

RESOLUCIÓN AETN N° 1130/2019
TRÁMITE N° 2019-32446-33-0-0-DPT
CIAES N°0034-0005-0003-0006
0034-0010-0003-0007
0034-0005-0003-0008
0034-0005-0003-0009
0034-0005-0003-0010
0034-0005-0003-0011
0034-0005-0003-0012
0034-0005-0004-0013

La Paz, 12 de diciembre de 2019

TRÁMITE: Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de ENDE DELBENI S.A.M., 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 y los factores de carga típicos.

VISTOS:

La Resolución AE N° 393/2016 de 23 de agosto de 2016; el Auto N° 1716/2016 de 12 de octubre de 2016; la Resolución AE N° 051/2017 de 24 de enero de 2017; la nota AE-288-DPT-59/2019 de 04 de febrero de 2019; la Resolución AE N° 397/2019 de 07 de febrero de 2019; la Resolución AE N° 398/2019 de 07 de febrero de 2019; la Resolución AE N° 399/2019 de 07 de febrero de 2019; la Resolución AE N° 403/2019 de 08 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 6747 de 20 de mayo de 2019; la nota AETN-1506-DPT-286/2019 de 28 de mayo de 2019; la nota AETN-1631-DPT-313/2019 de 06 de junio de 2019; la nota con Registro N° 8137 de 14 de junio de 2019; la nota AETN-1924-DPT-369/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1931-DPT-376/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1938-DPT-383/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1946-DPT-390/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1949-DPT-393/2019 de 05 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9622 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9623 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9625 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9626 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9980 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9981 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9982 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9983 de 22 de julio de 2019; la nota AETN-2080-DPT-422/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10240 de 26 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10484 de 1° de agosto de 2019; la nota AETN-2213-DPT-461/2019 de 07 de agosto de 2019; la nota AETN-2215-DPT-462/2019 de 07 de agosto de 2019; la nota con Registro N° 10641 de 07 de agosto de 2019; la nota con Registro N° 10831 de 12 de agosto de 2019; la nota AETN-2465-DPT-500/2019 de 02 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 835/2019 de 04 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 836/2019 de 04 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 859/2019 de 16 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 863/2019 de 17 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 871/2019 de 19 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13222 de 25 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13440 de 30 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13678 de 03 de octubre de 2019; el memorial con Registro N° 13686 de 03 de octubre de 2019; la nota AETN-2801-DPT-536/2019 de 04 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 13928 de 08 de octubre de 2019.

Resolución AETN N° 1130/2019, Página 1 de 20

La Paz, 12 de diciembre de 2019

2019; el memorial con Registro N° 14106 de 10 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 14178 de 11 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 14523 de 18 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 15093 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 1012/2019 de 31 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 1036/2019 de 05 de noviembre de 2019; la Resolución AETN N° 1037/2019 de 05 de noviembre de 2019; la Resolución AETN N° 1038/2019 de 05 de noviembre de 2019; la nota con Registro N° 17039 de 12 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1127/2019 de 12 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1128/2019 de 12 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1129/2019 de 12 de diciembre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 844/2019 de 12 de diciembre de 2019; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 393/2016 de 23 de agosto de 2016, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente denominada Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AETN), instruyó a la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), en calidad de medida urgente, realizar la operación de los Sistemas Aislados Verticalmente Integrados de Huacaraje, Bella Vista y Baures, ubicados en la Provincia Itenez del Departamento del Beni, a partir del 1° de septiembre de 2016.

Que el Auto N° 1716/2016 de 12 de octubre de 2016, instruyó a ENDE DELBENI S.A.M. realizar la prestación del suministro de Electricidad a las localidades de Alta Gracia, El Cairo I, Jasiaquiri, Remanso, Puerto Villazón, Orobayaya, Puerto Chavez, Bahía La Salud, La Cayoba, Nueva Calama, La Embrolla, mismas que se encuentran dentro del área de influencia de Huacaraje, Bella Vista y Baures de la Provincia Itenez del Departamento del Beni.

Que mediante Resolución AE N° 051/2017 de 24 de enero de 2017, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., en calidad de medida urgente, realizar la operación del Sistema Aislado Verticalmente Integrado de la Localidad de El Carmen de Itenez, ubicado en la Provincia Itenez del Departamento del Beni, a partir del 1° de febrero de 2017.

Que mediante nota AE-288-DPT-59/2019 de 04 de febrero de 2019, se remitieron los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de ENDE DELBENI S.A.M. para los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, misma que debía ser encargada a una empresa consultora especializada y precalificada por el Ente Regulador, siendo la empresa contratada la Consultora Estudios Energéticos Consultores S.A.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que mediante Resolución AE N° 397/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), la transferencia de la operación del Sistema Cachuela Esperanza, otorgado mediante Resolución AE N° 388/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante Resolución AE N° 398/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a ENDE la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Puerto Ustarez, otorgado mediante Resolución AE N° 210/2018 de 25 de abril de 2018, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante Resolución AE N° 399/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a ENDE la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Rosario del Yata, otorgado mediante Resolución AE N° 387/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante Resolución AE N° 403/2019 de 08 de febrero de 2019, se autorizó a ENDE la transferencia de la operación preferente del Sistema Aislado Verticalmente Integrado Guayaramerín, otorgado mediante Resolución AE N° 340/2017 de 28 de junio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6747 de 20 de mayo de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó el Estudio de Proyección de la Demanda y el Estudio de Caracterización de la Carga de los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, como parte del Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo noviembre 2018 - octubre 2023.

Que mediante nota AETN-1506-DPT-286/2019 de 28 de mayo de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. realizar la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Estudio de Caracterización de la Carga presentado, a llevarse a cabo en las oficinas de esta Autoridad.

Que mediante nota AETN-1631-DPT-313/2019 de 06 de junio de 2019, se reiteró la solicitud de remisión de la documentación de respaldo del proceso de contratación de la empresa Consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario para el periodo tarifario noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 8137 de 14 de junio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó la información solicitada mediante nota AETN-1631-DPT-313/2019 de 06 de junio de 2019.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que mediante nota AETN-1924-DPT-369/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir información de costos correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1931-DPT-376/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir copia de contratos de Administración, Operación y Mantenimiento de redes que son propiedad de la Gobernación, Municipios u otras instituciones, además del detalle de los de la cantidad de km de línea, KVA instalados y el listado de los Proyectos de Electrificación Rural que se ejecutarán en los próximos cuatro años.

Que mediante nota AETN-1938-DPT-383/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir información de activos correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1946-DPT-390/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del formulario ISE 220.

Que mediante nota AETN-1949-DPT-393/2019 de 05 de julio de 2019, se remitió las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 – 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9622 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó la ampliación de cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación de la información solicitada mediante nota AETN-1946-DPT-390/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9623 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó la ampliación de cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación de la información solicitada mediante nota AETN-1938-DPT-383/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9625 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó la ampliación de cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación de la información solicitada mediante nota AETN-1924-DPT-369/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9626 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó copia de contratos de Administración, Operación y Mantenimiento de Redes que son de propiedad de la Gobernación y Municipios; asimismo, presentó la cantidad de Kilómetros (Km) de línea por nivel de tensión, kilovoltios amperios (KVA), Kilómetros de línea por nivel de tensión y KVA instalados del 2015 - 2018.

Resolución AETN N° 1130/2019, Página 4 de 20



Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9980 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó información desagregada de los estados financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, en formato del formulario ISE 220.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9981 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó información de costos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9982 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó los activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9983 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó un tiempo adicional de (3) tres días hábiles administrativos para la remisión de las observaciones a la Proyección de Demanda correspondiente al periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota AETN-2080-DPT-422/2019 de 22 de julio de 2019, se puso en conocimiento de ENDE DELBENI S.A.M. el documento "*Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario*", para su incorporación en el citado Estudio.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10240 de 26 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó información complementaria respecto a las observaciones subsanadas de los Estudios de Proyección de la Demanda Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10484 de 1° de agosto de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó el Informe del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2213-DPT-461/2019 de 07 de agosto de 2019, se invitó a representantes de la Consultora Estudios Energéticos Consultores S.A. y al equipo técnico de ENDE DELBENI S.A.M. para la presentación del Estudio Tarifario remitido en fecha 13 de agosto de 2019, en oficinas del Ente Regulador.

Que mediante nota AETN-2215-DPT-462/2019 de 07 de agosto de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. la remisión de la memoria de cálculo en formato digital del modelo tarifario concordante con el documento impreso remitido mediante nota con Registro N° 10484 de 1° de agosto de 2019.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10641 de 07 de agosto de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó información complementaria respecto a los respaldos del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10831 de 12 de agosto de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. reiteró la remisión de la información complementaria respecto a los respaldos del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2465-DPT-500/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitieron a ENDE DELBENI S.A.M las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 835/2019 de 04 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema Reyes para el periodo 2016 – 2018.

Que mediante Resolución AETN N° 836/2019 de 04 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema Rurrenabaque para el periodo 2016 – 2018.

Que mediante Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema San Ignacio de Moxos para el periodo 2016 – 2018.

Que mediante Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema Trinidad para el periodo 2016 – 2018.

Que mediante Resolución AETN N° 859/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M en el Sistema Santa Ana de Yacuma para el periodo 2016 – 2018.

Que mediante Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema Santa Rosa para el periodo 2015 – 2018.

Que mediante Resolución AETN N° 863/2019 de 17 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema San Borja para el periodo 2016 – 2018.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que mediante Resolución AETN N° 871/2019 de 19 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. en el Sistema Yucumo para el periodo 2016 – 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13222 de 25 de septiembre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó un tiempo adicional de un (1) día hábil administrativo para la presentación de las respuestas a las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2020.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13440 de 30 de septiembre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó el Informe corregido del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2020.

Que mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 13678 de 03 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Trinidad interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019.

Que mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 13686 de 03 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Santa Rosa interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019.

Que mediante nota AETN-2801-DPT-536/2019 de 04 de octubre de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M la remisión de un nuevo Estudio Tarifario con información adicional para evaluación por parte del Ente Regulador; asimismo, se solicitó la copia digital de los Contratos de Arrendamiento de Redes, Equipos de Generación y Propiedad General, suscritos entre ENDE y ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13928 de 08 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó un tiempo adicional de tres (3) días hábiles administrativos para la remisión de la información solicitada mediante nota AETN-2801-DPT-536/2019 de 04 de octubre de 2019.

Que mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 14106 de 10 de octubre de 2019, ENDE DELBENI Sistema San Ignacio de Moxos interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 14178 de 11 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó el Modelo Tarifario y las copias de los Contratos de Arrendamiento de Redes, Equipos de Generación y Propiedad General suscritos entre ENDE y ENDE DELBENI S.A.M.



Handwritten signatures and initials.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 14523 de 18 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó información complementaria del Modelo Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 15093 de 31 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó la Versión actualizada del Modelo Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1012/2019 de 31 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de Inversiones de ENDE DELBENI S.A.M. para el periodo 2020 - 2023.

Que mediante Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, se 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° 1036/2019 de 05 de noviembre de 2019, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema San Ignacio de Moxos y se Revocó Parcialmente la Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019, respecto a las inversiones ejecutadas en el periodo determinado y el monto de la Boleta de Garantía a ser presentada.

Que mediante Resolución AETN N° 1037/2019 de 05 de noviembre de 2019, se Rechazó el Recurso de Revocatoria interpuesto por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Trinidad contra la Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019; en consecuencia, se confirmó en todas sus partes el acto administrativo recurrido.

Que mediante Resolución AETN N° 1038/2019 de 05 de noviembre de 2019, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Santa Rosa y se Revocó Parcialmente la Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019, respecto a las inversiones ejecutadas en el periodo determinado y el monto de la Boleta de Garantía a ser presentada.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 17039 de 12 de diciembre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó el Modelo Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023, considerando el retiro de los arrendamientos de los Bienes Eléctricos y no Eléctricos con ENDE.

Que mediante Resolución AETN N° 1127/2019 de 12 de diciembre de 2019, se aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo

La Paz, 12 de diciembre de 2019

2019 – 2023, para ENDE DELBENI S.A.M. en el marco del proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N°1128/2019 de 12 de diciembre de 2019, se aprobaron los Costos de Suministro para los Sistemas de Distribución que administra ENDE DELBENI S.A.M., correspondiente al período 2020 - 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1129/2019 de 12 de diciembre de 2019, se aprobaron los Cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía para los Sistemas de Distribución que administra ENDE DELBENI S.A.M., correspondientes al período noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Informe AETN-DPT N° 844/2019 de 12 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de ENDE DELBENI S.A.M., 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 y los factores de carga típicos

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 1 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece: “(...) Están sometidas a la presente ley, todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualesquiera sea su forma y lugar de constitución (...)”.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que los incisos e) y f) del artículo 29 de la Ley de Electricidad, en cuanto a los contratos de Concesión y Licencia, 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;(...)"

Que el artículo 51 de la Ley de Electricidad, 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"*

DIRECTOR LEGAL
AETN

1

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.

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, 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. Cada seis meses se ajustará la mencionada boleta reduciéndola en proporción al monto ejecutado de la obra, previa aprobación de la Superintendencia. De manera que en todo momento, la boleta cubra el cinco por ciento (5%) de la obra aún no ejecutada"*.

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 Paz, 12 de diciembre de 2019

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 período de cuatro años.*

Las proyecciones de costos se determinarán a precios del año base que corresponde al año anterior al que se efectúe el estudio tarifario, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos

Resolución AETN N° 1130/2019, Página 12 de 20



La Paz, 12 de diciembre de 2019

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 presente Reglamento”.

Que el artículo 53 del RPT, dispone la forma en que serán determinadas las tarifas base señaladas en el artículo 42 de la misma Disposición Legal.

Que el artículo 55 del RPT, determina las fórmulas de indexación de los cargos componentes de las tarifas base de Distribución.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

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 artículo 2 del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, modifica el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

Que el inciso II del artículo 2 del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, señala lo siguiente:

“ II. Se modifica el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, de la siguiente manera:

ARTÍCULO 3.- (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS). *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 la Superintendencia de Electricidad, 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, el Organismo Regulador, previo estudio y análisis, a través de Resolución Administrativa expresa, definirá las proporciones en moneda nacional y en moneda extranjera del valor de los activos referidos en el párrafo anterior.”

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

Resolución AETN N° 1130/2019, Página 14 de 20

La Paz, 12 de diciembre de 2019

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 la Resolución SSDE N° 126/1997 de 31 de octubre de 1997, aprueba la tasa de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

Que la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, aprueba la “Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica” y la “Metodología para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión”, que deben emplear las Distribuidoras en el marco del Estudio Tarifario.

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, indicando que para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendencias.

Que mediante Resolución AE N° 393/2016 de 23 de agosto de 2016, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., realizar la operación de los Sistemas Aislados Verticalmente Integrados de Huacaraje, Bella Vista y Baures, ubicados en la Provincia Iténez del Departamento del Beni, a partir del 01 de septiembre de 2016.

Que mediante Resolución AE N° 051/2017 de 24 de enero de 2017, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., realizar la operación del Sistema Aislado Verticalmente Integrado de la localidad de El Carmen de Iténez, ubicado en la Provincia Iténez del Departamento del Beni, a partir del 01 de febrero de 2017.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que los incisos a) y b) de la Disposición 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."*

Que mediante Resolución AE N° 791/2018 de 26 de octubre de 2018, se aprobaron los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de las instalaciones de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), con sus correspondientes Fórmulas de Indexación, para su aplicación en el período noviembre 2018 - abril 2019.

Que mediante Resolución AE N° 397/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación del Sistema Cachuela Esperanza, otorgado mediante Resolución AE N° 388/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante Resolución AE N° 398/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la ENDE la transferencia de la operación del Sistema Puerto Ustare, otorgado mediante Resolución AE N° 210/2018 de 25 de abril de 2018, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante Resolución AE N° 399/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la ENDE la transferencia de la operación del Sistema Rosario del Yata, otorgado mediante Resolución AE N° 387/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante Resolución AE N° 403/2019 de 08 de febrero de 2019, se autorizó a la ENDE la transferencia de la operación preferente del Sistema Aislado Verticalmente Integrado Guayaramerín, otorgado mediante Resolución AE N° 340/2017 de 28 de junio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Que mediante la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, establece: *"Aprobar la Tasa de Retorno de nueve coma uno por ciento (9,1%), a ser aplicada por las empresas de Distribución para el período noviembre 2019 - octubre 2023"*.

La Paz, 12 de diciembre de 2019

Que los incisos a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, referida a la determinación de los costos financieros para el periodo tarifario noviembre 2019 - octubre 2023, señala lo siguiente:

- a) *La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocida para los préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,5 puntos porcentuales. En caso de existir préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Extranjera, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.*
- b) *Los otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular comprendidos en los contratos de deuda de largo plazo, deberán ser justificados de forma documentada por las empresas de distribución y no deben superar el 0,30% del monto total de cada préstamo en el caso de pasivos de largo plazo contraídos con el sistema bancario y/o emisiones de bonos”.*

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.)”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 844/2019 de 12 de diciembre de 2019, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, concluyó y recomendó lo siguiente:

La Paz, 12 de diciembre de 2019

“(…) 12. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El estudio tarifario presentado por ENDE DELBENI S.A.M., cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Como resultado del estudio tarifario la tarifa promedio obtenido presenta una variación de -8,88 % respecto de la tarifa promedio vigente a diciembre de 2018.

13. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de ENDE DELBENI S.A.M. y sus fórmulas de indexación, de acuerdo al Anexo N° 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 N° 2 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la fórmula de actualización de la estructura base, como se muestra en el Anexo N° 3 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los Factores de carga típicos que serán utilizados para calcular la potencia consumida de usuarios que no cuentan con el equipo de medición adecuado para este cometido, de acuerdo al Anexo N° 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° 844/2019 de 12 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 ENDE DELBENI S.A.M., 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 y los factores de carga típicos.

Resolución AETN N° 1130/2019, Página 18 de 20

La Paz, 12 de diciembre de 2019

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 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 para la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), así como las Fórmulas de



La Paz, 12 de diciembre de 2019

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 DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

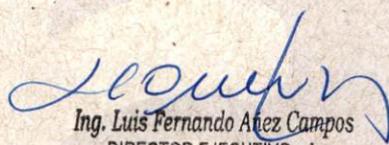
TERCERA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 3 de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), los factores de carga típicos para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo N° 4 de la presente Resolución.

QUINTA.- Notificar a la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), con el Informe AETN-DPT N° 844/2019 de 12 de diciembre de 2019.

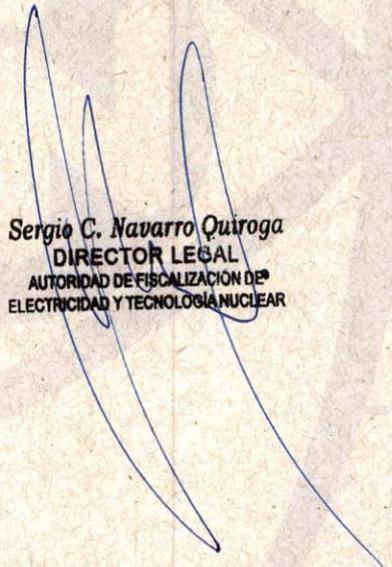
SEXTA.- De acuerdo al inciso i) del artículo 12 a la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 concordante con lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de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

ENDE DELBENI S.A.M.
CARGOS TARIFAS BASE SIN IMPUESTOS (Bs)
POR NIVEL DE TENSIÓN Y TAMAÑO DE CONSUMIDOR
PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
ALTA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,127
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,112
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,119
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	132,937
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	1,429
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,127
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,112
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,119
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	10,276
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,152
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,134
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,142
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	104,686
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	34,171
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	170,556
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	

FORMULAS DE INDEXACION DE LAS TARIFAS BASE

Cargo por Potencia de Punta

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

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

Donde:

- 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 correspondiente al mes de la indexación.
- FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.
- Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- j Alta, media y Baja tensión.
- N Número del mes de la indexación respecto del mes base.
- Los cargos de potencia a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Energía

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

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

Donde:

- 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 de energía base del nivel de tensión j.
- Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
- j Alta, Media y Baja tensión.
- N Número del mes de la indexación respecto del mes base.
- a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

Los cargos de energía a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Consumidor

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

$$CC_{j,n} = CC_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 + c * Cais / Cais_0 + d * Cguay / Cguay_0 - n * Xcc)$$

Donde:

- CC_{j,n} Cargo por consumidor indexado.
- CC_{j,0} Cargo por consumidor base.

- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC₀ Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar
- PD₀ Precio base del dólar
- a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- c Ponderador Precio de Combustible Sistemas Aislados.
- d Ponderador Precio de Combustible Guayaramerin.
- Cais Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados.
- Cais₀ Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados Base.
- Cguay Precio de Combustible Guayaramerin.
- Cguay₀ Precio de Combustible Guayaramerin Base.
- X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- j Alta, Media y Baja Tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 + c * Cais / Cais_0 + d * Cguay / Cguay_0 - n * p1_j * Xcom_j - n * p2_j * Xcag_j + p3_j * ZI + p4_j * ZT)$$

Donde:

- CFP_{j,0} Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC₀ Índice de precios al consumidor base.
- 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.
- a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- c Ponderador Precio de Combustible Sistemas Aislados.
- d Ponderador Precio de Combustible Guayaramerin.
- Cais Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados.
- Cais₀ Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados Base.

**ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1130/2019
TRÁMITE N° 2019-32446-33-0-0-DPT**

CIAES N°0034-0005-0003-0006

0034-0010-0003-0007

0034-0005-0003-0008

0034-0005-0003-0009

0034-0005-0003-0010

0034-0005-0003-0011

0034-0005-0003-0012

0034-0005-0004-0013

La Paz, 12 de diciembre de 2019

[Handwritten signature]

Cguay	Precio de Combustible Guayaramerin.
Cguay _o	Precio de Combustible Guayaramerin Base.
X _{com}	Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
X _{cag}	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 y alta tensión.
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base

[Handwritten initials]

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1130/2019
TRÁMITE N° 2019-32446-33-0-0-DPT
CIAES N° 0034-0005-0003-0006**

**0034-0010-0003-0007
0034-0005-0003-0008
0034-0005-0003-0009
0034-0005-0003-0010
0034-0005-0003-0011
0034-0005-0003-0012
0034-0005-0004-0013**

La Paz, 12 de diciembre de 2019

ANEXO N° 2

**ENDE DELBENI S.A.M.
ESTRUCTURA TARIFARIA BASE - DICIEMBRE 2018 con IVA (Bs)**

PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2018
DOMICILIARIA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,724
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,841
Cargo variable 3 de 201-500 kWh	Bs/kWh	1,01
Cargo variable 4 de 501-1000 kWh	Bs/kWh	1,01
Cargo variable 5 mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,311
Aplicación: Al consumidor de tipo domiciliaria		
GENERAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo general cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
GENERAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	36,969
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,461
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,521
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,698
Aplicación: Al consumidor del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW		
COMERCIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW		
COMERCIAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW		
COMERCIAL 3		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	36,969
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,461
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,521
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,698
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW		

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1130/2019
TRÁMITE N° 2019-32446-33-0-0-DPT
CIAES N° 0034-0005-0003-0006

0034-0010-0003-0007
0034-0005-0003-0008
0034-0005-0003-0009
0034-0005-0003-0010
0034-0005-0003-0011
0034-0005-0003-0012
0034-0005-0004-0013

La Paz, 12 de diciembre de 2019

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2018
SEGURIDAD CIUDADANA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,724
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,841
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	1,010
Aplicación: Consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control		
INDUSTRIAL 1		
Cargo mínimo (50 kWh/mes)	Bs	49,299
Cargo variable 1 mayor a 50 kWh	Bs/kWh	1,025
Aplicación: Al consumidor del tipo industrial cuya potencia contratada sea menor o igual que 10 kW		
INDUSTRIAL 2		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	16,288
Cargo por energía	Bs/kWh	1,190
Aplicación: Al consumidor del tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor que 10 kW		
AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,025
Aplicación: A consumidores en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución del agua potable		
ALUMBRADO PÚBLICO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,327
Aplicación: A los consumos de alumbrado público de las ciudades y localidades a las cuales ENDE DELBENI S.A.M. presta el servicio		
PREPAGO DOMICILIARIO		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,922
Aplicación: A los consumos del tipo domiciliario, que cuenta con medidores Prepago de las ciudades y localidades a las cuales ENDE DELBENI S.A.M. presta el servicio y consumos menores a 300kWh/mes.		
PREPAGO GENERAL		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,800
Aplicación: A los consumos del tipo general, que cuentan con medidores Prepago, de las ciudades y localidades a las cuales ENDE BENI S.A.M. presta el servicio y consumos menores a 1000 kWh/mes.		

0034-0010-0003-0007

0034-0005-0003-0008

0034-0005-0003-0009

0034-0005-0003-0010

0034-0005-0003-0011

0034-0005-0003-0012

0034-0005-0004-0013

La Paz, 12 de diciembre de 2019

ANEXO N° 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

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

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

Donde:

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 en el mes de diciembre de 2018.

IT_n = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2019.

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.

**ANEXO 4 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1130/2019
TRÁMITE N° 2019-32446-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0034-0005-0003-0006**

0034-0010-0003-0007
0034-0005-0003-0008
0034-0005-0003-0009
0034-0005-0003-0010
0034-0005-0003-0011
0034-0005-0003-0012
0034-0005-0004-0013

La Paz, 12 de diciembre de 2019

ANEXO N° 4

FACTORES DE CARGA TÍPICOS PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

ENDE DELBENI S.A.M. en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestran dichos factores por categoría de aplicación tarifaria:

CATEGORIA DE APLICACIÓN	FACTOR DE CARGA
DOMICILIARIA	0,36
GENERAL 1	0,39
GENERAL 2	0,39
INDUSTRIAL 1	0,27
INDUSTRIAL 2	0,27
COMERCIAL 1	0,39
COMERCIAL 2	0,39
COMERCIAL 3	0,39
ALUMBRADO PÚBLICO	0,41
AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO	0,39
SEGURIDAD CIUDADANA	0,39

INFORME AETN DPT N° 844/2019

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



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



DE: Carlos Alberto Medrano Sejas
ANALISTA II a.i.

REF.: **DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE PARA ENDE DELBENI S.A.M. PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023**

TRAMITE: 2019-32446-33-0-0-0-DPT

CIAE: 0034 - 0005 - 0003 – 0006
0034 - 0010 - 0003 – 0007
0034 - 0005 - 0003 – 0008
0034 - 0005 - 0003 – 0009
0034 - 0005 - 0003 – 0010
0034 - 0005 - 0003 – 0011
0034 - 0005 - 0003 – 0012
0034 - 0005 - 0004 – 0013

FECHA: La Paz, 12 de diciembre de 2019

RESUMEN EJECUTIVO: De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y al artículo 58 del Reglamento de Precios Tarifas, se recomienda aprobar mediante Resolución las Tarifas Base, sus fórmulas de indexación, la estructura tarifaria base, la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base y los Factores de Carga Típicos para los sistemas de distribución que administra la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), correspondientes al período noviembre 2019-octubre 2023.

Señor Director:

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

1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución AE N° 393/2016 de 23 de agosto de 2016, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., en calidad de Medida Urgente, realizar la operación de los Sistemas Aislados Verticalmente Integrados de Huacaraje, Bella Vista y Baures, ubicados en la Provincia Itenez del Departamento del Beni, a partir del 01 de septiembre de 2016.

El Auto N° 1716/2016 de 12 de octubre de 2016, en su única disposición instruye a la empresa Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), realizar la prestación del suministro de Electricidad a las localidades de Alta Gracia, El Cairo I, Jasiaquiri, Remanso, Puerto Villazón, Orobayaya, Puerto Chavez, Bahía La Salud, La Cayoba, Nueva Calama, La Embrolla, mismas que se encuentran en dentro del área de influencia de Huacaraje, Bella Vista y Baures de la Provincia Iténez del Departamento del Beni.

Mediante Resolución AE N° 051/2017 de 24 de enero de 2017, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., en calidad de Medida Urgente, realizar la operación del Sistema Aislado Verticalmente Integrado de la localidad de El Carmen de Iténez, ubicado en la Provincia Iténez del Departamento del Beni, a partir del 01 de febrero de 2017.

Mediante nota AE-288-DPT-59/2019 de 04 de febrero de 2019, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), actualmente Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear (AETN), remitió los términos de referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.) para los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, misma que debería ser encargada a una empresa consultora especializada y precalificada por esta Autoridad. La empresa consultora que fue contratada por ENDE DELBENI S.A.M. fue la Empresa Consultora Estudios Energéticos Consultores.

Mediante Resolución AE N° 397/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación del Sistema Cachuela Esperanza, otorgado mediante Resolución AE N° 388/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Resolución AE N° 398/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Puerto Ustarez, otorgado mediante Resolución AE N° 210/2018 de 25 de abril de 2018, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Resolución AE N° 399/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Rosario del Yata, otorgado mediante Resolución AE N° 387/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Resolución AE N° 403/2019 de 08 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación preferente del Sistema Aislado Verticalmente Integrado Guayaramerín, otorgado mediante Resolución AE N° 340/2017 de 28 de junio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante nota AE-288-DPT-59/2019 de 04 de febrero de 2019, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), actual Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear (AETN), remitió los términos de referencia para la

elaboración del Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.) para los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, misma que debería ser encargada a una empresa consultora especializada y precalificada por la AE. La consultora contratada por ENDE DELBENI S.A.M. fue la Empresa Consultora Estudios Energéticos Consultores.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 6747 de 20 de mayo de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó a la AETN el Estudio de Proyección de la Demanda y el Estudio de Caracterización de la Carga de los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, como parte del Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo noviembre 2018 - octubre 2023.

Mediante nota AETN-1506-DPT-286/2019 de 28 de mayo de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. realizar la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Estudio de Caracterización de la Carga presentado, a llevarse a cabo en las oficinas de esta Autoridad.

Mediante nota AETN-1631-DPT-313/2019 de 06 de junio de 2019, se reiteró la solicitud expuesta en la nota AE-288-DPT-59/2019 de 04 de febrero de 2019, en relación a la documentación de respaldo del proceso de contratación de la empresa Consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 8137 de 14 de junio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. hizo conocer a la AETN la información solicitada mediante nota AETN-1631-DPT-313/2019 de 06 de junio de 2019.

Mediante nota AETN-1924-DPT-369/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir información de costos correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota AETN-1931-DPT-376/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir copia de contratos de administración, operación y mantenimiento de redes que son propiedad de la gobernación, municipios u otras instituciones, además del detalle de los de la cantidad de km de línea, KVA instalados y el listado de los proyectos de electrificación rural que se ejecutarán en los próximos 4 años.

Mediante nota AETN-1938-DPT-383/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir información de ativos correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota AETN-1946-DPT-390/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ENDE DELBENI S.A.M. remitir información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018 en el formato del formulario ISE 220.

Mediante nota AETN-1949-DPT-393/2019 de 05 de julio de 2019, se remitió las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 – 2023.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9622 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó la ampliación de cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación de la información solicitada en la nota AETN-1946-DPT-390/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9623 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó la ampliación de cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación de la información solicitada en la nota AETN-1938-DPT-383/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9625 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó la ampliación de cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación de la información solicitada en la nota AETN-1924-DPT-369/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9626 de 15 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió copia de contratos de Administración, Operación y Mantenimiento de redes que son de propiedad de la Gobernación y Municipios, además remitió la cantidad de Kilómetros (Km) de línea por nivel de tensión, kilovoltios amperios (KVA), Kilómetros de línea por nivel de tensión y KVA instalados del 2015 – 2018.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9980 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió información desagregada de los estados financieros 2015, 2016, 2017 y 2018 en formato del formulario ISE 220.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9981 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió información de costos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9982 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió los activos correspondientes a las Gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9983 de 22 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó un tiempo adicional de 3 (tres) días hábiles administrativos para la remisión de las respuestas a las observaciones a la Proyección de Demanda correspondiente al periodo 2019-2023 remitidas por la AETN.

Mediante nota AETN-2080-DPT-422/2019 de 22 de julio de 2019, se puso en conocimiento de ENDE DELBENI S.A.M. el documento "Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario", para su incorporación en el citado estudio.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 10240 de 26 de julio de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió información complementaria respecto a las observaciones subsanadas de los Estudios de Proyección de la Demanda Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019-2023.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 10484 de fecha 01 de agosto de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió el Informe del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota AETN-2213-DPT-461/2019 de 07 de agosto de 2019, se invitó a dos representantes de la Consultora ESTUDIOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. y a tres miembros del equipo técnico de ENDE DELBENI S.A.M. para la presentación del Estudio Tarifario remitido en fecha 13 de agosto de 2019, en oficinas del Ente Regulador.

Mediante nota AETN-2215-DPT-462/2019 de 07 de agosto de 2019, se solicitó la remisión de la memoria de cálculo en formato digital del modelo tarifario concordante con el documento impreso remitido mediante nota EB19/08001 con Registro N° 10484 de 01 de agosto de 2019.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 10641 de 07 de agosto de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. presentó la información rectificadora respecto a los respaldos del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 10831 de 12 de agosto de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. reiteró la remisión de la información rectificadora respecto a los respaldos del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota AETN-2465-DPT-500/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitió las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante Resolución AETN N° 835/2019 de 04 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Reyes para el periodo 2016 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 836/2019 de 04 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Rurrenabaque para el periodo 2016 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema San Ignacio de Moxos para el periodo 2016 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Trinidad para el periodo 2016 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 859/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Santa Ana de Yacuma para el periodo 2016 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Santa Rosa para el periodo 2015 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 863/2019 de 17 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema San Borja para el periodo 2016 – 2018.

Mediante Resolución AETN N° 871/2019 de 19 de septiembre de 2019, se estableció el monto válido y reconocido por la AETN como inversión efectivamente ejecutada por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Yucumo para el periodo 2016 – 2018.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 13222 de 25 de septiembre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó un tiempo adicional de un (1) día hábil administrativo para la presentación de las respuestas a las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2020.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 13440 de 30 de septiembre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió el Informe corregido del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2020.

Mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 13678 de 03 de octubre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.) Sistema Trinidad interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019, solicitando en el Otrosí 2° del citado memorial, la apertura de un término de prueba con el objeto de presentar mayor información.

Mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 13686 de 03 de octubre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.) Sistema Santa Rosa interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019, solicitando en el Otrosí 1° del citado memorial, la apertura de un término de prueba con el objeto de presentar mayor información.

Mediante nota AETN-2801-DPT-536/2019 de 04 de octubre de 2019, se solicitó la remisión de un nuevo Estudio Tarifario con información adicional para evaluación por parte de la AETN. Adicionalmente, se solicitó la copia digital de los contratos de arrendamiento de redes, equipos de generación y propiedad general, suscritos entre ENDE CORPORACIÓN y ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 13928 de 08 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. solicitó un tiempo adicional de tres (3) días hábiles administrativos para la remisión de la información solicitada mediante nota AETN-2801-DPT-536/2019 de 04 de octubre de 2019.

Mediante memorial recepcionado en la AETN con Registro N° 14106 de 10 de octubre de 2019, la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.) Sistema San Ignacio de Moxos interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019, solicitando en el Otrosí

2° del citado memorial, la apertura de un término de prueba con el objeto de presentar mayor información.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 14178 de 11 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió el Modelo Tarifario y las copias de los contratos de arrendamiento de redes, equipos de generación y propiedad general suscritos entre ENDE CORPORACIÓN y ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Auto N° 1811/2019 de 17 de octubre de 2019, se dispuso la apertura de un término de prueba de diez (10) días hábiles administrativos, computables a partir de la notificación con el presente acto administrativo, período en el cual ENDE DELBENI S.A.M. Sistema San Ignacio de Moxos presente la prueba que considere pertinente.

Mediante Auto N° 1817/2019 de 18 de octubre de 2019, se dispuso la apertura de un término de prueba de diez (10) días hábiles administrativos, computables a partir de la notificación con el presente acto administrativo, período en el cual ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Trinidad presente la prueba que considere pertinente.

Mediante Auto N° 1818/2019 de 18 de octubre de 2019, se dispuso la apertura de un término de prueba de diez (10) días hábiles administrativos, computables a partir de la notificación con el presente acto administrativo, período en el cual ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Santa Rosa presente la prueba que considere pertinente.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 14523 de fecha 18 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió información complementaria del Modelo Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 15093 de 31 de octubre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió la Versión actualizada del Modelo Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante Resolución AETN N° 1012 de 31 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de Inversiones.

Mediante Resolución AETN N° 1036 de 05 de noviembre de 2019, se determinó aceptar el Recurso Revocatorio interpuesto por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema San Ignacio de Moxos y revocar parcialmente la Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019.

Mediante Resolución AETN N° 1037 de 05 de noviembre de 2019, se determinó rechazar el Recurso Revocatorio interpuesto por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Trinidad contra la Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019.

Mediante Resolución AETN N° 1038 de 05 de noviembre de 2019, se determinó aceptar el Recurso de Revocatoria interpuesto por ENDE DELBENI S.A.M. Sistema Santa Rosa contra la Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019, modificando la disposición primera de la misma.

Mediante Resolución Ministerial N° 186-19 de 20 de noviembre de 2019, se designó a Luis Fernando Añez Campos como Director Ejecutivo a.i. de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 17039 de 12 de diciembre de 2019, ENDE DELBENI S.A.M. remitió el Modelo Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023, considerando el retiro de los arrendamientos de los Bienes Eléctricos y no Eléctricos que se tenían con ENDE CORPORACIÓN.

Mediante Resolución AETN N° 1127 de 12 de diciembre de 2019, se aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 – 2023 para la Empresa Distribuidora de Empresa Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. en el marco del proceso del proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante Resolución AETN N° 1128 de 12 de diciembre de 2019, se aprobaron los Costos de Suministro para los Sistemas de Distribución que administra la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), correspondientes al período 2020 - 2023.

Mediante Resolución AETN N° 1129 de 12 de diciembre de 2019, se aprobaron los Cargos de Conexión, Reconexión y depósito de Garantía para los Sistemas de Distribución que administra la Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), correspondientes al período noviembre 2019 – octubre 2023.

2. MARCO LEGAL

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. (...)”

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”.

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. (...)”

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".

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:

Cargo por Consumidor;
Cargo por Potencia de Punta;
Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
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 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."

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."

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. (...)"

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".

El artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, mismo que fue modificado mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece: "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 del año base que corresponde al año anterior al que se efectúe 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".

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. (...)"

El artículo 49 (INGRESOS PREVISTOS) del RPT, establece: "Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. (...)"

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 (...)"

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)".

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."

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. (...)".

El artículo 51 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995, establece que: "El beneficiario de la Concesión, Licencia o Licencia Provisional, 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. Cada seis meses se ajustará la mencionada boleta reduciéndola en proporción al monto ejecutado de la obra, previa aprobación de la Superintendencia. De manera que en todo momento, la boleta cubra el cinco por ciento (5%) de la obra aún no ejecutada." (...)

El artículo 2 del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, modifica el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

El inciso II del artículo 2 del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, señala lo siguiente:

" II. Se modifica el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, de la siguiente manera:

ARTÍCULO 3.- (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS). 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 la Superintendencia de Electricidad, 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, el Organismo Regulador, previo estudio y análisis, a través de Resolución Administrativa expresa, definirá las proporciones en moneda nacional y en moneda extranjera del valor de los activos referidos en el párrafo anterior."

Los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado por Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, establecen que las competencias de la 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".

Los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado por Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019 establece que el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, 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."

El inciso, II) del artículo 2 (MODIFICACIONES) del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019 modifica el Título VII del Decreto Supremo N° 0071, de 09 de abril de 2009.

Los incisos b), c) y d) del artículo 51 (COMPETENCIAS DE LA AUTORIDAD) modificado en el marco del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, establece que las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y

Tecnología Nuclear, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente 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 Constitución Política del Estado;

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”.

Los incisos i) y j) del artículo 53 (ATRIBUCIONES DEL DIRECTOR EJECUTIVO) modificado en el marco del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, establece que adicionalmente a las atribuciones establecidas en la norma sectorial específica, el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, 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.”

La Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, aprueba la "Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica" y la "Metodología para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión" que deben emplear las Distribuidoras en el marco del Estudio Tarifario.

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, indicando que para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.

Mediante Resolución AE N° 393/2016 de 23 de agosto de 2016, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., en calidad de Medida Urgente, realizar la operación de los Sistemas Aislados Verticalmente Integrados de Huacaraje, Bella Vista y Baures, ubicados en la Provincia Itenez del Departamento del Beni, a partir del 01 de septiembre de 2016.

El Auto N° 1716/2016 de 12 de octubre de 2016, en su única disposición instruye a la empresa Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), realizar la prestación del suministro de Electricidad a las localidades de Alta

Gracia, El Cairo I, Jasiaquiri, Remanso, Puerto Villazón, Orobayaya, Puerto Chavez, Bahía La Salud, La Cayoba, Nueva Calama, La Embrolla, mismas que se encuentran en dentro del área de influencia de Huacaraje, Bella Vista y Baures de la Provincia Iténez del Departamento del Beni.

Mediante Resolución AE N° 051/2017 de 24 de enero de 2017, se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M., en calidad de Medida Urgente, realizar la operación del Sistema Aislado Verticalmente Integrado de la localidad de El Carmen de Iténez, ubicado en la Provincia Iténez del Departamento del Beni, a partir del 01 de febrero de 2017.

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.”

Mediante Resolución AE N° 791/2018 de 26 de octubre de 2018, se aprobaron los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de las instalaciones de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), con sus correspondientes Fórmulas de Indexación, para su aplicación en el periodo noviembre 2018 - abril 2019.

Mediante Resolución AE N° 397/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación del Sistema Cachuela Esperanza, otorgado mediante Resolución AE N° 388/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Resolución AE N° 398/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Puerto Ustarez, otorgado mediante Resolución AE N° 210/2018 de 25 de abril de 2018, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Resolución AE N° 399/2019 de 07 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Rosario del Yata, otorgado mediante Resolución AE N° 387/2017 de 25 de julio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante Resolución AE N° 403/2019 de 08 de febrero de 2019, se autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación preferente

del Sistema Aislado Verticalmente Integrado Guayaramerín, otorgado mediante Resolución AE N° 340/2017 de 28 de junio de 2017, a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Mediante la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, la Autoridad establece: "Aprobar la Tasa de Retorno de nueve coma uno por ciento (9,1%), a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023".

Los incisos a) y b) de la instrucción primera de la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, referida a la determinación de los costos financieros para el periodo tarifario noviembre 2019 - octubre 2023, señala lo siguiente:

"a) La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocida para los préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,5 puntos porcentuales. En caso de existir préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Extranjera, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.

b) Los otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular comprendidos en los contratos de deuda de largo plazo, deberán ser justificados de forma documentada por las empresas de distribución y no deben superar el 0,30% del monto total de cada préstamo en el caso de pasivos de largo plazo contraídos con el sistema bancario y/o emisiones de bonos".

3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda fueron analizadas en el Informe AETN DPT N° 719/2019 de 05 de noviembre de 2019, para ENDE DELBENI S.A.M. correspondiente al periodo 2020 – 2023, los resultados se detallan a continuación:

3.1. Consumidores y Consumo de Energía

El número de consumidores proyectados para el periodo 2020 – 2023 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por ENDE DELBENI S.A.M., se resume en el Cuadro siguiente:

PROYECCION NÚMERO DE CONSUMIDORES Y VENTAS DE ENERGÍA ELECTRICA

PROYECCION: TOTAL ENDE DELBENI S.A.M.

CONSUMIDORES POR CATEGORÍA (a diciembre)

Categoría	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	63.038	65.680	68.465	71.402
General	8.374	8.736	9.118	9.521
Industrial	521	540	562	581
Alumbrado Público	318	333	349	362
Otros	158	158	158	158
Total	72.409	75.448	78.652	82.024

CONSUMIDORES POR CATEGORÍA A DICIEMBRE (Tasa de Crecimiento Anual)

Categoría	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	4,0%	4,2%	4,2%	4,3%
General	4,1%	4,3%	4,4%	4,4%
Industrial	3,6%	3,7%	3,9%	3,4%
Alumbrado Público	3,6%	4,8%	4,8%	3,7%
Otros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	4,0%	4,2%	4,2%	4,3%

CONSUMO DE ENERGÍA POR CATEGORÍA (MWh)

Categoría	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	105.616	110.095	114.885	119.931
General	45.600	47.542	49.619	51.808
Industrial	9.862	10.239	10.622	11.020
Alumbrado Público	10.098	10.439	10.812	11.280
Otros	3.362	3.362	3.362	3.362
Total	174.538	181.676	189.300	197.400

CONSUMO DE ENERGÍA POR CATEGORÍA (Tasa de Crecimiento Anual)

Categoría	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	4,1%	4,2%	4,4%	4,4%
General	4,2%	4,3%	4,4%	4,4%
Industrial	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%
Alumbrado Público	2,8%	3,4%	3,6%	4,3%
Otros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	4,0%	4,1%	4,2%	4,3%

3.2. Balance de energía y potencia

El Balance de energía y potencia se determinó en función a los parámetros de Pérdidas y Factor de Carga. Los resultados se muestran a continuación:

Concepto	Unidad	2020	2021	2022	2023
Energía Vendida	kWh	174.537.751	181.676.311	189.299.872	197.400.205
Pérdidas Totales	kWh	34.155.008	35.551.941	37.043.783	38.628.924
Consumo Total Energía	kWh	208.692.758	217.228.252	226.343.655	236.029.129

Concepto	Unidad	2020	2021	2022	2023
Pérdidas Técnicas	kWh	14.608.493	15.205.978	15.844.056	16.522.039
Pérdidas No Técnicas	kWh	19.546.515	20.345.963	21.199.727	22.106.885
Pérdidas Totales	kWh	34.155.008	35.551.941	37.043.783	38.628.924
Pérdidas Totales		16,37%	16,37%	16,37%	16,37%

Concepto	Unidad	2020	2021	2022	2023
Potencia	kW	34.606	36.021	37.533	39.139
Pérdidas Técnicas	kW	9.633	10.027	10.447	10.894
Consumo Total Energía	kW	44.239	46.048	47.980	50.033

Concepto	Unidad	2020	2021	2022	2023
Pérdidas Técnicas	kW	9.633	10.027	10.447	10.894
Pérdidas No Técnicas	kW	-	-	-	-
Pérdidas Totales		21,77%	21,77%	21,77%	21,77%

Factores de Carga	2020	2021	2022	2023
	53,85%	53,85%	53,85%	53,85%

Las pérdidas y Factor de Carga utilizados para el cálculo de energía y potencia mostrado anteriormente tomaron en cuenta las recomendaciones emitidas mediante nota AETN-2080-DPT-422/2019 de 22 de julio de 2019 "Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario".

Con las consideraciones remarcadas anteriormente, se muestra el resumen del balance de energía y potencia máxima para el periodo tarifario 2020 – 2023:

Demanda Máxima					
Año	Ventas de Energía (MWh)	Pérdidas (%)	Compras de Energía [MWh/ (1-pérdidas)]	Factor de Carga	Demanda Máxima kW (Compras*1000)/ (Factor de Carga*8760)
2020	174.538	16,37%	208.693	53,85%	44.239
2021	181.676	16,37%	217.228	53,85%	46.048
2022	189.300	16,37%	226.344	53,85%	47.980
2023	197.400	16,37%	236.029	53,85%	50.033

4. INVERSIONES

La AETN mediante Resolución AETN N° 835/2019 de 04 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 836/2019 de 04 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 857/2019 de 16 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 858/2019 de 16 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 859/2019 de 16 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 860/2019 de 16 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 863/2019 de 17 de septiembre de 2019, Resolución AETN N° 871/2019 de 19 de septiembre de 2019, aprobaron los montos de inversiones reconocidas para las gestiones 2016, 2017 y 2018. En el caso de el Sistema Santa Rosa se aprobó un monto adicional correspondiente a la gestión 2015. Estos montos se muestran a continuación:

Inversiones Ejecutadas Reconocidas

Sistema	2015	2016	2017	2018	Total
reyes		132.776,88	184.291,82	111.572,08	428.640,78
Rurrenabaque		216.688,27	240.410,36	549.950,78	1.007.049,41
san Borja		670.296,95	254.141,11	84.881,52	1.009.319,57
San Ignacio		296.634,31	153.451,26	189.885,69	639.971,26
Sta Ana		274.418,15	158.531,46	32.885,61	465.835,22
Sta Rosa	25.818,99	627.180,94	110.489,34	107.123,09	870.612,36
Trinidad		11.259.917,48	8.756.551,49	6.995.720,37	27.012.189,33
Yucumo		2.462.952,73	201.058,34	158.358,15	2.822.369,22
Total general	25.818,99	15.940.865,71	10.058.925,16	8.230.377,28	34.255.987,14

El Programa de Inversiones para todos los sistemas administrados por ENDE DELBENI S.A.M. fue aprobado mediante Resolución AETN N° 1012 de 31 de octubre de 2019, el cual determinó los siguientes montos:

**RESUMEN DE INVERSIONES APROBADAS PARA ENDE BENI
(EXPRESADO EN BOLIVIANOS)**

Programa de Inversiones

Empresa	2020	2021	2022	2023	Total
ENDE DELBENI S.A.M.	22.549.311,51	14.820.942,80	18.598.968,30	25.552.356,94	81.521.579,54

5. COSTOS

5.1. Costos Operativos

Bajo el concepto de Costos Operativos se incluyen los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Administrativos y Generales y los Costos de Consumidores.

Se tomó en cuenta como costos operativos base para la proyección correspondiente, los costos del año 2018, esto debido que fue el año más representativo en el cual ingresaron varios sistemas aislados a ser administrados por ENDE DELBENI S.A.M. El detalle de los costos base se muestran a continuación:

**Costos Operativos base (Bs.)
expresados a diciembre 2018**

CONCEPTO	2018
Costos de Operación y Mantenimiento	16.944.242,39
Costos Administrativos y Generales	13.356.642,09
Costos de Consumidores	17.804.425,21
TOTAL	48.105.309,69

Los costos del período 2020-2023 fueron proyectados aplicando la metodología PEG a los costos base, que evolucionan con los parámetros y valores de proyección de la potencia máxima, número de consumidores y longitud de líneas para el período tarifario.

Adicionalmente, se consideraron en las gestiones 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 montos resultantes del cálculo de costos operativos de Generación y costos de combustible para generación de Guayaramerín; al igual que los costos operativos de generación y costo de combustible de Sistemas Aislados, los cuales se muestran a continuación:

CONCEPTO	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023
Costos de Operativos Generación Guayaramerín	Bs./Año	6.288.419,41	6.491.483,78	6.708.144,17	6.933.751,82	7.170.453,22
Costo Combustible para Generación	Bs./Año	7.699.757,50	8.010.564,78	8.343.685,39	8.699.421,17	9.077.830,49

CONCEPTO	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023
Costos de Operativos Generación Aislados	Bs./Año	4.798.797,27	4.989.323,41	5.193.385,77	5.411.312,34	5.642.867,85
Costo Combustible para Generación	Bs./Año	2.880.001,10	2.990.808,07	3.110.921,78	3.239.709,58	3.378.288,09

La inclusión de los costos anteriormente mostrados está respaldada por el Auto N° 1716/2016 de 12 de octubre de 2016, mediante el cual se instruyó a ENDE DELBENI S.A.M. realizar la prestación del suministro de electricidad a las localidades de que se encuentran dentro del área de influencia de Huacaraje, Bella Vista y Baures de la provincia Itenez del Departamento del Beni, la Resolución AE N° 397/2019 de 07 de febrero de 2019 que autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación del Sistema Cachuela Esperanza, otorgado mediante Resolución AE N° 388/2017 de 25 de julio de 2017 a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M., la Resolución AE N° 398/2019 de 07 de febrero de 2019 que autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Puerto Ustarez, otorgado mediante Resolución AE N° 210/2018 de 25 de abril de 2018 a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M., la Resolución AE N° 399/2019 de 07 de febrero de 2019 que autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la instrucción en calidad de medida urgente para realizar la operación Sistema Rosario del Yata, otorgado mediante Resolución AE N° 387/2017 de 25 de julio de 2017 a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M., la Resolución AE N° 403/2019 de 08 de febrero de 2019 que autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la transferencia de la operación preferente del Sistema Aislado Verticalmente Integrado Guayaramerín, otorgado mediante Resolución AE N° 340/2017 de 28 de junio de 2017 a favor de su empresa filial ENDE DELBENI S.A.M.

Considerando los costos base de operación y mantenimiento, administrativos y generales, consumidores y los costos adicionales anteriormente mostrados, se obtuvo la siguiente proyección de costos operativos 2020-2023:

PROYECCION DE COSTOS OPERATIVOS PERIODO 2020 – 2023

CONCEPTO	Unidades	2020	2021	2022	2023
Costos de Operación y Mantenimiento	Bs./Año	42.806.461,34	44.358.763,54	45.993.179,66	47.719.516,25
Costos Administrativos y Generales	Bs./Año	16.806.379,05	17.493.756,70	18.227.835,49	19.007.822,96
Costos de Consumidores	Bs./Año	22.180.492,70	23.075.456,85	24.014.858,11	25.001.512,63
TOTAL COSTOS OPERATIVOS	Bs./Año	81.793.333,08	84.927.977,09	88.235.873,25	91.728.851,84

5.2. Costos de Compra

Los costos de Compra de Electricidad en el SIN fueron determinados aplicando a las cantidades proyectadas de energía y potencia de punta, requeridas en el conjunto de

los nodos de suministro, los valores promedio ponderados de los precios de nodo vigentes en el mes de diciembre de 2018, sin IVA.

Los costos de compra de electricidad determinados se muestran a continuación:

IMPORTES POR COMPRAS DE ELECTRICIDAD sin IVA (Bs)

CONCEPTO	UNIDAD	2020	2021	2022	2023
Energía	Bs	20.497.496	21.333.804	22.226.868	23.175.363
Potencia	Bs	33.949.694	35.334.859	36.814.028	38.385.005
Peaje STI+Fuera STI (Bs.)	Bs	18.453.487	19.206.399	20.010.407	20.864.317
Gastos del CNDG (Bs.)	Bs	434.437	452.163	471.091	491.194
Importe sin IVA	Bs	73.335.115	76.327.224	79.522.394	82.915.880

6. Utilidad

La utilidad para el cálculo de la tarifa base, se obtiene multiplicando la tasa de retorno por el promedio del PAC del año y el correspondiente del año anterior. La AETN 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 noviembre 2019 - octubre 2023.

UTILIDAD

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023
Patrimonio Afecto a la Concesión	77.240.130	94.888.719	103.602.662	114.931.806	132.231.850
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad	7.028.852	7.831.863	9.031.358	9.943.318	11.245.946

7. ACTIVO Y PATRIMONIO

7.1. Activo

En aplicación al inciso II del artículo 2 del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, los activos fijos fueron actualizados considerando que un 60 % de las inversiones se realizan en moneda extranjera y por lo tanto se actualizan por la variación en dolares y un 40 % se realizan en moneda nacional que se actualizan por la variación del IPC.

Se determinó el valor de los activos y de la depreciación acumulada del año base, eliminando los efectos de las revalorizaciones técnicas y los montos correspondientes a aportes de terceros.

A partir del activo y la depreciación acumulada del año base, se realizó la proyección de los activos y de la depreciación acumulada, considerando la inversión aprobada para el periodo tarifario, las cuotas anuales de depreciación y amortización.

La cuota anual de depreciación fue calculada aplicando las tasas de depreciación aprobadas mediante Resolución SSDE N° 126/97 del 31 de octubre de 1997.

Las nuevas inversiones 2020-2023 fueron depreciadas asumiendo que las mismas son realizadas a mitad de la gestión, según la instrucción emanada por el Regulador.

Aplicando la metodología descrita, se obtuvieron los valores del Activo Fijo Neto y la Depreciación Anual y la depreciación acumulada para los años del periodo de proyección, mismos que son expuestos a continuación:

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023
Activo Fijo Bruto	71.036.001	93.585.312	108.406.255	127.005.223	152.557.580
Cuota de Depreciación	3.728.733	5.526.627	6.742.687	7.907.071	8.945.032
Depreciación Acumulada	7.994.678	13.521.305	20.263.992	28.171.062	37.116.094
Activo Fijo Neto	63.041.323	80.064.007	88.142.263	98.834.161	115.441.486

7.2. Patrimonio

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

PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESIÓN

PAC	UNIDADES	2019	2020	2021	2022	2023
ACTIVOS						
Bienes de Uso	Bs	71.036.001	93.585.312	108.406.255	127.005.223	152.557.580
Intangibles	Bs	412.032	412.032	412.032	412.032	412.032
Capital de Trabajo	Bs	13.786.774	14.515.688	15.254.383	15.994.637	16.790.364
Depreciaciones Acum Bienes Uso	Bs	-7.994.678	-13.521.305	-20.263.992	-28.171.062	-37.116.094
Amortizaciones Acum Intangibles	Bs	-	-103.008	-206.016	-309.024	-412.032
Subtotal Activos	Bs	77.240.130	94.888.719	103.602.662	114.931.806	132.231.850
PASIVOS						
Pasivos LP	Bs	0	0	0	0	0
Subtotal Pasivos	Bs	0	0	0	0	0
Donaciones	Bs	0	0	0	0	0
PATRIMONIO TOTAL	Bs	77.240.130	94.888.719	103.602.662	114.931.806	132.231.850

8. DETERMINACION DE LAS TARIFAS BASE

La Tarifa Base obtenida del Estudio de ENDE DELBENI S.A.M., fue determinada de acuerdo al artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas y a la metodología remitida por la AETN a la distribuidora.

Del modelo tarifario remitido por ENDE DELBENI S.A.M. se determinaron los siguientes cargos de las Tarifas Base, para su aplicación en la determinación de la estructura tarifaria.

CARGOS TARIFAS BASE sin impuestos

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
ALTA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,127
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,112
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,119
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	132,937
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	1,429
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,127
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,112
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,119
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	10,276
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,152
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,134
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,142
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	104,686
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	34,171
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	170,556
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	

9. FORMULAS DE INDEXACION

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:

Cargo por Potencia de Punta

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

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

Donde:

$CPP_{j,n}$ 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 correspondiente al mes de la indexación.

FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.

Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.

j Alta, media y Baja tensión.

N Número del mes de la indexación respecto del mes base,

Los cargos de potencia a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Energía

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

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

Donde:

- $CE_{j,a,m,b}$ 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 de energía base del nivel de tensión j.
- Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
- j Alta, Media y Baja tensión.
- N Número del mes de la indexación respecto del mes base.
- a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

Los cargos de energía a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Consumidor

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

$$CC_{j,n} = CC_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 + c * Cais / Cais_0 + d * Cguay / Cguay_0 - n * Xcc)$$

Donde:

- $CC_{j,n}$ Cargo por consumidor indexado.
- $CC_{j,0}$ Cargo por consumidor base.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar
- PD_0 Precio base del dólar
- a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- c Ponderador Precio de Combustible Sistemas Aislados.
- d Ponderador Precio de Combustible Guayaramerin.
- Cais Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados.
- $Cais_0$ Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados Base.
- Cguay Precio de Combustible Guayaramerin.
- $Cguay_0$ Precio de Combustible Guayaramerin Base.
- X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- j Alta, Media y Baja Tensión.

n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 + c * Cais / Cais_0 + d * Cguay / Cguay_0 - n * p1_j * Xcom_j - n * p2_j * Xcag_j + p3_j * ZI + p4_j * ZT)$$

Donde:

- CFP_{j,0} Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC₀ Índice de precios al consumidor base.
- 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.
- a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- c Ponderador Precio de Combustible Sistemas Aislados.
- d Ponderador Precio de Combustible Guayaramerin.
- Cais Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados.
- Cais₀ Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados Base.
- Cguay Precio de Combustible Guayaramerin.
- Cguay₀ Precio de Combustible Guayaramerin Base.
- X_{com} Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
- X_{cag} 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 y alta tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base

10. DETERMINACION 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:

**COSTOS DE SUMINISTRO TOTAL ENDE DELBENI S.A.M. PERIODO 2020 – 2023 sin
Impuestos, sin tasas (Bs)**

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020 - 2023
1 Costos de compra de electricidad	73.335.115	76.327.224	79.522.394	82.915.880	78.025.153
Energía	20.497.496	21.333.804	22.226.868	23.175.363	21.808.383
Potencia	33.949.694	35.334.859	36.814.028	38.385.005	36.120.897
Peaje STI+Fuera STI	18.453.487	19.206.399	20.010.407	20.864.317	19.633.652
Gastos del CNDC	434.437	452.163	471.091	491.194	462.221
2 Costos de Distribución	93.417.561	98.891.702	104.199.432	109.946.032	101.613.682
Operación y Mantenimiento	42.806.461	44.358.764	45.993.180	47.719.516	45.219.480
Administrativos y Generales	16.806.379	17.493.757	18.227.835	19.007.823	17.883.949
Consumidores	22.180.493	23.075.457	24.014.858	25.001.513	23.568.080
Cuota Anual de Depreciación	5.526.627	6.742.687	7.907.071	8.945.032	-1.954.311
Cuota Anual de Amortización	103.008	103.008	103.008	103.008	103.008
Intereses	0	0	0	0	0
Otros Ingresos	-1.837.270	-1.913.328	-1.989.839	-2.076.806	-1.954.311
Utilidad	7.831.863	9.031.358	9.943.318	11.245.946	9.513.121
Total (1+2)	166.752.676	175.218.926	183.721.825	192.861.911	179.638.835

Para el periodo 2020 -2023 el ingreso promedio requerido es de Bs179.638.835 (sin impuestos) los cuales deben ser cubiertos por los ingresos Valor Agregado de Distribución (VAD) y los Ingresos por Abastecimiento.

10.1. INGRESOS POR VENTAS DE ELECTRICIDAD

La determinación de los ingresos se realiza aplicando los valores promedio, para el periodo 2020 – 2023, de los cargos base a las cantidades respectivas de energía, potencia de punta potencia máxima y número de consumidores.

En el cuadro siguiente se presenta un detalle de los ingresos por ventas por la aplicación de los cargos de las tarifas base sin impuestos

Concepto		2020	2021	2022	2023	Promedio
1. Consumidores						
Clientes Pequeñas Demanda	[Bs]	28.843.865	29.963.044	31.228.288	32.562.257	30.649.364
Clientes Medianas Demanda	[Bs]	1.048.022	1.086.412	1.127.863	1.168.995	1.107.823
2. Potencia Fuera de Punta						
Potencia Fuera de Punta AT	[Bs]	758.653	789.681	822.818	858.028	807.295
Potencia Fuera de Punta MT	[Bs]	5.455.026	5.678.135	5.916.403	6.169.572	5.804.784
Potencia Fuera de Punta BT	[Bs]	55.573.764	57.846.720	60.274.103	62.853.293	59.136.970
3. Potencia de Punta coincidente con el SIN						
Potencia de Punta coincidente con el SIN	[Bs]	52.674.068	54.823.197	57.118.176	59.555.599	56.042.760
4. Energía por Bloque y NT						
Bloque Alto						
Baja Tensión	[Bs]	7.648.796	7.961.766	8.296.343	8.652.611	8.139.879
Bloque Medio						
Baja Tensión	[Bs]	11.764.913	12.249.302	12.765.752	13.310.246	12.522.553
Bloque Bajo						
Baja Tensión	[Bs]	5.104.321	5.309.557	5.529.317	5.766.620	5.427.454
Ingresos Valor Agregado de Distribución	Bs	91.679.329	95.363.993	99.369.475	103.612.145	97.506.236
Ingresos Abastecimiento	Bs	77.192.099	80.343.822	83.709.588	87.285.076	82.132.646
Ingresos por ventas de Electricidad	Bs	168.871.428	175.707.815	183.079.063	190.897.221	179.638.882

10.2. INGRESO REQUERIDO EN LA TARIFA MEDIA DE VENTA

Se observa que como resultado de la aplicación de los valores proyectados para el periodo 2020 – 2023, de ventas de electricidad, ingresos con tarifa actual, costos de

suministro, activos, pasivos, patrimonio y utilidad; el Ingreso Requerido promedio para el periodo de proyección es de Bs197.142.338 y que la tarifa media actual necesaria para obtener el Ingreso Requerido en el periodo 2020 – 2023, es 0,00% igual a la que se obtiene con las tarifas actualmente vigentes, como se muestra a continuación:

Ingreso Requerido e Impacto Tarifario						
Concepto	Unidades	2020	2021	2022	2023	Promedio
Energía Vendida	MWh	174.538	181.676	189.300	197.400	185.729
Ingresos Valor Agregado de Distribución	Bs	91.679.329	95.363.993	99.369.475	103.612.145	97.506.234
Ingresos Abastecimiento	Bs	77.192.099	80.343.822	83.709.588	87.285.076	82.132.345
Tarifa Promedio Propuesto	Bs/MWh	967,54	967,15	967,14	967,06	967,22
Tarifa Promedio Vigente	Bs/MWh	1.061,36	1.061,44	1.061,52	1.061,65	1.061,49
Impacto TOTAL Propuesto/Vigente	%	-8,84%	-8,88%	-8,89%	-8,91%	-8,88%

11. TARIFAS DE APLICACION

En este punto se efectúa el análisis para la determinación de la Estructura Tarifaria, que constituye el conjunto de tarifas, establecido con base en la estructura tarifaria vigente, con las modificaciones requeridas para adecuarla a las necesidades de la empresa, cuya aplicación permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección 2020 -2023.

11.1. ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

La Estructura Tarifaria base a ser aplicada en el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, ha sido determinada tomando como base la estructura tarifaria actual aplicada por ENDE DELBENI S.A.M. en sus sistemas de distribución del departamento del Beni.

Los criterios aplicados para la definición de las tarifas propuestas son los siguientes:

- Se ha introducido las categorías domiciliaria y general prepago para consumidores que cuentan con medidores prepago, suministradas por la empresa distribuidora. Esta modalidad de servicio esta respaldada por el inciso e) del Artículo 3 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, principio de adaptabilidad, el cual promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio.

La Estructura Tarifaria Base determinada para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, se presenta a continuación:

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2018
DOMICILIARIA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,724
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,841
Cargo variable 3 de 201-500 kWh	Bs/kWh	1,01
Cargo variable 4 de 501-1000 kWh	Bs/kWh	1,01
Cargo variable 5 mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,311
Aplicación: Al consumidor de tipo domiciliaria		
GENERAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo general cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
GENERAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	36,969
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,461
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,521
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,698
Aplicación: Al consumidor del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW		
COMERCIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW		
COMERCIAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor a 50 kW		
COMERCIAL 3		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	36,969
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,461
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,521
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,698
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW		
SEGURIDAD CIUDADANA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,724
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,841
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	1,010
Aplicación: Consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control		

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2018
INDUSTRIAL 1		
Cargo mínimo (50 kWh/mes)	Bs	49,299
Cargo variable 1 mayor a 50 kWh	Bs/kWh	1,025
Aplicación: Al consumidor del tipo industrial cuya potencia contratada sea menor o igual que 10 kW		
INDUSTRIAL 2		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	16,288
Cargo por energía	Bs/kWh	1,190
Aplicación: Al consumidor del tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor que 10 kW		
AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,025
Aplicación: A consumidores en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución del agua potable		
ALUMBRADO PÚBLICO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,327
Aplicación: A los consumos de alumbrado público de las ciudades y localidades a las cuales ENDE DELBENI S.A.M. presta el servicio		
PREPAGO DOMICILIARIO		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,922
Aplicación: A los consumos del tipo domiciliario, que cuenta con medidores Prepago de las ciudades y localidades a las cuales ENDE DELBENI S.A.M. presta el servicio y consumos menores a 300kWh/mes.		
PREPAGO GENERAL		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,800
Aplicación: A los consumos del tipo general, que cuentan con medidores Prepago, de las ciudades y localidades a las cuales ENDE BENI S.A.M. presta el servicio y consumos menores a 1000 kWh/mes.		

12. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El estudio tarifario presentado por ENDE DELBENI S.A.M., cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Como resultado del estudio tarifario la tarifa promedio obtenido presenta una variación de -8,88 % respecto de la tarifa promedio vigente a diciembre de 2018.

13. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de ENDE DELBENI S.A.M. y sus fórmulas de indexación, de acuerdo al Anexo N° 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 N° 2 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la fórmula de actualización de la estructura base, como se muestra en el Anexo N° 3 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los Factores de carga típicos que serán utilizados para calcular la potencia consumida de usuarios que no cuentan con el equipo de medición adecuado para este cometido, de acuerdo al Anexo N° 4 del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Es cuanto informamos para fines consiguientes.



Carlos Alberto Medrano Sejas
ANALISTA II a.i.

ANEXO N° 1

**ENDE DELBENI S.A.M.
CARGOS TARIFAS BASE con IVA (Bs)
POR NIVEL DE TENSIÓN Y TAMAÑO DE CONSUMIDOR
PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023**

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
ALTA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,127
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,112
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,119
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	132,937
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	1,429
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,127
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,112
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,119
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	10,276
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,152
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,134
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,142
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	104,686
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	34,171
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	170,556
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	

FORMULAS DE INDEXACION DE LAS TARIFAS BASE

Cargo por Potencia de Punta

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

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

Donde:

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 correspondiente al mes de la indexación.

FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.

Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
 j Alta, media y Baja tensión.
 N Número del mes de la indexación respecto del mes base,
 Los cargos de potencia a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Energía

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

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

Donde:

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 de energía base del nivel de tensión j.
 Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
 j Alta, Media y Baja tensión.
 N Número del mes de la indexación respecto del mes base.
 a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

Los cargos de energía a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Consumidor

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

$$CC_{j,n} = CC_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 + c * Cais / Cais_0 + d * Cguay / Cguay_0 - n * Xcc)$$

Donde:

CC_{j,n} Cargo por consumidor indexado.
 CC_{j,0} Cargo por consumidor base.
 IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC₀ Índice de precios al consumidor base.
 PD Precio del dólar
 PD₀ Precio base del dólar
 a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 c Ponderador Precio de Combustible Sistemas Aislados.
 d Ponderador Precio de Combustible Guayaramerin.
 Cais Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados.

- Cais_o Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados Base.
 Cguay Precio de Combustible Guayaramerin.
 Cguay_o Precio de Combustible Guayaramerin Base.
- X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
 j Alta, Media y Baja Tensión.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD/PD_0 + c * Cais/Cais_0 + d * Cguay/Cguay_0 - n * p1_j X_{com_j} - n * p2_j X_{cag_j} + p3_j * ZI + p4_j * ZT)$$

Donde:

- CFP_{j,0} Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
 IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC₀ Índice de precios al consumidor base.
 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.
 a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 c Ponderador Precio de Combustible Sistemas Aislados.
 d Ponderador Precio de Combustible Guayaramerin.
 Cais Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados.
 Cais_o Precio de Combustible + transporte Sistemas Aislados Base.
 Cguay Precio de Combustible Guayaramerin.
 Cguay_o Precio de Combustible Guayaramerin Base.
 X_{com} Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 X_{cag} 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 y alta tensión.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base

ANEXO N° 2

**ENDE DELBENI S.A.M.
ESTRUCTURA TARIFARIA BASE - DICIEMBRE 2018 con IVA (Bs)**

PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2018
DOMICILIARIA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,724
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,841
Cargo variable 3 de 201-500 kWh	Bs/kWh	1,01
Cargo variable 4 de 501-1000 kWh	Bs/kWh	1,01
Cargo variable 5 mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,311
Aplicación: Al consumidor de tipo domiciliaria		
GENERAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo general cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
GENERAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	36,969
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,461
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,521
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,698
Aplicación: Al consumidor del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW		
COMERCIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW		
COMERCIAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,725
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,812
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor a 50 kW		
COMERCIAL 3		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	36,969
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,461
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,521
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,698
Aplicación: Al consumidor del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW		

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2018
SEGURIDAD CIUDADANA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	12,455
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,724
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,841
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	1,010
Aplicación: Consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control		
INDUSTRIAL 1		
Cargo mínimo (50 kWh/mes)	Bs	49,299
Cargo variable 1 mayor a 50 kWh	Bs/kWh	1,025
Aplicación: Al consumidor del tipo industrial cuya potencia contratada sea menor o igual que 10 kW		
INDUSTRIAL 2		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	16,288
Cargo por energía	Bs/kWh	1,190
Aplicación: Al consumidor del tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor que 10 kW		
AGUA POTABLE Y ALCANTARIILADO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,025
Aplicación: A consumidores en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución del agua potable		
ALUMBRADO PÚBLICO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,327
Aplicación: A los consumos de alumbrado público de las ciudades y localidades a las cuales ENDE DELBENI S.A.M. presta el servicio		
PREPAGO DOMICILIARIO		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,922
Aplicación: A los consumos del tipo domiciliario, que cuenta con medidores Prepago de las ciudades y localidades a las cuales ENDE DELBENI S.A.M. presta el servicio y consumos menores a 300kWh/mes.		
PREPAGO GENERAL		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,800
Aplicación: A los consumos del tipo general, que cuentan con medidores Prepago, de las ciudades y localidades a las cuales ENDE BENI S.A.M. presta el servicio y consumos menores a 1000 kWh/mes.		

ANEXO N ° 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

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

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

Donde:

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 en el mes de diciembre de 2018.

IT_n = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2019.

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.

ANEXO N ° 4

FACTORES DE CARGA TÍPICOS PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

ENDE DELBENI S.A.M. en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestran dichos factores por categoría de aplicación tarifaria:

CATEGORIA DE APLICACIÓN	FACTOR DE CARGA
DOMICILIARIA	0,36
GENERAL 1	0,39
GENERAL 2	0,39
INDUSTRIAL 1	0,27
INDUSTRIAL 2	0,27
COMERCIAL 1	0,39
COMERCIAL 2	0,39
COMERCIAL 3	0,39
ALUMBRADO PÚBLICO	0,41
AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO	0,39
SEGURIDAD CIUDADANA	0,39