Cti: Costo total del peaje de transmisión, pagado el mes "i" del trimestre que

comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2".

Pi: Potencia total adquirida el mes "i" del trimestre que comprende los meses "n-4",

"n-3" y "n-2".



SECCIÓN 3 PROCEDIMIENTO PARA LA ACTUALIZACIÓN TRIMESTRAL DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

ARTÍCULO 11.- El procedimiento para efectuar la actualización trimestral de las tarifas de distribución es el siguiente:

- 1. Actualización de los cargos fijos y del VAD
- 2. Actualización de los costos de compra de energía, potencia y transporte
- 3. Cálculo de los cuadros tarifarios actualizados

11.1 ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS FIJOS Y DEL VAD

Para actualizar los cargos fijos y los del VAD en el trimestre "t", que comienza el mes "n", se debe aplicar la fórmula presentada en el Artículo 8 del presente Reglamento, considerando los indicadores de precios base (con el subíndice "0") y los correspondientes al mes "n-2". Deben actualizarse los tres (3) cargos fijos y los tres (3) VAD de cada una de las Empresas Distribuidoras.

11.2 ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA, POTENCIA Y TRANSPORTE

La actualización de los precios de compra de energía, potencia y peaje de transporte a utilizar para calcular las tarifas el trimestre "t", que comienza el mes "n", se deben utilizar las fórmulas presentadas en el Artículo 10 del presente Reglamento, utilizando la información de costos de compra y de valores físicos de la energía, la potencia y el peaje de transporte, correspondientes al trimestre que comprende los meses "n-4", "n-3" y "n-2". Estos valores serán los que disponga las SIE o les sea remitido por el operador del mercado.

Esta actualización determinará los valores del precio de la energía (Pet), del precio de la potencia (Ppt) y del peaje de transmisión (Ptt) que se aplicarán para el cálculo de las tarifas el trimestre "t".

11.3 CÁLCULO DE LOS CUADROS TARIFARIOS ACTUALIZADOS

Una vez actualizados los cargos fijos y del VAD para el trimestre "t" (CFBTS-t, CFBTD-t, CFBTH-t, CFMTH-t, VAD BTt, VAD MTt y VAD TRt), y los costos de compra de la energía, la potencia y el peaje de transporte para el trimestre "t" (Pet, Ppt, Ptt); y considerando los factores de pérdidas y parámetros de consumo (FEP, NHU, FCC y FCO) establecidos en el Artículo 9 del presente Reglamento como fijos, se calculan los parámetros del cuadro tarifario aplicando las fórmulas detalladas en el Artículo 6 del presente Reglamento.





Superintendencia de Electricidad

Estudio Tarifario Complementario al de Determinación de la Tarifa Técnica para las Empresas de Distribuidoras

Informe Técnico

Valor Agregado de Distribución de Referencia Febrero de 2019



Superintendencia de Electricidad

Estudio Tarifario Complementario al de Determinación de la Tarifa Técnica para las Empresas de Distribuidoras

Informe Técnico

Valor Agregado de Distribución de Referencia Febrero de 2019

Preparado por:



BA Energy Solutions
Cerrito 382 Piso 2
C1010AAH
Ciudad de Buenos Aires
Argentina
Tel: +5411 5776 1200
Fax: +5411 5776 1201
www.baenergysolutions.com
Versión Final



INDICE

1.	INT	RODUCCIÓN 1-1
	1.1	Tarifas de Referencia resultantes1-1
	1.2	Comparación internacional de las Tarifas de Referencia1-2
	1.3	Actualización de las Tarifas de Referencia a Febrero de 20191-6
	1.4	Glosario y definiciones1-7
2.	CÁL	CULO DEL VAD DE REFERENCIA 2-1
	2.1	Estructura de costos de la Tarifa Técnica2-1
	2.2	Incorporación de los parámetros definidos en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico2-2
	2.3	Estructura de Gastos de la Tarifa de Referencia para cada EDE2-13
	2.4	Análisis comparativo de los Gastos Operativos reconocidos en las Tarifas de Referencia
3.	PRO	PUESTA DE ESTRUCTURA TARIFARIA 3-20
	3.1	Características de la Estructura Tarifaria de Referencia3-20
	3.2	Determinación de los parámetros tarifarios3-21
4.	PRO	PUESTA DE ACTUALIZACIÓN TRIMESTRAL 4-1
	4.1	Actualización de los costos fijos y del VAD de referncia4-1
	4.2	Actualización de los costos de compra de energía y potencia4-2
	4.3	Procedimiento para la actualización de las tarifas de distribución4-4
	4.4	Ejemplo de la actualización de los Cargos Fijos y del VAD, y costos de compra4-5
	4.5	Cuadros Tarifarios de Referencia – Actualizados al trimestre octubre-diciembre de 20184-9
	4.6	Comparación de las Tarifas de Referencia con las vigentes a octubre de 20184-9
5.	ACTU	JALIZACIÓN DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA A RERO DE 2019
	5.1	Precios de compra de las EDEs durante el año 20185-1
	5.2	Valores de los índices (base y Diciembre de 2018) y factores de actualización para el mes de Febrero de 20195-1
	5.3	Actualización de los precios de compra5-1
	5.4	Cuadros Tarifarios de Referencia Actualizados al mes de febrero de 20195-3
	5.5	Comparación de las Tarifas de Referencia con las vigentes a Febrero de 2019



INDICE...

ANEXOS

ANEXO A: FUENTES DEL BENCHMARKING INTERNACIONAL

Índice de tablas

Tabla 1-1: Empresas distribuidoras que participan en la comparación internacional de VAD y pérdidas de energía
Tabla 2-1: Cargos del VAD según la Tarifa Técnica para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2014
Tabla 2-2: Actualización de los cargos del VAD para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2017
2-2
Tabla 2-3: Factores de racionamiento para las EDEs considerados en la Tarifa Técnica 2-3
Tabla 2-4: Factores de abastecimiento para las EDEs según los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico
Tabla 2-5: Cargos del VAD ajustados por el Factor de Abastecimiento para las EDEs 2-4
Tabla 2-6: Estructuras de mercado de las EDEs para el año 2018 2-6
Tabla 2-7: Factores de pérdidas de la Tarifa Técnica para las EDEs
Tabla 2-8:Ventas de energía por nivel de tensión en el año 2018 para las EDEs 2-6
Tabla 2-9: Pérdidas reconocidas para las EDEs según la Tarifa Técnica
Tabla 2-10: Ajuste de los Factores de Pérdidas de la Tarifa Técnica
Tabla 2-11: Pérdidas reconocidas para las EDEs ajustadas según lo establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico
Tabla 2-12: Factores de pérdidas para las EDEs según lo establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico
Tabla 2-13: Gastos Operativos en los cargos del VAD de la Tarifa Técnica para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2014
Tabla 2-14: Gastos Operativos en los cargos del VAD para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2017
Tabla 2-15: Relación de Gastos Operativos de la Tarifa Técnica sobre Ingreso Total para cada EDE2-10
Tabla 2-16: Factores de ajuste de los Gastos Operativos para cumplir los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico para cada EDE2-11
Tabla 2-17: Relación de Gastos Operativos de la Tarifa de Referencia sobre Ingreso Total para las EDEs para el año 20182-11
Tabla 2-18: Cargos Fijos y del VAD de la Tarifa de Referencia para las EDEs2-11
Tabla 2-19: Cargos Fijos y del VAD base de la Tarifa de Referencia en US\$ para las EDEs . 2- 12
Tabla 2-20: Cargos Fijos y del VAD base de la Tarifa de Referencia en RD\$ para las EDEs . 2- 12
Tabla 2-21: Gastos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia para las EDEs2-13
Tabla 2-22: Costos Totales reconocidos en la Tarifa de Referencia para las EDEs2-14



INDICE...

Tabla 2-23: Estructura detallada de Costos Opera Referencia para EDESUR	ativos reconocidos en la Tarifa de
Tabla 2-24: Estructura detallada de Costos Opera Referencia para EDENORTE	tivos recenecidas L T is i
Tabla 2-25: Estructura detallada de Costos Opor-	tivos reservados de maio
Referencia para EDEESTE	2-15
Tabla 2-26: Parámetros de las fórmulas de Gasto	s Operativos de referencia2-16
Tabla 2-27: Datos para las fórmulas de Gastos O	perativos de referencia2-17
Tabla 2-28: Comparación de Gastos Operativos T	écnicos y Comerciales2-17
Tabla 2-29: Comparación de Gastos Operativos T	otales 2-18
Tabla 3-1: Cargos fijos y del VAD para el cálculo 21	de las Tarifas de Referencia de las EDEs. 3-
Tabla 3-2: Factores de expansión de pérdidas par para las EDEs	a el cálculo de las Tarifas de Referencia
Tabla 3-3: Parámetros de consumo para el cálculo EDEs	do las Tarifas de Des
Tabla 4-1: Coeficientes de las fórmulas de ajuste EDEESTE	dol VAD name EDENIOREE
Tabla 4-2: Índices de precios base y de agosto de	2010
Tabla 4-3: Valores de los factores de actualización	
de los parámetros del VAD para las EDEs	re octubro diciembre de para
Tabla 4-5: Costos de compra de registrados por E	NESTIR on all trimes to 1.000
Tabla 4-6: Costos de compra de registrados por E 2018	DEMORTE as all but a line
Tabla 4-7: Costos de compra de registrados por El 2018	DEECTE
Tabla 4-8: Precios de la energía a transferir a tarif	ac nara al trimactus and to the
Tabla 4-9: Precios de la potencia y el transporte a octubre-diciembre de 2018	transferir a tout
octubre-diciembre de 2018	4-8
Tabla 4-10: Cuadros tarifarios de Referencia para Tabla 4-11: Comparación de las Tarifas Medias apl	
TIGOTICES PARA EDENORTE, EDESUR Y EDEE	STE
Tabla 6-1: Índices de precios base y de diciembre	de 2018 5-2
Tabla 6-2: Cargos del VAD actualizados al mes de	febrero de 2019 para las EDEs 5-2
Tabla 6-3: Precios de la energía a transferir a tarifa	as para el mes de febrero de 2019 5-3
Tabla 6-4: Precios de la potencia y el transporte a de 2019	5.2
Tabla 6-5: Cuadros tarifarios de Referencia para El	DENORTE, EDESUR y EDEESTE 5-4



INDICE...

Tabla 6-6: Comparación de las Tarifas Medias aplicando las Tarifas de Referencia y las Tarifas Vigentes para EDENORTE, EDESUR y EDEESTE
Índice de gráficos
Gráfico 1: Comparación de Tarifas de Referencia contra Tarifas Vigentes para EDESUR, Gráfico 2: Comparación de Tarifas de Referencia contra Tarifas Vigentes para EDESUR, 1-1
Gráfico 2: Composición de las Tarifas de Referencia para EDESUR, EDENORTE y EDEESTE 1-
Gráfico 3: Comparación internacional de VAD por empresas
Gráfico 4: Comparación internacional de VAD por países
Gráfico 5: Comparación internacional de pérdidas de energía por empresas
Gráfico 6: Comparación internacional de pérdidas de energía por países
Gráfico 7: Comparación de Tarifas de Referencia a febrero de 2019 contra Tarifas Vigentes 1-6 1-6
Gráfico 8: Composición de las Tarifas de Referencia a febrero de 2019 para las EDEs 1-7
Gráfico 9: Estructuras tarifarias vigente y propuesta
Gráfico 11: Comparación de Castos Operativos Comerciales2-18
Gráfico 12: Comparación de Castos Operativos Totales2-19
Gráfico 13: Evolución de los precios de compra de energía de las EDEs durante 2018 5-1



1. INTRODUCCIÓN

En este informe se presenta la propuesta de las Valor Agregado de Distribución (VAD) de Referencia de cada una de las EDEs, tomando en cuenta los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico.

Para cada una de las EDEs, se reconocen los costos de suministro y se incorpora un valor agregado de distribución (VAD) consistente con: (i) pérdidas de hasta un 15%, (ii) un 97% de cobranzas, (iii) una relación gastos operativos / ingresos de 10%, y (iv) la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central de 12,53% antes de impuestos (9,02% después de impuestos).

Además, se propone una nueva estructura tarifaria simplificada y se define un mecanismo de ajuste trimestral de los niveles de las tarifas.

Los valores de los cargos del VAD básicos se basan en los determinados para la Tarifa Técnica, actualizados al mes de diciembre de 2017. En la misma fuente se basan los parámetros de caracterización del consumo de las distintas categorías tarifarias.

Los valores de los cargos fijos, gastos operativos y cargos del VAD base están expresados en moneda (US\$ y RD\$) de diciembre de 2017, y los valores finales de la Tarifa de Referencia corresponden al trimestre octubre a diciembre de 2018, para lo que se ha aplicado el mecanismo de actualización trimestral propuesto en este Informe.

1.1 TARIFAS DE REFERENCIA RESULTANTES

Las Tarifas de Referencia medias obtenidas del presente estudio, actualizadas al trimestre octubre a diciembre de 2018, se muestran comparadas con las Tarifas Vigentes medias, para el mismo período, en el gráfico siguiente.

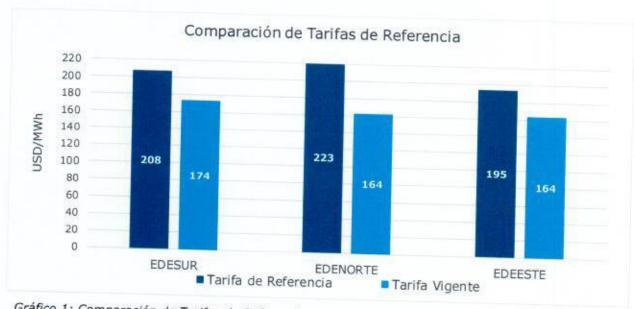


Gráfico 1: Comparación de Tarifas de Referencia contra Tarifas Vigentes para EDESUR, EDENORTE y EDEESTE

Según puede observarse las Tarifas de Referencia medias resultan superiores a las actualmente vigentes.

Con respecto a la composición de las Tarifas de Referencia medias, desagregadas en costos de compra de energía y potencia medios, pérdidas reconocidas medias, VAD medios, y aportes para AP e incobrabilidad medias, la misma se presenta en el gráfico siguiente para las tres EDEs.

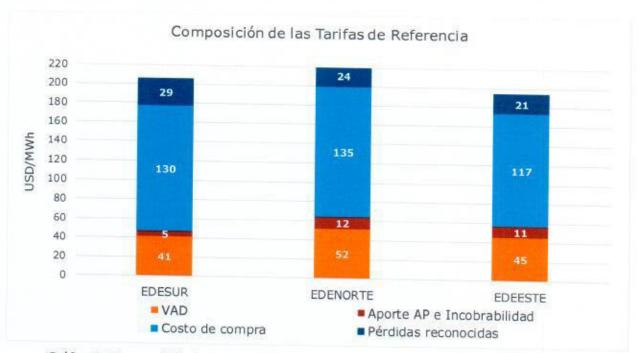


Gráfico 2: Composición de las Tarifas de Referencia para EDESUR, EDENORTE y EDEESTE

1.2 COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA

En los gráficos siguientes se presenta la comparación internacional de los VAD medios y de las pérdidas de energía reconocidas de las Tarifas de Referencia contra los valores reales de VAD y pérdidas de energía de distribuidoras de América Central, el Caribe y América del Sur.

Los gráficos son de elaboración propia de BAES, con fuentes de información técnica y financiera pública de cada una de las empresas, y corresponden a valores de los años 2016 y 2017, según la disponibilidad en cada caso.

En el Anexo A de este informe se detallan las fuentes de los datos utilizados para la comparación internacional.

Las empresas distribuidoras que participan en la comparación internacional se presentan en la tabla siguiente, donde también se indica el país y la región a la que pertenecen.

Empresa	Pais	Región	Empresa	Pais	D1/
AEEPR	Puerto Rico	Caribe	EDEN		Región
AES ELETROPAULO	Brasil	América del Sur	EDENOR	Argentina	América del Sur
AMPLA	Brasil	América del Sur	EDENORTE	Argentina	América del Sur
CAESS	El Salvador	América Central	EDEO	República Dominicana	Caribe
CELESC	Brasil	América del Sur		Colombia	América del Sur
CELG	Brasil		EDES	Argentina	América del Sur
CELPE	Brasil	América del Sur	EDESA	Argentina	América del Sur
CEMIG	Brasil	América del Sur	EDESAL	Argentina	América del Sur
CENS	Colombia	América del Sur	EDESE	Argentina	América del Sur
CGE DISTRIBUCIÓN	Chile	América del Sur	EDESUR	Argentina	América del Sur
CHEC	Colombia	América del Sur	EDESUR-RD	República Dominicana	Caribe
CHILECTRA	Chile	América del Sur	EDET	Argentina	América del Sur
Chilquinta	Chile	América del Sur	EEGSA	Guatemala	América Central
CLESA		América del Sur	EEO	El Salvador	América Central
CNLF	El Salvador	América Central	EEP	Colombia	América del Sur
CODENSA	Costa Rica	América Central	EEQSA	Ecuador	América del Sur
COELBA	Colombia	América del Sur	EJESA	Argentina	América del Sur
COELCE	Brasil	América del Sur	ELECDA	Chile	América del Sur
CONAFE	Brasil	América del Sur	Eléctrica Guayaquil	Ecuador	América del Sur
COPEL	Chile	América del Sur	ELECTROCENTRO	Perú	América del Sur
CPFL PAULISTA	Brasil	América del Sur	ELEKTRA (ENSA)	Panamá	América Central
CRE CRE	Brasil	América del Sur	ELEKTRO	Brasil	América del Sur
	Bolivia	América del Sur	ELFEC	Bolivia	América del Sur
DELSUR DEOCSA	El Salvador	América Central	ELIQSA	Chile	América del Sur
	Guatemala	América Central	EMELARI	Chile	América del Sur
DEORSA	Guatemala	América Central	EMELAT	Chile	América del Sur
DEUSEM	El Salvador	América Central	ENEE	Honduras	América Central
E.E. CENTRO SUR	Ecuador	América del Sur	ENERGIA DE SAN JUAN	Argentina	América del Sur
DEA	Argentina	América del Sur	ENERSA	Argentina	América del Sur
DECHI	Panamá	América Central	EPEC	Argentina	América del Sur
DEESTE	República Dominicana	Caribe	EPESF	Argentina	América del Sur
DELAP	Argentina	América del Sur	EPM	Colombia	
DELAR	Argentina	América del Sur	ESSA	Colombia	América del Sur
DELMAG	Chile	América del Sur	JPS	Jamaica	América del Sur
DELNOR	Perù	América del Sur	LIGHT	Brasil	Caribe América del Sur
DEMET	Panamá	América Central	LUZ DEL SUR	Perú	
DEMSA	Argentina	América del Sur	UTE	Uruguay	América del Sur América del Sur

Tabla 1-1: Empresas distribuidoras que participan en la comparación internacional de VAD y pérdidas de energía

1.2.1 Comparación internacional de VAD

En el Gráfico siguiente se muestran los VAD de las empresas de América Central y el Caribe (en color azul) y América del Sur (en color verde), y los determinados en las Tarifas de Referencia para las EDEs de República Dominicana, que se muestran en color rojo.

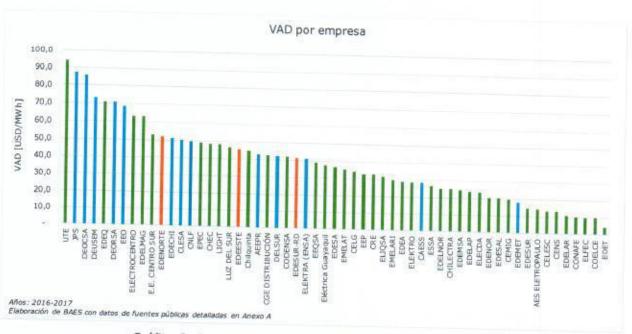


Gráfico 3: Comparación internacional de VAD por empresas

En la comparación internacional del VAD por país, se muestran los VAD máximo, mínimo y promedio ponderado por país de todas las empresas de América Central y el Caribe (en color azul), y América del Sur (en color verde) y el correspondiente a la República Dominicana (con cifra en color rojo) es el determinado en la Tarifa de Referencia para las EDEs.

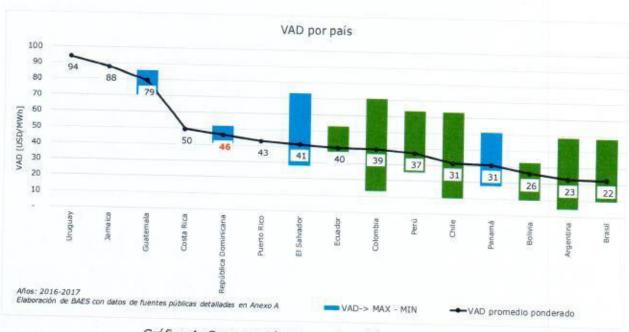


Gráfico 4: Comparación internacional de VAD por países

1.2.2 Comparación internacional de las pérdidas de energía

En los gráficos siguientes se presenta la comparación internacional de las pérdidas de energía reconocidas en las Tarifas de Referencia contra los valores de pérdidas de energía reales de distribuidoras de América Central y el Caribe (en color azul) y América del Sur (en color verde), y las reconocidas en las Tarifas de Referencia para las EDEs de República Dominicana que se muestran en color rojo.



Gráfico 5: Comparación internacional de pérdidas de energía por empresas

En la comparación internacional de las pérdidas de energía por país, se muestran las pérdidas máximas, mínimas y promedio ponderado de todas las empresas de América Central y el Caribe (en color azul), América del Sur (en color verde), y el correspondiente a la República Dominicana es el determinado en la Tarifa de referencia para las EDEs (15%).

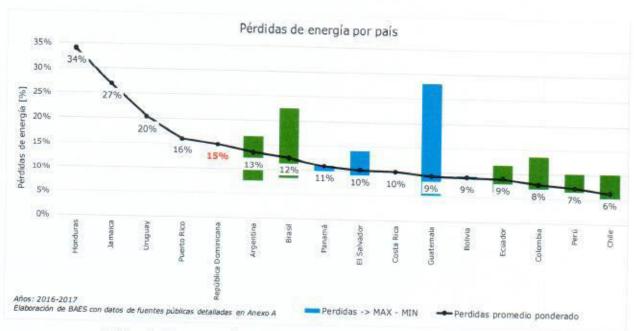


Gráfico 6: Comparación internacional de pérdidas de energía por países

1.3 ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA A FEBRERO DE 2019

Las Tarifas de Referencia medias se actualizaron al mes de febrero de 2019, para lo cual se consideraron los Índices de Precios correspondientes al mes de diciembre de 2018 y los precios de compra de energía, potencia y transporte registrados para las EDEs en el trimestre octubrediciembre de 2018. En el siguiente gráfico se muestra una comparación entre las tarifas de referencia medias actualizadas y las tarifas vigentes medias, para el mismo período.

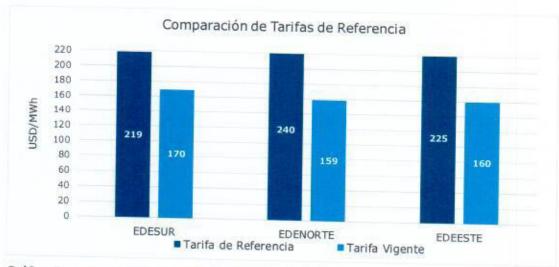


Gráfico 7: Comparación de Tarifas de Referencia a febrero de 2019 contra Tarifas Vigentes para las EDEs

Según puede observarse, las Tarifas de Referencia medias a febrero de 2019 resultan superiores a las actualmente vigentes y a las actualizadas al trimestre octubre-diciembre de 2018, y ello

debido a los incrementos de los precios de la energía en el mercado mayorista registrados durante los últimos meses del año 2018.

La composición de las Tarifas de Referencia medias actualizadas a febrero de 2019 se presenta en el gráfico siguiente para las tres EDEs.

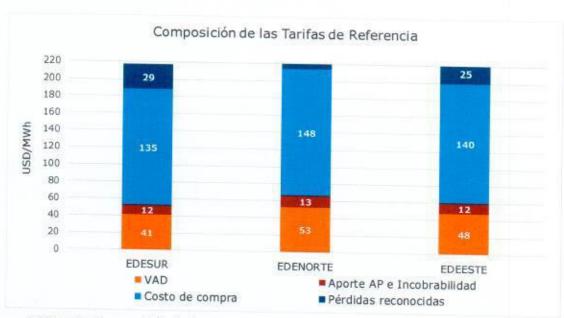


Gráfico 8: Composición de las Tarifas de Referencia a febrero de 2019 para las EDEs

Según se observa de la composición de las Tarifas de Referencia a febrero de 2019, el mayor incremento respecto a las del trimestre octubre-diciembre de 2018 se registra en el costo de compra: un 9% para EDESUR, un 10% para EDENORTE y un 21% para EDEESTE, como consecuencia de su mayor participación de compras de energía en el mercado spot, que es el que registró el importante incremento de precios.

1.4 GLOSARIO Y DEFINICIONES

CF: Cargo Fijo

CFBTS: Cargo Fijo correspondiente a la categoría tarifaria BTS

СF_{втр-втн}**:** Cargo Fijo correspondiente a las categorías tarifarias BTD у BTH **СF**_{мтр-мтн}**:** Cargo Fijo correspondiente a las categorías tarifarias MTD у MTH

CE: Cargo por Energía consumida

EDEs: Empresas Distribuidoras de Electricidad

Estudio de INECON: Es estudio presentado en el informe "Actualización del estudio para la determinación y ajuste de las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados (Tarifa Técnica) y del Valor Agregado de Transmisión (Peaje)" que elaboró la consultora Inecon y presentó a la SIE en Julio de 2016.

LGE: Ley General de Electricidad 125-01

Pacto Eléctrico: Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico en la República Dominicana (2017-2030)

RD: República Dominicana

RLGE: Reglamento de Aplicación de la LGE

SIE: Superintendencia de Electricidad

TdR: Términos de Referencia de la consultoría para el "Estudio tarifario complementario al de determinación de la Tarifa Técnica para las empresas distribuidoras", emitidos por la SIE

VAD: Valor Agregado de Distribución. Remuneración de la actividad de distribución dentro de la tarifa eléctrica.

VAD BT: Valor Agregado de Distribución correspondiente a la etapa de Baja Tensión de la red de la EDE.

VAD MT: Valor Agregado de Distribución correspondiente a la etapa de Media Tensión de la red de la EDE.

VAD TR: Valor Agregado de Distribución correspondiente a la etapa de Transformación en subestaciones primarias.

Tarifa de Referencia: la que se calcula de acuerdo con los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico, es la tarifa que reconoce los costos de suministro e incorpora un valor agregado de distribución (VAD) de referencia consistente con (i) un nivel de pérdidas de un 15%, (ii) un 97% de cobranzas, (iii) un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y (iv) la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central según Certificación de la Segunda Resolución de la Junta Monetaria de fecha 30 de Septiembre del 2015 .

Tarifa Técnica: el Artículo 2 de la LGE define 0la Tarifa Técnica como aquélla que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia, según lo establecido en el Artículo 110 de la LGE, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrables.

Tasa de cambio: en este informe se utiliza la Tasas de Cambio del dólar de Agentes de Cambio, Promedio Mensual, Venta, publicada por el Banco Central de la República Dominicana.



2. CÁLCULO DEL VAD DE REFERENCIA

La estructura de costos del VAD de Referencia se basó en los costos del VAD establecidos para la Tarifa Técnica, actualizados a valores de diciembre del 2017, incorporando los criterios establecidos en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico.

2.1 ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA TARIFA TÉCNICA

En la determinación de la Tarifa Técnica, los cargos del VAD a aplicar se definieron a partir de la estructura de costos resultante de los Costos Incrementales de Desarrollo de la red (CID), pero ajustando su nivel para cubrir los ingresos correspondientes a los Costos Totales de Largo Plazo (CTLP) mediante factores de ajuste.

En las tablas siguientes se presentan los valores de los cargos del VAD determinados según el CID, presentados en el Cuadro 10-1 de la página 170 del Estudio de INECON, y los ajustados para cubrir los ingresos de los CTLP, a resultantes, actualizados al mes de diciembre de 2017, presentados en el Cuadro 10-3 de la página 176 del Estudio de INECON. Los valores están expresados en dólares (US\$) de diciembre de 2014.

Cargo	Cargo según CID	Factores de Ajuste	Cargo ajustado
СЕвт	0.50 US\$/mes	1.00	0.50 US\$/mes
СГвтр-втн	0.80 US\$/mes	1.00	0.80 US\$/mes
СЕмто-мтн	0.88 US\$/mes	1.00	0.88 US\$/mes
VAD BT	4.77 US\$/kW-mes	3.22	15.35 US\$/kW-mes
VAD MT	2.63 US\$/kW-mes	1.70	4.47 US\$/kW-mes
VAD TR	0.61 US\$/kW-mes	1.70	1.03 US\$/kW-mes
Ca	rgos del VAD Tarifa T	écnica en US\$ _{dic2014} -	
Cargo	Cargo según CID	Factores de Ajuste	Cargo ajustado
CFBTG	0.51 US\$/mes	1.00	0.51 US\$/mes
CF _{BTD-BTH}	0.81 US\$/mes	1.00	0.81 US\$/mes
СЕмтр-мтн	1.09 US\$/mes	1.00	1.09 US\$/mes
VAD BT	7.44 US\$/kW-mes	2.70	20.06 US\$/kW-mes
VAD MT	5.27 US\$/kW-mes	1.35	7.10 US\$/kW-mes
VAD TR	1.33 US\$/kW-mes	1.35	1.80 US\$/kW-mes
C	argos del VAD Tarifa	Técnica en US\$ _{dic2014} ·	
Cargo	Cargo según CID	Factores de Ajuste	Cargo ajustado
CFBTG	0.51 US\$/mes	1.00	0.51 US\$/mes
F _{ВТО-ВТН}	0.81 US\$/mes	1.00	0.81 US\$/mes
Р мто-мтн	0.90 US\$/mes	1.00	0.90 US\$/mes
VAD BT	8.03 US\$/kW-mes	1.46	
VAD MT	3.76 US\$/kW-mes	2.49	2020
VAD TR	0.76 US\$/kW-mes	2.49	9.37 US\$/kW-mes

Tabla 2-1: Cargos del VAD según la Tarifa Técnica para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2014

Estos cargos fueron actualizados a valores del mes de diciembre de 2017, expresándolos en pesos dominicanos de diciembre de 2014 utilizando la tasa de cambio de ese mes, luego se

aplicaron los factores de actualización para cada EDE definidos en el Punto 4.1 de este Informe para actualizar los valores a pesos dominicanos de diciembre de 2017, y finalmente se expresaron los valores de los cargos en dólares de diciembre de 2017 aplicando la tasa de cambio de ese mes. La actualización de los valores de los cargos para cada EDE se presenta en las tablas siguientes.

Cargo	US\$dic 2014	RD\$dic 2014	RD\$dic 2017	Valor del Cargo
CFBTG	0.49	22.15	23.58	0.49 US\$/mes
СБвто-втн	0.78	35.43	37.65	0.78 US\$/mes
СЕмтр-мтн	0.85	38.98	41.28	0.85 US\$/mes
VAD BT	4.55	679.69	708.99	14.66 US\$/kW-mes
VAD MT	2.56	198.04	211.17	4.37 US\$/kW-mes
VAD TR	0.57	45.82	47.19	0.98 US\$/kW-mes
А	ctualización de	cargos del VA	D a US\$dic2017	- EDENORTE
Cargo	US\$dic 2014	RD\$dic 2014	RD\$dic 2017	Valor del Cargo
CFBTG	0.51	22.59	24.03	0.50 US\$/mes
СГвто-втн	0.81	35.88	38.09	0.79 US\$/mes
СЕмто-мтн	1.09	48.28	51.09	1.06 US\$/mes
VAD BT	20.06	888.45	928.98	19.21 US\$/kW-mes
VAD MT	7.10	314.43	335.95	6.95 US\$/kW-mes
VAD TR	1.80	79.53	81.89	1.69 US\$/kW-mes
A	ctualización d	e cargos del V	The second second	- EDEESTE
Cargo	US\$dic 2014	RD\$dic 2014	RD\$dic 2017	Valor del Cargo
CF _{BTG}	0.51	22.59	24.04	0.50 US\$/mes
F _{ВТО-ВТН}	0.81	35.88	38.10	0.79 US\$/mes
Р мтр-мтн	0.90	39.86	42.22	0.87 US\$/mes
VAD BT	11.76	520.71	545.54	11.28 US\$/kW-mes
VAD MT	9.37	415.03	443.36	9.17 US\$/kW-mes
VAD TR	1.90	83.96	86.42	1.79 US\$/kW-mes

Tabla 2-2: Actualización de los cargos del VAD para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2017

2.2 INCORPORACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEFINIDOS EN LOS COMPROMISOS Y ACUERDOS LOGRADOS DURANTE LA DISCUSIÓN DEL PACTO ELÉCTRICO

De acuerdo con lo establecido en los TdR del Estudio, la Tarifa de Referencia se define de acuerdo con los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico como la tarifa que reconoce los costos de suministro e incorpora un Valor Agregado de Distribución de Referencia consistente con:

 La tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central según Certificación de la Segunda Resolución de la Junta Monetaria de fecha 30 de septiembre del 2015, es decir 9.02% después de impuestos, o 12.53% antes de impuestos.

- 2. Un factor o índice de abastecimiento del 97%.
- 3. Un nivel de pérdidas de energía totales de un 15%.
- 4. Una relación entre gastos operativos e ingresos totales del 10%.
- 5. Un nivel de cobranzas de un 97%.

La incorporación de las condiciones establecidas en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico se efectuó según se detalla a continuación.

2.2.1 Tasa de capital establecida por el Banco Central

El cálculo de la Tarifa Técnica consideró la tasa de capital establecida por la Resolución 30-09-2015 del 30 de setiembre de 2015 del Banco Central de la República Dominicana, del 9.02% después de impuestos, equivalente al 12.53% antes de impuestos.

Este valor de tasa sigue vigente hasta la fecha de elaboración del presente informe, por lo que los cálculos de costos de capital se adoptan como válidos para la Tarifa de Referencia.

2.2.2 Factores o índices de abastecimiento del 97%

De acuerdo con lo planteado en los puntos 5.1.5 (página 62) y 10.5 (página 179) del Estudio de INECON, los factores del VAD se ajustan por causa de racionamiento de demanda, multiplicando los cargos del VAD BT y VAD MT por los factores indicados en el Cuadro 10-21 de ese estudio, que se muestran a continuación.

Factores o índices de racionamiento de la Tarifa Técnica					
Factor de Abastecimiento	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE		
Factor VAD BT	0.877	0.815	0.890		
Factor VAD MT	0.941	0.926	0.944		

Tabla 2-3: Factores de racionamiento para las EDEs considerados en la Tarifa Técnica

Para tomar en cuenta los compromiso y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico, se utilizaron los siguientes factores o índices de abastecimiento (similares a los factores de racionamiento definidos en el Informe de INECON) establecidos para la Tarifa de Referencia.

Factores o índices de al logrados du	pastecimiento se Irante la discusió	gún los compromiso n del Pacto Eléctric	os y acuerdos o
Factor de Abastecimiento	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Factor VAD BT	0.97	0.97	0.97
Factor VAD MT	0.97	0.97	0.97

Tabla 2-4: Factores de abastecimiento para las EDEs según los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico

Estos factores o índices de abastecimiento se multiplican por los Cargos base de los VAD BT y MT determinados en el punto 2.1 anterior, resultando los siguientes valores:

Cargos del VAD ajustados por los factores de abastecimiento establecidos en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico

Cargo	del VAD	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
CFBTG	US\$/Cliente-mes	0.49	0.50	0.50
СГвтр-втн	US\$/Cliente-mes	0.78	0.79	575784
CF _{MTD-MTH}	US\$/Cliente-mes	0.85	1.06	0.79
VAD BT	US\$/kW-mes	14.22	18.63	0.87
VAD MT	US\$/kW-mes	4.23	100,200,000	10.94
VAD TR	US\$/kW-mes	Decision in	6.74	8.89
	OOT/KW IIIes	0.98	1.69	1.79

Tabla 2-5: Cargos del VAD ajustados por el Factor de Abastecimiento para las EDEs

2.2.3 Mercado considerado

Para cada EDE se consideró el mercado eléctrico correspondiente al año 2018. BAES determinó este mercado computando los clientes informados por las EDEs para el primer cuatrimestre del año 2018, y sus consumos extrapolados al total del año. Dichos clientes, además, cumplen la condición de ser usuarios regulados servidos desde circuitos interconectados al SENI, y por lo tanto se excluyeron casos atendidos desde sistemas aislados y a usuarios libres.

A efectos de su aplicación al estudio las EDEs proporcionaron extracciones de sus bases de datos comerciales (sistema de información OPEN), incluyendo el período de enero 2017 hasta abril de 2018 inclusive. Se contó entonces con un registro para cada una de las facturas emitidas por las EDEs durante el período, con datos tales como: mes de emisión de la factura, identificación del contrato (NIC), tarifa, consumo de energía, consumo de potencia, importe facturado, carácter del consumo (residencial, comercial, industrial, etc.), datos del cliente (nombre, número de documento - cédula), y datos sobre su ubicación (provincia, municipio, localidad, barrio, paraje, sección)

Luego del procesamiento y revisión de la información comercial se concluyó en que la estadística disponible para el año 2017 no representa con el grado deseado a la realidad actual de las distribuidoras, y esto debido a:

- Múltiples cambios de tarifa aplicados a los usuarios durante el período
- Miles de usuarios normalizados en el marco de la ejecución de los planes de reducción de pérdidas de las EDEs, para los que entendemos que sus efectos se reflejan durante el año 2018
- Instalación de medidores prepago cuyo detalle de clientes y consumos está disponible para el año 2018
- Miles de altas (nuevos contratos) cuando se compara 2018 vs. 2017

Además:

- En el caso de EDESUR se quitaron del mercado los registros correspondientes a clientes pertenecientes a Pedernales, pues se trata de un sistema eléctrico aislado.
- Para las tres EDEs se quitaron del mercado los registros correspondientes a los clientes libres, pues se trata de usuarios no regulados.

Atendiendo a todas las razones indicadas, a efectos de determinar el mercado eléctrico de base para todo el estudio se consideró apropiado utilizar el padrón de clientes informados por las EDEs para el primer cuatrimestre del año 2018.

En cuanto a la determinación del número de clientes, consumos de energía y potencia para el total del año 2018 (aplicado al recálculo del VAD de cada EDE), se efectuó calculando primero índices para la relación entre los valores del primer cuatrimestre del año 2017 y el total de ese año, y aplicando luego esos índices a los valores del primer cuatrimestre del año 2018. A efectos de reflejar crecimientos diferenciados, esta técnica se aplicó por separado no sólo para el número de clientes, consumos y potencias, sino para cada una de las tarifas informadas.

Las categorías que se consideraron para definir la estructura de cada EDE son las nuevas propuestas en este Informe, las que se detallan en el Capítulo 3 siguiente.

En el siguiente gráfico se presenta en forma esquemática la transferencia de usuarios entre las categorías vigentes y las categorías propuestas.

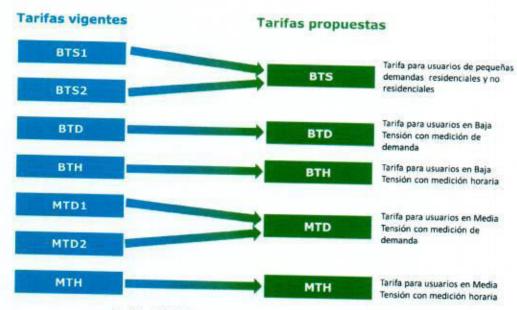


Gráfico 99: Estructuras tarifarias vigente y propuesta

El mercado resultante para cada EDE proyectado para el año 2018, sobre los que se efectuaron los cálculos para determinar las Tarifas de Referencia propuestas, se presentan en la tabla siguiente.

Estruc	Estructura de mercado 2018		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BTS	Clientes promedio	#/mes	614,108	967,838	692,894
	Energía	MWh	1,573,766	1,959,972	1,477,148
	Clientes promedio	#/mes	7,385	1,808	1,696
BTD	Energía	MWh	287,098	140,194	138,091
	Potencia	kW/mes	114,485	44,303	35,205
	Clientes promedio	#/mes	150	59	21
втн	Energía	MWh	4,873	1,877	628
	Potencia en Punta	kW/mes	624	294	88
	Potencia Fuera de Punta	kW/mes	3,146	1,306	350

Clientes promedio	#/mes	4,213	3,461	2,653
Energía	MWh	1,156,611	751,140	792,052
Potencia	kW/mes	338,517	222,020	218,857
Clientes promedio	#/mes	269	173	84
Energía	MWh	47,101	19,020	13,402
Potencia en Punta	kW/mes	5,601	2,867	1,431
Potencia Fuera de Punta	kW/mes	27,007	14,383	6,170

Tabla 2-6: Estructuras de mercado de las EDEs para el año 2018

2.2.4 Pérdidas de energía totales del 15%

Para incorporar la condición establecida en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico de que las pérdidas totales de energía reconocidas en la Tarifa de Referencia deben ser iguales al 15% de la energía ingresada a las redes de las distribuidoras, se partió de los Factores de Expansión de Pérdidas determinados en el Informe de INECON para la Tarifa Técnica, presentados en el Cuadro 9-16 (página 159) del citado estudio, los que se muestran en la tabla siguiente.

	THE ROLL OF		
FEPEBT	1.092	1.074	1.090
FEP _P BT	1.055	1.061	1.121
FEPEMT	1.043	1.030	1.045
FEP _P MT	1.045	1.047	1.062
FEPETR	1.004	1.005	1.000
FEP _P TR	1.004	1.006	1.000

Tabla 2-7: Factores de pérdidas de la Tarifa Técnica para las EDEs

Donde los FEP_E son los factores de pérdidas de energía y los FEP_P son los factores de pérdidas de potencia en la red BT (incluyendo la transformación MT/BT), en la red MT y en la transformación AT/MT respectivamente.

Para efectuar el ajuste se consideran los FPE_E y la estructura de ventas de energía por nivel de tensión para las tres EDEs presentada en el punto 2.2.3 anterior.

Ventus 2018	ED ESSUE	EDENOR TE	EDERSTE
Ventas BT [MWh]	1,829,668	2,099,638	1,611,055
Ventas MT [MWh]	1,203,712	770,160	805,455
TITAL VENTAS (MWA)	3,033,380	2,869,798	2,416,510

Tabla 2-8: Ventas de energía por nivel de tensión en el año 2018 para las EDEs

Si aplicamos los factores de pérdidas de energía (resaltados en negrita) (FP_E) a las ventas en cada nivel de tensión (VE) podemos determinar las compras de energía correspondientes a esas pérdidas reconocidas (CE_{REC}), aplicando las siguientes ecuaciones.

$$CE_{REC}^{BT} = VE^{BT} \times FP_{E}^{BT} \times FP_{E}^{MT} \times FP_{E}^{TR}$$

$$CE_{REC}^{MT} = VE^{MT} \times FP_{E}^{MT} \times FP_{E}^{TR}$$

Y la compra total de energía reconocida (CETREC) se determina como:

Los valores que resultan de aplicar los factores de pérdidas de la Tarifa Técnica son:

Restriction of the second of t	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Compras reconocidas BT [MWh]	2,093,147	2,334,873	1,834,865
Compras reconocidas MT [MWh]	1,260,833	797,574	841,507
TOTAL COMPRAS RECONOCIDAS [MWh]	3,353,979	3,132,447	2,676,372
TOTAL VENTAS [MWh]	3,033,380	2,869,798	2,416,510
PÉRDIDAS RECONOCIDAS	9.6%	8.4%	9.7%

Tabla 2-9: Pérdidas reconocidas para las EDEs según la Tarifa Técnica

Como puede observarse las pérdidas totales de energía reconocidas por la Tarifa Técnica son inferiores, en todos los casos, al valor de pérdidas estipuladas en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico equivalentes al 15%.

Por ese motivo se definieron los siguientes factores de ajuste para incrementar los factores de pérdidas de cada EDE, de manera que las pérdidas reconocidas alcanzaran el 15%.

	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Ajuste de factores de pérdidas	1.039	1.028	1.036

Tabla 2-10: Ajuste de los Factores de Pérdidas de la Tarifa Técnica

Con estos factores de ajuste, las pérdidas reconocidas en cada EDE resultan del 15%, tal como se muestra en la tabla siguiente. En el caso de EDEESTE sólo se ajustan los FP_E de BT y MT ya que el $\mathsf{FP}_\mathsf{E}^\mathsf{TR}$ es 1, o sea que para esa EDE no se considera esa etapa de la red.

	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	
FEP _E ^{BT} ajustado	1.135	1.104	1.130	
FEP _E ^{MT} ajustado	1.084	1.059	1.083	
FEP _E ^{TR} ajustado	1.043	1.033	1.000	
Compras reconocidas BT [MWh]	2,258,884	2,533,946	1,970,826	
Compras reconocidas MT [MWh]	1,309,799	842,287	872,127	
TOTAL COMPRAS RECONOCIDAS [MWh]	3,568,683	3,376,233	2,842,953	
TOTAL VENTAS [MWh]	3,033,380	2,869,798	2,416,510	
PÉRDIDAS RECONOCIDAS	15.0%	15.0%	15.0%	

Tabla 2-11: Pérdidas reconocidas para las EDEs ajustadas según lo establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico

De esta manera se ajustan tanto los factores de pérdidas de energía (FP_E) como los factores de pérdidas de potencia (FP_P) de cada EDE, utilizando un mismo factor de ajuste, de manera de obtener las pérdidas de energía establecidas en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico (15%). Los factores de pérdidas ajustados se muestran en la tabla siguiente.

	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
FEP _E BT	1.135	1.104	1.130
FEP _P BT	1.096	1.090	1.162
FEP _E MT	1.084	1.059	1.083
FEP _P MT	1.086	1.076	1.100
FEPETR	1.043	1.033	1.000
FEP _P TR	1.043	1.034	1.000

Tabla 2-12: Factores de pérdidas para las EDEs según lo establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico

2.2.5 Relación entre gastos operativos e ingresos totales del 10%

A partir del detalle del cálculo presentado en el Estudio de INECON, en al modelo de cálculo Excel "Cálculo CID, CTLP y VAD Vfinal.xlsx", Hojas "VAD EDESUR", "VAD EDENORTE" y "VAD EDEESTE", Rangos "C371:E380" se han podido desagregar los Gastos Operativos (GO) y los Costos de Capital (CC) de los cargos del VAD. Los valores de las componentes de GO se presentan en las tablas siguientes para cada EDE, expresados en dólares de diciembre de 2014.

Cargo	GO según CID	Factores de Ajuste	GO ajustados
CFBTG	0.47 US\$/mes	1.00	0.47 US\$/mes
СГвтр-втн	0.77 US\$/mes	1.00	0.77 US\$/mes
СЕмто-мтн	0.86 US\$/mes	1.00	0.86 US\$/mes
VAD BT	1.81 US\$/kW-mes	3.22	5.81 US\$/kW-mes
VAD MT	0.59 US\$/kW-mes	1.70	1.00 US\$/kW-mes
VAD TR	0.20 US\$/kW-mes	1.70	0.33 US\$/kW-mes
Gastos Oper	ativos en los cargos de	VAD Tarifa Técnica en l	JS\$dic2014 - EDENORT
Cargo	GO según CID	Factores de Ajuste	GO ajustados
CFBTG	0.48 US\$/mes	1.00	0.48 US\$/mes
СГвто-втн	0.78 US\$/mes	1.00	0.78 US\$/mes
СЕмто-мтн	1.06 US\$/mes	1.00	1.06 US\$/mes
VAD BT	2.53 US\$/kW-mes	2.70	6.81 US\$/kW-mes
VAD MT	1.26 US\$/kW-mes	1.35	1.70 US\$/kW-mes
VAD TR	0.43 US\$/kW-mes	1.35	0.57 US\$/kW-mes
Gastos Ope	rativos en los cargos de	l VAD Tarifa Técnica en	US\$dic2014 - EDEESTE
Cargo	GO según CID	Factores de Ajuste	GO ajustados
CFBTG	0.48 US\$/mes	1.00	0.48 US\$/mes
СГвто-втн	0.78 US\$/mes	1.00	0.78 US\$/mes
СЕмтр-мтн	0.88 US\$/mes	1.00	0.88 US\$/mes
VAD BT	2.69 US\$/kW-mes	1.46	
VAD MT	0.82 US\$/kW-mes	2.49	47 117 11000
VAD TR	0.24 US\$/kW-mes	2.49	2.05 US\$/kW-mes

Tabla 2-13: Gastos Operativos en los cargos del VAD de la Tarifa Técnica para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2014

Estos GO fueron actualizados a valores del mes de diciembre de 2017, expresándolos en pesos dominicanos de diciembre de 2014 utilizando la tasa de cambio de ese mes, luego se aplicaron los factores de actualización para cada EDE definidos en el Punto 4.1 de este Informe para actualizar los valores a pesos dominicanos de diciembre de 2017, y finalmente se expresaron los valores de los cargos en dólares de diciembre de 2017 aplicando la tasa de cambio de ese mes. La actualización de los valores de los GO para cada EDE se presenta en las tablas siguientes.

Cargo	US\$dic 2014	RD\$dic 2014	RD\$dic 2017	Valor de GO
CFBTS	0.47	20.85	22.20	0.46 US\$/mes
СГвтр-втн	0.77	33.96	36.08	0.75 US\$/mes
CF _{MTD-MTH}	0.86	38.03	40.28	0.83 US\$/mes
VAD BT	5.81	257.24	268.33	5.55 US\$/kW-mes
VAD MT	1.00	44.25	47.19	0.98 US\$/kW-mes
VAD TR	0.33	14.82	15.26	0.32 US\$/kW-mes
Cargo	US\$dic 2014	EDENOI	RTE	ciembre de 2017 -
CFBTS	0.48	SWENNEN	RD\$dic 2017	Valor de GO
СБВТО-ВТН	0.78	21.36	22.73	0.47 US\$/mes
СЕмтр-мтн	04 1 1040	34.48	36.61	0.76 US\$/mes
	1.06	46.97	49.71	1.03 US\$/mes
VAD BT	6.81	301.75	315.51	6.52 US\$/kW-mes
VAD MT	1.70	75.10	80.24	1.66 US\$/kW-mes
VAD TR	0.57	25.45	26.21	0.54 US\$/kW-mes
tualizació	n de GO en car	gos del VAD a l	JS\$ de diciemb	re de 2017 - EDE
Cargo	US\$dic 2014	RD\$dic 2014	RD\$dic 2017	Valor de GO
CFBTS	0.48	21.35	22.73	0.47 US\$/mes
СГвто-втн	0.78	34.47	36.61	0.76 US\$/mes
CF _{MTD-MTH}	0.88	38.83	41.12	0.85 US\$/mes
VAD BT	3.94	174.62	182.95	3.78 US\$/kW-mes
VAD MT	2.05	90.66	96.85	2.00 US\$/kW-mes
				= O O O D P / KWY-III es

Tabla 2-14: Gastos Operativos en los cargos del VAD para las EDEs, en US\$ de diciembre de 2017

Los ingresos asociados a los Gastos Operativos así determinados son los que se compararán con los ingresos totales de cada EDE para verificar el cumplimiento de la condición establecida en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico, es decir que los Gastos Operativos deben ser iguales al 10% de los Ingresos totales de la EDE.

Para incorporar en la Tarifa de Referencia la condición establecida en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico de que los Gastos Operativos reconocidos deben ser equivalentes al 10% del ingreso total de cada EDE, se parte de la desagregación de costos de los cargos fijos y los cargos del VAD entre Costos de Capital y Gastos Operativos, presentada en la Tabla 2-2 del presente Informe.

Los valores de GO identificados en cada cargo del VAD se trasladan a los cargos tarifarios de cada categoría tarifaria, utilizando las mismas fórmulas tarifarias con las que se calculan los parámetros tarifarios.

Posteriormente se aplican los cargos completos, y la componente de Gastos Operativos de los cargos, a la estructura de ventas de cada EDE, elaborada a partir de la información estadística entregada por las EDEs a la SIE.

Si se aplican los cargos tarifarios conteniendo los Gastos Operativos definidos en la Tarifa Técnica y actualizados a diciembre de 2017, y la componente de Gastos Operativos de los cargos (Tabla 2-14) al mercado del año 2018 de cada EDE, se define el Ingreso Total (sin considerar los recargos por AP e incobrabilidad) y el Ingreso asociado a los Gastos Operativos. Relacionando el ingreso asociado a los Gastos Operativos, con el Ingreso Total determinamos la relación definida en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico.

El cálculo descripto se muestra en la siguiente tabla, con los valores de ingresos anuales y gastos operativos anuales expresados en millones de pesos dominicanos.

		Ingreso anual Tarifa de Referencia [millones RD\$]			Ingreso anual Gastos Operativ [millones RD\$]	
	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BTS	15,871	20,995	13,955	1,179	1,878	1,119
BTD	3,617	1,866	1,454	363	179	109
втн	85	44	11	11	6	105
MTD	9,214	6,996	6,426	176	196	225
MTH	484	293	148	20	18	225
TOTAL	29,272	30,195	21,994	1,750	2,277	1,463
rción Gastr	os Operativos /	Ingresos Totale	S	6.0%	7.5%	6.7%

Tabla 2-15: Relación de Gastos Operativos de la Tarifa Técnica sobre Ingreso Total para cada EDE

Como puede observarse la relación de Gastos Operativos reconocidos en la Tarifa Técnica respecto de los Ingresos Totales resulta inferior al 10% establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico para todas las EDEs.

Para lograr que esta relación alcance el valor del 10% establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico se definieron factores de ajuste para la componente de Gastos Operativos de los cargos tarifarios, de manera que los mismos, al ser aplicados al mercado de las EDEs, resultaran en la relación Gastos Operativos sobre Ingresos Totales del 10%.

Los factores de ajuste de las componentes de Gastos Operativos que cumplen con la condición indicada son los siguientes.

	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Factor de ajuste de los Gastos Operativos	1.752	1.365	1.562

Tabla 2-16: Factores de ajuste de los Gastos Operativos para cumplir los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico para cada EDE

Aplicando estos factores de ajuste a los valores de las componentes de Gastos Operativos de los parámetros tarifarios, y efectuando la misma comparación realizada anteriormente, se obtienen los resultados que se presentan en la tabla siguiente.

	Ingre Refere	Ingreso anual Tarifa de Referencia [millones RD\$]		Ingreso a	nual Gastos ([millones RD\$	Operativos
	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BTS	16,752	21,675	14,580	2,061	2,558	1,744
BTD	3,889	1,931	1,515	635	244	170
ВТН	94	47	12	20	8	2
MTD	9,346	7,067	6,552	307	266	250-000
MTH	500	299	153	36	25	351
OTAL	30,580	31,019	22,812	3,058	3,102	2,281
ción Gasto	os Operativos /	Ingresos Totale	S	10.0%	10.0%	10.0%

Tabla 2-17: Relación de Gastos Operativos de la Tarifa de Referencia sobre Ingreso Total para las EDEs para el año 2018

Como se observa, con estos nuevos valores de Gastos Operativos ajustados se logra que la relación con los Ingresos Totales sea del 10% tal como estipulan los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico.

Se considera que este incremento de gastos operativos cubre los gastos operativos asociados a la implementación y operación del sistema de medición prepago.

Tomando en cuenta el ajuste de los gastos operativos detallado en los párrafos anteriores, los cargos del VAD resultantes se presentan en la siguiente tabla.

astos Operativos incorporados en los cargos del VAD según los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico						
Cargo	del VAD	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE		
CFBTS	US\$/Cliente-mes	0.80	0.64	0.73		
СБВТО-ВТН	US\$/Cliente-mes	1.31	1.03	1.18		
СЕмтр-мтн	US\$/Cliente-mes	1.46	1.40	1.10		

1.40 VAD BT US\$/kW-mes 9.40 8.62 5.72 VAD MT US\$/kW-mes 1.65 2.20 3.03 VAD TR US\$/kW-mes 0.55 0.74 0.89

Tabla 2-18: Cargos Fijos y del VAD de la Tarifa de Referencia para las EDEs

2.2.6 Cargos Fijos y del VAD base para la Tarifa de Referencia

En función de lo desarrollado precedentemente, los Cargos Fijos y del VAD base a valores de diciembre de 2017, expresados en dólares y en pesos dominicanos, se presentan en las tablas siguiente.

Cargo del VAD		Cargo del VAD EDESUR		EDEESTE
CF _{BTS}	US\$/Cliente-mes	0.83	0.67	0.76
СГвто-втн	US\$/Cliente-mes	1.34	1.06	1.21
СЕмто-мтн	US\$/Cliente-mes	1.48	1.43	1.35
VAD BT	US\$/kW-mes	18.24	20.92	12.99
VAD MT	US\$/kW-mes	4.94	7.32	9.98
VAD TR	US\$/kW-mes	1.21	1.89	2.11

Tabla 2-19: Cargos Fijos y del VAD base de la Tarifa de Referencia en US\$ para las EDEs

Cargo del VAD		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
CFBTS	RD\$/Cliente-mes	40.17	32.26	36.74
СБвтр-втн	RD\$/Cliente-mes	64.62	51.35	58.56
СГмтр-мтн	RD\$/Cliente-mes	71.39	69.09	65.20
VAD BT	RD\$/kW-mes	882.27	1,011.94	628.33
VAD MT	RD\$/kW-mes	239.05	354.06	482.56
VAD TR	RD\$/kW-mes	58.60	91.38	101.86

Tabla 2-20: Cargos Fijos y del VAD base de la Tarifa de Referencia en RD\$ para las EDEs

2.2.7 Nivel de cobranzas de un 97% y recargo de 3% para AP

Para la determinación de los cargos fijos y del VAD, en la Tarifa Técnica se considera un nivel de incobrabilidad total (etapas de BT y MT) del 0.4% de la venta. Sin embargo, en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico se define un nivel de cobranzas del 97% para la Tarifa de Referencia, lo que significa un nivel de incobrabilidad del 3%.

Por ese motivo en el cálculo de la Tarifa de Referencia se incorpora el nivel de incobrabilidad adicional del 2.6%, para alcanzar el 3% establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico. De la misma manera que se incorpora el recargo del 3% para pagar a las municipalidades por concepto del servicio AP, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 134 de la LGE.

De esta manera los Parámetros Tarifarios (PT), cargos fijos, por energía y por potencia, ajustados por incobrabilidad y contribución a las municipalidades por (PT_{aj I-AP}) se calculan con la siguiente expresión:

$$PT_{aj\ I-AP} = \frac{PT}{(1-\% AP)\ x\ CB\%} = PT\ x\ FI\ x\ FAP$$

Siendo:

$$FI = \frac{1}{CB\%}$$

$$FAP = \frac{1}{(1 - \%AP)}$$

Donde:

FI: es el factor de ajuste por incobrabilidad.

es el factor de ajuste por contribución para alumbrado público. FAP:

recargo del 3% establecido por el Art. 134 de la LGE para pagar el cargo a las %AP:

municipalidades por el servicio de AP.

CB%: es el nivel de cobranzas del 97%.

ESTRUCTURA DE GASTOS DE LA TARIFA DE REFERENCIA PARA CADA EDE 2.3

Una vez que se ajustan los Gastos Operativos, de acuerdo con lo establecido en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico, según se describió en el punto anterior de este Informe, se obtiene la estructura de Gastos Operativos reconocidos para cada EDE según se muestra en la siguiente tabla, donde también se comparan los valores contra los correspondientes a la Tarifa Técnica.

Costos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia						
	STORE TO ST	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE		
CF	miles US\$/año	6,337.9	7,566.0	6,199.0		
VAD	miles US\$/año	55,153.9	52,938.4	38,297.1		
TOTAL T. REFERENCIA	miles US\$/año	61,491.8	60,504.4	44,496.1		
TOTAL T. TECNICA	miles US\$/año	32,826.0	42,970.1	29,002.6		
Diferencia vs. Tarifa Técnica	%	87%	41%	53%		

Tabla 2-21: Gastos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia para las EDEs

Según puede observarse los gastos operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia son superiores a los reconocidos en la Tarifa Técnica, por montos considerables, para todas las

La estructura de costos totales reconocidos en la Tarifa de Referencia se presenta en la tabla

Costos Total	es reconocidos e	n la Tarifa de	Referencia	
		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Gastos Operativos - CF	miles US\$/año	6,337.9	7,566.0	6,199.0
Gastos Operativos - VAD	miles US\$/año	55,153.9	52,938.4	38,297.1
Costos de Capital - CF	miles US\$/año	223.3	317.2	228.9
Costos de Capital - VAD	miles US\$/año	65,657.3	88,532.2	65,332.3
Recargo por AP	miles US\$/año	0.0	19,212.2	14,129.0
Costo de incobrabilidad	miles US\$/año	16,414.6	16,151.1	11,877.8
COSTOS RECONOCIDOS	miles US\$/año	143,787.0	184,717.2	136,064.0

Tabla 2-22: Costos Totales reconocidos en la Tarifa de Referencia para las EDEs

2.3.1 Estructura de costos detallada

Considerando la apertura de costos detallada determinada para la Tarifa Técnica, se determinaron las estructuras de costos operativos detalladas para las tres EDEs, las que se presentan en las tablas siguientes:

EDESUR	Gastos Opera Tarifa	itivos reconoc a de Referenc	idos en la ia
miles USD/año	CF	VAD	TOTAL
Costos de Personal (Remuneraciones)	2,014.0	18,246.9	20,260.9
Costos de Personal (Bienes y Servicios)	930.1	5,529.5	6,459.7
Mantenimiento de Redes	0.0	15,712.7	15,712.7
Mantenimiento de Sistemas Informáticos	443.1	1,232.8	1,675.8
Lectura	2,390.2	0.0	
Facturación (emisión y reparto)	158.0	0.0	2,390.2
Recaudación	229.1	0.0	158.0
Asesorías y consultorías	0.0	554.2	229.1
Consejo de Administración	0.0	787.3	554.2
Gastos de Representación	0.0	822.9	787.3
Publicidad, Marketing y Relaciones Públicas	0.0	1,711.5	822.9
Seguros	0.0	846.4	1,711.5
Tributos	49.1		846.4
Gastos bancarios y notariales	124.3	8,628.2	8,677.3
Subtotal Gastos Operativos		1,081.4	1,205.7
Recargo por AP	6,337.9	55,153.9	61,491.8
Costo de incobrabilidad			0.0
TOTAL Gastos Reconocidos			16,414.6
TOTAL Gastos Reconocidos			77,906.4

Tabla 2-23: Estructura detallada de Costos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia para EDESUR

EDENORTE	Costos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia			
miles USD/año	CF - BTS	CF - BTD-BTH	TOTAL	
Costos de Personal (Remuneraciones)	2,407.1		19,360.9	
Costos de Personal (Bienes y Servicios)	1,120.1		6,388.1	
Mantenimiento de Redes	0.0	16,152.1	16,152.1	
Mantenimiento de Sistemas Informáticos	443.2		2000	
Lectura	2,919.6		1,424.8	
Facturación (emisión y reparto)	191.0	0.0	2,919.6	
Recaudación	283.5	0.0	191.0	
Asesorías y consultorías	0.0		283.5	
Consejo de Administración	0.0	708.7	708.7	
Gastos de Representación	0.0	626.9	626.9	
Publicidad, Marketing y Relaciones Públicas	-	768.9	768.9	
Seguros	0.0	1,803.3	1,803.3	
Tributos	0.0	772.2	772.2	
Gastos bancarios y notariales	53.1	7,865.2	7,918.3	
	148.4	1,038.0	1,186.4	
Subtotal Gastos Operativos	7,566.0	52,938.4	60,504.4	
Recargo por AP			19,212.2	
Costo de incobrabilidad			16,151.1	
TOTAL Gastos Reconocidos			95,867.8	

Tabla 2-24: Estructura detallada de Costos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia para EDENORTE

EDEESTE	Gastos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia					
miles USD/año	CF	VAD	TOTAL			
Costos de Personal (Remuneraciones)	1,951.3	12,739.2	14,690.5			
Costos de Personal (Bienes y Servicios)	907.9	3,791.1	4,699.0			
Mantenimiento de Redes	0.0	11,132.1	11,132.1			
Mantenimiento de Sistemas Informáticos	410.3	836.7	1,247.0			
Lectura	2,376.2	0.0	2,376.2			
Facturación (emisión y reparto)	155.8	0.0	155.8			
Recaudación	229.3	0.0				
Asesorías y consultorías	0.0	421.7	229.3			
Consejo de Administración	0.0	534.3	421.7			
Gastos de Representación	0.0	598.4	534.3			
Publicidad, Marketing y Relaciones Públicas	0.0	1,284.2	598.4			
Seguros	0.0		1,284.2			
Tributos	46.5	554.2	554.2			
Gastos bancarios y notariales	121.5	5,654.4	5,700.9			
Subtotal Gastos Operativos		750.9	872.5			
Recargo por AP	6,199.0	38,297.1	44,496.1 14,129.0			
Costo de incobrabilidad						
TOTAL Gastos Reconocidos			11,877.8			
TOTAL GUSTOS RECONOCIDOS			70,502.9			

Tabla 2-25: Estructura detallada de Costos Operativos reconocidos en la Tarifa de Referencia para EDEESTE

2.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS GASTOS OPERATIVOS RECONOCIDOS EN LAS TARIFAS DE REFERENCIA

Para efectuar el análisis comparativo a los fines de determinar la validez de los gastos operativos reconocidos en las tarifas de referencia de cada EDE, se utilizó un modelo estadístico de cálculo de costos operativos en empresas de distribución desarrollado por BAES para la empresa ESKOM de Sudáfrica, y aplicado posteriormente en varios estudios de valuación y de validación de costos de empresas distribuidoras en Latinoamérica.

El modelo se desarrolló analizando los costos de explotación técnica y comercial de 48 empresas distribuidoras: de Norteamérica (21), Latinoamérica (17) y Europa (10) con un rango de cantidad de usuarios entre un mínimo de 60,000 y un máximo de 5.2 millones.

Se efectuaron correlaciones múltiples de estos costos contra 19 drivers como, por ejemplo, cantidad de usuarios, energía vendida, energía operada, km de líneas, área de servicio, etc.

Las ecuaciones evaluadas fueron del tipo:

$$ln (costo) = A \times ln (x_1) + B \times ln (x_2) + C \times ln (x_3) + + N$$

Para los costos operativos técnicos y comerciales, las ecuaciones con el mejor ajuste resultaron del tipo:

$$In(GO) = A \times In(x_1) + B \times In(x_2) + C \times In(x_3) + D$$

Con los siguientes coeficientes (A, B, C y D) y drivers $(x_1, x_2 y x_3)$.

		Gastos Operativos Técnicos	Gastos Operativos Comerciales	
	X ₁	Energía ingresada [MWh]	Energía vendida [MWh]	
Drivers	X2	Usuarios totales	Costos salarial promedio [USD/empleado-año]	
	X3	Costos salarial promedio [US\$/empleado-año]	Usuarios totales	
	A	0.74570	0.29200	
Coeficientes	В	2.23-07	1.01730	
	С	-0.00001	0.41262	
	D	6.17000	-4.31170	
Incidencia de gastos administrativos y generales		30%	30%	
R ² ajustado		0.902	0.950	
Error		32.8%	22.6%	

Tabla 2-26: Parámetros de las fórmulas de Gastos Operativos de referencia

Los datos considerados para cada EDE son los siguientes.

		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Cantidad de empleados ¹	[#]	3,013	2,906	2,252
Gastos totales de personal ¹	[MM USD / año]	45	38	29
Energía vendida ²	[GWh]	3,033	2,870	2,417
Energía comprada ²	[GWh]	3,569	3,376	2,843
Cantidad de usuarios ²	[#]	662,193	975,744	702,158

Tabla 2-27: Datos para las fórmulas de Gastos Operativos de referencia

Fuentes:

Considerando las ecuaciones indicadas, se determinaron los valores de Gastos Operativos Técnicos (GOT) y Gastos Operativos Comerciales (GOC) para cada una de las EDEs, y considerando el error estadístico de las regresiones se establecieron los extremos máximo y mínimo del rango de validez, comparados contra los valores reconocidos en las Tarifas de Referencia, en color azul, según se indica en la tabla siguiente.

Millones de US\$/año	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
GOT	46.49	48.98	40.60
GOT min	31.26	32.93	27.30
GOT MAX	61.72	65.03	53.91
GOT Tarifa de Referencia	55.15	52.94	38.30
GOC	6.09	6.08	4.99
GOC min	4.71	4.70	3.86
GOC MAX	7.47	7.46	6.12
GOC Tarifa de Referencia	6.34	7.57	6.20

Tabla 2-28: Comparación de Gastos Operativos Técnicos y Comerciales

Las comparaciones de los Gastos Operativos Técnicos y Comerciales se presentan en las figuras siguientes.

¹ EDEEE – Indicadores de desempeño EDEs – marzo de 2018

² Datos para el cálculo de la Tarifa de Referencia

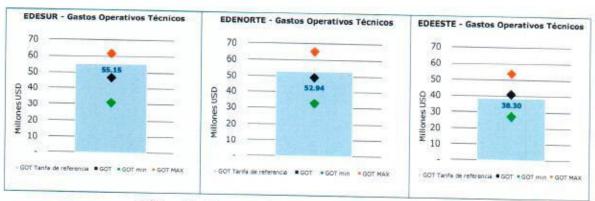


Gráfico 10: Comparación de Castos Operativos Técnicos

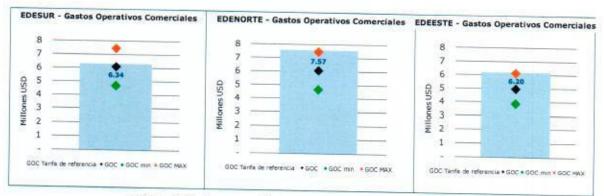


Gráfico 101: Comparación de Castos Operativos Comerciales

Finalmente se efectúa la comparación de los gastos operativos totales, o sea la suma de los gastos operativos técnicos y comerciales, la que se muestra en la tabla siguiente.

llones de USD/año	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
GO	52.58	55.06	45.60
GO min	35.97	37.64	31.16
GO MAX	69.20	72.49	60.03
GO Tarifa de Referencia	61.49	60.50	44.50

Tabla 2-29: Comparación de Gastos Operativos Totales

La comparación de los Gastos Operativos Totales se presenta en la figura siguiente.

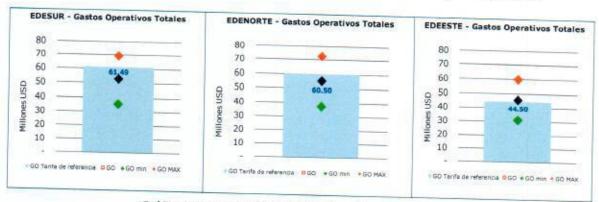


Gráfico 112: Comparación de Castos Operativos Totales

Según resulta de las comparaciones contra los valores determinados por los modelos de cálculo, los valores de gastos reconocidos en las Tarifas de Referencia de las EDEs están dentro del rango de valores razonables.

3. PROPUESTA DE ESTRUCTURA TARIFARIA

En cuanto al régimen tarifario de referencia los TdR del estudio indican lo siguiente. Se han resaltado los párrafos más relevantes para la definición de la estructura tarifaria.

"EL CONSULTOR deberá revisar la "Actualización del estudio para la determinación y ajuste de las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados (Tarifa Técnica) y del Valor Agregado de Transmisión (Peaje)", así como los acuerdos que se hayan adoptado en el Pacto Eléctrico y los compromisos asumidos por el país a nivel internacional con relación al cambio climático.

A partir de esto, EL CONSULTOR definirá la estrategia tarifaria, tanto de transición como de referencia, para los próximos 10 años."

"EL CONSULTOR en el régimen tarifario de referencia debe contemplar, para cada una de las EDEs, la transferencia de los costos de suministro e incorporar un valor agregado de distribución (VAD) consistente con: (i) pérdidas de hasta un 15%, (ii) un 97% de cobranzas, (iii) una relación gastos operativos / ingresos de 10%, y (iv) la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central......."

Por su parte en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico se indica lo siguiente respecto de la Tarifa de Referencia.

"8.2.2 Régimen Tarifario de Referencia

.....

8.2.2.1 El régimen tarifario de referencia es aquel que:

a. Reconoce, los costos de suministro e incorpora un valor agregado de distribución (VAD) que contempla: (i) hasta un 15% de pérdidas, (ii) un 97% de cobranzas, (iii) un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y (iv) la tasa de costo de capital para inversión en el sub-sector eléctrico establecida por el Banco Central.

Considerando todo lo citado anteriormente, se propone una Estructura Tarifaria de Referencia con las siguientes características.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA

Sobre la base de la estructura tarifaria existente y considerando los criterios establecidos en los TdR y en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico, las características de la estructura tarifaria de referencia propuesta son las siguientes:

- Se consideran las siguientes categorías tarifarias:
 - BTS: baja tensión general con medición única de energía, que se aplica al universo de usuarios de las actuales categorías tarifarias BTS1 y BTS2.
 - BTD y MTD: son tarifas en Baja y Media Tensión para usuarios medianos y grandes con simple medición de potencia.
 - BTH y MTH: son tarifas en Baja y Media Tensión para usuarios medianos y grandes con medición de potencia en 2 tramos horarios.
- El criterio de simplificación del régimen tarifario se considera en la definición de los parámetros o cargos tarifarios a aplicar, según se describe a continuación:
 - BTS: un cargo fijo mensual y un cargo por energía consumida.

- BTD y MTD: un cargo fijo mensual, un cargo por energía y un cargo por potencia máxima.
- BTH y MTH: un cargo fijo mensual, un cargo por energía, un cargo por potencia máxima en horas de punta y un cargo por potencia máxima fuera de punta.

3.2 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS TARIFARIOS

Una vez definidos los Costos Fijos, los Costos del VAD de referencia, los Factores de Pérdidas, incorporando los criterios establecidos en los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico, se determinaron los parámetros tarifarios considerando las fórmulas de cálculo de los parámetros de cada categoría tarifaria y los factores de caracterización del consumo (horas de uso y factores de coincidencia) y los precios de compra de energía y potencia, según se detalla a continuación.

3.2.1 Costos fijos y del VAD, Factores de Pérdidas, parámetros de consumo y precios de compra de energía y potencia para cada EDE

Los Cargos Fijos y del VAD, en valores de pesos dominicanos de diciembre de 2017, son los determinados en el punto 2.2.6, Tabla 2-20, del presente informe. Para su aplicación al cálculo de tarifas se deben actualizar a la fecha de aplicación.

Cargo del VAD		Cargo del VAD EDESUR		EDEESTE
CF _{BTS} 0	RD\$/Cliente-mes	40.17	32.26	36.74
СБвтр-втн о	RD\$/Cliente-mes	64.62	51.35	58.56
СЕмтр-мтн о	RD\$/Cliente-mes	71.39	69.09	65.20
VAD BTo	RD\$/kW-mes	882.27	1,011.94	628.33
VAD MT ₀	RD\$/kW-mes	239.05	354.06	482.56
VAD TRo	RD\$/kW-mes	58.60	91.38	101.86

Tabla 3-1: Cargos fijos y del VAD para el cálculo de las Tarifas de Referencia de las EDEs

Los Factores de Expansión de Pérdidas fueron determinados según lo detallado en el punto 2.2.4 del presente informe.

Factores de expansión de pérdidas	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
FEPEBT	1.135	1.104	1.130
FEP _P BT	1.096	1.090	1.162
FEP _E MT	1.084	1.059	1.083
FEP _P MT	1.086	1.076	1.100
FEP _E TR	1.043	1.033	1.000
FEP _P TR	1.043	1.034	1.000

Tabla 3-2: Factores de expansión de pérdidas para el cálculo de las Tarifas de Referencia para las EDEs

Los parámetros de consumo (horas de uso y factores de carga) se basaron en los utilizados para la determinación de la Tarifa Técnica, presentados en los Cuadros 10-1 y 10-13 (páginas 170 y 176) del Estudio de INECON. Los parámetros de consumo relacionados con la compra de energía, NHU_{BTG-C}, FC_C^{BTH-HP}, FC_C^{MTD} y FC_C^{MTH-HP}, fueron ajustados de manera de reproducir la estructura de compra real de cada una de las EDEs para el trimestre abril-junio de 2018.

Parámetro de consumo		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	
NHU _{BTS-C}	Horas-mes	715	715	715	
NHU _{BTS-D}	Horas-mes	550	550	550	
FCcBTD		0.500	0.783	0.695	
FCc ^{BTH-HP}		0.608	0.951	0.844	
FCcMTD		0.468	0.808	0.680	
FCc ^{MTH-HP}	THE PERSON NAMED IN COLUMN TWO	0.468	0.808	0.680	
FC _D BTD		0.750	0.750	0.750	
FCDBTH-HP		0.750	0.750	0.750	
FCo ^{BTH-FHP}		0.500	0.500	0.500	
FCo ^{MTD}		0.650	0.650	0.650	
FC _D MTH-HP		0.850	0.850	0.850	
FCDMTH-FHP		0.500	0.500	0.500	

Tabla 3-3: Parámetros de consumo para el cálculo de las Tarifas de Referencia para las EDEs

3.2.2 Fórmulas para el cálculo y la actualización de los parámetros tarifarios

Las fórmulas que se utilizan para el cálculo de cada uno de los parámetros tarifarios de las distintas categorías tarifarias se describen a continuación.

Los factores "FA" que afectan a los parámetros base son los Factores de Actualización que se describen en el Capítulo 4 de este Informe.

Estos parámetros tarifarios luego de calcularse aplicando las fórmulas detalladas a continuación, deben afectarse posteriormente por el factor de incobrabilidad y aporte al alumbrado público (FINC-AP), que se detalló en el Punto 2.2.7 de este Informe.

A. TARIFA BTS

Cargo Fijo:

CFBTS = CFBTS 0 X FACFBTS X FINC-AP

Cargo por Energía:

 $CE_{BTS} = (Ce_{BTS} + Cp_{BTS} + Ct_{BTS} + CD_{BTE}) \times F_{INC-AP}$

Donde:

Cebts = Pe x FEPEBT x FEPEMT x FEPETR

 $Cp_{BTS} = (Pp \times FEP_P^{BT} \times FEP_P^{MT} \times FEP_D^{TR}) / NHU_{BTS-C}$

 $Ct_{BTS} = (Pt \times FEP_p^{BT} \times FEP_p^{MT} \times FEP_p^{TR}) / NHU_{BTS-C}$

 $\begin{aligned} \text{CD}_{\text{BTS}} = & \text{ (VAD TR}_0 \text{ x FA}_{\text{VAD-TR}} \text{ x FEP}_{\text{P}}^{\text{MT}} \text{ x FEP}_{\text{P}}^{\text{BT}} + \text{VAD MT}_0 \text{ x FA}_{\text{VAD-MT}} \text{ x FEP}_{\text{P}}^{\text{BT}} + \text{VAD} \\ & \text{BT}_0 \text{ x FA}_{\text{VAD-BT}} \text{) / \text{NHU}}_{\text{BTS-D}} \end{aligned}$

B. TARIFA BTD

Cargo Fijo:

CFBTD = CFBTD-BTH 0 X FACFBTD-BTH X FINC-AP

Cargo por Energía:

CEBTD = Pe x FEPEBT x FEPEMT x FEPETR x FINC-AP

Cargo por Potencia:

CPBTD = (CpBTD + CtBTD + CDBTD) x FINC-AP

Donde:

Cpbtd = Pp x FEPpBT x FEPpMT x FEPpTR x FCcBtd

Ctbtd = Pt x FEPpBT x FEPpMT x FEPpTR x FCcBTD

 $\begin{aligned} \mathsf{CD}_{\mathsf{BTD}} = \ & (\mathsf{VAD}\ \mathsf{TR}_0\ x\ \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-TR}}\ x\ \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{MT}}\ x\ \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{BT}}\ + \mathsf{VAD}\ \mathsf{MT}_0\ x\ \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-MT}}\ x\ \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{BT}}\ + \ \mathsf{VAD} \\ & \mathsf{BT}_0\ x\ \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-BT}})\ x\ \mathsf{FC_D}^{\mathsf{BTD}} \end{aligned}$

C. TARIFA BTH

Cargo Fijo:

CFBTH = CFBTD-BTH 0 X FACFBTD-BTH X FINC-AP

Cargo por Energía:

CEBTH = Pe x FEPEBT x FEPEMT x FEPETR x FINC-AP

Cargo por Potencia en Horas de Punta:

 $CP_{BTH-HP} = (Cp_{BTH-HP} + Ct_{BTH-HP} + CD_{BTH-HP}) x F_{INC-AP}$

Donde:

 $Cp_{BTH-HP} = Pp \times FEP_P^{BT} \times FEP_P^{MT} \times FEP_D^{TR} \times FC_C^{BTH-HP}$

Ctbth-HP = Pt x FEPpBT x FEPpMT x FEPpTR x FCCBTH-HP

CD_{BTH-HP} = (VAD TR₀ x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} x FEP_P^{BT} +VAD MT₀ x FA_{VAD-MT} x FEP_P^{BT} + VAD BT₀ x FA_{VAD-BT}) x FC_D^{BTH-HP}

Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta:

 $\mathsf{CP}_{\mathsf{BTH}}^{\mathsf{HFP}} = (\mathsf{VAD} \; \mathsf{TR}_0 \; \mathsf{x} \; \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-TR}} \; \mathsf{x} \; \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{MT}} \; \mathsf{x} \; \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{BT}} \; + \mathsf{VAD} \; \mathsf{MT}_0 \; \mathsf{x} \; \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-MT}} \; \mathsf{x} \; \mathsf{FEP_P}^{\mathsf{BT}} \; + \\ \mathsf{VAD} \; \mathsf{BT}_0 \; \mathsf{x} \; \mathsf{FA}_{\mathsf{VAD-BT}}) \; \mathsf{x} \; \mathsf{FC_D}^{\mathsf{BTH-HFP}} \; \mathsf{x} \; \mathsf{Finc-AP}$

D. TARIFA MTD

Cargo Fijo:

CFMTD = CFMTD-MTH 0 X FACFMTD-MTH X FINC-AP

Cargo por Energía:

CEMTD = Pe x FEPEMT x FEPETR x FINC-AP

Cargo por Potencia:

CPMTD = (CPMTD + CtMTD + CDMTD) x FINC-AP

Donde:

 $Cp_{MTD} = Pp \times FEP_{p}^{MT} \times FEP_{p}^{TR} \times FC_{c}^{MTD}$

 $Ct_{MTD} = Pt \times FEP_{p}^{MT} \times FEP_{p}^{TR} \times FC_{c}^{MTD}$

CD_{MTD} = (VAD TR₀ x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} +VAD MT₀) x FC_D^{MTD}

E. TARIFA MTH

Cargo Fijo:

CFMTH = CFMTD-MTH 0 X FACEMTD-MTH X FINC-AP

Cargo por Energía:

CEMTH = Pe x FEPEMT x FEPETR x FINC-AP

Cargo por Potencia en Horas de Punta:

 $CP_{MTH-HP} = (Cp_{MTH-HP} + Ct_{MTH-HP} + CD_{MTH-HP}) \times F_{INC-AP}$

Donde:

 $Cp_{MTH-HP} = Pp \times FEP_p^{MT} \times FEP_p^{TR} \times FC_c^{MTH-HP}$

 $Ct_{MTH-HP} = Pt \times FEP_P^{MT} \times FEP_D^{TR} \times FC_C^{MTH-HP}$

CD_{MTH-HP} = (VAD TR₀ x FA_{VAD-TR} x FEP_P^{MT} +VAD MT₀) x FC_D^{MTH-HP}

Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta:

CPMTHHFP = (VAD TR0 x FAVAD-TR x FEPPMT +VAD MT0 x FAVAD-MT) x FCDMTH-HFP x FINC-AP

Los parámetros para utilizar en las fórmulas tarifarias se describen a continuación:

CF_{BTS 0}: Cargo fijo base de la tarifa BTS (punto 3.2.1 de este Informe).

FACFBTS: Factor de actualización del cargo fijo de la tarifa BTS para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

Finc-AP: Factor de incobrabilidad y aporte al alumbrado público (punto 2.2.7 de este Informe).

Pe: Precio de compra de la energía para el trimestre "t" (punto 4.2.1 de este Informe)

FEP_E^{BT}: Factor de expansión de pérdidas de energía en BT (punto 3.2.1 de este Informe).

FEP_E^{MT}: Factor de expansión de pérdidas de energía en MT (punto 3.2.1 de este Informe).

FEP_ETR: Factor de expansión de pérdidas de energía en transformación (punto 3.2.1 de este Informe).

Pp: Precio de compra de la potencia para el trimestre "t" (punto 4.2.2 de este Informe)

FEP_pBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en BT (punto 3.2.1 de este Informe).

FEP_PMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en MT (punto 3.2.1 de este Informe).

FEP_PTR: Factor de expansión de pérdidas de potencia en transformación (punto 3.2.1 de este Informe).

NHU_{BTS-C}: Número de horas de uso de la tarifa BTS para compra de energía (punto 3.2.1 de este Informe).

NHU_{BTS-D}: Número de horas de uso de la tarifa BTS para distribución (punto 3.2.1 de este Informe).

Pt: Costo unitario de transporte para el trimestre "t" (punto 3.2.1 de este Informe)

VAD TR₀: VAD de transmisión base (punto 3.2.1 de este Informe).

FAVAD-TR: Factor de actualización del VAD de transmisión para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

VAD MT₀: VAD de MT base (punto 3.2.1 de este Informe).

FAVAD-MT: Factor de actualización del VAD de MT para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

VAD BT₀: VAD de BT base (punto 3.2.1 de este Informe).

FAVAD-BT: Factor de actualización del VAD de BT para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

CFBTD-BTH 0: Cargo fijo base de la tarifa BTD (punto 3.2.1 de este Informe).

FACFBTD-BTH: Factor de actualización del cargo fijo de la tarifa BTD para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

FCcBTD: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa BTD con la demanda máxima de compra (punto 3.2.1 de este Informe).

FC_DBTD: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa BTD con la demanda máxima de distribución (punto 3.2.1 de este Informe).

CFBTD-BTH 0: Cargo fijo base de la tarifa BTH (punto 3.2.1 de este Informe).

FACFBTD-BTH: Factor de actualización del cargo fijo de la tarifa BTH para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

FC_C^{BTH-HP}: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa BTH con la demanda máxima de compra en horas de punta (punto 3.2.1 de este Informe).

FCDBTH-HP: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa BTD con la demanda máxima de distribución en horas de punta (punto 3.2.1 de este Informe).

FCDBTH-HFP: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa BTH con la demanda máxima de distribución en horas fuera de punta (punto 3.2.1 de este Informe).

CFMTD-MTH 0: Cargo fijo base de la tarifa MTD (punto 3.2.1 de este Informe).

FACFMTD-MTH: Factor de actualización del cargo fijo de la tarifa MTD para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

FCcMTD: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa MTD con la demanda máxima de compra (punto 3.2.1 de este Informe).

FCDMTD: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa MTD con la demanda máxima de distribución (punto 3.2.1 de este Informe).

CFMTD-MTH 0: Cargo fijo base de la tarifa MTH (punto 3.2.1 de este Informe).

FACFMTD-MTH: Factor de actualización del cargo fijo de la tarifa MTH para el trimestre "t" (punto 4.1 de este Informe).

FCc^{MTH-HP}: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa MTH con la demanda máxima de compra en horas de punta (punto 3.2.1 de este Informe).

FC_DMTH-HP: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa MTH con la demanda máxima de distribución en horas de punta (punto 3.2.1 de este Informe).

FCDMTH-HFP: Factor de coincidencia de la demanda de los clientes de la tarifa MTH con la demanda máxima de distribución en horas fuera de punta (punto 3.2.1 de este Informe).



4. PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TRIMESTRAL

La propuesta de actualización trimestral de la Tarifa de Referencia se basa en un mecanismo de Indexación del VAD de Referencia basado en índices de precios representativos de los costos de capital y operativos, ya que es el mecanismo utilizado en la mayoría de los países de la región para el ajuste de las tarifas de distribución de energía eléctrica.

4.1 ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS Y DEL VAD DE REFERNCIA

La fórmula general planteada para obtener el Factor de Actualización de costos al trimestre "t" que comienza el mes "n" (FAt) es la siguiente:

$$FA_t = \left[\alpha.\frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + \left(\beta.\frac{CPI_{n-2}}{CPI_0} + \gamma.\frac{PCu_{n-2}}{PCu_0} + \delta.\frac{PAl_{n-2}}{PAl_0} + \varepsilon.\frac{PFe_{n-2}}{PFe_0}\right) \times \frac{TC_{n-2}}{TC_0}\right] \times \left(\frac{1 - Tl_n}{1 - Tl_0}\right)^{\mathsf{T}}$$

Donde:

Subíndice "n": indica el mes inicial del trimestre para el que se quiere actualizar el cargo.

Subíndice "n-2": indica el segundo mes anterior al mes inicial del trimestre para el que se quiere actualizar el cargo.

Subíndice "0": indica el mes base de referencia para la actualización (segundo mes anterior al de la fecha de referencia del estudio, es decir octubre de 2014).

IPC: es el Índice de Precios al Consumidor Nacional, Serie Mensual, 1984-2018, publicado por el BCRD (Base diciembre 2010=100).

CPI: es el Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U): U.S. city average, by expenditure category, publicado por el US Department of Labor – Bureau of Labor Statistics de USA.

PCu: es el precio mensual del cobre publicado en el sitio web http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Monthly prices" en la columna "Cooper" en dólares por tonelada métrica. Fuente: World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet).

PAI:

es el precio mensual del aluminio publicado en el sitio web

http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Monthly
prices" en la columna "Aluminum" en dólares por tonelada métrica.
Fuente:World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet).

PFe: es el precio mensual del hierro publicado en el sitio web http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Monthly prices" en la columna "Iron ore, cfr spot" en dólares por tonelada métrica. Fuente: World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet).

TC: es la Tasa de Cambio del dólar de Agentes de Cambio, Venta, publicada por el BCRD.

TI: es la tasa vigente del impuesto a la renta. El valor base en diciembre de 2017 es 27%.

Los coeficientes α , β , γ , δ , ϵ y, τ son los ponderadores de la variación de cada uno de los índices utilizados. Los valores considerados para cada EDE se presentan en las tablas siguientes:

Coeficientes de la fórmula de ajuste - EDESUR							
Costo fijo o del VAD	α	β	γ	δ	ε	τ	
CFBTS	0.887	0.113	0.000	0.000	0.000	-0.063	
СБвтр-втн	0.922	0.078	0.000	0.000	0.000	-0.044	
СЕмто-мтн	0.961	0.039	0.000	0.000	0.000	-0.064	
VADBT	0.737	0.092	0.087	0.004	0.080	-0.511	
VADMT	0.665	0.071	0.132	0.099	0.033	-0.570	
VADTR	0.692	0.052	0.128	0.000	0.128	-0.564	

Coeficientes de la fórmula de ajuste - EDENORTE							
Costo fijo o del VAD	α	β	γ	δ	ε	τ	
CFBTS	0.902	0.098	0.000	0.000	0.000	-0.055	
СГвтр-втн	0.933	0.067	0.000	0.000	0.000	-0.038	
СЕмтр-мтн	0.975	0.025	0.000	0.000	0.000	-0.053	
VADBT	0.753	0.102	0.073	0.002	0.070	-0.483	
VADMT	0.675	0.052	0.137	0.110	0.026	-0.552	
VADTR	0.694	0.050	0.128	0.000	0.128	-0.559	

Coeficientes de la fórmula de ajuste - EDEESTE								
Costo fijo o del VAD	α	β	γ	δ	ε	τ		
CFBTS	0.895	0.105	0.000	0.000	0.000	-0.058		
СЕвто-втн	0.928	0.072	0.000	0.000	0.000	-0.040		
СЕмто-мтн	0.961	0.039	0.000	0.000	0.000	-0.064		
VADBT	0.753	0.108	0.071	0.003	0.065	-0.454		
VADMT	0.661	0.069	0.135	0.106	0.029	-0.562		
VADTR	0.691	0.051	0.129	0.000	0.129	-0.580		

Tabla 4-1: Coeficientes de las fórmulas de ajuste del VAD para EDENORTE, EDESUR y EDEESTE

4.2 ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA

La propuesta para actualizar los costos de compra de energía y potencia de las EDEs, se basa en lo establecido en el Punto 8.2.3.2 i) de los compromisos y acuerdos logrados durante la discusión del Pacto Eléctrico:

"Los valores que servirán como base para medir las variaciones del precio medio de compra y la tasa de cambio serán los disponibles al primer trimestre del año 2018. El Precio Medio de Compra de las Distribuidoras (PMC) resulta de sumar en cada momento: (1) costo de la energía y potencia adquirida en el mercado de contrato, (2) costo de la energía y potencia adquirida en el mercado spot, (3) peaje de transmisión, (4) pago de compensaciones por despacho forzado y (5) los aportes a las instituciones regulatorias y de operación del mercado, todo esto dividido entre el total de energía comprada. Por su parte la tasa de cambio será el promedio de los valores publicados por el Banco Central correspondiente a los agentes de cambio, del trimestre anterior hasta el día 25 del mes inmediatamente anterior en el que se hace el ajuste."

Los valores indicados serán solicitados a las EDEs y al OC por la SIE cada mes para determinar de esa manera los Pe, Pp y Pt correspondientes.

De esta manera la fórmula de actualización trimestral de los precios de compra de energía y potencia de cada EDE para el trimestre "n" (t) que comprende los meses "n", "n+1" y "n+2" serán las siguientes.

4.2.1 Precio de la energía para el trimestre "t" (Pet)

$$Pe_{t} = \frac{(\sum_{n=6}^{n-4} Ces_{i} + \sum_{n=6}^{n-4} Cec_{i} + \sum_{n=6}^{n-4} CDF_{i} + \sum_{n=6}^{n-4} ARO_{i})}{\sum_{n=6}^{n-4} E_{i}}$$

Donde:

Subíndice "t": Indica el trimestre que comienza el mes "n"

Cesi: Es el costo total de la energía adquirida en el mercado spot el mes "i", del

trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4"

Ceci: Es el costo total de la energía adquirida por contratos el mes "i", del trimestre

que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4"

CDF: Es el costo de las compensaciones por despacho forzado el mes "i", del

trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4

AROi: Es el costo de los aportes a las instituciones regulatorias y de operación del

mercado el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y

"n-4"

Es la energía total adquirida el mes "i", del trimestre que comprende los

meses "n-6", "n-5" y "n-4"

4.2.2 Precio de la potencia para el trimestre "t" (Ppt)

$$Pp_{t} = \frac{\left(\sum_{n=6}^{n-4} Cps_{i} + \sum_{n=6}^{n-4} Cpc_{i}\right)}{\sum_{n=6}^{n-4} P_{i}}$$

Donde:

Subíndice "t": Indica el trimestre que comienza el mes "n"

Cpsi: Es el costo total de la potencia adquirida en el mercado spot el mes "i", del

trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4"

Cpc₁: Es el costo total de la potencia adquirida por contratos el mes "i", del

trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4"

Pi:

Es la potencia total adquirida el mes "i", del trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4"

4.2.3 Precio del peaje de transmisión para el trimestre "t" (Ptt)

$$Pt_{t} = \frac{\left(\sum_{n=6}^{n-4} Ct_{i}\right)}{\sum_{n=6}^{n-4} P_{i}}$$

Donde:

Subíndice "t": Indica el trimestre que comienza el mes "n".

Cti: Es el costo total del peaje de transmisión pagado el mes "i", del trimestre

que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4".

P_I: Es la potencia total adquirida el mes "i", del trimestre que comprende los

meses "n-6", "n-5" y "n-4".

4.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

El procedimiento para efectuar la actualización trimestral de las tarifas de distribución es el siguiente:

- Actualización de los cargos fijos y del VAD de Referencia
- 2. Actualización de los costos de compra de energía, potencia y transporte
- Cálculo de los cuadros tarifarios actualizados

A continuación, se describe cada uno de los pasos del procedimiento.

4.3.1 Actualización de los cargos fijos y del VAD de Referencia

Para actualizar los cargos fijos y los del VAD en el trimestre "t", que comienza el mes "n", se debe aplicar la fórmula presentada en el punto 4.1 de este Informe, considerando los indicadores de precios base (los de referencia indicados con el subíndice "0") y los correspondientes al mes "n-2" (que serán los que estén disponibles al momento de la actualización, antes del inicio del mes "n").

Se deben actualizar los 3 cargos fijos y los 3 VAD de cada una de las EDEs.

4.3.2 Actualización de los costos de compra de energía, potencia y transporte

La actualización de los precios de compra de energía, potencia y peaje de transporte a utilizar para calcular las tarifas el trimestre "t", que comienza el mes "n", se deben utilizar las fórmulas presentadas en los puntos 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3 de este Informe, utilizando la información de costos de compra y de valores físicos de la energía, la potencia y el peaje de transporte, correspondientes al trimestre que comprende los meses "n-6", "n-5" y "n-4" (que serán los meses del último trimestre que esté disponible al momento de la actualización, antes del inicio del mes "n").

Estos valores serán los que disponga las SIE o les sea remitido por el operador del mercado.

Esta actualización determinará los valores del precio de la energía (Pe_t), del precio de la potencia (Pp_t) y del peaje de transmisión (Pt_t) que se aplicarán para el cálculo de las tarifas el trimestre "t".

4.3.3 Cálculo de los cuadros tarifarios actualizados

Una vez actualizados los cargos fijos y del VAD para el trimestre "t" (CF_{BTS-t}, CF_{BTD,BTH-t}, CF_{MTD,MTH-t}, VAD BT_t, VAD MT_t v VAD TR_t), y los costos de compra de la energía, la potencia y el peaje de transporte para el trimestre "t" (Pe_t, Pp_t, Pt_t), y considerando los factores de pérdidas y parámetros de consumo (FEP, NHU, FC_c, FC_o y NHU) establecidos en el punto 3.2.1 de este Informe como fijos durante el período de transición, se calculan los parámetros del cuadro tarifario aplicando las fórmulas detalladas en el punto 3.2.2 de este Informe.

4.4 EJEMPLO DE LA ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS FIJOS Y DEL VAD, Y COSTOS DE COMPRA

Como ejemplo aplicación de la fórmula de actualización de los cargos fijos y del VAD y los costos de compra, se efectúa la actualización de los valores base a los valores que deberían ser aplicados el trimestre octubre-diciembre de 2018.

Para ello se deben considerar los valores de los índices de precios correspondientes al mes "n-2", siendo el mes "n" el mes de octubre de 2018. En este caso el mes "n-2" es el mes de agosto de 2018. Los precios de compra a considerar son los correspondientes al trimestre

4.4.1 Valores de los índices (base y agosto de 2018) y factores de actualización para el trimestre octubre-diciembre de 2018

Los valores de todos los índices de precios propuestos al mes base, es decir octubre de 2017, y al mes correspondiente a la actualización para el trimestre octubre-diciembre de 2018, es decir agosto de 2018, se presentan en la tabla siguiente.

Índices de Precios	IPC	CPI	PCu	PAI	PFe	тс	TI
Oct 2017 (base)	125.950	246.663	6807.600	2131.490	61.660	47.941	27%
Ago 2018	129.990	252.146	6051.050	2051.510	67.150	49.688	27%

Tabla 4-2: Índices de precios base y de agosto de 2018

Considerando los valores de estos índices, los factores de actualización (FA) entre diciembre de 2017 y el trimestre octubre-diciembre de 2018 para cada EDE son los que se presentan en la tabla siguiente.

Costos a	Diciembre 2017	FA al trimestre octubre-diciembre de 2018					
indexar	Valores base	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE			
CFats	1.000	1.0352	1.0348	1.0350			
СГвто-втн	1.000	1.0342	1.0339	1.0340			
СГмтр-мтн	1.000	1.0331	1.0328	1.0331			
VADBT	1.000	1.0326	1.0335	1.0333			
VADMT	1.000	1.0192	1.0170	1.0182			
VADTR	1.000	1.0317	1.0316	1.0316			

Tabla 4-3: Valores de los factores de actualización al trimestre octubre-diciembre de 2018 de los parámetros del VAD para las EDEs

Tomando en cuenta los valores base de los cargos del VAD (diciembre de 2017) y los factores de actualización calculados en la tabla anterior, los valores de los cargos del VAD actualizados para el trimestre octubre-diciembre de 2018 se presentan en la tabla siguiente.

	Valores de los cargos del VAD actualizados al trimestre octubre- diciembre de 2018									
Cargos del VAD	EDE	SUR	EDEN	ORTE	EDE	ESTE				
	Dic. 2017 (base)	Oct. 2018	Dic. 2017 (base)	Oct. 2018	Dic. 2017 (base)	Oct. 2018				
CFBIS	40.17	41.59	32.26	33.38	36.74	38.03				
СБвтр-втн	64.62	66.83	51.35	53.09	58.56	60.56				
СЕмтр-мтн	71.39	73.76	69.09	71.36	65.20	67.36				
VADBT	882.27	911.19	1,011.94	1,046.04	628.33	649.42				
VADMT	239.05	243.69	354.06	360.18	482.56	491.45				
VADTR	58.60	60.47	91.38	94.30	101.86	105.11				

Tabla 4-4: Cargos del VAD actualizados al trimestre octubre-diciembre de 2018 para las EDEs

4.4.2 Actualización de los precios de compra

La actualización de los precios de compra correspondientes a las tarifas para el trimestre octubre-diciembre de 2018, se efectuó mediante el procedimiento detallado en el punto 4.2, considerando los valores de compra de energía, potencia y transporte realmente registrados en el trimestre abril-junio de 2018.

Los valores se presentan en las tablas siguientes, para cada una de las EDEs.

			THE REAL PROPERTY.	EDESUR	
			abr-18	may-18	jun-18
Costo de la energía adquirida en el mercado spot	Ces	RD\$	856,733,374	839,840,957	996,630,161
Costo de la energía adquirida por contratos	Cec	RD\$	1,156,943,106	1,387,610,455	1,446,910,432
Costo de las compensaciones por despachado forzado	CDF	RD\$	6,288,493	10,623,864	1,354,203
Costo de aportes a instituciones regulatorias y de operación	ARO	RD\$	16,409,916	17,514,552	18,583,918
Energía total adquirida	E	kWh	413,819,479	429,459,422	439,268,417
Costo de la potencia adquirida en el mercado spot	Cps	RD\$	157,676,692	157,154,955	157,927,463
Costo de la potencia adquirida por contratos	Срс	RD\$	150,649,228	150,948,133	151,247,376
Potencia total adquirida	Р	kW	698,966	695,786	695,786
Costo del peaje de transmisión pagado	Ct	RD\$	133,163,984	129,874,558	130,817,147

Tabla 4-5: Costos de compra de registrados por EDESUR en el trimestre abril-junio de 2018

				EDENORTE	
			abr-18	may-18	jun-18
Costo de la energía adquirida en el mercado spot	Ces	RD\$	756,447,452	744,734,870	886,924,045
Costo de la energía adquirida por contratos	Cec	RD\$	974,851,863	1,200,362,477	1,256,722,512
Costo de las compensaciones por despachado forzado	CDF	RD\$	3,191,124	7,630,475	151,343
Costo de aportes a instituciones regulatorias y de operación	ARO	RD\$	14,359,382	15,444,367	16,470,862
Energía total adquirida	E	kWh	343,020,125	359,922,451	369,636,761
Costo de la potencia adquirida en el mercado spot	Cps	RD\$	182,057,355	183,043,060	183,599,727
Costo de la potencia adquirida por contratos	Срс	RD\$	128,072,747	128,362,738	128,655,078
Potencia total adquirida	P	kW	676,426	676,426	676,426
Costo del peaje de transmisión pagado	Ct	RD\$	128,766,441	125,783,127	126,598,007

Tabla 4-6: Costos de compra de registrados por EDENORTE en el trimestre abril-junio de 2018

				EDEESTE	Hall Mar
			abr-18	may-18	jun-18
Costo de la energía adquirida en el mercado spot	Ces	RD\$	1,379,876,857	1,557,135,242	1,877,347,748
Costo de la energía adquirida por contratos	Cec	RD\$	338,630,998	361,587,270	316,273,423
Costo de las compensaciones por despachado forzado	CDF	RD\$	14,578,722	16,649,979	3,770,393
Costo de aportes a instituciones regulatorias y de operación	ARO	RD\$	15,944,237	17,033,067	18,462,941
Energía total adquirida	E	kWh	414,263,968	425,404,245	433,476,184
Costo de la potencia adquirida en el mercado spot	Cps	RD\$	245,992,904	247,463,125	244,870,028
Costo de la potencia adquirida por contratos	Срс	RD\$	92,915,663	93,054,725	93,104,353
Potencia total adquirida	Р	kW	738,380	738,380	730,975
Costo del peaje de transmisión pagado	Ct	RD\$	155,680,035	160,335,812	161,783,729

Tabla 4-7: Costos de compra de registrados por EDEESTE en el trimestre abril-junio de 2018

Considerando los costos de compra indicados en las tables anteriores, se definan los precios de compra a transferir a las tarifas de cada EDE en el trimestre octubre-diciembre de 2018.

	Precios de compra para octubre-diciembre			EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
A	Costo de la energía adquirida en el mercado spot	Ces	RD\$	2,693,204,492	2,388,106,367	4,814,359,847
В	Costo de la energía adquirida por contratos	Cec	RD\$	3,991,463,993	3,431,936,852	1,016,491,690
С	Costo de las compensaciones por despachado forzado	CDF	RD\$	18,266,560	10,972,942	34,999,094
D	Costo de aportes a instituciones regulatorias y de operación	ARO	RD\$	52,508,385	46,274,611	51,440,245
E	Energía total adquirida	E	kWh	1,282,547,318	1,072,579,337	1,273,144,397
F	Precio de la energía trimestre Mayo-Julio 2018 - F = (A+B+C+D) / E	Pe	RD\$/kWh	5.27	5.48	4.65

Tabla 4-8: Precios de la energía a transferir a tarifas para el trimestre octubre-diciembre de 2018

L	Precio del peaje de transmisión trimestre Mayo-Julio 2018 - L = K / I	Pt	RD\$/kW- mes	188	188	216
K	Costo del peaje de transmisión pagado	Ct	RD\$	393,855,688	381,147,576	477,799,576
J	Precio de la potencia trimestre Mayo-Julio 2018 - J = (G+H) / I	Pe	RD\$/kW- mes	443	460	461
I	Potencia total adquirida	Р	kW	2,090,538	2,029,277	2,207,734
н	Costo de la potencia adquirida por contratos	Срс	RD\$	452,844,738	385,090,562	279,074,741
G	Costo de la potencia adquirida en el mercado spot	Cps	RD\$	472,759,111	548,700,142	738,326,057

Tabla 4-9: Precios de la potencia y el transporte a transferir a tarifas para el trimestre octubrediciembre de 2018

4.5 CUADROS TARIFARIOS DE REFERENCIA - ACTUALIZADOS AL TRIMESTRE OCTUBRE-DICIEMBRE DE 2018

A continuación, se presentan los Cuadros Tarifarios de Referencia actualizados al trimestre octubre-diciembre de 2018, aplicando los cargos fijos y del VAD de Referencia y los costos de compra actualizados según lo detallado en el punto 4.4 anterior.

Tarifa	Cargo	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BTS	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	44.02	35.34	40.25
ыз	Energía	RD\$/kWh	10.72	11.14	9.91
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	70.74	56.19	64.10
BTD	Energía	RD\$/kWh	7.15	7.00	6.02
	Potencia Máxima	RD\$/kW-mes	1,407.28	1,881.23	1,711.96
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	70.74	56.19	64.10
втн	Energía	RD\$/kWh	7.15	7.00	6.02
5.11	Pot. Máxima FHP	RD\$/kW-mes	661.59	819.91	716.92
	Pot. Máxima HP	RD\$/kW-mes	1,496.18	2,020.81	1,848.37
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	78.07	75.53	71.30
MTD	Energía	RD\$/kWh	6.30	6.34	5.33
	Potencia Máxima	RD\$/kW-mes	566.73	933.93	954.05
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	78.07	75.53	71.30
мтн	Energía	RD\$/kWh	6.30	6.34	5.33
	Pot. Máxima FHP	RD\$/kW-mes	163.72	244.33	321.29
	Pot. Máxima HP	RD\$/kW-mes	632.22	1,031.66	1,082.56

Tabla 4-10: Cuadros tarifarios de Referencia para EDENORTE, EDESUR y EDEESTE

4.6 COMPARACIÓN DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA CON LAS VIGENTES A OCTUBRE DE 2018

A continuación, se muestra la comparación de las tarifas medias que resultan de aplicar las Tarifas de Referencia actualizadas al trimestre octubre-diciembre de 2018, contra las realmente vigentes en el mes de octubre de 2018. Para calcular las tarifas medias se aplicaron las tarifas a comparar a la estructura de mercado de las EDEs detallada en la Tabla 2-6 del presente Informe.

	Tarifas Medias de Referencia RD\$ / kWh						
	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE				
BTS	10.93	11.35	10.13				
BTD	13.91	14.14	11.26				
втн	19.78	25.44	19.62				
MTD	8.30	9.66	8.49				
MTH	10.89	16.16	11.72				
TOTAL	10.23	11.09	9.67				

Tarifas Medias Vigentes RD\$ / kWh						
EDESUR	EDENORTE	EDEESTE				
6.98	7.27	7.21				
12.20	11.17	10.44				
18.68	19.62	17.24				
9.53	9.55	9.43				
14.19	16.40	12.84				
8.56	8.12	8.16				

Tabla 4-11: Comparación de las Tarifas Medias aplicando las Tarifas de Referencia y las Tarifas Vigentes para EDENORTE, EDESUR y EDEESTE



5. ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA A FEBRERO DE 2019

Para la presentación del Informe Final del presente Estudio se ha efectuado la actualización de las Tarifas de Referencia al mes de febrero de 2019, considerando los últimos índices de precios conocidos, que son los correspondientes al mes de diciembre de 2018, y utilizando los últimos costos de compra de las EDEs a la fecha, que son los correspondientes al trimestre octubre-diciembre de 2018.

5.1 PRECIOS DE COMPRA DE LAS EDES DURANTE EL AÑO 2018

Para identificar el impacto de la actualización de los precios de compra de las EDEs en las Tarifas de Referencia, se muestra a continuación la evolución del precio monómico de compra de energía de cada EDE, calculado como el costo total por todo concepto dividido por la energía total comprada en cada mes, durante el período enero a diciembre del año 2018.

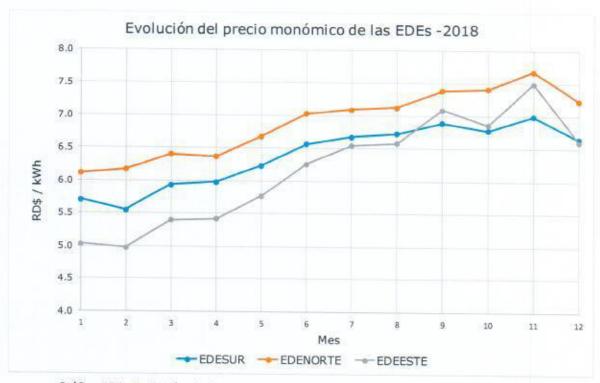


Gráfico 123: Evolución de los precios de compra de energía de las EDEs durante 2018

Como se puede observar los precios monómicos de compra de las EDEs se incrementaron hacia final de año 2018 desde valores entre 5 y 6 RD\$/MWh al inicio del año hasta valores entre 6.5 y 7.5 RD\$/MWh en el mes de diciembre.

Esa evolución impacta en la actualización de las Tarifas de Referencia incrementándolas para todas las EDEs.

5.2 VALORES DE LOS ÍNDICES (BASE Y DICIEMBRE DE 2018) Y FACTORES DE ACTUALIZACIÓN PARA EL MES DE FEBRERO DE 2019

Los valores de todos los índices de precios propuestos al mes base, es decir octubre de 2017, y al mes correspondiente a la actualización para el mes de febrero de 2019, es decir diciembre de 2018, se presentan en la tabla siguiente.

Índices de Precios	IPC	СРІ	PCu	PAI	PFe	тс	TI
Oct 2017 (base)	125.950	246.663	6807.600	2131.490	61.660	47.941	27%
Diciembre 2018	129.640	251.233	5939.100	1853.720	76.160	50.568	27%

Tabla 5-1: Índices de precios base y de diciembre de 2018

Tomando en cuenta los valores base de los cargos del VAD (diciembre de 2017) y los factores de actualización calculados en la tabla anterior, los valores de los cargos del VAD de Referencia actualizados para el mes de febrero de 2019 se presentan en la tabla siguiente.

Cargos del VAD	Valores de los cargos del VAD de Referencia actualizados al mes de febrero de 2019						
	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE				
СЕвтѕ	44.98	36.35	44.85				
СГвто-втн	72.30	57.83	71.50				
СЕмто-мтн	79.81	77.73	79.60				
VADBT	962.96	1,098.18	709.94				
VADMT	VADMT 249.83		516.98				
VADTR	64.09	99.71	115.72				

Tabla 5-2: Cargos del VAD actualizados al mes de febrero de 2019 para las EDEs

5.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS DE COMPRA

La actualización de los precios de compra para actualizar las tarifas a febrero de 2019, correspondientes al período octubre-diciembre de 2018, se efectuó mediante el procedimiento detallado en el punto 4.2, considerando los valores de compra de energía, potencia y transporte realmente registrados por las EDEs en ese trimestre.

	Precios de compra d setiembre-noviemb			EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
A	Costo de la energía adquirida en el mercado spot	Ces	RD\$	2,978,257,966	2,694,952,888	6,764,580,049
В	Costo de la energía adquirida por contratos	Cec	RD\$	4,342,932,478	3,903,138,937	689,379,513

F	Precio de la energía trimestre octubre- diciembre 2018 - F = (A+B+C+D) / E	Pe	RD\$/kWh	5.78	6.17	5.81
E	Energía total adquirida	E	kWh	1,278,141,427	1,078,112,536	1,303,965,770
D	Costo de aportes a instituciones regulatorias y de operación	ARO	RD\$	56,566,087	50,671,535	59,763,393
С	Costo de las compensaciones por despachado forzado	CDF	RD\$	13,887,639	8,135,160	67,289,949

Tabla 5-3: Precios de la energia a transferir a tarifas para el mes de febrero de 2019

L	Precio del peaje de transmisión trimestre octubre-diciembre 2018 - L = K / I	Pt	RD\$/kW- mes	195	195	231
K	Costo del peaje de transmisión pagado	Ct	RD\$	409,716,393	400,280,626	507,877,099
J	Precio de la potencia trimestre octubre- diciembre 2018 - J = (G+H) / I	Pe	RD\$/kW- mes	428	471	465
I	Potencia total adquirida	Р	kW	2,100,519	2,053,574	2,194,251
н	Costo de la potencia adquirida por contratos	Срс	RD\$	461,987,523	393,114,159	206,647,006
G	Costo de la potencia adquirida en el mercado spot	Cps	RD\$	436,749,683	574,167,039	813,410,295

Tabla 5-4: Precios de la potencia y el transporte a transferir a tarifas para el mes de febrero de 2019

5.4 CUADROS TARIFARIOS DE REFERENCIA ACTUALIZADOS AL MES DE FEBRERO DE 2019

A continuación, en la Tabla 5-5, se presentan los Cuadros Tarifarios de Referencia al mes de febrero de 2019, utilizando los cargos fijos y del VAD de referencia y los costos de compra actualizados según lo detallado en los puntos 5.2 y 5.3 anteriores.

Tarifa	Concepto	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BIS	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	46.65	38.18	46.68
A STATE OF THE STA	Energía	RD\$/kWh	11.50	12.18	11.63
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	74.96	60.73	74.41
BTD	Energía	RD\$/kWh	7.85		7.53
	Potencia Máxima	RD\$/kW-mes	1,440.91		1,803.90
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	74.96	60.73	74.41
втн	Energía	RD\$/kWh	7.85		7.53
bin	Potencia Máxima FP	RD\$/kW-mes	687.62	852.70	766.26
	Potencia Máxima HP	RD\$/kW-mes	1,528.65		1,944.15
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	82.73	81.63	82.83
MTD	Energía	RD\$/kWh	6.92	7.15	6.66
	Potencia Máxima	RD\$/kW-mes	567.28	959.63	991.99
	Cargo Fijo	RD\$/cliente-mes	82.73	81.63	82.83
мтн	Energía	RD\$/kWh	6.92	7.15	6.66
	Potencia Máxima FP	RD\$/kW-mes	167.70	250.96	338.86
_	Potencia Máxima HP	RD\$/kW-mes	634.36	1,060.01	1,127.54

Tabla 5-5: Cuadros tarifarios de Referencia para EDENORTE, EDESUR y EDEESTE

5.5 COMPARACIÓN DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA CON LAS VIGENTES A FEBRERO DE 2019

A continuación, se muestra la comparación de las tarifas medias que resultan de aplicar las Tarifas de Referencia actualizadas al mes de febrero de 2019, contra las realmente vigentes en el mismo mes. Para calcular las tarifas medias se aplicaron las tarifas a comparar a la estructura de mercado de las EDEs detallada en la Tabla 5-6 a continuación.

	Tarifas Medias de Referencia (RD\$/kWh)			
	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	
BTS	11.70	12.39	11.87	
BTD	14.77	15.29	13.06	
BTH	20.78	26.98	21.86	
MTD	9.01	10.67	10.27	
MTH	11.53	17.23	13.33	
TOTAL	11.09	12.12	11.36	

Tarifas Medias Vigentes (RD\$/kWh)				
EDESUR	EDENORTE	EDEESTE		
8.18	8.33	8.28		
12.20	11.17	10.44		
18.68	19.62	17.24		
9.61	9.61	9.59		
14.19	16.40	12.84		
8.58	8.03	8.09		

Tabla 5-6: Comparación de las Tarifas Medias aplicando las Tarifas de Referencia y las Tarifas Vigentes para EDENORTE, EDESUR y EDEESTE

Como se puede observar el incremento de la tarifa media total de las EDEs de las Tarifas de Referencia respecto de las actualmente vigentes se encuentra entre el 29%.



ANEXO A: FUENTES DEL BENCHMARKING INTERNACIONAL

A continuación, se indican las fuentes donde se obtuvo la información necesaria para determinar el VAD general y las pérdidas totales de energía de cada una de las empresas distribuidoras que se incorporaron al Benchmarking Internacional:

EDEA: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera publicada en la página web de la empresa y en la Bolsa de Comercio.

EDELAP: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera publicada en la página web de la empresa y en la Bolsa de Comercio.

EDELAR: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina).

EDEMSA: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Página web de IAE (Instituto

Argentino de Energía).

EDEN: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina).

EDENOR: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera publicada en la página web de la empresa y en la Bolsa de Comercio.

EDES: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa y en la Bolsa de Comercio.

EDESA: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa y en la Bolsa de Comercio.

EDESAL: Información financiera publicada en la página web de la empresa y

en la Bolsa de Comercio.

EDESE: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina).

EDESUR: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa y en la Bolsa de Comercio.

EDET: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa.

EJESA: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa.

EMSA: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina).

ENERGIA DE SAN JUAN: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa.



ANEXO A: Fuentes del Benchmarking Internacional

ENERSA: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina).

EPEC: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa.

EPESF: Página web de ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía

Eléctrica de la República Argentina). Información financiera

publicada en la página web de la empresa.

CRE: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

Página web del CNDC (Centro Nacional de Despacho de Cargas).

ELFEC: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

Página web del CNDC (Centro Nacional de Despacho de Cargas).

AMPLA: Información financiera publicada en la página web de la empresa y

de Enel.

COPEL: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuldoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

CELG: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

CELPE: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

CEMIG: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

COELBA: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

COELCE: Información financiera publicada en la página web de la empresa y

de Enel.

CPFL PAULISTA: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

ELEKTRO: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

LIGHT: Página web de ABRADEE (Asociación Brasilera de Distribuidoras de

Energía Eléctrica). Información financiera publicada en la página

web de la empresa.

CGE DISTRIBUCIÓN: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.

CHILQUINTA: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.

CONAFE: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.



ANEXO A: Fuentes del Benchmarking Internacional

EDELMAG: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.

ELECDA: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.

EMELARI: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.

EMELAT: Página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Información

financiera publicada en la página web de la empresa.

CODENSA: Página web de la SEC (Superintendencia de Electricidad y

Combustibles). Información financiera publicada en la página web

de la empresa.

EEQ: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

EEP: Página web de la SEC (Superintendencia de Electricidad y

Combustibles). Información financiera publicada en la página web

de la empresa.

CNLF: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

ICE: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

E.E. CENTRO SUR: Informe anual de ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de

Electricidad)

EEQSA: Informe anual de ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de

Electricidad)

Eléctrica Guayaquil: Informe anual de ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de

Electricidad)

CLESA: Página web de la SIGET (Superintendencia General de Electricidad

y Telecomunicaciones). Información financiera publicada en la

página web de la empresa.

DELSUR: Página web de la SIGET (Superintendencia General de Electricidad

y Telecomunicaciones). Información financiera publicada en la

página web de la empresa.

EEGSA: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

ENEE: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

JPS: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

DISNORTE: Página web del INE (Instituto Nicaragüense de Energía).

DISSUR: Página web del INE (Instituto Nicaragüense de Energía).

EDECHI: Página web de la ASEP (Autoridad de los Servicios Públicos)

EDEMET: Página web de la ASEP (Autoridad de los Servicios Públicos)

ELEKTRA (ENSA): Página web de la ASEP (Autoridad de los Servicios Públicos)

EDELNOR: Memoria Anual Estado Financiero

ELECTRO PUNO: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

ELECTROCENTRO: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

ELECTRODUNAS: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

ELECTROSUR: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

ENOSA: Información financiera publicada en la página web de la empresa.



ANEXO A: Fuentes del Benchmarking Internacional

ENSA: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

HIDRANDINA: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

LUZ DEL SUR: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

SEAL: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

AEEPR: Información financiera publicada en la página web de la empresa.

UTE: Información financiera publicada en la página web de la empresa.