

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización, los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios.

VISTOS:

La Resolución AE N° 608/2015 de 28 de octubre de 2015; la nota con Registro N° 1058 de 25 de enero de 2019; la nota AE-230-DPT-40/2019 de 29 de enero de 2019; la nota AE-289-DPT-60/2019 de 04 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 1558 de 05 de febrero de 2019; el Acta de Reunión N° 10 de 07 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019; la nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019; la nota con Registro N° 6797 de 20 de mayo de 2019; la nota AETN-1507-DPT-287/2019 de 28 de mayo de 2019; la nota AETN-1632-DPT-314/2019 de 06 de junio de 2019; la nota con Registro N° 8034 de 13 de junio de 2019; la nota AETN-1925-DPT-370/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1932-DPT-377/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1939-DPT-384/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1947-DPT-391/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1952-DPT-396/2019 de 05 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9646 de 16 de julio de 2019; la nota AETN-2081-DPT-423/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10406 de 31 de julio de 2019; la nota AETN-2201-DPT-458/2019 de 1° de agosto de 2019; la nota con Registro N° 10512 de 02 de agosto de 2019; el Acta de Reunión N° 71 de 19 de agosto de 2019; la nota AETN-2459-DPT-494/2019 de 02 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 12905 de 19 de septiembre de 2019; la nota AETN-2653-DPT-524/2019 de 20 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13443 de 30 de septiembre de 2019; el memorial con Registro N° 14003 de 09 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 979/2019 de 28 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 985/2019 de 28 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 15100 de 31 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 1107/2019 de 09 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1108/2019 de 09 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1109/2019 de 09 de diciembre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 831/2019 de 09 de diciembre de 2019; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 608/2015 de 28 de octubre de 2015, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente denominada Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) aprobó la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2015 y la fórmula de actualización de la Estructura Base para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.

Que mediante nota recepcionada con Registro N° 1058 de 25 de enero de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. solicitó una capacitación para su personal, sobre los requerimientos del Estudio Tarifario 2019 – 2023.

Que mediante nota AE-230-DPT-40/2019 de 29 de enero de 2019, en cumplimiento a la solicitud realizada mediante nota con Registro N° 1058 de 25 de enero de 2019, se invitó a personal de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. a la capacitación para el martes 05 de febrero de 2019.

Que mediante nota AE-289-DPT-60/2019 de 04 de febrero de 2019, se remitieron los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la empresa Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., el cual debía ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por el Ente Regulador.

Que mediante nota recepcionada con Registro N° 1558 de 05 de febrero de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. establece su imposibilidad de asistir a la capacitación fijada para 05 de febrero de 2019, por lo que, solicitó se re programe la misma para el 07 de febrero de 2019.

Que el 07 de febrero de 2019, en dependencias del Ente Regulador, funcionarios de la AETN realizaron una capacitación a personal de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., sobre los requerimientos del Estudio Tarifario 2019 – 2023. firmándose a su conclusión, el Acta de Reunión N° 10 de la misma fecha.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), solicitó autorización para realizar la invitación respectiva a las empresas consultoras precalificadas para que realicen el Estudio Tarifario.

Que mediante nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019, se respondió a la nota con Registro N° 3048 de 1° de marzo de 2019, presentada por ENDE

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6797 de 20 de mayo de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó el Estudio de Proyección de la Demanda y el Estudio de Caracterización de la Carga.

Que mediante nota AETN-1507-DPT-287/2019 de 28 de mayo de 2019, se invitó a personal y consultores de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. a presentar el Estudio Tarifario el 12 de junio de 2019, en oficinas del Ente Regulador.

Que mediante nota AETN-1632-DPT-314/2019 de 06 de junio de 2019, se solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre el proceso de contratación de la Empresa Consultora encargada del Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 8034 de 13 de junio de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó en fotocopias simples, documentación sobre el proceso de contratación de la Empresa Consultora encargada del Estudio Tarifario.



Que mediante nota AETN-1925-DPT-370/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre el detalle de Costos a nivel de libro mayor, correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, de acuerdo a las cuentas y subcuentas del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), considerando hasta el quinto nivel de desagregación.

Que mediante nota AETN-1932-DPT-377/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre copia de Contratos de Administración y Operación de Redes, Cantidad de Kilómetros de Línea y Resumen Ejecutivo de Proyectos de Electrificación Rural.

Que mediante nota AETN-1939-DPT-384/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre base de datos del activo fijo bruto y neto de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1947-DPT-391/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, a fin de evidenciar la concordancia entre la información de los Estados Financieros Auditados de la empresa y la información presentada mensualmente en los Formularios de Información del Sector Eléctrico ISE220.

Que mediante nota AETN-1952-DPT-396/2019 de 05 de julio de 2019, se remitieron a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9646 de 16 de julio de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó información de activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-2081-DPT-423/2019 de 22 de julio de 2019, se remitió a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. el documento "Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario del periodo 2020 – 2023".

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10406 de 31 de julio de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2201-DPT-458/2019 de 1° de agosto de 2019, se invitó a personal de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. y sus consultores a realizar la presentación del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10512 de 02 de agosto de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó una complementación al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que el 19 de agosto de 2019, en dependencias de la AETN personal de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. realizó la presentación del Estudio Tarifario
Resolución AETN N° 1110/2019, Página 3 de 13

correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión N° 71 de la misma fecha.

Que mediante nota AETN-2459-DPT-494/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitieron las observaciones al Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que la Resolución AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019, estableció el monto válido y reconocido como inversión ejecutada por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., correspondiente al periodo 2015 – 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 12905 de 19 de septiembre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. solicitó ampliación de plazo para la presentación de las correcciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2653-DPT-524/2019 de 20 de septiembre de 2019, se aceptó la solicitud de ampliación solicitada por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. para la presentación de las correcciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13443 de 30 de septiembre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó el informe elaborado por la consultora Mercados Energéticos con los ajustes al Estudio Tarifario por el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 14003 de 09 de octubre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019.

Que mediante Resolución AETN N° 979/2019 de 28 de octubre de 2019, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. y Revocó Parcialmente la Resolución AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019, modificando el valor del monto de inversión ejecutado por la Distribuidora para el periodo 2020 – 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 985/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de inversiones para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., correspondiente al periodo 2020 – 2023.

Que mediante la nota recepcionada en la AETN con Registro N° 15100 de 31 de octubre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó el informe final del Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, elaborado por la consultora Mercados Energéticos con los ajustes realizados de acuerdo a lo solicitado por el Ente Regulador.

Que el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, instruyó a las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) continuar con la aplicación de los Factores de Estabilización aprobados mediante Resolución AETN N° 610/2019 de 02 de mayo de 2019,

en tanto y en cuanto se aprueben las nuevas Estructuras Tarifarias en cumplimiento al proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT).

Que mediante Resolución AETN N° 1107/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobó los Costos de Suministro para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1108/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al período 2019 – 2023 para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.

Que mediante Resolución AETN N° 1109/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobó los cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante Informe AETN-DPT N° 831/2019 de 09 de diciembre de 2019, luego del análisis realizado, recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. para el período noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización, los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE), establece:

I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.

II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

III. El acceso al agua y alcantarillado constituyen derechos humanos, no son objeto de concesión ni privatización y están sujetos a régimen de licencias y registros, conforme a ley."

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala: "Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación. (...)"

Que el artículo 53 de la Ley de Electricidad, señala: "La revisión y aprobación de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por el Regulador, que preparará los términos de referencia y será destinataria de los estudios.

La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes”.

Que el artículo 54 de la Ley de Electricidad, establece: *“La Tasa de Retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. (...)”.*

Que el artículo 55 de la Ley de Electricidad, establece: *“La Superintendencia de Electricidad aprobará, para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características de técnicas del suministro y del consumo de electricidad”.*

Que el artículo 1 de la Ley N° 650 de 19 de enero de 2015 señala: *“Se eleva a rango de Ley, la “Agenda Patriótica del Bicentenario 2025”, que contiene los trece (13) pilares de la Bolivia Digna y Soberana”. En este marco el pilar dos (2) hace referencia a la socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para Vivir Bien. De esta manera para el año 2025 se establece la meta de cobertura eléctrica de 100% a nivel nacional.*

Que el artículo 1 de la Ley N° 786 de 09 de marzo de 2016, señala: *“La presente Ley tiene por objeto aprobar el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020, establecer la obligatoriedad de su aplicación y los mecanismos de coordinación, evaluación y seguimiento”.*

Que el citado Plan considera en el Pilar 2 (Universalización de los Servicios Básicos), punto 2.3 (Electricidad), la meta 3, referida al acceso universal y equitativo de la población al servicio de electricidad, estableciendo que los resultados esperados al 2020 consideran lograr un 97% de cobertura de energía eléctrica y luz a nivel nacional, alcanzando el 100% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área urbana, y el 90% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área rural.

Que el artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:*

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía

Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos.”

Que el artículo 43 del RPT, señala: "La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento o una combinación de ellos

La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión."

Que el artículo 44 del RPT, señala: "La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del Distribuidor y abastecidos por éste, se efectuará, para el periodo de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes. Las variaciones significativas de las tasas de crecimiento deberán ser debidamente explicadas por el Distribuidor.

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas."

Que el artículo 45 del RPT establece: "Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución. Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución. (...)"

Que el artículo 46 del RPT establece: "No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivas o no correspondan al ejercicio de la Concesión".

Que el artículo 47 del RPT fue modificado mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, estableciendo: "Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un periodo de cuatro años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios del año base que corresponde al año anterior al que se efectuó el estudio tarifario, considerando el crecimiento previsto de la

demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia de Electricidad.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Para las proyecciones de costos para el periodo de cuatro años, la Superintendencia establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación de la empresa en dicho periodo”.

Que el artículo 48 del RPT establece: “El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros. (...)”.

Que el artículo 49 del RPT establece: “Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. (...)”.

Que el artículo 50 del RPT establece: “El Patrimonio Afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo (...)”.

Que el artículo 51 del RPT señala: “La Utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión establecido en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT)”.

Que el artículo 58 del RPT, establece: “Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este periodo, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.”

Que el artículo 60 del RPT señala: “Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Superintendencia entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que estos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia. (...)”.

Que el Decreto Supremo N° 26598 de 11 de junio de 2008, modificó el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), en relación a las fórmulas de indexación de las tarifas base.

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece en su artículo 51, incisos b), c) y d), que las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes:

- "b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.*
- c) Implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*
- d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública".*

Que los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establecen que el Director Ejecutivo de la AETN, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

- "i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.*
- j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional".*

Que el Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, incorporó en la parte final del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 27302, de 23 de diciembre de 2003, el siguiente texto:

"La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, dentro del periodo tarifario vigente, podrá efectuar la modificación de las estructuras tarifarias de los consumidores de la categoría residencial o domiciliaria, incorporando un rango para consumos superiores a 1000 kilovatios - hora (kWh), y aprobará nuevos factores de estabilización, con la finalidad de contrarrestar el crecimiento de los Fondos de Estabilización.

El rango de consumo establecido en el Parágrafo precedente, podrá ser modificado de forma progresiva por la AE mediante Resolución Administrativa y no deberá afectar a consumos inferiores a 500 kilovatios - hora (kWh). Para el efecto, la AE anualmente realizará un estudio de evaluación de la medida establecida".

Que el inciso II.5 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los "Métodos y Variables Asociadas para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales(...)"

Que el inciso II.6 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los parámetros para la determinación de energía y potencia.

Que los incisos a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, fijan la Tasa de Regulación para la gestión 2018, señalando lo siguiente:

“a) Cero coma noventa por ciento (0.90%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica.

b) Cero coma cuarenta por ciento (0.40%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que tengan suscrito un Contrato de Electrificación Rural y/o Registro de Operación para ejercer las actividades de la industria eléctrica.”

Que la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

Que la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó los costos financieros a ser reconocidos para fines tarifarios correspondientes al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y otros fines como costos de explotación resultantes de préstamos de largo plazo contraídos para bienes afectos al ejercicio de la concesión.

Que en cuanto a la figura de caso fortuito y fuerza mayor, el “Diccionario de Ciencias Jurídicas Políticas y Sociales” de Manuel Ossorio, señala que:

“Llámesese así el suceso que no ha podido preverse o que, previsto, no ha podido evitarse. Los casos fortuitos, lo mismo que los de fuerza mayor, pueden ser producidos por la naturaleza o por el acto del hombre. Para algunos autores no existe diferencia ni teórica ni práctica entre el hecho fortuito y la fuerza mayor, ya que esta última también es consecuencia de un hecho imprevisible. Jurídicamente, la diferencia entre una y otra tiene escasa importancia, ya que ambas pueden ser justificativas del incumplimiento de una obligación. Otros autores estiman que el caso fortuito guarda mayor relación con los hechos de la naturaleza (desbordamiento de ríos, terremotos, tempestades, incendios); en tanto que la fuerza mayor se origina en hechos lícitos o ilícitos del hombre (guerras, coacción material, huelgas, bloqueos)”

Conceptualmente se establece que:

“Caso Fortuito: Se reputa caso fortuito al obstáculo interno atribuible al hombre, imprevisto o inevitable, proveniente de las condiciones mismas en que la obligación debía ser cumplida (conmociones civiles, huelgas, bloqueos, revoluciones, etc.)”

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 831/2019 de 09 de diciembre de 2019, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, concluyó y recomendó lo siguiente:

“(…) 4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. cumple con los principales aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
- Como resultado del análisis no existe variaciones en los ingresos requeridos del Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. a la AETN respecto a los ingresos actuales a diciembre de 2018.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., con sus respectivas fórmulas de indexación detalladas en el **Anexo 1** del presente Informe para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 de acuerdo al **Anexo 2** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Fórmula de Actualización de la Estructura Tarifaria Base, como se muestra en el **Anexo 3** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los factores de carga y participaciones de energía por bloques horarios típicos como se muestra en el **Anexo 4** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023”.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AETN-DPT N° 831/2019 de 09 de diciembre de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización, los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y

Resolución AETN N° 1110/2019, Página 11 de 13

estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido, se promulgó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la AE, instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Decreto Supremo N° 3058 de 22 de enero de 2017, se modificó el Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, la Organización del Órgano Ejecutivo para crear el Ministerio de Energías, estableciendo su estructura, atribuciones y competencias, teniendo como tarea implementar políticas destinadas a los sectores eléctrico, evaporítico y nuclear.

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución Ministerial N° 186-19 de 20 de noviembre de 2019, se designó al ciudadano Luis Fernando Añez Campos como Director Ejecutivo a.i. de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN Interna N° 108/2019 de 22 de noviembre de 2019, se designó al ciudadano Sergio Carlos Navarro Quiroga, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

POR TANTO:

El Director Ejecutivo a.i. de la AETN, conforme a designación contenida en la Resolución Ministerial N° 186-19 de 20 de noviembre de 2019, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019 y demás disposiciones legales en vigencia;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., así como las Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 3 de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo N° 4 de la presente Resolución.

QUINTA.- Notificar a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., con el Informe AETN-DPT N° 831/2019 de 09 de diciembre de 2019.


SEXTA.- De acuerdo al inciso i) del artículo 12 a la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 concordante con lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Ing. Luis Fernando Añez Campos
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:



Sergio C. Navarro Quiroga
DIRECTOR LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

ANEXO N° 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (en Bs con IVA)

Tarifas Base	Unidad	Cargo Base c/Impuestos (a Diciembre 2018)
1. Cargo Consumidor		
CCPD	[Bs/Cons-mes]	20,959
CCMD	[Bs/Cons-mes]	106,077
CCGD	[Bs/Cons-mes]	421,851
2. Cargo Potencia Fuera de Punta		
CFAT	[Bs/kW-mes]	13,658
CFMT	[Bs/kW-mes]	28,869
CFBT	[Bs/kW-mes]	65,240
3. Cargo Potencia de Punta		
CPAT	[Bs/kW-mes]	148,035
4. Cargo Energía Alta Tensión		
CEATa	[Bs/MWh]	148,463
CEATm	[Bs/MWh]	130,300
CEATb	[Bs/MWh]	141,255
5. Cargo Energía Media Tensión		
CEMTa	[Bs/MWh]	153,337
CEMTm	[Bs/MWh]	134,577
CEMTb	[Bs/MWh]	145,892
6. Cargo Energía Baja Tensión		
CEBTa	[Bs/MWh]	167,584
CEBTm	[Bs/MWh]	147,081
CEBTb	[Bs/MWh]	159,448

Fuente: Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. (2020 - 2023)

FORMULAS DE INDEXACIÓN

El Artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda k son las siguientes:

$$CC_{k,n} = CC_{k,0} * [a * IPC_{n-2}/IPC_0 + b * PD/PD_0 - (n * Xcc)]$$

Dónde:

- $CC_{k,n}$ = Cargo por consumidor indexado.
 $CC_{k,0}$ = Cargo por consumidor base.
 a = Porción de costos de distribución en Moneda Nacional.

- b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 = 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
 PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD_0 = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
 X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
 k = Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas.
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n para la red del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * Xpp_j)$$

Dónde:

- $CPP_{j,n}$ = Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
 $CPPE_{j,n}$ = Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
 FPP_j = Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j .
 Xpp_j = Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j .
 j = Baja tensión, media tensión y alta tensión.
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * [a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1_j * Xcom_j - n * p2_j * Xcag_j + p3_j * ZI + p4_j * ZT]$$

Dónde:

- $CFP_{j,n}$ = Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j .
 $CFP_{j,0}$ = Cargo por potencia fuera de punta base para la red de nivel de tensión j .
 a = Porción de costos de distribución en Moneda Nacional.
 b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.

- IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 = 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
 PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD_0 = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
 $p1_j$ = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p2_j$ = Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p3_j$ = Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p4_j$ = Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $Xcom_j$ = Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 $Xcag_j$ = Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
 ZI = Índice de variación de los impuestos directos.
 ZT = Índice de variación de las tasas.
 j = Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público.
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Dónde:

- $CE_{j,a,m,b}$ = Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
 $CEE_{j,a,m,b}$ = Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
 FPE_j = Factor de pérdidas medias de energía base del nivel de tensión j .
 Xpe_j = Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j .
 j = Baja tensión, media tensión y alta tensión.
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.
 a,m,b = Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA DE LA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD
ENDE DEORURO S.A.
(diciembre - 2018 con Impuestos)

GRANDES DEMANDA - GD		BASE DIC/2018
CATEGORIAS		ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSION		
Industrial Mayor		E_GD-BT
CF	Bs./mes	28,425
CE a	Bs./kWh	0,332
CE m	Bs./kWh	0,318
CE b	Bs./kWh	0,293
CPP	Bs./kW	121,646
CEPFP	Bs./kW	45,525
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Baja Tensión		
MEDIA TENSION		
General Mayor		G2_GD-MT
CF	Bs./mes	28,382
CE a	Bs./kWh	0,687
CE m	Bs./kWh	0,666
CE b	Bs./kWh	0,611
CPP	Bs./kW	65,307
CEPFP	Bs./kW	14,212
Aplicación: A Consumidores de tipo General con Demanda de potencia máxima mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión (MT).		
Comercial		C_GD-MT
CF	Bs./mes	28,382
CE a	Bs./kWh	0,687
CE m	Bs./kWh	0,666
CE b	Bs./kWh	0,611
CPP	Bs./kW	65,307
CEPFP	Bs./kW	14,212
Aplicación: A Consumidores de tipo Comercial, con Demanda de potencia máxima mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión (MT).		
Industrial Mayor		E_GD-MT
CF	Bs./mes	28,425
CE a	Bs./kWh	0,318
CE m	Bs./kWh	0,304
CE b	Bs./kWh	0,283
CPP	Bs./kW	104,915
CEPFP	Bs./kW	22,832
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Mineria		M_GD-MT
CF	Bs./mes	28,425
CE a	Bs./kWh	0,191
CE m	Bs./kWh	0,182
CE b	Bs./kWh	0,166
CPP	Bs./kW	165,288
CEPFP	Bs./kW	35,971
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Pueblos		P_GD-MT
CF	Bs./mes	27,842
CE a	Bs./kWh	0,242
CE m	Bs./kWh	0,230
CE b	Bs./kWh	0,211
CPP	Bs./kW	63,925
CEPFP	Bs./kW	13,909
Aplicación: Consumidores denominados Pueblos con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		

Otros Distribuidores (OD)		OD_GD-MT
CF	Bs./mes	27,842
CE a	Bs./kWh	0,254
CE m	Bs./kWh	0,242
CE b	Bs./kWh	0,222
CPP	Bs./kW	82,644
CEPFP	Bs./kW	21,582
Aplicación: Empresas o Cooperativas Distribuidoras reguladas con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Transporte Masivo		TM_GD-MT
CF	Bs./mes	28,382
CE a	Bs./kWh	0,618
CE m	Bs./kWh	0,599
CE b	Bs./kWh	0,550
CPP	Bs./kW	58,776
CEPFP	Bs./kW	12,791
Aplicación: Consumidores de Transporte Masivo (Sistema Transporte por Cable) con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
ALTA TENSIÓN		
Industrial Mayor		E_GD-AT
CF	Bs./mes	330,519
CE a	Bs./kWh	0,286
CE m	Bs./kWh	0,275
CE b	Bs./kWh	0,267
CPP	Bs./kW	83,891
CEPFP	Bs./kW	13,580
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Alta Tensión		
Minería		M_GD-AT
CF	Bs./mes	330,519
CE a	Bs./kWh	0,286
CE m	Bs./kWh	0,275
CE b	Bs./kWh	0,267
CPP	Bs./kW	83,891
CEPFP	Bs./kW	13,580
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Alta Tensión		

MEDIANAS DEMANDA - MD		BASE DIC/2018
CATEGORIAS		ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSIÓN		
General Mayor		G2_MD-BT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,620
CP	Bs./kW	73,195
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo General con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión.		
Comercial		C_MD-BT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,620
CP	Bs./kW	73,195
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo Comercial con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión.		
Industrial Mayor		E_MD-BT
CF	Bs./mes	27,867
0-250	Bs./kWh	0,480
251-Ad.	Bs./kWh	0,545
CP	Bs./kW	119,260
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión		

MEDIA TENSIÓN		
General Mayor		G2_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,616
CP	Bs./kW	64,026
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo General con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
Comercial		C_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,616
CP	Bs./kW	64,026
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo Comercial con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
Industrial Menor		D_MD-MT
CF	Bs./mes	27,867
CE	Bs./kWh	0,297
CP	Bs./kW	49,855
Aplicación: Consumidores Industriales con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 15 kW con Suministro en Media Tensión		
Industrial Mayor		E_MD-MT
CF	Bs./mes	27,867
0-250	Bs./kWh	0,293
251-Ad.	Bs./kWh	0,333
CP	Bs./kW	104,915
Aplicación: Consumidores Industriales con Demanda Mayor a 15 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
Mineria		M_MD-MT
CF	Bs./mes	27,867
CE	Bs./kWh	0,209
CP	Bs./kW	139,330
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Pueblos		P_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,255
CP	Bs./kW	60,619
Aplicación: Consumidores denominados Pueblos con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Otros Distribuidores (OD)		OD_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,357
CP	Bs./kW	69,665
Aplicación: Empresas o Cooperativas Distribuidoras reguladas con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión		

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1110/2019
TRÁMITE N° 2019-29076-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 09 de diciembre de 2019**

PEQUEÑAS DEMANDA - PD		BASE DIC/2018
CATEGORIA		ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSION		
Domiciliario		B4_PD-R-BT
Cmin (15)	Bs./mes	24,281
16-70	Bs./kWh	0,695
71-200	Bs./kWh	0,703
201-500	Bs./kWh	0,750
501-1000	Bs./kWh	0,835
1001-Ad.	Bs./kWh	0,843
Aplicación: Consumidores Domiciliarios		
Seguridad Ciudadana		SC_PD-P-BT
Cmin (15)	Bs./mes	26,997
16-120	Bs./kWh	0,688
121-200	Bs./kWh	0,728
201- Ad.	Bs./kWh	0,803
Aplicación: Consumidores de Puestos Policiales Inmersos en la Ley Seguridad Ciudadana		
General 1		G1_PD-G-BT
Cmin (30)	Bs./mes	31,580
31-50	Bs./kWh	1,073
51-120	Bs./kWh	1,219
121- Ad.	Bs./kWh	1,222
Aplicación: A Consumidores de tipo General en Pequeña Demanda cuya Potencia requerida es menor o igual a 3 kW, con Suministro en Baja Tensión.		
General 2		G2_PD-G-BT
CF	Bs./mes	27,039
0-250	Bs./kWh	1,127
251-Ad.	Bs./kWh	1,241
Aplicación: A Consumidores de tipo General en Pequeña Demanda cuya Potencia requerida es mayor a 3 kW y menor o igual a 10 kW, con Suministro en Baja Tensión.		
Comercial		C_PD-BT
Cmin (30)	Bs./mes	31,580
31-50	Bs./kWh	1,073
51-120	Bs./kWh	1,219
121- Ad.	Bs./kWh	1,222
Aplicación: A Consumidores de tipo Comercial en Pequeña Demanda cuya Potencia requerida es menor o igual a 10 kW, con Suministro en Baja Tensión.		
Industrial Menor		D_PD-G-BT
CF	Bs./mes	27,037
CE	Bs./kWh	0,748
Aplicación: Consumidores Industriales con Demanda Menor o igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión		
Alumbrado Público		AP_PD-AP-BT
CE	Bs./kWh	1,222
Aplicación: Consumidores con Actividad de Servicio de Alumbrado Público		
Minería		M_PD-G-BT
CF	Bs./mes	27,037
CE	Bs./kWh	0,579
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión		
Electromovilidad		EM_PD_BT
Cmin (15)	Bs./mes	24,281
CE a	Bs./kWh	1,010
CE m	Bs./kWh	0,758
CE b	Bs./kWh	0,631
Aplicación: Consumidores domiciliarios con Medidores inteligentes destinados a carga de vehículos eléctricos		

MEDIA TENSIÓN		
Industrial Mayor		
CF	Bs./mes	E_PD-G-MT 27,037
0-250	Bs./kWh	0,933
251-Ad.	Bs./kWh	0,960
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
General Mayor		
CF	Bs./mes	G_PD-G-MT 26,997
CE	Bs./kWh	0,663
APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
Comercial		
CF	Bs./mes	C_PD-MT 26,997
CE	Bs./kWh	0,663
APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
Pueblos		
CF	Bs./mes	P_PD-R-MT 26,997
CE	Bs./kWh	0,577
Aplicación: Consumidores denominados Pueblos con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
Otros Distribuidores (OD)		
CF	Bs./mes	OD_PD-MT 26,997
CE	Bs./kWh	0,674
Aplicación: Empresas o Cooperativas Distribuidoras reguladas con Demanda Menor o igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión.		

ANEXO N° 3

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, actualizada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023:

$$CT_n = CT_{dic18} * (IT_n / IT_{dic18}) * FED$$

Dónde:

- CT_n = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.
 CT_{dic18} = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.
 IT_n = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondiente al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el Estudio Tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
 IT_{dic18} = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
FED = Factor de Estabilización de Distribución.

ANEXO N° 4

Factores Típicos para el Periodo
Noviembre 2019 – Octubre 2023

El presente Anexo tiene por objetivo permitir la facturación de aquel usuario reclasificado de acuerdo a su demanda y que transitoriamente no cuenta con el medidor apropiado para tal fin.

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías y sus participaciones de energía por bloques horarios, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra los citados factores:

CATEGORÍA APLICACIÓN	CATEGORÍA RÉGIMEN	FC	Factores		
			Eb	Em	Ea
AP_PD-AP-BT	PD-AP-BT	0,41	0,50	0,08	0,42
B4_PD-R-BT	PD-R-BT	0,60	0,18	0,55	0,26
C_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
C_MD-BT	MD-BT	0,55	0,19	0,62	0,19
C_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
C_PD-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
C_PD-MT	PD-G-MT	0,54	0,22	0,60	0,18
D_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
D_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
E_GD-AT	GD-AT	0,73	0,27	0,51	0,22
E_GD-BT	GD-BT	0,73	0,27	0,51	0,22
E_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
E_MD-BT	MD-BT	0,55	0,19	0,62	0,19
E_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
E_PD-G-MT	PD-G-MT	0,54	0,22	0,60	0,18
G_PD-G-MT	PD-G-MT	0,54	0,22	0,60	0,18
G1_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
G2_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
G2_MD-BT	MD-BT	0,55	0,19	0,62	0,19
G2_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
G2_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
M_GD-AT	GD-AT	0,73	0,27	0,51	0,22
M_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
M_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
M_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
OD_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
OD_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
OD_PD-MT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
P_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
P_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
P_PD-R-MT	PD-R-MT	0,60	0,18	0,55	0,26
SC_PD-P-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
TM_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22

INFORME AETN-DPT N° 831/2019

A: Luis Fernando Añez Campos
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.

Vía: Waskar Rodríguez Gandarillas
DIRECTOR DE PRECIOS, TARIFAS E INVERSIONES

De: H. Fabricio Crespo Ovando
ANALISTA DE SISTEMAS AISLADOS SAVIS a.i.

Daniel Cayo Lancea
ANALISTA DE SISTEMAS AISLADOS SAVIS a.i.

Ref.: DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE PARA LA
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DEORURO S.A. PARA
SU APLICACIÓN EN EL PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE
2023.

Trámite: 2019-29076-33-0-0-0-DPT

CIAE: 0021-0003-0003-0001

Fecha: La Paz, 09 de diciembre de 2019.



Resumen Ejecutivo: De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y al artículo 58 del Reglamento de Precios Tarifas (RPT), se recomienda aprobar mediante Resolución las Tarifas Base, sus Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base y su Fórmula de Actualización para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., correspondientes al período noviembre 2019 – octubre 2023.

Señor Director:

Remitimos para su consideración, el presente Informe con respecto al tema de referencia.

1. ANTECEDENTES

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 establece los lineamientos para determinar la cobertura del servicio eléctrico, debiendo ser proyectada al 2020 para alcanzar un nivel de 100% en el área urbana y 90% en el área rural.

La Agenda Patriótica 2025, que tiene como meta el logro de una cobertura universal del servicio de electricidad al 2025 y el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025, elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Mediante Resolución AE N° 608/2015 de 28 de octubre de 2015, se aprobó la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2015 y la fórmula de actualización de la Estructura Base para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.

Mediante nota SC –EO19/01286 recepcionada con Registro N° 1058 de 25 de enero de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. solicitó capacitación para su personal, sobre los requerimientos del Estudio Tarifario 2019 – 2023.

Mediante nota AE-230-DPT-40/2019 de 29 de enero de 2019, en respuesta a la solicitud de la nota con Registro N° 1058 de 25 de enero de 2019, invitó a personal de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. a la capacitación para el martes 05 de febrero de 2019.

Mediante nota AE-289-DPT-60/2019 de 04 de febrero de 2019, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) remitió los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., el cual debería ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por el Ente Regulador.

Mediante nota SC-EO19/02055 recepcionada con Registro N° 1558 de 05 de febrero de 2019, la Distribuidora señala que no podrán asistir a la capacitación del 04 de febrero de 2019 y solicitan que la misma se realice el 07 de febrero de 2019.

Acta N° 10 de 04 de febrero de 2019, donde se señala que se realizó la capacitación solicitada por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.

Mediante nota ENDE–GOSE-3/1-19 con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019, ENDE Corporación, solicitó autorización a la AE para realizar la invitación respectiva a las empresas consultoras precalificadas para que realicen el Estudio Tarifario.

Mediante nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019, se envió a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. respuesta a su solicitud realizada mediante nota ENDE–GOSE-3/1-19 con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019.

Mediante nota CT–267/2019 EO19/05196 recepcionada en la AETN con Registro N° 6797 de 20 de mayo de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. remitió el Estudio de Proyección de la Demanda y el Estudio de Caracterización de la Carga.

Mediante nota AETN-1507-DPT-287/2019 de 28 de mayo de 2019, la AETN invitó a personal y consultores de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. a presentar el Estudio Tarifario el 12 de junio de 2019 en oficinas del Ente Regulador.

Mediante nota AETN-1632-DPT-314/2019 de 06 de junio de 2019, la AETN solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre el proceso de contratación de la Empresa Consultora en cargada del Estudio Tarifario.

Mediante nota SA-296/2019 EO19/06143 recepcionada con Registro N° 8034 de 13 de junio de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. remitió fotocopias de documentos sobre el proceso de contratación de la Empresa Consultora en cargada del Estudio Tarifario.

Mediante nota AETN-1925-DPT-370/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre el detalle de Costos a nivel de libro mayor, correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, de acuerdo a las cuentas y subcuentas del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), considerando hasta el quinto nivel de desagregación.

Mediante nota AETN-1932-DPT-377/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre copia de contratos de administración y operación de redes, cantidad de kilómetros de línea y resumen ejecutivo de proyectos de electrificación rural.

Mediante nota AETN-1939-DPT-384/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre base de datos del activo fijo bruto y neto de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota AETN-1947-DPT-391/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó información a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. sobre información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, a fin de evidenciar la concordancia entre la información de los Estados Financieros Auditados de la empresa y la información presentada mensualmente en los Formularios de Información del Sector Eléctrico ISE220.

Mediante nota AETN-1952-DPT-396/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN remitió las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga.

Mediante nota CT-338/2019 EO19/07194 recepcionada con Registro N° 9646 de 16 de julio de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. envió información de activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota AETN-2081-DPT-423/2019 de 22 de julio de 2019, la AETN remitió a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. el documento "Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario del periodo 2020 – 2023".

Mediante nota CT-355/2019 EO19/07326 recepcionada con Registro N° 10406 de 31 de julio de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. remitió el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota AETN-2201-DPT-458/2019 de 01 de agosto de 2019, se invitó a personal de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. y sus consultores a presentar el Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota CT-360/2019 EO19/08020 recepcionada con Registro N° 10512 de 02 de agosto de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. remitió una complementación al Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Acta de reuniones N° 71 de 19 de agosto de 2019, la cual muestra que se realizó la presentación del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 – 2023 por parte de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A..

Mediante nota AETN-2459-DPT-494/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitió las observaciones respecto al Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

La Resolución AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019, estableció el monto válido y reconocido como inversión ejecutada por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., correspondiente al periodo 2015 – 2018.

Mediante nota CT-433/2019 EO19/08020 recepcionada con Registro N° 12905 de 19 de septiembre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. solicitó ampliación de plazo para la presentación de correcciones al Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota AETN-2653-DPT-524/2019 de 20 de septiembre de 2019, se aceptó la solicitud de ampliación solicitada por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. para la presentación de correcciones al Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota EO19/09369 recepcionada con Registro N° 13443 de 30 de septiembre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó el informe elaborado por la consultora Mercados Energéticos con los ajustes al Estudio Tarifario por el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Resolución AETN N° 979/2019 de 28 de octubre de 2019, aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. y revocó parcialmente la Resolución AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019, modificando el valor del monto de inversión ejecutado para el periodo 2020 – 2023.

La Resolución AETN N° 985/2019 de 28 de octubre de 2019, aprobó el Programa de inversiones para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., correspondiente al periodo 2020 – 2023.

Mediante la nota CT 507/209-EO19/10336 recepcionada con Registro N° 15100 de 31 de octubre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó el informe final del Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 elaborado por la consultora Mercados Energéticos con los ajustes realizados de acuerdo a lo solicitado por la AETN.

La Disposición Segunda del Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, notificado a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. S.A en fecha 14 de noviembre de 2019, instruyó a las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) continuar con la aplicación de los Factores de Estabilización aprobados

mediante Resolución AETN N° 610/2019 de 02 de mayo de 2019, en tanto y en cuanto se aprueben las nuevas Estructuras Tarifarias en cumplimiento al proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT).

La Resolución AETN N° 1108/2019 de 09 de diciembre de 2019, aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 – 2023 para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.

La Resolución AETN N° 1107/2019 de 09 de diciembre de 2019, aprobó los Costos de Suministro para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 – octubre 2023.

La Resolución AETN N° 1109/2019 de 09 de diciembre de 2019, aprobó los cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 – octubre 2023.

2. MARCO LEGAL

Los incisos I.), II), y III) del artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE) promulgada el 7 de febrero de 2009, establece:

I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.

II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

III. El acceso al agua y alcantarillado constituyen derechos humanos, no son objeto de concesión ni privatización y están sujetos a régimen de licencias y registros, conforme a ley."

El artículo 1° de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, establece:

"(...) Están sometidas a la presente ley, todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualquiera sea su forma y lugar de constitución. (...)"

Los incisos e) y f) del artículo 29 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, establece:

(...) e) El programa de inversiones y cronograma de ejecución, incluyendo fechas de iniciación y conclusión de obras e instalaciones;

*f) Las garantías de cumplimiento del contrato establecidas en la reglamentación;
(...)"*

El artículo 51 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, señala: *"Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación."*

El artículo 53 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 señala lo siguiente: *"La aprobación y revisión de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia de Electricidad, que preparará los términos de referencia y será destinataria de los estudios."*

La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes."

El artículo 54 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 establece que *"La Tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años"*

El artículo 1 de la Ley N° 650 de 19 de enero de 2015 señala: *"Se eleva a rango de Ley, la "Agenda Patriótica del Bicentenario 2025", que contiene los trece (13) pilares de la Bolivia Digna y Soberana".* En este marco el pilar dos (2) hace referencia a la socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para Vivir Bien. De esta manera para el año 2025 se establece la meta de cobertura eléctrica de 100% a nivel nacional.

El artículo 1 (OBJETO) de la Ley N° 786 de 09 de marzo de 2016, señala: *"La presente Ley tiene por objeto aprobar el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020, establecer la obligatoriedad de su aplicación y los mecanismos de coordinación, evaluación y seguimiento"*.

El citado Plan considera en el Pilar 2 (Universalización de los Servicios Básicos), punto 2.3 (Electricidad), la meta 3, referida al acceso universal y equitativo de la población al servicio de electricidad, estableciendo que los resultados esperados al 2020 consideran lograr un 97% de cobertura de energía eléctrica y luz a nivel nacional, alcanzando el 100% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área urbana, y el 90% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área rural.

El Artículo 58 aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece lo siguiente: *"Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación,*

las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este periodo, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.”

Los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establecen “que las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes (...):

- b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.
- c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad.

Los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se establece que “(...) el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, tiene, entre otras, las siguientes atribuciones especificadas a continuación:

- (...)
- i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.
- j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional. (...)”

El artículo 51 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995, establece:

“El beneficiario de la Concesión, Licencia o Licencia Provisional (actualmente también el beneficiario de un Título Habilitante), en el plazo de quince (15) días computables a partir de la fecha de dictación de la Resolución de otorgamiento y antes de suscribirse el contrato, deberá presentar una boleta de garantía bancaria de cumplimiento de contrato y cumplimiento de inversión comprometida, por un monto equivalente al cinco por ciento (5%) de dicha inversión con vigencia al plazo final establecido en el cronograma de ejecución de la obra o estudio según corresponda”.

El artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que “Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por

las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía

Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos.”

El artículo 43 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, señala que “La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento o una combinación de ellos

La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión.”

El artículo 44 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece:

“La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores (...) se efectuará, para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes...

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas.”

El artículo 45 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que “Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución.

Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento,

costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro (...)"

El artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que: "No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la Concesión."

El artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que "Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia (...)"

El artículo 48 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 "El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros (...)"

El Artículo 49 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001 dispone que "los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión, incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas serán los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los otros ingresos corresponderán a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión. (...)"

El artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que "El Patrimonio Afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo (...)"

El artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, señala que "La utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el

artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión (...).”

El artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece “Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponde y tendrán vigencia por este periodo.(...)”

El artículo 60 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece que “Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que éstos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la AE.”

El inciso II.5 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los “Métodos y Variables Asociadas para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.(...)”

El inciso II.6 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los parámetros para la determinación de energía y potencia.

El inciso a) y b) de la instrucción primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, fija la Tasa de Regulación para la gestión 2018, señalando lo siguiente:

a) *Cero coma noventa por ciento (0.90%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica.*

b) *Cero coma cuarenta por ciento (0.40%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que tengan suscrito un Contrato de Electrificación Rural y/o Registro de Operación para ejercer las actividades de la industria eléctrica.”*

La Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

La Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó los costos financieros a ser reconocidos para fines tarifarios correspondientes al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y otros fines como costos de explotación resultantes de préstamos de largo plazo contraídos para bienes afectos al ejercicio de la concesión.

3. ANÁLISIS

3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda fueron establecidas en la Resolución AETN N° 1108/2019 de 09 de diciembre de 2019 y se detallan a continuación:

- **Consumidores**

El número de consumidores proyectados para el periodo 2019 – 2023, considerados en el Informe final del Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., se resume en los cuadros siguientes:

Proyección de Consumidores de ENDE DEORURO (N°)

Año	Domiciliario	General	General 1	General 2	Industrial D	Industrial E	Minero	Pueblos	Alumbrado Público	Seguridad Ciudadana	ECEBOL	Total
2018	116.952	247	8.855	1.112	348	100	105	297	53	49	0	128.118
2019	123.471	310	9.379	1.208	391	101	115	314	53	49	1	135.392
2020	130.358	388	9.933	1.313	435	102	126	331	53	49	1	143.090
2021	136.346	485	10.512	1.428	482	103	138	346	53	49	1	149.943
2022	142.609	603	11.115	1.554	529	104	152	362	53	49	1	157.132
2023	149.160	748	11.743	1.691	578	105	167	379	53	49	1	164.673

Tasa de crecimiento de Consumidores de ENDE DEORURO (%)

Año	Domiciliario	General	General 1	General 2	Industrial D	Industrial E	Minero	Pueblos	Alumbrado Público	Seguridad Ciudadana	ECEBOL	Total
2018	5,62%	16,51%	5,29%	15,47%	12,62%	-4,76%	7,14%	-5,11%	1,92%	0,00%	0,00%	5,67%
2019	5,57%	25,35%	5,92%	8,64%	12,28%	1,04%	9,67%	5,57%	0,00%	0,00%	100,00%	5,68%
2020	5,58%	25,36%	5,90%	8,71%	11,42%	1,04%	9,67%	5,58%	0,00%	0,00%	0,00%	5,69%
2021	4,59%	24,92%	5,83%	8,76%	10,62%	1,04%	9,67%	4,59%	0,00%	0,00%	0,00%	4,79%
2022	4,59%	24,44%	5,74%	8,80%	9,88%	1,04%	9,67%	4,59%	0,00%	0,00%	0,00%	4,79%
2023	4,59%	23,94%	5,64%	8,83%	9,20%	1,04%	9,67%	4,59%	0,00%	0,00%	0,00%	4,80%
Tasa de Crecimiento 2019-2023	4,84%	24,66%	5,78%	8,77%	10,28%	1,04%	9,67%	4,84%	0,00%	0,00%	0,00%	5,02%

El total de consumidores crece a una tasa promedio anual del periodo tarifario del 5,02%, siendo la Categoría General la que más crece con el 24,66% promedio anual del periodo 2019 – 2023, le sigue en importancia la Categoría Industrial D con 10,28% y Minería con 9,67%. La categoría con menor crecimiento (0,00%) se dio para Seguridad Ciudadana.

- **Energía**

Las ventas de energía proyectadas para el periodo tarifario 2019 – 2023, considerados en el Informe final del Estudio Tarifario para la determinación de las tarifas presentados por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., se muestran a continuación tanto en cantidades y composición por categorías:

Proyección de las Ventas por Energía por Categoría y Año de ENDE DEORURO (MWh)

Año	Domiciliario	General	General 1	General 2	Industrial D	Industrial E	Minero	Pueblos	Alumbrado Público	Seguridad Ciudadana	ECEBOL	Total
2018	96.674	2.754	18.527	21.575	814	55.903	160.493	77.366	32.158	178	0	466.442
2019	98.639	3.299	19.573	23.126	846	49.777	164.607	78.529	35.780	185	35.217	509.579
2020	100.733	3.953	20.679	24.788	899	46.009	168.825	79.710	39.810	191	89.943	575.539
2021	102.529	4.736	21.846	26.571	955	42.526	173.152	80.908	44.294	198	97.438	595.153
2022	104.095	5.674	23.080	28.481	1.015	39.307	177.590	82.125	49.283	206	104.933	615.787
2023	105.525	6.797	24.383	30.529	1.078	36.331	182.142	83.359	54.834	213	112.428	637.620

Tasa de Crecimiento de Ventas por Energía por Categoría y Año de ENDE DEORURO (MWh)

Año	Domiciliario	General	General 1	General 2	Industrial D	Industrial E	Minero	Pueblos	Alumbrado Público	Seguridad Ciudadana	Total	Total
2018	1,19%	31,08%	5,85%	11,09%	9,36%	-4,71%	7,52%	5,61%	22,16%	-30,54%	0,00%	0,00%
2019	2,03%	19,81%	5,65%	7,19%	3,94%	-10,96%	2,56%	1,50%	11,26%	3,63%	100,00%	9,25%
2020	2,12%	19,81%	5,65%	7,19%	6,25%	-7,57%	2,56%	1,50%	11,26%	3,63%	155,39%	12,94%
2021	1,78%	19,81%	5,65%	7,19%	6,25%	-7,57%	2,56%	1,50%	11,26%	3,63%	8,33%	3,41%
2022	1,53%	19,81%	5,65%	7,19%	6,25%	-7,57%	2,56%	1,50%	11,26%	3,63%	7,69%	3,47%
2023	1,37%	19,81%	5,65%	7,19%	6,25%	-7,57%	2,56%	1,50%	11,26%	3,63%	7,14%	3,55%
Tasa de Crecimiento 2019-2023	1,70%	19,81%	5,65%	7,19%	6,25%	-7,57%	2,56%	1,50%	11,26%	3,63%	33,67%	5,76%

La Tasa de crecimiento promedio anual para el periodo 2019 – 2023, es de 5,76%, la categoría ECEBOL es la que más crece con el 33,67%, seguidamente la categoría General con el 19,81% y Alumbrado Público con el 11,26%. La de menor crecimiento es la categoría Industrial E con una tasa de crecimiento negativa de 7,57%.

3.2. POTENCIA

La potencia máxima para el periodo 2019 – 2023 de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga de 0,659. La potencia coincidental de punta fue determinada con un factor de coincidentalidad del sistema de 0,981, tal como se denota en la Resolución AETN N° 1108/2019 de 09 de diciembre de 2019, de Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga.

3.3. PÉRDIDAS

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. determinó las pérdidas totales de la diferencia entre la energía total ingresada, las ventas totales y el consumo propio. Los resultados son los siguientes:

Balance de pérdidas de energía (%)

Energía Ingresada	504.244	MWh
Ventas totales	466.442	MWh
Consumo Propio	249	MWh
Pérdidas totales s/CP	37.802	MWh
Pérdidas totales s/CP	7,50%	%
Pérdidas totales	37.553	
Pérdidas totales	7,447%	

3.4. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

El cálculo de la demanda dio como resultado el siguiente Balance de Energía y potencia:

Balance de Energía por Nivel de Tensión

TARIFA / NIVEL DE TENSION	2020	2021	2022	2023
BT	190.236.619	198.990.990	208.177.857	217.960.818
PD-R-BT	100.732.531	102.528.706	104.094.714	105.524.678
PD-G-BT	30.559.040	32.418.364	34.392.542	36.488.768
PD-AP-BT	39.809.685	44.293.678	49.282.728	54.833.724
MD-BT	1.667.807	1.773.430	1.887.733	2.011.257
GD-BT	761.403	703.764	650.488	601.246
CONSUMOS PROPIOS	258.913	265.375	272.380	280.025
PERDIDAS TECNICAS	11.159.131	11.539.375	11.939.405	12.362.674
PERDIDAS NO TECNICAS	5.288.109	5.468.299	5.657.866	5.858.446
MT	515.055.529	528.204.379	542.429.794	557.919.934
PD-R-MT	2.516.291	2.554.121	2.592.520	2.631.496
PD-G-MT	4.069.516	4.843.581	5.773.374	6.889.554
MD-MT	11.598.258	11.986.036	12.414.781	12.886.009
GD-MT	290.453.525	293.096.956	296.158.503	299.625.536
VENTAS NIVEL INFERIOR	190.236.619	198.990.990	208.177.857	217.960.818
PERDIDAS TECNICAS	16.181.321	16.732.694	17.312.759	17.926.521
AT	622.130.412	643.329.304	665.631.312	689.228.893
GD-AT	93.371.154	100.954.247	108.539.591	116.127.245
VENTAS NIVEL INFERIOR	515.055.529	528.204.379	542.429.794	557.919.934
PERDIDAS TECNICAS	13.703.728	14.170.678	14.661.927	15.181.713
PERDIDAS TOTALES	46.332.289	47.911.047	49.571.967	51.329.355
	7,45%	7,45%	7,45%	7,45%

Balance de Potencia por Nivel de Tensión

TARIFA / NIVEL DE TENSION	2020	2021	2022	2023
BT	43.758,24	45.249,29	46.817,93	48.477,69
PD-R-BT	20.499	20.504	20.459	20.376
PD-G-BT	5.559	5.795	6.042	6.298
PD-AP-BT	11.956	13.073	14.295	15.626
MD-BT	703	732	763	797
GD-BT	314	285	259	235
CONSUMOS PROPIOS	47	47	48	48
PERDIDAS TECNICAS	4.680	4.813	4.952	5.098
PERDIDAS NO TECNICAS				
MT	104.017,49	107.561,85	111.290,65	115.236,06
PD-R-MT	388	397	406	414
PD-G-MT	395	474	569	682
MD-MT	3.057	3.180	3.313	3.456
GD-MT	59.727	60.703	61.725	62.790
VENTAS NIVEL INFERIOR	36.202	38.387	40.679	43.108
PERDIDAS TECNICAS	4.248	4.421	4.600	4.786
AT	107.723,86	111.394,51	115.256,18	119.342,17
GD-AT	10.411,07	11.253,80	12.094,54	12.932,38
VENTAS NIVEL INFERIOR	94.218,13	96.940,59	99.850,58	102.981,36
PERDIDAS TECNICAS	3.094,67	3.200,11	3.311,05	3.428,43
PERDIDAS TOTALES	12.023	12.434	12.863	13.312
PERDIDAS TOTALES	11,16%	11,16%	11,16%	11,15%

3.5. CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. especificó que para el cálculo de los factores de caracterización resultantes del presente estudio, se determinó adicionalmente para cada categoría el factor de Coincidentalidad con el SIN como el producto del Fcoin de la categoría de régimen de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. y Fcoin de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. con el SIN. Para este último se adopta el promedio de los factores de Coincidentalidad de 2018 equivalente a 0,981. Los factores de caracterización de carga para Categorías de Régimen se presentan a continuación:

Factores de Caracterización ENDE DEORURO

Tarifa de Régimen		FC	FCOIN		Factores		
			AT	SIST	Eb	Em	Ea
GD-AT	[°/1]	0,73	0,98	0,96	0,27	0,51	0,22
PD-R-MT	[°/1]	0,60	0,92	0,90	0,18	0,55	0,26
PD-G-MT	[°/1]	0,54	0,52	0,51	0,22	0,60	0,18
MD-MT	[°/1]	0,55	0,74	0,73	0,19	0,62	0,19
GD-MT	[°/1]	0,73	0,98	0,96	0,27	0,51	0,22
PD-R-BT	[°/1]	0,60	1,00	0,98	0,18	0,55	0,26
PD-G-BT	[°/1]	0,49	0,73	0,71	0,12	0,65	0,22
PD-AP-BT	[°/1]	0,41	1,00	0,98	0,50	0,08	0,42
MD-BT	[°/1]	0,55	0,74	0,73	0,19	0,62	0,19
GD-BT	[°/1]	0,73	0,98	0,96	0,27	0,51	0,22

3.6. INVERSIONES

Mediante Resolución AETN N° 985/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de Inversiones para la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. correspondiente al periodo tarifario 2020 – 2023, cuyo detalle se presenta a continuación:

**Programa de Inversiones Aprobado por la AETN
(Expresado en Bolivianos de Diciembre de 2018)**

Programa de Inversiones Aprobado 2020-2023 (Bs)					
DESCRIPCIÓN	2020	2021	2022	2023	TOTAL PERIODO (Bs)
ALTA TENSIÓN	0	1.025.319	38.810.839	10.058.926	49.895.084
MEDIA TENSIÓN	6.188.721	10.633.940	8.855.745	10.368.885	36.047.292
BAJA TENSIÓN	12.062.746	12.123.638	11.927.595	15.729.264	51.843.243
PROPIEDAD GENERAL	5.492.388	10.584.178	7.883.280	1.702.800	25.662.645
TOTAL (Bs)	23.743.855	34.367.075	67.477.459	37.859.875	163.448.265

Este programa de inversiones ha sido incluido en el Modelo Tarifario.

3.7. COSTOS

Los costos de suministro de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. fueron analizados y aprobados en la Resolución AETN N° 1107/2019 de 09 de diciembre de 2019, a continuación se presenta un resumen de dicho análisis:

3.7.1. Costos Operativos

De acuerdo a lo establecido en los Artículos 45 inciso b), d), e) y f) y en el Art. 47 del RPT, los costos operativos para el cálculo de las tarifas base resultan del promedio de los valores proyectados para el periodo tarifario de cuatro años.

Los costos operativos son aquellos costos que dependen de la gestión de la distribuidora en el desarrollo de la actividad de distribución, y son: Costos de Consumidores, Costos de Operación y Mantenimiento y Costos Administrativos y Generales.

Para la determinación de los costos del año base se consideró el promedio resultante de las gestiones 2016, 2017 y 2018, debido a que fue un período muy dinámico en el que han existido incorporaciones de sistemas nuevos que anteriormente eran suministrados como ventas en bloque y que durante el período transcurrido se han incorporado como clientes.

A partir de los costos del año base y utilizando la metodología PEG, se proyectaron los costos para el periodo 2020 – 2023 y se calculó el valor promedio, el cual se utiliza para el cálculo tarifario.

Los costos totales de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. que se consideran en el Modelo Tarifario en bolivianos de diciembre de 2018, son:

**Proyección de los Costos Operativos (En bolivianos)
2019 - 2023**

Costos	Unidad	Base (2018)	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año	20.189.853	22.504.530	23.811.553	24.421.868	24.838.228	25.480.262	24.637.978
Costos de A&G	Bs./Año	20.333.352	23.223.128	25.190.105	25.985.245	26.528.324	27.415.535	26.279.802
Costos de Consumidores	Bs./Año	17.181.928	19.164.785	20.644.242	21.509.877	22.060.262	23.060.500	21.818.720
Total Costos de Explotación	Bs./Año	57.705.132	64.892.443	69.645.901	71.916.990	73.426.814	75.956.296	72.736.500

A continuación se presentan los parámetros utilizados para la proyección de costos operativos:

Parámetros para la Proyección de Costos

Factores de Ponderación	Unidad	Base (2018)	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
Demanda Máxima Anual	kW	86.514	98.809	105.984	109.329	112.872	116.647	111.208
Lineas AT/MT/BT	Km.	6.568	7.005	7.075	7.181	7.265	7.354	7.219
Consumidores Fin de año	#	120.957	135.392	143.090	149.943	157.132	164.673	153.710
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		Base (2018)	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Costos de O&M		100,00%	111,46%	117,02%	120,02%	123,02%	126,20%	121,57%
Costos de A&G		100,00%	114,21%	122,50%	126,37%	130,47%	134,83%	128,54%
Costos de Consumidores		100,00%	111,54%	117,49%	122,83%	128,39%	134,21%	125,73%

Los costos no reconocidos se detallan en la Resolución AETN N° 1107/2019 de 09 de diciembre de 2019 y fundamentalmente se refieren a la atención de los Sistemas Nuevos no tomados en cuenta, debido a que estos ya estaban considerados en los

años 2016 al 2018, y otros costos como de asesorías, consultorías, etc., que no fueron justificados por la Distribuidora, determinando considerar un 50% de los mismos.

3.7.2. Costos de Compra

La determinación de los costos de compra de energía y potencia, se realizó mediante la aplicación de precios de energía, potencia y peaje a los retiros proyectados de energía y potencia para el periodo 2020 – 2023. Las compras de electricidad por nodo y por bloque para el año base (2018) son obtenidos del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Los valores de factor de Carga y factor de Coincidentalidad del año base son calculados en base a la información de la compra de electricidad de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. en el MEM, contenida en los registros del Sistema de Medición Comercial (SMEC) administrado por el CNDC; los valores de compra de electricidad en el MEM.

Finalmente, los costos de compra de electricidad se muestran en el cuadro siguiente:

**Costo de Compras de Electricidad en el Mem - Precios De Nodo Indexados
(a Diciembre de 2018)**

Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Retiros de Energía (MWh)							
Bloque Alto	124.199	127.084	151.334	157.074	163.152	169.625	160.296
Bloque Medio	255.518	258.830	310.908	320.078	329.595	339.537	325.029
Bloque Bajo	128.707	131.592	159.889	166.177	172.885	180.067	169.754
Total Energía	508.425	517.507	622.130	643.329	665.631	689.229	655.080
Retiros de Potencia (kW-mes)	85.683	87.137	105.714	109.317	113.106	117.116	111.313
Precios Ponderados (sin IVA)							
Precios Energía-Bloque Alto (Bs./MWh)	120.050	120.050	120.050	120.050	120.050	120.050	120.050
Precios Energía-Bloque Medio (Bs./MWh)	105.363	105.363	105.363	105.363	105.363	105.363	105.363
Precios Energía-Bloque Bajo (Bs./MWh)	114.222	114.222	114.222	114.222	114.222	114.222	114.222
Precios Potencia (Bs./kW-mes)	76.127	76.127	76.127	76.127	76.127	76.127	76.127
Peaje (Bs/kW-mes)	46.572	46.572	46.572	46.572	46.572	46.572	46.572
Peaje Fuera del STI (Bs)							
Gastos del CNDC	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%
Importes							
Importe por Energía (Bs.)	56.533.646	57.558.486	69.188.832	71.562.427	74.060.930	76.705.945	72.879.534
Importe por Potencia (Bs.)	78.273.440	79.602.094	96.572.621	99.863.302	103.325.218	106.988.244	101.687.346
Importe por Peaje STI+Fuera STI (Bs.)	47.885.122	48.697.949	59.079.960	61.093.090	63.210.977	65.451.896	62.208.981
Gastos del CNDC (Bs.)	869.500	884.680	1.069.154	1.105.688	1.144.133	1.184.819	1.125.949
Importe Total de Compra (Bs)	183.561.707	186.743.209	225.910.567	233.624.507	241.741.257	250.330.905	237.901.809

3.8. OTROS INGRESOS

Los Otros Ingresos de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. fueron analizados en la Resolución AETN N° 1107/2019 de 09 de diciembre de 2019, a continuación se presenta un resumen de dicho análisis:

De acuerdo al artículo 49 del RPT, los otros ingresos afectos a la concesión deben considerarse como parte de los ingresos regulados. Con el fin de reflejar los otros ingresos en la tarifa, se ha optado metodológicamente a descontar de los costos operativos los otros ingresos proyectados, en forma previa al cálculo de las tarifas base.

Los otros ingresos que la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. ha considerado para la proyección son los siguientes:

- Conexiones y reconexiones
- Compensación por Bajo Factor de Potencia
- Alquiler de Postes
- Comisión de Cobranza de la Tasa de Aseo
- Comisión de Cobranza de Alumbrado Público
- Otros conceptos

La información de base que la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. consideró para el estudio, es el detalle de los Otros Ingresos desagregados por rubro para el año 2018 en valores corrientes, los cuales fueron ajustados a precios de diciembre de 2018 con la variación del IPC.

A continuación se presenta un resumen de los otros ingresos considerados:

Otros Ingresos Projectados (En Bs)

Otros Ingresos ENDE DEORURO							
Detalle		2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Conexiones y Reconexiones	[Bs]	2.576.862	2.724.006	2.793.460	2.927.799	3.068.785	2.878.512
Compensación por bajo factor de potencia	[Bs]	-	-	1.263.173	757.904	454.742	618.955
Alquiler Postes	[Bs]	1.247.673	1.317.266	1.377.775	1.441.062	1.507.260	1.410.841
Comisión cobranza tasa de aseo	[Bs]	591.039	624.006	652.669	682.650	714.008	668.333
Comisión tasa de AP	[Bs]	442.283	451.667	459.721	466.743	473.155	462.822
Resto	[Bs]	911.291	1.991.003	1.991.003	1.991.003	1.991.003	1.991.003
Total Otros Ingresos	[Bs]	5.769.147	7.107.948	8.537.801	8.267.160	8.208.953	8.030.466

3.9. TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS

3.9.1. Tasa de Retorno

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), la utilidad para el cálculo de la tarifa base, se obtiene multiplicando la tasa de retorno por el valor del patrimonio afecto a la concesión promedio. La Autoridad mediante Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023, la Tasa de Retorno se aplica al patrimonio promedio entre el valor del año en curso y el del año anterior, como se muestra a continuación:

Utilidad Neta a precios de Diciembre 2018 (En Bs.)

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023	Promedio
Patrimonio Afecto a la Concesión	261.440.779	280.715.733	331.356.333	351.162.439	306.168.821
Patrimonio Afecto a la Concesión Promedio	255.027.490	271.078.256	306.036.033	341.259.386	293.350.291
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad	23.207.502	24.668.121	27.849.279	31.054.604	26.694.876

3.9.2. Costos Financieros

La Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó los costos financieros a ser reconocidos para fines tarifarios correspondientes al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y otros fines como costos de explotación resultantes

de préstamos de largo plazo contraídos para bienes afectos al ejercicio de la concesión.

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. no cuenta con pasivos de largo plazo contratados para financiar inversiones, que cumplan con las condiciones requeridas en la Disposiciones Legales.

3.10. ACTIVO Y PATRIMONIO

3.10.1. Activo

El activo fijo bruto y la depreciación acumulada a diciembre de 2018, fueron determinados a partir de los valores utilizados en la Fijación de Precios Máximos de Distribución del periodo noviembre 2015 – octubre 2019, es decir los activos correspondientes al año 2014. A dicho monto, se le adicionaron las inversiones evaluadas y reconocidas mediante Resoluciones AETN N° 853/2019 de 13 de septiembre de 2019 y AETN N° 979/2019 de 28 de octubre de 2019, correspondiente al periodo 2015 – 2018, y el Programa de Inversiones aprobado mediante Resolución AETN N° 985/2019 de 28 de octubre de 2019 para el periodo 2020 – 2023.

Los activos fueron actualizados en el marco de lo establecido en el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, que en su artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) determina que para efectos del Estudio Tarifario, la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por el Regulador, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor.

Para dicho efecto, se calculan diferentes factores de actualización según la fecha de activación de los activos, para ser expresados a 2018, los citados factores se calculan con la siguiente fórmula:

$$FA = 60\% \cdot \frac{TC_{dic2018}}{TC_n} + 40\% \cdot \frac{IPC_{dic2018}}{IPC_n}$$

Dónde:

FA :	Factor de actualización del activo a actualizar
$TC_{dic2018}$:	Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano
TCn :	Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano correspondiente al último día del mes n de alta del activo a actualizar
$IPC_{dic2018}$:	Índice de Precios al Consumidor correspondiente a diciembre de 2014
IPCn :	Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes n de alta del activo a actualizar

La cuota anual de depreciación se ha calculado aplicando las tasas de depreciación aprobadas por la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, al valor de los activos existentes, a las adiciones y al programa de inversiones, como resultado, se obtuvieron los valores de activo fijo bruto, depreciación de la gestión, depreciación acumulada y activo fijo neto, para una distribución de los resultados, estos fueron distribuidos por nivel de tensión, servicios al cliente y administración, tal como se muestran a continuación:

**ACTIVO FIJO BRUTO
DETALLE**

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	124.207.868	124.851.863	127.377.911	167.436.748	177.717.002
MEDIA TENSION	108.011.792	115.488.502	129.123.900	140.475.641	151.287.182
BAJA TENSION	221.857.830	235.208.565	250.333.660	264.757.251	280.929.171
SERVICIOS AL CLIENTE	6.559.833	7.567.340	8.923.496	9.705.104	9.788.624
ADMINISTRACION	4.432.422	5.697.331	7.421.707	8.283.391	8.796.031
TOTAL ACTIVO FIJO BRUTO	465.069.745	488.813.600	523.180.675	590.658.134	628.518.010

**GASTO DE DEPRECIACION
DETALLE**

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	2.442.036	3.444.909	3.542.136	4.301.544	5.026.967
MEDIA TENSION	3.389.463	3.546.398	4.027.204	4.635.486	4.874.389
BAJA TENSION	6.924.839	7.151.223	7.600.444	8.102.467	8.412.483
SERVICIOS AL CLIENTE	261.793	312.772	436.143	546.068	517.919
ADMINISTRACION	146.161	210.400	328.042	429.125	441.878
TOTAL GASTO DE DEPRECIACION	13.164.292	14.665.702	15.933.969	18.014.691	19.273.637

**DEPRECIACION ACUMULADA
DETALLE**

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	30.952.556	34.397.465	37.939.601	42.241.146	47.268.113
MEDIA TENSION	68.112.304	71.658.702	75.685.906	80.321.391	85.195.781
BAJA TENSION	133.945.615	141.096.839	148.697.282	156.799.750	165.212.233
SERVICIOS AL CLIENTE	5.023.444	5.336.216	5.772.359	6.318.428	6.836.347
ADMINISTRACION	3.378.726	3.589.126	3.917.168	4.346.293	4.788.171
TOTAL DEPRECIACION ACUMULADA	241.412.646	256.078.348	272.012.317	290.027.008	309.300.645

**ACTIVO FIJO NETO
DETALLE**

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	93.255.312	90.454.398	89.438.310	125.195.602	130.448.889
MEDIA TENSION	39.899.487	43.829.800	53.437.995	60.154.249	66.091.402
BAJA TENSION	87.912.214	94.111.726	101.636.378	107.957.501	115.716.938
SERVICIOS AL CLIENTE	1.536.390	2.231.124	3.151.137	3.386.676	2.952.277
ADMINISTRACION	1.053.696	2.108.205	3.504.539	3.937.098	4.007.860
TOTAL ACTIVO FIJO NETO	223.657.100	232.735.252	251.168.358	300.631.127	319.217.365

3.10.2. Patrimonio

La determinación del Patrimonio fue realizada de acuerdo a la Metodología descrita en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT). Los resultados de este cálculo son presentados a continuación:

Patrimonio ENDE DEORURO (en Bs)

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023
ACTIVOS					
Bienes de Uso	465.069.745	488.813.600	523.180.675	590.658.134	628.518.010
Intangibles	571.416	571.416	571.416	571.416	571.416
Capital de Trabajo	24.549.228	28.440.507	29.425.209	30.745.894	32.108.616
Depreciaciones Acum Bienes Uso	-241.412.646	-256.078.348	-272.012.317	-290.027.008	-309.300.645
Amortizaciones Acum Intangibles	-163.542	-306.396	-449.250	-592.104	-734.958
PASIVOS					
Pasivos LP	0	0	0	0	0
Subtotal Pasivos	0	0	0	0	0
Donaciones	0	0	0	0	0
PATRIMONIO TOTAL	248.614.201	261.440.779	280.715.733	331.356.333	351.162.439

3.11. DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE

La Tarifa Base obtenida del Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., fue determinada de acuerdo al artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas y a la metodología remitida por la AETN a la distribuidora. Estos datos se muestran a continuación:

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (en Bs c/IVA)

Tarifas Base	Unidad	Cargo Base c/Impuestos (a Diciembre 2018)
1. Cargo Consumidor		
CCPD	[Bs/Cons-mes]	20,959
CCMD	[Bs/Cons-mes]	106,077
CCGD	[Bs/Cons-mes]	421,851
2. Cargo Potencia Fuera de Punta		
CFAT	[Bs/kW-mes]	13,658
CFMT	[Bs/kW-mes]	28,869
CFBT	[Bs/kW-mes]	65,240
3. Cargo Potencia de Punta		
CPAT	[Bs/kW-mes]	148,035
4. Cargo Energía Alta Tensión		
CEATa	[Bs/MWh]	148,463
CEATm	[Bs/MWh]	130,300
CEATb	[Bs/MWh]	141,255
5. Cargo Energía Media Tensión		
CEMTa	[Bs/MWh]	153,337
CEMTm	[Bs/MWh]	134,577
CEMTb	[Bs/MWh]	145,892
6. Cargo Energía Baja Tensión		
CEBTa	[Bs/MWh]	167,584
CEBTm	[Bs/MWh]	147,081
CEBTb	[Bs/MWh]	159,448

Fuente: Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. (2020 - 2023)

3.12. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

El artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), define las Fórmulas de Indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda k son las siguientes:

$$CC_{k,n} = CC_{k,0} * [a * IPC_{n-2}/IPC_0 + b * PD/PD_0 - (n * Xcc)]$$

Dónde:

- $CC_{k,n}$ = Cargo por consumidor indexado.
- $CC_{k,0}$ = Cargo por consumidor base.
- a = Porción de costos de distribución en Moneda Nacional.
- b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 = 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
- PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- PD_0 = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
- Xcc = Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- k = Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas.
- n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n para la red del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * Xpp_j)$$

Dónde:

- $CPP_{j,n}$ = Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- $CPPE_{j,n}$ = Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- FPP_j = Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- Xpp_j = Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- j = Baja tensión, media tensión y alta tensión.
- n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * [a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1_j * Xcom_j - n * p2_j * Xcag_j + p3_j * ZI + p4_j * ZT]$$

Dónde:

- $CFP_{j,n}$ = Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j.
 $CFP_{j,0}$ = Cargo por potencia fuera de punta base para la red de nivel de tensión j.
a = Porción de costos de distribución en Moneda Nacional.
b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 = 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD_0 = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
 $p1_j$ = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p2_j$ = Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p3_j$ = Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p4_j$ = Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $Xcom_j$ = Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 $Xcag_j$ = Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
ZI = Índice de variación de los impuestos directos.
ZT = Índice de variación de las tasas.
j = Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público.
n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Dónde:

- $CE_{j,a,m,b}$ = Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
 $CEE_{j,a,m,b}$ = Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
 FPE_j = Factor de pérdidas medias de energía base del nivel de tensión j.

- X_{pe_j} = Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
j = Baja tensión, media tensión y alta tensión.
n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.
a,m,b = Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

Fórmula para incorporar los impuestos y tasas en los cargos tarifarios

Para la incorporación de los impuestos y tasas en los cargos tarifarios, la AETN determinó la siguiente fórmula:

$$CT_C = \frac{CT_S}{(1 - IVA) \times (1 - T_{REG}) - IT}$$

Dónde:

- CT_C = Cargo tarifario con impuestos y tasas.
 CT_S = Cargo tarifario sin impuestos y tasas.
IVA = Alícuota del Impuesto al Valor Agregado.
IT = Alícuota del Impuesto a las Transacciones.
 T_{REG} = Alícuota de la Tasa de Regulación.

3.13. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS Y TARIFA REQUERIDA

Los ingresos requeridos deben cubrir todos los costos de suministro y la utilidad regulada que se presenta a continuación:

Determinación de Ingresos (Bs)

RESULTADOS COSTOS E INGRESOS	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
Costo Compra	225.910.567	233.624.507	241.741.257	250.330.905	237.901.809
O&M	23.811.553	24.421.868	24.838.228	25.480.262	24.637.978
Consumidor	20.644.242	21.509.877	22.060.262	23.060.500	21.818.720
Administración	25.190.105	25.985.245	26.528.324	27.415.535	26.279.802
Otros Ingresos	-7.107.948	-8.537.801	-8.267.160	-8.208.953	-8.030.466
Depreciación	14.808.556	16.076.823	18.157.545	19.416.491	17.114.854
Interes	-	-	-	-	-
Utilidad	23.207.502	24.668.121	27.849.279	31.054.604	26.694.876
Total Ingresos					346.417.574
Impuesto a las Transacciones	11.769.155	12.175.949	12.722.439	13.286.324	12.488.467
Sirese	3.071.749	3.177.923	3.320.557	3.467.731	3.259.490
Total Ingresos c/impuestos	341.305.481	353.102.512	368.950.731	385.303.398	362.165.531

Para el periodo 2020 – 2023 el ingreso promedio requerido incluido impuestos es de Bs362.165.531, los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad y los provenientes de otros ingresos afectos a la concesión.

a) Ingresos por Ventas de Electricidad

Los ingresos que se deben obtener por ventas de electricidad deben ser iguales a los Costos de Suministro más la Utilidad regulada menos los Otros ingresos. Este monto también se obtiene a partir de la aplicación de la tarifa base a las demandas proyectadas.

Ingresos por Ventas de Electricidad (Bs)

Detalle	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
1. Consumidores					
Clientes Pequeñas Demanda	29.045.771	30.556.607	32.019.073	33.552.921	31.293.593
Clientes Medianas Demanda	240.196	258.697	278.798	300.695	269.596
Clientes Grandes Demanda	885.875	941.947	1.002.345	1.068.004	974.543
2. Potencia Fuera de Punta					
Potencia Fuera de Punta AT	14.692.581	15.193.226	15.719.923	16.277.217	15.470.737
Potencia Fuera de Punta MT	29.986.892	31.008.685	32.083.649	33.221.061	31.575.072
Potencia Fuera de Punta BT	28.507.948	29.479.347	30.501.294	31.582.609	30.017.799
3. Potencia de Punta coincidente con el SIN					
Potencia de Punta AT coincidente con el SIN	156.275.470	161.600.506	167.202.638	173.130.210	164.552.206
Potencia de Punta MT	-	-	-	-	-
Potencia de Punta BT	-	-	-	-	-
4. Energía por Bloque y NT					
Bloque Alto					
Alta Tensión	2.569.094	2.777.742	2.986.452	3.195.225	2.882.128
Media Tensión	7.644.414	7.734.993	7.839.967	7.959.661	7.794.759
Baja Tensión	7.000.764	7.385.597	7.795.361	8.237.014	7.604.684
Bloque Medio					
Alta Tensión	5.183.526	5.604.503	6.025.606	6.446.836	5.815.118
Media Tensión	17.893.444	18.126.417	18.396.717	18.705.784	18.280.590
Baja Tensión	9.887.576	10.209.195	10.530.528	10.859.148	10.371.611
Bloque Bajo					
Alta Tensión	2.911.888	3.148.375	3.384.933	3.621.563	3.266.690
Media Tensión	9.785.774	9.901.599	10.036.064	10.189.632	9.978.267
Baja Tensión	5.679.889	6.052.312	6.454.842	6.893.681	6.270.181
Total Ingresos (s/Impuestos)	328.191.101	339.979.748	352.258.189	365.241.259	346.417.574

b) Incremento Requerido en la Tarifa de Venta

Los ingresos medios requeridos por venta de electricidad para el periodo 2020-2023, son Bs346.417.574 (sin impuestos). Así también, los ingresos requeridos (a diciembre de 2018 sin factores de estabilización) son Bs346.417.574. Consiguientemente la variación en los ingresos y por lo tanto el impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario es **0,00%**.

Impacto de la Aplicación del Nuevo Modelo Tarifario

Detalle	Unidad	2020	2021	2022	2023	Promedio	Total
Energía Vendida	MWh	575.539	595.153	615.787	637.620	606.025	2.424.099
Ingresos con Tarifa Vigente	Bs	326.671.833	339.276.022	352.681.041	367.041.402	346.417.574	1.385.670.298
Ingresos con Tarifa Propuesta	Bs	328.191.101	339.979.748	352.258.189	365.241.259	346.417.574	1.385.670.298
Tarifa Media con Tarifa Vigente	Bs/MWh	567.593	570.065	572.732	575.643	571.623	571.623
Tarifa Media con Tarifa Propuesta	Bs/MWh	570.232	571.248	572.046	572.820	571.623	571.623
Impacto TOTAL Propuesta/Vigente	%	0,47%	0,21%	-0,12%	-0,49%	0,00%	0,00%

3.14. TARIFAS DE APLICACIÓN

Ante la inaplicabilidad de los cargos de régimen a los consumidores regulados de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., debido a los impactos tarifarios que ocasionaría este cambio, se ha visto por conveniente determinar la Estructura Tarifaria a ser aplicada por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., tomando como base la aplicada al mes de diciembre de 2018 e indexada por la variación de los ingresos con las tarifas promedio base aplicadas a las demandas promedio resultantes del Estudio Tarifario y las tarifas al mes de diciembre de 2018 aplicada también a la misma demanda. Estos cargos base, se presentan en el **Anexo 2** al presente Informe.

En este sentido a partir de la facturación del mes de noviembre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, actualizada según se indica a continuación:

$$CT_n = CT_{dic18} * (IT_n/IT_{dic18}) * FED$$

Dónde:

- CT_n = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.
 CT_{dic18} = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.
 IT_n = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondiente al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el Estudio Tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
 IT_{dic18} = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
FED = Factor de Estabilización de Distribución.

Los cargos tarifarios corresponden al cargo fijo, cargo mínimo, cargos de energía y cargos de potencia, componentes de la Estructuras Tarifarias.

4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., cumple con los principales aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.

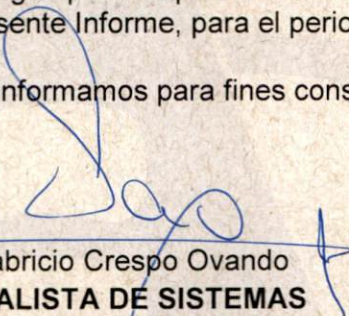
- Como resultado del análisis no existe variaciones en los ingresos requeridos del Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. a la AETN respecto a los ingresos actuales a diciembre de 2018.


5. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., con sus respectivas fórmulas de indexación detalladas en el **Anexo 1** del presente Informe para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 de acuerdo al **Anexo 2** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Fórmula de Actualización de la Estructura Tarifaria Base, como se muestra en el **Anexo 3** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los factores de carga y participaciones de energía por bloques horarios típicos como se muestra en el **Anexo 4** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Es cuanto informamos para fines consiguientes.


Fabricio Crespo Ovando
**ANALISTA DE SISTEMAS
AISLADOS SAVIS a.i.**


Daniel Cayo Lancea
**ANALISTA DE SISTEMAS
AISLADOS SAVIS a.i.**

ANEXO N° 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (en Bs con IVA)

Tarifas Base	Unidad	Cargo Base c/Impuestos (a Diciembre 2018)
1. Cargo Consumidor		
CCPD	[Bs/Cons-mes]	20,959
CCMD	[Bs/Cons-mes]	106,077
CCGD	[Bs/Cons-mes]	421,851
2. Cargo Potencia Fuera de Punta		
CFAT	[Bs/kW-mes]	13,658
CFMT	[Bs/kW-mes]	28,869
CFBT	[Bs/kW-mes]	65,240
3. Cargo Potencia de Punta		
CPAT	[Bs/kW-mes]	148,035
4. Cargo Energía Alta Tensión		
CEATa	[Bs/MWh]	148,463
CEATm	[Bs/MWh]	130,300
CEATb	[Bs/MWh]	141,255
5. Cargo Energía Media Tensión		
CEMTa	[Bs/MWh]	153,337
CEMTm	[Bs/MWh]	134,577
CEMTb	[Bs/MWh]	145,892
6. Cargo Energía Baja Tensión		
CEBTa	[Bs/MWh]	167,584
CEBTm	[Bs/MWh]	147,081
CEBTb	[Bs/MWh]	159,448

Fuente: Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. (2020 - 2023)

FORMULAS DE INDEXACIÓN

El Artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda k son las siguientes:

$$CC_{k,n} = CC_{k,0} * [a * IPC_{n-2}/IPC_0 + b * PD/PD_0 - (n * Xcc)]$$

Dónde:

- $CC_{k,n}$ = Cargo por consumidor indexado.
- $CC_{k,0}$ = Cargo por consumidor base.
- a = Porción de costos de distribución en Moneda Nacional.
- b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior

- al mes de indexación.
- IPC_0 = 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
- PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- PD_0 = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
- Xcc = Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- k = Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas.
- n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n para la red del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * Xpp_j)$$

Dónde:

- $CPP_{j,n}$ = Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- $CPPE_{j,n}$ = Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- FPP_j = Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- Xpp_j = Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- j = Baja tensión, media tensión y alta tensión.
- n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * [a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1_j * Xcom_j - n * p2_j * Xcag_j + p3_j * ZI + p4_j * ZT]$$

Dónde:

- $CFP_{j,n}$ = Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j.
- $CFP_{j,0}$ = Cargo por potencia fuera de punta base para la red de nivel de tensión j.
- a = Porción de costos de distribución en Moneda Nacional.
- b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 = 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de

octubre de 2018.

PD	=	Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
PD ₀	=	Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
p _{1j}	=	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p _{2j}	=	Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p _{3j}	=	Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p _{4j}	=	Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
Xcom _j	=	Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
Xcag _j	=	Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
ZI	=	Índice de variación de los impuestos directos.
ZT	=	Índice de variación de las tasas.
j	=	Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público.
n	=	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Dónde:

CE _{j,a,m,b}	=	Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
CEE _{j,a,m,b}	=	Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
FPE _j	=	Factor de pérdidas medias de energía base del nivel de tensión j.
Xpe _j	=	Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
j	=	Baja tensión, media tensión y alta tensión.
n	=	Número del mes de la indexación respecto del mes base.
a,m,b	=	Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA DE LA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DEORURO S.A. (diciembre - 2018 con Impuestos)

GRANDES DEMANDA - GD		BASE DIC/2018
CATEGORIAS		ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSIÓN		
Industrial Mayor		E_GD-BT
CF	Bs./mes	28,425
CE a	Bs./kWh	0,332
CE m	Bs./kWh	0,318
CE b	Bs./kWh	0,293
CPP	Bs./kW	121,646
CEPFP	Bs./kW	45,525
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores, con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Baja Tensión		
MEDIA TENSIÓN		
General Mayor		G2_GD-MT
CF	Bs./mes	28,382
CE a	Bs./kWh	0,687
CE m	Bs./kWh	0,666
CE b	Bs./kWh	0,611
CPP	Bs./kW	65,307
CEPFP	Bs./kW	14,212
Aplicación: A Consumidores de tipo General con Demanda de potencia máxima mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión (MT).		
Comercial		C_GD-MT
CF	Bs./mes	28,382
CE a	Bs./kWh	0,687
CE m	Bs./kWh	0,666
CE b	Bs./kWh	0,611
CPP	Bs./kW	65,307
CEPFP	Bs./kW	14,212
Aplicación: A Consumidores de tipo Comercial, con Demanda de potencia máxima mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión (MT).		
Industrial Mayor		E_GD-MT
CF	Bs./mes	28,425
CE a	Bs./kWh	0,318
CE m	Bs./kWh	0,304
CE b	Bs./kWh	0,283
CPP	Bs./kW	104,915
CEPFP	Bs./kW	22,832
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Minería		M_GD-MT
CF	Bs./mes	28,425
CE a	Bs./kWh	0,191
CE m	Bs./kWh	0,182
CE b	Bs./kWh	0,166
CPP	Bs./kW	165,288
CEPFP	Bs./kW	35,971
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Pueblos		P_GD-MT
CF	Bs./mes	27,842
CE a	Bs./kWh	0,242
CE m	Bs./kWh	0,230
CE b	Bs./kWh	0,211
CPP	Bs./kW	63,925
CEPFP	Bs./kW	13,909
Aplicación: Consumidores denominados Pueblos con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		

Otros Distribuidores (OD)		OD_GD-MT
CF	Bs./mes	27,842
CE a	Bs./kWh	0,254
CE m	Bs./kWh	0,242
CE b	Bs./kWh	0,222
CPP	Bs./kW	82,644
CEPFP	Bs./kW	21,582

Aplicación: Empresas o Cooperativas Distribuidoras reguladas con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión

Transporte Masivo		TM_GD-MT
CF	Bs./mes	28,382
CE a	Bs./kWh	0,618
CE m	Bs./kWh	0,599
CE b	Bs./kWh	0,550
CPP	Bs./kW	58,776
CEPFP	Bs./kW	12,791

Aplicación: Consumidores de Transporte Masivo (Sistema Transporte por Cable) con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión.

ALTA TENSIÓN

Industrial Mayor		E_GD-AT
CF	Bs./mes	330,519
CE a	Bs./kWh	0,286
CE m	Bs./kWh	0,275
CE b	Bs./kWh	0,267
CPP	Bs./kW	83,891
CEPFP	Bs./kW	13,580

Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Alta Tensión

Minería		M_GD-AT
CF	Bs./mes	330,519
CE a	Bs./kWh	0,286
CE m	Bs./kWh	0,275
CE b	Bs./kWh	0,267
CPP	Bs./kW	83,891
CEPFP	Bs./kW	13,580

Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Alta Tensión

MEDIANAS DEMANDA - MD		BASE DIC/2018
CATEGORIAS		ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSIÓN		
General Mayor		G2_MD-BT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,620
CP	Bs./kW	73,195
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo General con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión.		
Comercial		C_MD-BT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,620
CP	Bs./kW	73,195
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo Comercial con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión.		
Industrial Mayor		E_MD-BT
CF	Bs./mes	27,867
0-250	Bs./kWh	0,480
251-Ad.	Bs./kWh	0,545
CP	Bs./kW	119,260
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión		

MEDIA TENSIÓN		
General Mayor		
		G2_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,616
CP	Bs./kW	64,026
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo General con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
Comercial		
		C_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,616
CP	Bs./kW	64,026
APLICACIÓN: A Consumidores de tipo Comercial con Demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
Industrial Menor		
		D_MD-MT
CF	Bs./mes	27,867
CE	Bs./kWh	0,297
CP	Bs./kW	49,855
Aplicación: Consumidores Industriales con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 15 kW con Suministro en Media Tensión		
Industrial Mayor		
		E_MD-MT
CF	Bs./mes	27,867
0-250	Bs./kWh	0,293
251-Ad.	Bs./kWh	0,333
CP	Bs./kW	104,915
Aplicación: Consumidores Industriales con Demanda Mayor a 15 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión.		
Minería		
		M_MD-MT
CF	Bs./mes	27,867
CE	Bs./kWh	0,209
CP	Bs./kW	139,330
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Pueblos		
		P_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,255
CP	Bs./kW	60,619
Aplicación: Consumidores denominados Pueblos con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Otros Distribuidores (OD)		
		OD_MD-MT
CF	Bs./mes	27,826
CE	Bs./kWh	0,357
CP	Bs./kW	69,665
Aplicación: Empresas o Cooperativas Distribuidoras reguladas con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión		

PEQUEÑAS DEMANDA - PD		BASE DIC/2018
CATEGORIA		ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSIÓN		
Domiciliario		B4_PD-R-BT
Cmin (15)	Bs./mes	24,281
16-70	Bs./kWh	0,695
71-200	Bs./kWh	0,703
201-500	Bs./kWh	0,750
501-1000	Bs./kWh	0,835
1001-Ad.	Bs./kWh	0,843
Aplicación: Consumidores Domiciliarios		
Seguridad Ciudadana		SC_PD-P-BT
Cmin (15)	Bs./mes	26,997
16-120	Bs./kWh	0,688
121-200	Bs./kWh	0,728
201- Ad.	Bs./kWh	0,803
Aplicación: Consumidores de Puestos Policiales inmersos en la Ley Seguridad Ciudadana		
General 1		G1_PD-G-BT
Cmin (30)	Bs./mes	31,580
31-50	Bs./kWh	1,073
51-120	Bs./kWh	1,219
121- Ad.	Bs./kWh	1,222
Aplicación: A Consumidores de tipo General en Pequeña Demanda cuya Potencia requerida es menor o igual a 3 kW, con Suministro en Baja Tensión.		
General 2		G2_PD-G-BT
CF	Bs./mes	27,039
0-250	Bs./kWh	1,127
251-Ad.	Bs./kWh	1,241
Aplicación: A Consumidores de tipo General en Pequeña Demanda cuya Potencia requerida es mayor a 3 kW y menor o igual a 10 kW, con Suministro en Baja Tensión.		
Comercial		C_PD-BT
Cmin (30)	Bs./mes	31,580
31-50	Bs./kWh	1,073
51-120	Bs./kWh	1,219
121- Ad.	Bs./kWh	1,222
Aplicación: A Consumidores de tipo Comercial en Pequeña Demanda cuya Potencia requerida es menor o igual a 10 kW, con Suministro en Baja Tensión.		
Industrial Menor		D_PD-G-BT
CF	Bs./mes	27,037
CE	Bs./kWh	0,748
Aplicación: Consumidores Industriales con Demanda Menor o igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión		
Alumbrado Público		AP_PD-AP-BT
CE	Bs./kWh	1,222
Aplicación: Consumidores con Actividad de Servicio de Alumbrado Público		
Mineria		M_PD-G-BT
CF	Bs./mes	27,037
CE	Bs./kWh	0,579
Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión		
Electromovilidad		EM_PD_BT
Cmin (15)	Bs./mes	24,281
CE a	Bs./kWh	1,010
CE m	Bs./kWh	0,758
CE b	Bs./kWh	0,631
Aplicación: Consumidores domiciliarios con Medidores inteligentes destinados a carga de vehículos electricos		

MEDIA TENSIÓN		
Industrial Mayor		
		E_PD-G-MT
CF	Bs./mes	27,037
0-250	Bs./kWh	0,933
251-Ad.	Bs./kWh	0,960
Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
General Mayor		
		G_PD-G-MT
CF	Bs./mes	26,997
CE	Bs./kWh	0,663
APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
Comercial		
		C_PD-MT
CF	Bs./mes	26,997
CE	Bs./kWh	0,663
APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
Pueblos		
		P_PD-R-MT
CF	Bs./mes	26,997
CE	Bs./kWh	0,577
Aplicación: Consumidores denominados Pueblos con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión		
Otros Distribuidores (OD)		
		OD_PD-MT
CF	Bs./mes	26,997
CE	Bs./kWh	0,674
Aplicación: Empresas o Cooperativas Distribuidoras reguladas con Demanda Menor o igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión.		

ANEXO N° 3

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, actualizada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023:

$$CT_n = CT_{dic18} * (IT_n/IT_{dic18}) * FED$$

Dónde:

- CT_n = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.
 CT_{dic18} = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.
 IT_n = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondiente al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el Estudio Tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
 IT_{dic18} = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
FED = Factor de Estabilización de Distribución.

ANEXO N° 4

Factores Típicos para el Periodo Noviembre 2019 – Octubre 2023

El presente Anexo tiene por objetivo permitir la facturación de aquel usuario reclasificado de acuerdo a su demanda y que transitoriamente no cuenta con el medidor apropiado para tal fin.

La Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. presentó en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías y sus participaciones de energía por bloques horarios, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra los citados factores:

CATEGORÍA APLICACIÓN	CATEGORÍA RÉGIMEN	FC	Factores		
			Eb	Em	Ea
AP_PD-AP-BT	PD-AP-BT	0,41	0,50	0,08	0,42
B4_PD-R-BT	PD-R-BT	0,60	0,18	0,55	0,26
C_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
C_MD-BT	MD-BT	0,55	0,19	0,62	0,19
C_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
C_PD-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
C_PD-MT	PD-G-MT	0,54	0,22	0,60	0,18
D_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
D_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
E_GD-AT	GD-AT	0,73	0,27	0,51	0,22
E_GD-BT	GD-BT	0,73	0,27	0,51	0,22
E_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
E_MD-BT	MD-BT	0,55	0,19	0,62	0,19
E_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
E_PD-G-MT	PD-G-MT	0,54	0,22	0,60	0,18
G_PD-G-MT	PD-G-MT	0,54	0,22	0,60	0,18
G1_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
G2_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
G2_MD-BT	MD-BT	0,55	0,19	0,62	0,19
G2_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
G2_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
M_GD-AT	GD-AT	0,73	0,27	0,51	0,22
M_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
M_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
M_PD-G-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
OD_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
OD_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
OD_PD-MT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
P_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22
P_MD-MT	MD-MT	0,55	0,19	0,62	0,19
P_PD-R-MT	PD-R-MT	0,60	0,18	0,55	0,26
SC_PD-P-BT	PD-G-BT	0,49	0,12	0,65	0,22
TM_GD-MT	GD-MT	0,73	0,27	0,51	0,22