

ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (SPEE)

**PERIODO: ENERO – DICIEMBRE
2024**

Informe N°. INF-DRETSE-2023-041

**DIRECCIÓN DE REGULACIÓN
ECONÓMICA Y TARIFAS DEL SECTOR
ELÉCTRICO**

JUNIO 2023

CONTENIDO

CONTENIDO	2
TABLAS	3
GRÁFICOS	3
1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. ANTECEDENTES	5
3. OBJETIVO	9
4. MARCO NORMATIVO	9
5. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN TARIFARIA (GRS-TAR-P001)	14
6. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES	17
6.1 Generación y Transmisión	17
6.2 Distribución y Comercialización	17
7. DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	18
7.1 Costo de Generación	18
7.1.1 Componente Fijo del Costo de Generación	19
7.1.2 Componente Variable del Costo de Generación	20
7.1.3 Simulaciones Energéticas	20
7.1.4 Cálculo del Costo Medio de Generación	21
7.2 Costo de Transmisión	22
7.3 Costo de Distribución y Comercialización	22
7.3.1 Anualidad de Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización	22
7.3.2 Balance de electricidad para la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía	24
7.3.3 Costos Agregados de Distribución	25
7.3.4 Costo por Potencia (USD/kW)	25
7.3.5 Costo por Energía (USD/kWh)	25
7.3.6 Costo de Comercialización (USD/Consumidor)	26
7.3.7 Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje	26
7.3.8 Costos Medios de Venta por Nivel de Voltaje	26
7.3.9 Participación porcentual del Costo del Servicio de Generación, Transmisión y Distribución	27
7.3.10 Aplicación del Mecanismo para la Liquidación del Costo de Generación y Transmisión Eléctrica	27
7.3.11 Determinación del Resultado Tarifario	27
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	28
8.1 Conclusiones	28


8.2	Recomendaciones.....	29
9.	FIRMAS DE RESPONSABILIDAD	29
10.	CUADROS.....	30
11.	ANEXOS.....	31

TABLAS

Tabla 1.	Cronograma de entrega de información	6
Tabla 2.	Resumen de las Actividades efectuadas	15
Tabla 3.	Anualidad de costos fijos por empresa generadora.....	19
Tabla 4.	Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados.....	21
Tabla 5.	Costos totales de la componente de transmisión	22
Tabla 6.	Anualidad de costos de la distribución y comercialización	23
Tabla 7.	Balance de electricidad por distribuidora	24
Tabla 8.	Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico	26

GRÁFICOS

Gráfico 1.	Actividades por etapa del Procedimiento de Gestión Tarifaria	14
Gráfico 2:	Balance de Electricidad.- Cubrimiento de la demanda de energía eléctrica por tecnología	20

 <p>Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables</p>	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado garantizará que los servicios públicos, entre ellos el Servicio Público de Energía Eléctrica y su provisión, respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad; establecerá su control y regulación; y, dispondrá que los precios y tarifas de estos servicios públicos sean equitativos.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE establece que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, realice los análisis técnico-económicos para determinar los costos de los servicios públicos de energía eléctrica y de alumbrado público general, que se aplicarán en las transacciones eléctricas del mercado eléctrico ecuatoriano y que sirven de base para la fijación de las tarifas, al consumidor o usuario final, para el año inmediato subsiguiente.

Estos análisis técnico-económicos desarrollados por la Agencia consideran el principio tarifario de la cobertura de los costos de la cadena productiva que permite la prestación de aquellos servicios, es decir: generación, transmisión, distribución y comercialización.


Conforme lo dispuesto por el Decreto Ejecutivo Nro. 1036 de 6 de mayo de 2020, se fusionaron la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables", la misma que asumió, todas las atribuciones, funciones, programas, proyectos, representaciones y delegaciones constantes en leyes, decretos, reglamentos y demás normativa vigente que le correspondían a dichas Agencias.

En tal virtud, el objeto del presente informe, es exponer al Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables – ARCERNR, los resultados del análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica, que comprende los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y de comercialización, correspondiente al período enero - diciembre del año 2024.

Dentro de este contexto, este análisis técnico-económico presenta al Directorio de la Agencia los elementos de juicio suficientes que le permitan adoptar las decisiones pertinentes en lo que corresponde al régimen económico y tarifario en el país para el año 2024.

El presente Informe Técnico – Económico del Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica, se lo ha estructurado de la siguiente manera:

- Marco Normativo
- Antecedentes
- Procedimiento
- Lineamientos y Directrices
- Costo del Servicio Eléctrico
 - Costo de Generación
 - Costo de Transmisión
 - Costo de Distribución y Comercialización
- Determinación del Resultado Tarifario
- Aplicación del Mecanismo de Liquidación del Costo de Generación y Transmisión
- Conclusiones y Recomendaciones

 <p>Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables</p>	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

2. ANTECEDENTES

- ✓ En sesión de Directorio Institucional en modalidad virtual efectuado el 14 de diciembre de 2021, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-033/2021 se aprobó la Regulación Nro. ARCERNNR-006/21 denominada “Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General.”, cuyo objetivo es establecer el marco conceptual y metodológico para la determinación de los costos del servicio y de la fijación de las tarifas, tanto para el servicio público de energía eléctrica como para el servicio de alumbrado público general, que permitan a las empresas eléctricas prestar dichos servicios garantizando el equilibrio económico del sector eléctrico.
- ✓ El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables-ARCERNNR, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-018/2022 de 30 de junio de 2022, aprobó el Informe Técnico - Económico Nro. DRETSE-2022-045 denominado "Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE). Período Enero - Diciembre 2023"; en igual forma, con Resolución Nro. ARCERNNR-025/2022 de 30 de noviembre de 2022, aprobó el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2023, contenido en el informe técnico Nro. INF.DRETSE.2022.087 “Análisis y Determinación del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica - Año 2023”.
- ✓ En cumplimiento a lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento General; así como, lo descrito en el <<Procedimiento para la elaboración del “Análisis y Determinación del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General” (Gestión Tarifaria)>>, mediante Memorando Nro. ARCERNNR-DRETSE-2023-0032-M de 17 de febrero de 2023, la Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico (DRETSE) solicitó al señor Coordinador Técnico que de contar con su anuencia se sirva autorizar para que se informe, a través de la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE) a la Dirección Ejecutiva, el inicio del Procedimiento mencionado, de forma que se pueda socializar desde la Administración a las Coordinaciones y Direcciones involucradas; particular que se dio atención mediante Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0093-ME de 24 de febrero de 2023 y Memorando Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2023-0114-ME de 27 de febrero de 2023.
- ✓ Mediante Oficio Circular Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0003-CIR y Oficio Circular Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0004-CIR, ambos del 28 de febrero de 2023, dirigido a las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión, y, Distribución y Comercialización de Energía, respectivamente, esta Agencia extendió la invitación al **"Taller de Inicio Gestión Tarifaria 2024, Fase I: Análisis de Costos y Proyección de Subsidios del Sector Eléctrico"**, el mismo que se llevó a cabo en modalidad virtual el viernes 03 de marzo de 2023; así mismo, se solicitó delegar el **Coordinador del Análisis de Costos 2024** y se informó el cronograma de entrega de la información técnica, económica y financiera para la consecución del Análisis de Costos del año 2024.
- ✓ En este sentido, la DRETSE puso a disposición de los coordinadores de cada empresa eléctrica regulada un acceso personalizado al repositorio digital DATABOX Institucional a través de un link, con la finalidad de que la información correspondiente a la primera, segunda y tercera entrega, según corresponda, junto con los respectivos documentos de soporte, sea cargada por cada **Coordinador del Análisis de Costos 2024** en las carpetas digitales en las fechas establecidas y detalladas en el cronograma mostrado en la Tabla 1.



	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Versión: 03

Tabla 1. Cronograma de entrega de información

Formularios SPEE	22-mar.-2023	29-mar.-2023	05-abr.-2023
<ul style="list-style-type: none"> • Etapa de Generación • Etapa de Transmisión 	No aplica	Primera Entrega: <ul style="list-style-type: none"> • Proyectos de Calidad • Proyectos de Responsabilidad Ambiental 	Segunda Entrega: <ul style="list-style-type: none"> • Datos Técnicos • Costos de AO&M • Activos
Etapa de Distribución y Comercialización	Primera Entrega: <ul style="list-style-type: none"> • Información Física • Proyección de subsidios otorgados por el Estado 	Segunda Entrega: <ul style="list-style-type: none"> • Proyectos de Calidad • Proyectos de Responsabilidad Ambiental • Proyectos de Expansión 	Tercera Entrega: <ul style="list-style-type: none"> • Costos de AOM&C • Activos

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE – ARC


- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2023-0120-OF de 07 de marzo de 2023, la ARCERNNR solicitó Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (VEER) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), se sirva impartir a esta Agencia, las directrices, lineamientos y/o políticas que deban ser incluidas en el análisis y determinación de los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y, de alumbrado público general; así como, aquellas relacionadas a mantener o modificar las condiciones actuales de los subsidios otorgados por el Estado ecuatoriano para el servicio público de energía eléctrica.
- ✓ La Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE), a través de Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0342-OF de 29 de marzo de 2023, insistió al ente rector que, en referencia a los requerimientos realizados mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2022-0120-OF, se remitan las directrices, lineamientos y/o políticas, en razón de que su aporte es fundamental para una adecuada revisión de la información técnica, económica y comercial a remitirse por parte de las empresas eléctricas conforme el plazo establecido, dentro de los cuales un insumo necesario es la información técnica para la determinación del Balance de Electricidad y las Simulaciones Energéticas.
- ✓ La Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (SDCEE) mediante Oficio Nro. MEM-SDCEE-2023-0268-OF de 05 de abril de 2023, informó el “Plan Estratégico de la Distribución del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2022-2025”, así como se ratificó “...las metas del indicador de pérdidas de energía propuesta en el Capítulo de Distribución del PME con horizonte al año 2032, las cuales serán incluidas dentro del nuevo Plan Maestro de Electricidad.”.
- ✓ Mediante memorandos Nros. ARCERNNR-DCGSE-2023-0159-ME de 08 de marzo de 2023 y ARCERNNR-DCTSE-2023-0081-M de 01 de junio de 2023 de la Dirección de Control de la Generación del Sector Eléctrico (DCGSE) y de la Dirección de Control de la Transmisión del Sector Eléctrico (DCTSE), respectivamente; así como, mediante correo electrónico de la Dirección de Control de la Distribución y Comercialización del Sector Eléctrico (DCDCSE) de 14 de junio de 2023, en concordancia con las responsabilidades de dichas Direcciones de Control pertenecientes a la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE) de la Agencia, remitieron a la DRETSE el “Informe de Control a la Ejecución de los recursos asignados(...)”, correspondiente al periodo enero y diciembre 2022; para las etapas de Generación, Transmisión y Distribución del SPEE, respectivamente, cuyos resultados sirven de referencia como parámetros para la regulación de los Costos del SPEE 2024.

	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0427-OF de 18 de abril de 2022, la CTRCE remitió al Viceministro de Electricidad y Energía Renovables, una ayuda memoria de la información presentada por las empresas eléctricas del país (generación, transmisión y distribución), a fin de contar con su pronunciamiento entorno a la priorización de recursos que se encuentren alineados a los planes de operación e inversión liderados por las Subsecretarías del Viceministerio; así como, las consideraciones específicas que se deberían incluir dentro del análisis que se encuentra en desarrollo por esta Agencia.
- ✓ Mediante Oficio Nro. MEM-VEER-2023-0118-OF de 18 de abril de 2022, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (VEER), atendiendo los requerimientos solicitados por la Agencia con Oficios Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2023-0120-OF, Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0342-OF y Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0427-OF y con base a las reuniones de trabajo realizadas entre el MEM y la ARCERNNR, remitió a la DRETSE los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión 2024, cuyo detalle se resalta en el Informe Técnico Económico Nro. INF-DRETSE-2023-040 anexo al presente informe; así como, se atendió la solicitud efectuada por el VEER con Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0430-OF.
- ✓ Una vez se recibió, dentro de las fechas establecidas en la Tabla 1, la información técnica, económica y financiera de las empresas eléctricas reguladas respecto a proyectos de calidad, responsabilidad ambiental; costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización; activos y subsidios para las etapas de Generación, Transmisión, y, Distribución y Comercialización del SPEE, según corresponda, se procedió con la revisión de la citada información, emitiéndose los **Informes de Revisión** para cada empresa de acuerdo a cada entrega, y de manera secuencial, los informes fueron remitidos a cada *Coordinador del Análisis de Costos 2024* (delegado de la empresa) mediante correos electrónicos del 04 de abril al 02 de junio de 2023.
- ✓ Con base a las observaciones emitidas en los *Informes de Revisión*, del 03 de mayo al 02 de junio de 2023, la Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico (DRETSE) lideró reuniones de trabajo con los Coordinadores del Análisis de Costos de cada empresa eléctrica regulada, mismas que contaron con la asistencia de delegados de la Dirección de Control de la Generación del Sector Eléctrico (DCGSE), Dirección de Control de la Transmisión del Sector Eléctrico (DCTSE) y Dirección de Control de Distribución y Comercialización del Sector Eléctrico (DCDCSE) por parte de la ARCERNNR, por otro lado, como apoyo en la definición de lineamientos y políticas, se contó con el acompañamiento de los delegados de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (SDCEE) y de la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (SGTEE) del Ministerio de Energía y Minas, según correspondía la temática a tratarse en cada reunión.
- ✓ En este sentido, del 10 de abril al 09 de junio de 2023, mediante notificación de correos electrónicos por parte de cada *Coordinador del Análisis de Costos 2024*, se recibieron las justificaciones a las observaciones vertidas en los *Informes de Revisión*, solventando o ajustando en los formularios respectivos o mediante documentación de soporte; así como, lo acordado en las precitadas reuniones de trabajo.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0442-OF de 20 de abril de 2023, la Agencia a través de la CTRCE, conforme normativa vigente solicitó al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) se disponga realizar las simulaciones de despacho energético - económico, utilizando las herramientas y los criterios propios del Operador, en los tres escenarios hidrológicos: promedio, semi-seco, semi-lluvioso; toda vez que, estos sean concordantes con el Plan Anual de Operación del SNI.

- ✓ A través de Oficio Nro. CENACE-GPL-2023-0069-O de 03 de mayo de 2023, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), en atención a lo solicitado por esta Agencia mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0442-OF, convocó a los funcionarios delegados de la DRETSE a una reunión de trabajo la cual se realizó el 28 de abril de 2023, derivada de la cual, se acordaron ciertos lineamientos a considerarse en las simulaciones energéticas, particular que la Agencia emitió de manera oficial mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0518-OF de 05 de mayo de 2023.
- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2023-0369-O de 25 de mayo de 2023, el Operador Nacional, CENACE, remitió a la Agencia los resultados de la simulación energética para el año 2024, sobre la base de la información remitida por las empresas eléctricas de distribución a la Agencia, y conforme los ajustes consensuados en reuniones de trabajo.
- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2023-0392-O de 08 de junio de 2023, enviado a esta Agencia, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) indicó que en cumplimiento de lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 003/17 “Fijar los aportes anuales de las empresas participantes del sector eléctrico para el funcionamiento del Operador Nacional de Electricidad, CENACE”; remite la proyección de los aportes anuales de las empresas participantes del sector eléctrico para el funcionamiento del CENACE para el año 2024.
- ✓ Toda vez culminado el proceso de revisión, justificaciones y ajustes, dentro del proceso de Gestión Tarifaria se inició con la etapa de consolidación y determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2024; así mismo, mediante correo electrónico de 15 de junio de 2023, se informó al Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable del MEM, respecto a la culminación del proceso de revisión y asignación de los costos del SPEE y SAPG, y se convocó a una reunión de trabajo para la revisión de los resultados preliminares del proceso de Gestión Tarifaria 2024, Fase I.
- ✓ El 19 y 20 de junio de 2023, se llevaron a cabo dos reuniones de trabajo con representantes de las SGTEE y SDCEE del MEM, en la cual se sugirieron ajustes puntuales y se ratificaron y/o emitieron políticas, adicionales a las remitidas de manera oficial, para ser consideradas en el actual proceso, conforme consta en el acta de trabajo anexo al Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0771-OF de 21 de junio de 2023.
- ✓ Mediante Oficio Circular Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0011-CIR y Oficio Circular Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0012-CIR, ambos del 21 de junio de 2023, a través de la CTRCE, se informó a las empresas eléctricas de distribución y a las empresas eléctricas de generación y transmisor, respectivamente, el cierre y los resultados del proceso de revisión de la información técnica, económica y financiera para el año 2024, valores que constituyen uno de los principales parámetros para el proceso de regulación y asignación que realiza la Agencia; así mismo, se resaltó que los resultados expuestos se sustentan en las reuniones de trabajo realizadas dentro del proceso de gestión tarifaria y los lineamientos y directrices emitidos por el MEM y esta Agencia, mismas que contaron con la participación activa de delegados de las empresas, área de regulación y control (DRETSE, DCDCSE, DCGSE, DCTSE) de la Agencia y Subsecretarías (SDCEE, SGTSE) del MEM.

Sobre la base de lo anteriormente descrito, las observaciones, resultados de la consolidación y actualización de la información base para la elaboración del presente análisis técnico-económico, se detallan en los siguientes Anexos:

	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **Anexo Nro. 1:** Informe N°. INF-DRETSE-2023-038 “Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Generación”;
- **Anexo Nro. 2:** Informe N°. INF-DRETSE-2023-039 “Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Transmisión”;
- **Anexo Nro. 3:** Informe N°. INF-DRETSE-2023-040 “Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Distribución y Comercialización”.

3. OBJETIVO

- Exponer al Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR, los resultados del análisis y determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica, que comprende los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización, correspondiente al año 2024, de forma que, se constituyan en los elementos de juicio suficientes que le permitan adoptar las decisiones pertinentes en lo que corresponde al régimen económico y tarifario en el país.

4. MARCO NORMATIVO

- ✓ Constitución de la República del Ecuador, 2008. Asamblea Constituyente de Montecristi:
 - **Art. 52:** “Las personas tienen derecho a disponer de bienes y servicios de óptima calidad y a elegirlos con libertad, así como a una información precisa y no engañosa sobre su contenido y características (...)”.
 - **Art. 313:** “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.”.
 - **Art. 314:** “El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias y los demás que determine la ley.

El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos y establecerá su control y regulación.”.
- ✓ Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, 2015 y sus posteriores reformas.
 - **Artículo 15,** atribuciones y deberes de la ARCONEL, numeral 5:

“Realizar estudios y análisis técnicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control;”.
 - **Artículo 17,** atribuciones y deberes del Directorio de la ARCONEL, numeral 1:

“Aprobar pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general;”.

- **Artículo 53**, de la planificación e inversión en el sector eléctrico:

“(...) La inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución del PME por parte de las entidades y empresas públicas, será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios (...)”.
- **Artículo 54**, precios sujetos a regulación. Tarifas:

“El ARCONEL, dentro del primer semestre de cada año, determinará los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y de alumbrado público general, que se aplicarán en las transacciones eléctricas, que servirán de base para la determinación de las tarifas al consumidor o usuario final para el año inmediato subsiguiente (...)”.
- **Artículo 55**, principios tarifarios:

“(...) La tarifa será única en todo el territorio nacional según las modalidades de consumo y niveles de tensión. Adicionalmente, se deberán considerar principios de responsabilidad social y ambiental.”.
- **Artículo 56**, costo del servicio público de energía eléctrica:

“El costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general, los mismos que serán determinados por el ARCONEL. (...)”
- **Artículo 64.-** Sistemas aislados e insulares:

“Los sistemas que, por condiciones especiales, no puedan estar conectados al S.N.I., se considerarán como no incorporados; los clientes regulados de estos sistemas podrán tener cargos tarifarios diferentes de las zonas interconectadas, aprobados por ARCONEL. Los subsidios que se puedan originar en estos sistemas serán cubiertos por los consumidores o usuarios finales del S.N.I. o asumidos por el Estado, según las políticas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.”.
- ✓ Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – RGLOSPEE, 2019, y sus posteriores reformas.
 - **Artículo 25**, obligaciones del generador, literal f:

“Presentar la información técnica, operativa y económica exigida por los organismos y entidades competentes;”.
 - **Artículo 28**, obligaciones del transmisor, literal d:

“Proporcionar la información técnica y económica requerida por la ARCONEL para el cálculo del costo medio de transmisión, dentro de los plazos que para el efecto se fijen;”.

- **Artículo 34**, obligaciones de la distribuidora, numeral 12:

“Proporcionar la información técnica y económica requerida por la ARCONEL para el cálculo del costo de distribución y del Servicio de Alumbrado Público General, dentro de los plazos que para el efecto se fijan.”.

- **Artículo 42**, liquidación de transacciones comerciales:

“El CENACE determinará mensualmente los montos de energía tranzados entre los participantes mayoristas del sector eléctrico, así como los valores que dichos participantes deban pagar y cobrar por las transacciones realizadas en cumplimiento de los contratos regulados, por las transacciones de corto plazo y, por los peajes de transmisión y distribución.”.

- **Artículo 45**, aplicación de peajes de transmisión y distribución:

“Los peajes de transmisión y distribución, determinados anualmente por la ARCONEL en el estudio de costos, serán pagados por las distribuidoras, por los grandes consumidores y por los autogeneradores, en función de retiros de potencia y energía en el punto de conexión.”.


- **Artículo 94**, Ámbito de competencia o responsabilidad. - El CENACE:

“... operará el sistema eléctrico optimizando los recursos de generación y coordinando la ejecución de mantenimientos, de manera de minimizar el riesgo de falla en el abastecimiento y observando criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico; y, al mínimo costo posible.”

- **Artículo 96**, Plan Bianual de Operación:

“El Plan Bianual de la Operación tendrá como objetivo la planeación operativa eléctrica y energética del sistema, con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible, para un horizonte de dos años. Utilizará una modelación estocástica de caudales, con resolución mensual, aplicando la metodología y los modelos aprobados por la ARCONEL, considerando como mínimo lo siguiente:

- 1. Proyección de demanda de potencia y energía eléctrica;*
- 2. Escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible y la entregada por los generadores;*
- 3. Disponibilidad prevista de las unidades de generación e interconexiones internacionales;*
- 4. Pronóstico de producción de las unidades que utilizan energías renovables no convencionales;*
- 5. Disponibilidad y precios de combustibles;*
- 6. Disponibilidad y restricciones operativas de las redes de transmisión;*
- 7. Entrada en operación de nuevas centrales de generación y elementos de la red de transmisión;*
- 8. Costos variables de producción de los generadores, declarados conforme a la regulación que emita la ARCONEL;*
- 9. Costo de energía no suministrada, determinado por la ARCONEL; e,*
- 10. Información relevante entregada por las centrales de generación y sistema de transmisión.”*

 <p>Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables</p>	<p>ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041</p>	<p>Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01</p>
		<p>Versión: 03</p>

- **Artículo 159**, análisis y determinación de costos del servicio público de energía eléctrica:

“Corresponde a la ARCONEL elaborar anualmente el análisis para la determinación de los costos del servicio público de energía eléctrica, a partir de los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y en conformidad con las políticas que para el efecto defina el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

(...)

Corresponde a todas las empresas eléctricas y al CENACE presentar a la ARCONEL la información técnico-económica necesaria para realizar el análisis para la determinación de los costos del servicio público de energía eléctrica, de acuerdo a los requerimientos y plazos establecidos en la regulación que se expida para el efecto”.
- **Artículo 163**, costo de disponibilidad y confiabilidad para empresas públicas:

“Los montos reconocidos dentro del estudio de costos por disponibilidad y confiabilidad a las empresas públicas de generación, transmisión y distribución, podrán ser utilizados como una fuente de financiamiento de su Plan Anual de Inversiones.

Las empresas deberán informar anualmente a la ARCONEL sobre el uso de estos recursos, los cuales no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.”.
- ✓ La Regulación Nro. ARCERNNR-006/21 “Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General”.
 - **Artículo 8**. Componentes del Costo del Servicio, establece que:

“8.1 COSTOS DEL SPEE: Las componentes del costo del SPEE se vinculan a las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

8.1.1 COMPONENTE DE GENERACIÓN

La componente de generación será determinada por la ARCERNNR, en forma anual, considerando tanto los costos que son de naturaleza fija, que se remuneran en función de la disponibilidad, como aquellos que son variables, que dependen de la producción, para lo cual, utilizará la información proporcionada por: las empresas eléctricas de generación, escindida y no escindida, que estén en operación comercial o cuya entrada en operación comercial esté prevista para el año en estudio, desglosada por central de generación; y, la información de las simulaciones energéticas realizadas por el CENACE. (...)

8.1.2 COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

La componente de transmisión será determinada por la ARCERNNR, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de transmisión pública y privada, según corresponda. (...)

8.1.3 COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La componente de distribución y comercialización será determinada por la ARCERNNR, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización desglosados por etapa funcional. (...)

Ibidem, en el numeral 5.1 del artículo 5.- RESPONSABILIDADES EN LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS, dispone que le corresponde a la ARCERNNR: "(...) c) Determinar y aprobar anualmente el costo del SPEE y del SAPG que respondan a principios de eficiencia económica para la correcta prestación de los servicios. (...); así mismo, en el numeral

5.2, dispone que le corresponde al CENACE: "(...) b) Entregar a la ARCERNNR la información dentro del ámbito de su competencia para la elaboración del análisis del costo del SPEE y del SAPG (...)"

- **Artículo 11. 4** Costo del SPEE de la Regulación ibídem, determina que:

"El costo del SPEE se determina como la suma de los costos propios de cada una de las componentes conforme la siguiente expresión:

$$CSPEE = CGx + CTx + CDx \& Cx [USD]$$

Donde:

CSPEE = Costo del SPEE.

CGx = Costo de Generación.

CTx = Costo de Transmisión.

CDx & Cx = Costo de Distribución y Comercialización.

El costo de generación considerado para la determinación del costo del SPEE excluye el costo de la energía del SAPG definido en el numeral 12.2."

- **Artículo 33.** Entrega de Información:

"El retraso, no justificado, en la entrega de información, conforme los plazos establecidos por la ARCERNNR o CENACE, para la determinación del costo y fijación de las tarifas, para la aplicación de esta regulación por parte de CENACE en lo que sea pertinente, así como de las acciones de control, para el SPEE y el SAPG, conforme la LOSPEE, se considerarán como una infracción leve. (...)"

- **Artículo 34.** Exactitud de Información:

"La inexactitud o distorsión en la información, conforme los formatos y directrices establecidas por la ARCERNNR, para la determinación del costo y fijación de las tarifas, o de CENACE para la aplicación de la presente regulación en su ámbito de competencia, así como de las acciones de control, conforme la LOSPEE, se considerarán como una infracción grave (...)"

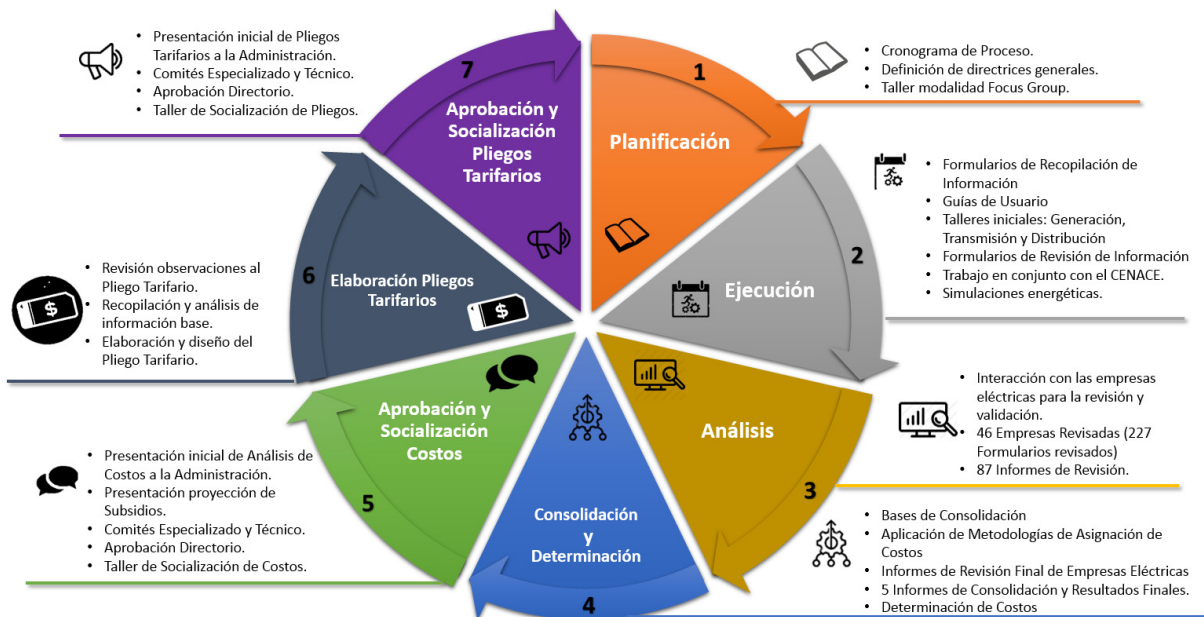
- ✓ El «*Procedimiento para la elaboración del “Análisis y Determinación del Costo y Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General”*», Procedimiento Gestión Tarifaria GRS-TAR-P001, 2016.
 - Establece aspectos desde lineamientos, planificación y ejecución de las actividades inherentes a la determinación de los costos y pliegos tarifarios.

5. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN TARIFARIA (GRS-TAR-P001)

El presente informe, considera la aplicación del «*Procedimiento para la elaboración del “Análisis y Determinación de los Costos y Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General”*» (Gestión Tarifaria); cuyo objetivo, es la estandarización de las actividades de planificación, ejecución, análisis, consolidación y determinación, y, socialización del proceso de Gestión Tarifaria que comprende la determinación tanto de los costos de los citados servicios, como de los Pliegos Tarifarios al consumidor o usuario final.

En este sentido, con base en el procedimiento antes citado, para la elaboración del análisis y determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica - SPEE y del Servicio de Alumbrado Público General – SAPG para el periodo enero - diciembre 2024, se ha considerado de manera general las actividades para las etapas del proceso de Gestión Tarifaria, las cuales se presentan a continuación:

Gráfico 1. Actividades por etapa del Procedimiento de Gestión Tarifaria



Elaborado: Dirección de Regulación y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE – ARC


A continuación, se describe, en resumen, las actividades contenidas en el Gráfico 1, para las componentes de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización:

Tabla 2. Resumen de las Actividades efectuadas

ETAPA	RESUMEN DE LAS ACCIONES
PLANIFICACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se efectuó la planificación general para la elaboración del análisis y determinación del costo del SPEE. ✓ Se solicitó la definición de directrices y consideraciones generales para la elaboración del análisis de costos al ente Rector. ✓ Se receptaron los lineamientos y directrices a ser considerados dentro del análisis respectivo.
EJECUCIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se efectuó el análisis y se actualizaron 17 Formularios (5 de generación, 5 de transmisión y 7 de distribución) de Recopilación de la información base para el análisis y determinación de costos del SPEE. ✓ Se elaboró 12 guías de usuario (4 de generación y 3 de transmisión y 5 de distribución) para el llenado de los Formularios de Recopilación de la información. ✓ Se remitieron los oficios circulares de convocatoria e invitaciones al Taller de inicio del proceso. ✓ Se llevó a cabo en modalidad virtual, dos talleres de trabajo, denominados: <i>"Taller de Inicio Gestión Tarifaria 2024, Fase I: Análisis de Costos y Proyección de Subsidios del Sector Eléctrico"</i> con las empresas eléctricas de generación y el transmisor, y con las empresas eléctricas de distribución. ✓ Se efectuó el análisis y se elaboró 15 Formularios (5 de generación, 5 de transmisión y 5 de distribución) de Revisión de la información. ✓ Se elaboró 4 instructivos de carga de información como soporte a los formularios de revisión de distribución.
ANÁLISIS	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se efectuó la revisión de la información reportada por las empresas eléctricas conforme el siguiente detalle: 23 empresas eléctricas de generación, transmisor y CELEC Matriz, 9 empresas eléctricas de distribución, CNEL EP Oficina Central y 11 Unidades de Negocio de CNEL EP. ✓ Se analizó 200 formularios de revisión, correspondientes a la primera, segunda y tercera entrega de información, según corresponda (93 de generación, 4 de transmisión y 103 de distribución). ✓ Se efectuó la interacción, a través de correo electrónico o llamadas telefónicas, con los coordinadores de las empresas eléctricas para la absolución de las observaciones y complementación de la información base remitida. ✓ Se remitió el resumen de la información presentada por las empresas eléctricas para cada entrega de información al Ministerio de Energía y Minas, desagregado por empresa eléctrica para cada etapa del SPEE. ✓ Se envió un total de 111 <i>Informes de revisión</i> (47 de generación, 2 de transmisión, 62 de distribución) de la información de primera, segunda y tercera entrega, según corresponda. ✓ Se envió aproximadamente 132 notificaciones (47 de generación, 2 informes, 83 de distribución), mediante correo electrónico a los Coordinadores de las empresas eléctricas para enviar informes y observaciones a la información remitida.

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se efectuaron 46 reuniones de trabajo (24 de generación, 1 de transmisión y 21 de distribución) con delegados de las empresas eléctricas reguladas en modalidad presencial con el acompañamiento de la DCDCSE-ARCERNNR y SDGTSE, SDCEE del MEM. ✓ Se recibió aproximadamente 132 notificaciones (47 de generación, 2 informes, 83 de distribución) mediante correo electrónico de los Coordinadores de las empresas eléctricas respecto a las justificaciones de las observaciones de los informes. ✓ La segunda revisión de información, proceso derivado de las reuniones de trabajo y justificaciones por parte del coordinador de costos de cada empresa, representó la revisión de 92 formularios de revisión (46 de generación, 4 transmisión, 42 de distribución) con su respectiva documentación de sustento.
<p>CONSOLIDACIÓN Y DETERMINACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se efectuó la consolidación de información física (balance de electricidad) de las 20 empresas eléctricas de distribución, cuya información es la base para el desarrollo de las simulaciones energéticas. ✓ Se efectuó la consolidación de la información de costos de AOM&C, proyectos de calidad, proyectos de responsabilidad ambiental y activos en servicio para las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución. ✓ Se efectuó la regulación de costos del servicio para las componentes de generación, transmisión y distribución. ✓ Se elaboró 3 informes técnicos - económicos de consolidación de la información base para las componentes de generación, transmisión y distribución, respectivamente, así como, se elaboró el informe técnico – económico final del análisis y determinación del costo del SPEE. ✓ Se elabora un total de 46 <i>Informes de revisión final</i> (24 de generación, 1 de transmisión, 21 de distribución) del cierre de revisiones para cada empresa eléctrica regulada.
<p>APROBACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se realizaron reuniones de trabajo internas para la revisión de la asignación y resultados preliminares. ✓ Se efectuó reuniones de trabajo a fin de revisar los resultados preliminares del análisis y determinación del costo del SPEE con la SGTSE y SDCEE del MEM. ✓ Previo a elevar los resultados del presente informe para conocimiento del Directorio Institucional, se realizarán reuniones de trabajo con los delegados del Cuerpo Colegiado.
<p>SOCIALIZACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Esta etapa se efectuará una vez que se cuente con la aprobación del análisis y determinación del costo del SPEE por parte del Directorio.

Elaborado: Dirección de Regulación y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE – ARC

 <p>Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables</p>	<p>ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024</p> <p>Informe N°. INF-DRETSE-2023-041</p>	<p>Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01</p>
		<p>Versión: 03</p>

6. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES

El Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, atendiendo los requerimientos solicitados por la Agencia, con Oficio Nro. MEM-VEER-2023-0118-OF, y con base a las reuniones de trabajo realizadas entre el MEM y la ARCERNNR, remitió a la DRETSE los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión Tarifaria del 2024, relacionados a la Distribución, Comercialización y Alumbrado Público.

En la reunión efectuada con la participación de los delegados de la Subsecretaría de Generación y Transmisión (SGTEE), de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización (SDCEE) y de la Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico (DRETSE), la misma que se llevó a cabo el 19 y 20 de junio de 2023, en la cual se presentaron los resultados preliminares de la Gestión Tarifaria 2024. En este contexto a manera de resumen se presentan los principales lineamientos establecidos.

6.1 Generación y Transmisión

La determinación de los costos de la etapa de Generación consideró los siguientes lineamientos:

- ✓ Plan interinstitucional de corto y mediano plazo para garantizar el suministro eléctrico en el período de estiaje 2023 – 2024.
- ✓ Las particularidades de la Unidad de Negocio Termogas Machala.
- ✓ La recuperación de la capacidad de las centrales térmicas: Miraflores y Quevedo.
- ✓ La articulación de los mantenimientos para las centrales de generación térmicas en función del PBO 2024.

El detalle de lo antes citado se encuentra en el Anexo Nro. 1: Informe N° INF-DRETSE-2023-038.


Para la determinación de los costos de la etapa de Transmisión, no se emitieron lineamientos, y se manifestó la conformidad por parte del Ministerio rector. Lo cual se refleja en el Anexo Nro. 2: Informe N° INF-DRETSE-2023-039.

6.2 Distribución y Comercialización

La determinación de los costos y balance de electricidad de la etapa de Distribución y Comercialización consideró los siguientes lineamientos:

- ✓ Niveles de pérdidas de energía a considerarse para el Balance de Electricidad.
- ✓ Estado actual del traspaso del Sistema Playas a la CNEL EP UN Guayaquil.
- ✓ Consideraciones de los esquemas de conexión entre: EE Centro Sur y EE Azogues, EE Centro Sur y CNEL EP UN Milagro, EE Cotopaxi y CNEL EP UN Los Ríos.
- ✓ Rubros para el reconocimiento de los valores relacionados con obligaciones para el programa SIGDE.
- ✓ Priorización de proyectos de calidad específicos, concordantes con las políticas gubernamentales en el ámbito del Sector Eléctrico.
- ✓ Política relacionada al Plan de Movilidad Sostenible del Sector Eléctrico (PMSSE), en lo referente al reemplazo de vehículos convencionales por vehículos eléctricos.
- ✓ Rubros relacionados con obligaciones para el pago de créditos (componente de confiabilidad).

El detalle de lo antes citado se encuentra en el Anexo Nro. 3: Informe N° INF-DRETSE-2023-040.

	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

7. DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Con base en la información técnica, económica y comercial; reportada por las empresas eléctricas, y revisada por esta Agencia, se procede con la determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE), cuyos resultados, por componente, se detallan a continuación:

7.1 Costo de Generación

Conforme la normativa vigente, en la componente de Generación se considera los costos fijos y variables; así como, la energía en bornes de generación, resultado de una simulación de despacho óptimo de las centrales de generación.

El esquema de contratación regulada permite que el cálculo del Costo de Generación refleje de manera más precisa los costos que efectivamente se tendrán en la etapa de generación, eliminando la incertidumbre de cambios en los precios en el corto plazo.

Específicamente, en el cálculo del Costo de Generación para las empresas públicas y mixtas se determina la anualidad del costo fijo que es aprobado por la ARCERNNR, para el caso de las empresas mixtas, se considerará la utilidad razonable que será determinada por el ente concedente en el proceso de emisión del Título Habilitante, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 16.2.1. de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23; así como, para la determinación de los costos variables, se considera la tecnología de cada central y para el caso de las centrales térmicas se aplica los precios de los combustibles establecidos en el Decreto Ejecutivo Nro. 388; o dependiendo de la modalidad contractual para en el caso de las empresas privadas y autogeneradores.

Para las interconexiones internacionales, se considera dentro de la simulación los intercambios de energía con Perú y Colombia, como eventos de importación, los cuales se valoran con los precios establecidos por el CENACE de conformidad con la normativa vigente.

El Costo de Generación refleja la variación de precios de generación que se produce por efecto del comportamiento estacional, en los períodos lluviosos y de estiaje, de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas, especialmente aquellas localizadas en las cuencas de los ríos con vertiente hacia la Amazonía; es decir, el Costo de Generación anual considera un promedio ponderado de los precios de cada mes, dado que los costos de generación en los meses de estiaje son superiores a los costos de generación de los meses lluviosos.

La información utilizada para determinar el Costo de Generación comprende:

- 1) Anualidad de costo fijo resultante de la revisión y consolidación de la información económica – financiera de las empresas generadoras públicas y mixtas reguladas, en operación comercial.
- 2) Modalidad de los contratos de la generación privada y autogeneración, conforme la normativa vigente y lo establecido en sus Títulos Habilitantes.
- 3) Simulaciones energéticas y costos variables de producción de las centrales.
- 4) Tratamiento comercial de servicios complementarios derivados de la operación del mercado.

Es importante indicar que el Costo de Generación se encuentra articulado conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. ARCERNNR - 001/23 “*Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano*”; y conforme la Regulación Nro. ARCERNNR-006/21 denominada “*Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General*”.

7.1.1 Componente Fijo del Costo de Generación

Este componente, se obtiene de la consolidación de la información proporcionada por las empresas públicas y mixtas de generación, cuyos resultados corresponden a una anualidad de costo fijo tanto de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP y demás generadoras sujetas a regulación de precios, que comprenden los rubros relacionados con:

1. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento - AO&M.
2. Costos de Calidad.
3. Costo de Responsabilidad Ambiental.
4. Costos de Disponibilidad y Confiabilidad.

Para la determinación y asignación de los costos de AO&M, la Agencia ha recopilado la información de los costos proyectados por las centrales de generación, luego de lo cual, utilizando parámetros que tienden a la eficiencia tanto de la infraestructura como en el uso de los recursos económicos dentro de una central de generación, establece los montos a asignar a cada una de la central de generación, de igual manera se incluyen los costos de generación de la Empresa Eléctrica Galápagos, a través de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP.

En lo referente a los proyectos de Calidad y de Responsabilidad Ambiental, el monto de asignación depende de la revisión y cantidad de los proyectos planificados a ejecutar por las empresas de generación con miras a mantener y mejorar la infraestructura en servicio; la revisión se enfatiza en los recursos aprobados en análisis de años anteriores; que el alcance de los proyectos sean imputables al sector eléctrico y que la información sea la necesaria para su identificación y control de la ejecución.

Con las consideraciones resumidas en los párrafos anteriores de este apartado, el detalle de los rubros de la Anualidad de Costos Fijos, por Empresa de Generación, se resume en la Tabla 3:


Tabla 3. Anualidad de costos fijos por empresa generadora

EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN (1)	MANTENIMIENTOS (2)	TOTAL CAO&M (3)=(1)+(2)	RESPONSABILIDAD AMBIENTAL (4)	CALIDAD (5)	DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD (6)	ANUALIDAD COSTOS FIJOS (7)=(3)+(4)+(5)+(6)
CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	58,73	1,61	60,34	0,40	37,20	24,40	122,33
	ELECTROGUAYAS	33,89	29,84	63,73	0,84	8,42	4,40	77,39
	CELEC SUR	60,12	6,51	66,63	1,99	3,71	31,60	103,93
	GENSUR	7,40	3,42	10,82	0,12	1,91	2,81	15,66
	GUAYAQUIL	5,15	6,91	12,06	0,02	0,98	-	13,06
	HIDROAGOYÁN	23,65	5,39	29,04	0,22	-	6,81	36,07
	HIDROAZOGUES	1,81	0,47	2,28	-	-	-	2,28
	HIDRONACIÓN	14,23	3,65	17,88	0,87	-	3,32	22,08
	HIDROTOAPI	12,30	0,59	12,89	0,51	2,45	0,76	16,60
	TERMOESMERALDAS	19,19	23,79	42,98	-	0,64	-	43,62
	TERMOMANABI	15,87	10,22	26,09	-	24,44	11,28	61,81
	TERMOGAS MACHALA	10,70	17,33	28,03	0,19	2,72	-	30,94
	TERMOPICHINCHA	21,82	21,73	43,55	0,29	5,11	-	48,95
	SUBTOTAL - CELEC EP (1)	284,84	131,47	416,31	5,46	87,57	85,38	594,72
EMPRESAS DE GENERACIÓN	ELECAUSTRO	6,49	1,02	7,51	0,14	0,58	-	8,23
	EPAA MEJIA EP	0,51	0,21	0,71	-	0,11	-	0,83
	SERMAA EP	0,30	0,22	0,52	0,01	0,03	-	0,56
	SUBTOTAL - EG (2)	7,30	1,44	8,74	0,15	0,73	-	9,62
EMPRESAS ELÉCTRICAS	AMBATO	0,31	1,09	1,40	0,02	0,27	-	1,69
	COTOPAXI	2,00	0,49	2,49	0,01	0,61	-	3,12
	RIOBAMBA	1,59	0,97	2,56	0,02	0,42	-	3,00
	NORTE	0,66	0,06	0,72	-	0,22	-	0,94
	QUITO	11,47	6,51	17,98	-	4,03	-	22,01
	SUR	1,95	0,88	2,83	0,12	1,34	-	4,30
SUBTOTAL - EE (3)	22,43	14,37	36,80	0,20	7,78	-	44,77	
TOTAL (4) = (1)+(2)+(3)	314,57	147,28	461,85	5,81	96,08	85,38	649,11	

Nota: (*) Los costos fijos de la Empresa Eléctrica Galápagos a efectos de la liquidación de las transacciones comerciales se incluye como parte de la CELEC EP Termopichincha (Cuadro Nro. 1).

Elaborado: Dirección de Regulación y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE – ARC

En este contexto, el resumen del monto total de la anualidad de costo fijo para los generadores públicos y mixtos, para el año en análisis, asciende a **649,11 MMUSD**. Es importante indicar que, el pago de la

	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

anualidad de costos fijos aprobada, se encuentra sujeta a la disponibilidad del generador, conforme a lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2023.

El detalle del proceso de regulación de la anualidad de costos fijos, se presenta dentro del Anexo Nro. 1, en tanto que, el resumen desagregado por empresa generadora se muestra en el Cuadro Nro. 1 del presente informe.

7.1.2 Componente Variable del Costo de Generación

En el caso de las unidades de generación, el componente variable se determina en función de la declaración de costos variables de cada generador, con base a la Regulación Nro. ARCERNNR-004/2020 (Codificada), conforme lo dispuesto en el Anexo A “Declaración de Costos Variables de Producción”.

En el caso de la generación privada se considera la modalidad contractual establecida en los respectivos Títulos Habilitantes, debidamente autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, conforme la normativa vigente.

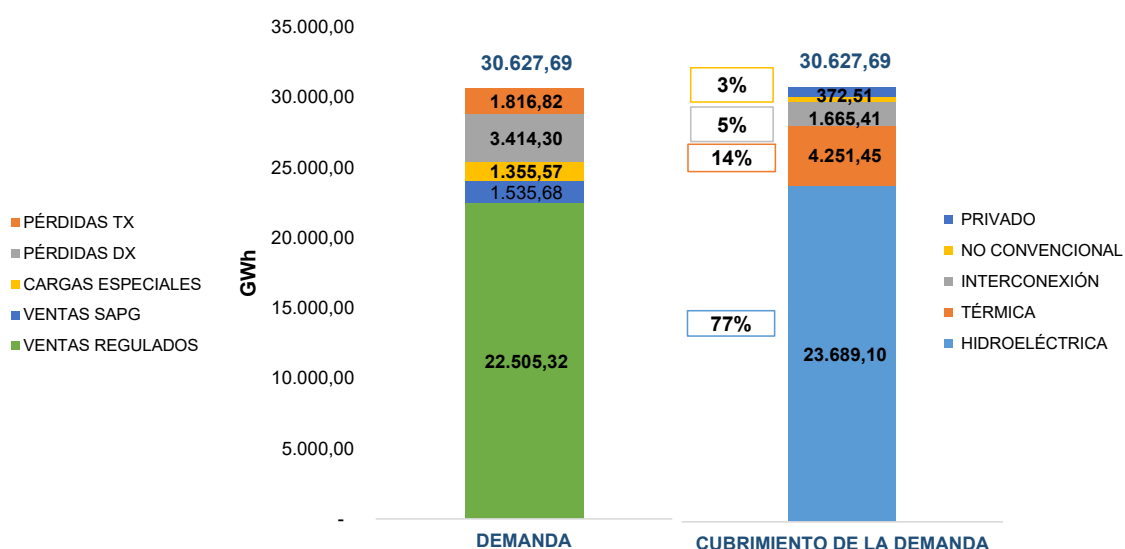
Es importante indicar que, la valoración del costo variable de la Empresa Eléctrica Galápagos, se incluye en la CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha.

7.1.3 Simulaciones Energéticas


La demanda de energía a suplir por el parque generador ecuatoriano, es la principal variable en la determinación de los costos de la etapa de generación, ya que el balance del mismo determina el uso de los recursos disponibles y directamente sus costos de producción.

La proyección de la demanda de energía eléctrica en bornes de generación para el año 2024, se ubicó en **30.627,69 GWh**, en la que se incluye: 1) el ingreso de cargas especiales que se conectarán al sistema de transmisión; y, 2) el crecimiento de la demanda de las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

Gráfico 2: Balance de Electricidad.- Cubrimiento de la demanda de energía eléctrica por tecnología



Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE - ARC

 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Versión: 03

De esta simulación se obtiene la proyección de la producción de cada central y unidad de generación, tanto de aquellas unidades existentes como también de aquellas que se incorporen durante el período en análisis, a partir de las siguientes premisas:

- Se evalúan tres alternativas de hidrología: promedio (probabilidad de excedencia del 50% en hidráulico), semi-seco (probabilidad de excedencia del 25% en térmica y 75% de excedencia en hidráulico) y semi-lluvioso (probabilidad de excedencia del 75% en térmico y 25% de excedencia en hidráulico).
- La simulación del despacho del sistema eléctrico ecuatoriano es coordinado con el sistema colombiano, así como la operación de la interconexión con el sistema peruano. No se han considerado potenciales exportaciones de energía a otros países.

Sobre la base de los escenarios planteados, del Gráfico 2 se observa que, dentro del balance de electricidad efectuado, la producción de energía eléctrica de los generadores hidráulicos tanto públicos como privados, aportan en el abastecimiento de la demanda nacional con el 77%; mientras que la participación de los generadores térmicos aporta al abastecimiento con el 14%, lo referente a la interconexión 5, y en cuanto a las fuentes de generación de energía renovable no convencional junto con la generación privada representan 3% de la producción que abastece la demanda.

El detalle de los resultados de las simulaciones, se presenta dentro del Anexo Nro. 1.

7.1.4 Cálculo del Costo Medio de Generación

Sobre la base de lo descrito en los acápite anteriores, se calcula el Costo Medio de Generación - CMG realizando un promedio ponderado del total de los costos tanto fijos como variables sobre el total de la energía producida por el parque generador en función de la demanda de energía. Adicional a los costos resultantes del despacho económico, se considera también el reconocimiento de los costos relacionados por servicios complementarios producidos por la generación despachada respecto de control de voltaje, compensación reactiva, generación forzada y generación obligada, arranque y parada de las centrales turbovapor de conformidad con lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNR-001/23. La Tabla 4 muestra los resultados del CMG para los escenarios hidrológicos analizados.

Tabla 4. Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados

Costo	Tipo	Semi Lluvioso	Promedio	Semi Seco
		MMUSD		
Variable	Hidroeléctrica	13,85	13,40	11,87
	Térmica	180,85	203,94	255,43
	Interconexión	13,66	15,87	53,63
	No convencional	114,87	114,28	108,02
	Privado	17,41	17,41	16,77
	Total Variable	340,65	364,89	445,70
Fijo	Público	649,11	649,11	649,11
	Privado	0,00	0,00	0,00
	Total Fijo	649,11	649,11	649,11
Otros	Seguridad, Regulación y otros	1,95	1,95	1,95
	Total Otros	1,95	1,95	1,95
Costo Total (MMUSD)		991,71	1.015,95	1.096,76
Producción (GWh)		30.627,69		
Costo Unitario	¢USD/kWh	3,24	3,32	3,58

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE - ARC

Como se puede evidenciar, para efectos del presente análisis se ha considerado que, el costo de generación total, para el período enero - diciembre 2024 del escenario hidrológico promedio, se ubica en **1.015,95 MMUSD**, mismo que referido en la energía producida, se obtiene un valor de CMG en el orden de los **3,32 ¢USD/kWh**. El detalle de este costo se muestra en el Cuadro Nro. 2 del presente Informe, así como, los costos fijos y variables de la Empresa Eléctrica Galápagos, considerada como un sistema insular, se presentan en el Cuadro Nro. 29.

7.2 Costo de Transmisión

El costo total para la etapa de transmisión, comprende las siguientes componentes:

1. Costos de administración, operación y mantenimiento.
2. Costos de Calidad
3. Costos de Responsabilidad Ambiental.
4. Costos de Disponibilidad y Confiabilidad.

El detalle del proceso de regulación de los costos totales para la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, se presenta dentro del Anexo Nro. 2, cuyo resumen se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Costos totales de la componente de transmisión

CONCEPTO	REGULADO 2024
	MMUSD
Administración, Operación y Mantenimiento	84,10
Calidad del Servicio	27,86
Responsabilidad Ambiental	0,26
Confiabilidad y Disponibilidad	55,12
TOTAL	167,34

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE - ARC

Sobre la base de la información antes citada, se establece que el costo total de la etapa de transmisión se ubica en **167,34 MMUSD**. De igual manera, en función de la disponibilidad en bornes de transmisión, la proyección de la demanda máxima no coincidente, así como de las cargas especiales, estaría en el orden de los **5.060,76 MW-mes**, lo cual, determina un costo medio de transmisión referido a potencia en el orden de los **2,755 USD/kW-mes**; en tanto que, referido a la energía transportada determinan un costo medio anual de **0,5808 ¢USD/kWh**, el detalle del análisis se presenta en el Cuadro Nro. 3

7.3 Costo de Distribución y Comercialización

Conforme la normativa vigente, para el cálculo del costo de distribución, se considera lo siguiente:

7.3.1 Anualidad de Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización

Esta anualidad se establece en función de la revisión y consolidación de la información proporcionada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización para las siguientes componentes:

1. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento.
2. Costo de Comercialización.
3. Costos de Calidad.
4. Costos de Responsabilidad Ambiental.
5. Costos de Confiabilidad.
6. Costos de Expansión.

El resultado de este proceso por distribuidora se muestra en la siguiente Tabla 6, en cuyo detalle se presenta los valores asignados por cada uno de los conceptos para las empresas eléctricas de distribución.

Tabla 6. Anualidad de costos de la distribución y comercialización

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	AO&M	COMERCIAL	COSTO DE CALIDAD	COSTO DE EXPANSIÓN	CONFIABILIDAD	COSTO DE DISTRIBUCIÓN
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	17,31	7,87	17,30	12,64	0,05	55,17
	AZOGUES	3,05	1,03	1,51	0,26	0,03	5,87
	CENTRO SUR	42,33	7,66	16,43	11,65	0,05	78,12
	COTOPAXI	13,09	2,98	4,03	1,80	0,01	21,91
	NORTE	17,65	5,77	4,89	4,18	0,14	32,63
	QUITO	91,02	24,58	26,76	31,28	0,08	173,71
	RIOBAMBA	13,22	2,40	9,00	4,79	0,08	29,48
	SUR	19,09	5,35	7,55	8,10	0,14	40,23
	GALÁPAGOS	3,33	1,30	3,13	0,91	0,05	8,72
	SUBTOTAL - EE (1)	220,09	58,93	90,59	75,61	0,63	445,84
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	10,91	3,17	5,40	6,58	0,07	26,13
	UN - EL ORO	25,27	14,17	7,61	8,46	0,09	55,60
	UN - ESMERALDAS	17,43	5,40	9,74	7,84	0,08	40,49
	UN - GUAYAQUIL	86,79	9,37	5,87	16,49	0,17	118,69
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	57,16	25,12	10,65	12,48	0,13	105,55
	UN - LOS RÍOS	14,45	3,33	3,42	6,47	0,07	27,73
	UN - MANABÍ	45,80	13,10	9,59	21,85	0,22	90,56
	UN - MILAGRO	21,82	3,83	4,57	5,67	0,06	35,95
	UN - SANTA ELENA	12,96	3,28	2,64	8,11	0,08	27,07
	UN - SANTO DOMINGO	35,75	10,49	4,21	8,00	0,08	58,54
	UN - SUCUMBÍOS	16,01	4,09	3,30	9,52	0,10	33,02
	SUBTOTAL - CNEL (2)	344,36	95,36	67,00	111,48	1,12	619,33
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	564,46	154,29	157,59	187,09	1,75

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE - ARC

Sobre la base de la información antes citada, se establece que el costo total de la etapa de distribución y comercialización se ubica en **1.065,17 MMUSD**.

Dentro de la anualidad de costo de distribución y comercialización, se incluyeron requerimientos como parte de los lineamientos emitidos por el MEM, a través de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía, para el proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica – SIGDE, correspondiente al 2024.

Conforme lo determina el Reglamento General a la LOSPEE, en el rubro de Confiabilidad se incluyeron requerimientos como parte de los lineamientos emitidos por el MEM, a través de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, respecto de aquellos valores de los préstamos vigentes (BID V, BID VI, JICA).

El detalle de los valores de los costos de CAOM&C; de Calidad, Responsabilidad Ambiental; Confiabilidad, Expansión; y, Total, por etapa funcional, de cada distribuidora se presenta en los CUADROS Nros. 4, 5, 6, 7 y 8; respectivamente, cuyo detalle de regulación para las empresas distribuidoras se presenta dentro del Anexo Nro. 3.

Los recursos regulados de las componentes de calidad, responsabilidad ambiental, confiabilidad, y expansión; según corresponda, en las actividades de generación, transmisión y distribución, responde a la información de proyectos presentados por las empresas eléctricas y revisados por esta Dirección; así como a las directrices y/o lineamientos por parte del Ministerio Rector del Sector Eléctrico. Sin embargo, se precisa que la gestión de estos recursos, es responsabilidad de las Empresas Eléctricas, y responderá a las prioridades de atención y prestación del servicio público de energía eléctrica a los consumidores o usuarios finales. El control de la asignación y gestión de los recursos, corresponde a la ARCERNNR.

7.3.2 Balance de electricidad para la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía

Esta valoración, cuenta con la verificación de los niveles de las pérdidas técnicas y no técnicas de potencia y energía, conforme los requerimientos como parte de los lineamientos emitidos por el MEM, a través de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía, de acuerdo a las metas propias establecidas por el Ministerio de Energía y Minas.

Las pérdidas producidas en los sistemas de distribución, tienen dos efectos: el primero reconocer como un elemento de costo directo de las distribuidoras, pues debe comprarse esta potencia y energía por parte de las distribuidoras; y el segundo, sumarse a las cargas en cuanto a la utilización de las instalaciones, es decir, previamente deben ser transportadas y transformadas, dependiendo del nivel de voltaje en donde se produzcan.

El detalle de la revisión conjunta de la información técnica con cada una de las distribuidoras se encuentra en el Anexo Nro. 3 del presente informe; en tanto que, los resultados de los balances de electricidad por distribuidora se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Balance de electricidad por distribuidora

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD TOTAL*	VENTAS**	GC/CPA	PÉRDIDAS TOTALES***	
		GWh				%
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	807,95	747,62	2,75	57,59	7,13%
	AZOGUES	108,62	68,73	33,08	6,81	6,27%
	CENTRO SUR	1.346,32	1.183,98	58,25	104,10	7,73%
	COTOPAXI	678,95	546,04	75,19	57,72	8,50%
	NORTE	765,72	682,51	10,95	72,26	9,44%
	QUITO	5.039,33	4.082,88	605,88	350,57	6,96%
	RIOBAMBA	479,16	382,58	56,98	39,60	8,26%
	SUR	454,67	404,53	1,20	48,94	10,76%
	GALÁPAGOS	68,59	64,64	-	3,94	5,75%
	SUBTOTAL - EE (1)	9.749,31	8.163,50	844,28	741,53	7,61%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	113,43	100,46	-	12,97	11,44%
	UN - EL ORO	1.768,21	1.500,94	1,26	266,01	15,04%
	UN - ESMERALDAS	733,55	569,00	2,46	162,10	22,10%
	UN - GUAYAQUIL	7.152,50	5.741,70	525,71	885,09	12,37%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.423,89	2.544,69	432,05	447,14	13,06%
	UN - LOS RÍOS	575,13	459,30	15,50	100,32	17,44%
	UN - MANABÍ	2.338,35	1.795,48	101,29	441,57	18,88%
	UN - MILAGRO	1.507,78	1.273,79	63,55	170,44	11,30%
	UN - SANTA ELENA	721,38	630,65	1,47	89,25	12,37%
	UN - SANTO DOMINGO	913,05	799,50	13,92	99,63	10,91%
	UN - SUCUMBÍOS	529,54	461,99	0,72	66,83	12,62%
	SUBTOTAL - CNEL (2)	19.776,79	15.877,50	1.157,94	2.741,36	13,86%
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1)+(2)	29.526,11	24.041,00	2.002,22	3.482,89


(*) Dentro de la Disponibilidad Total no se considera las cargas conectadas al transmisor: **1.355,57 GWh**

(**) Considera ventas en Alumbrado Público

(***) Se ha considerado las metas de pérdidas de energía establecidas por el MEM, incluidas las pérdidas del SAPG

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE – ARC

Como se observa en la Tabla 7, la disponibilidad en bornes de distribución se ubica en el orden de los **29.526,11 GWh**, en la cual, se incluye **2.002,22 GWh** correspondientes al consumo de los grandes consumidores y consumos propios de los autoprodutores, los cuales, no se consideran como parte de la producción de energía resultante de las simulaciones energéticas.

 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

7.3.3 Costos Agregados de Distribución

Con base a la información técnica de energía y potencia, actualizada por las distribuidoras y revisada por la Agencia, a través de la DRETSE, se realiza la revisión del balance de electricidad en las diferentes etapas funcionales del cual, se desprenden los siguientes cuadros:

- Cuadro Nro. 9: Demandas de potencia;
- Cuadro Nro. 10: Factores de expansión de pérdidas de potencia;
- Cuadro Nro. 11: Demandas de energía;
- Cuadro Nro. 12: Factores de expansión de pérdidas de energía;
- Cuadro Nro. 13: Ventas de potencia por niveles de voltaje;
- Cuadro Nro. 14: Ventas de energía por niveles de voltaje; y,
- Cuadro Nro. 15: Entregas de Grandes Consumidores y Consumos Propios de Autoproductores.

Con esta información y los costos del servicio de distribución previamente obtenidos, sumados a los costos de generación y el costo de transmisión, se identifican los costos agregados de distribución por etapa funcional que son la base para la fijación de las tarifas eléctricas a usuario final.

Dentro de la metodología del costeo se considera: por un lado, los costos por potencia que se relacionan con los costos totales del servicio (a la infraestructura eléctrica); y por otro, los costos por energía que corresponden a la compra de energía (producción, transporte y distribución).

7.3.4 Costo por Potencia (USD/kW)

Se procede a determinar los Costos Propios de la etapa de Transmisión; así como, los Costos Propios de cada etapa funcional de la Distribución; para lo cual, se relacionan los costos del servicio del Cuadro Nro. 8 con las demandas de potencia del Cuadro Nro. 9, los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 16.

Los costos propios de cada etapa funcional, cuyos resultados se muestran en el Cuadro Nro. 16, se acumulan, para lo cual se introducen los factores de expansión de pérdidas de potencia, Cuadro Nro. 10, determinándose el Costo Total Acumulado de Potencia en cada una de las etapas funcionales, Cuadro Nro. 17.

Los Peajes de Potencia son el resultado de los valores acumulados, correspondientes a las etapas funcionales de líneas de subtransmisión, subestaciones de subtransmisión, redes primarias, transformadores y redes secundarias; se calculan a partir del Cuadro Nro. 17; sus valores se presentan en el Cuadro Nro. 18.

La metodología del cálculo se lo efectúa conforme la Regulación Nro. 006/21 y su aplicación en las transacciones comerciales conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. 001/23.

7.3.5 Costo por Energía (USD/kWh)

En el caso de la energía, se parte del Costo Medio de Generación, al cual se lo afecta con el factor de pérdidas de energía de transmisión; y, luego en bornes de subestación de entrega, se lo ajusta por los factores de expansión de pérdidas de energía, Cuadro Nro. 12, en cada una de las etapas funcionales, definiéndose de esta manera los valores del Costo Total Acumulado de Energía, Cuadro Nro. 19.

Los resultados del Cuadro Nro. 19, permiten identificar los valores de reconocimiento por las pérdidas de transporte de energía de los grandes consumidores y/o consumos propios de los autoprodutores, ubicados en las etapas funcionales de líneas de subtransmisión, subestaciones de subtransmisión, redes primarias, transformadores y redes secundarias. Los Peajes de Energía se determinan respecto de la diferencia entre el precio de la energía en el punto de entrega y el precio de la energía en barra de entrega de la distribuidora. Los resultados para el cálculo se muestran en el Cuadro Nro. 20.

La metodología del cálculo se lo efectúa conforme la Regulación Nro. 006/21 y su aplicación en las transacciones comerciales conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. 001/23.

7.3.6 Costo de Comercialización (USD/Consumidor)

El costo de comercialización debe cubrir los costos fijos de atención a los usuarios finales y es independiente del consumo, que se relacionan con las instalaciones que están destinadas directamente al usuario como: acometidas, medidores y costos de facturación (lectura, procesamiento, validación, emisión de factura y proceso de cobranza), que se relacionan con el número de consumidores, y conforme el crecimiento de la demanda se proyecta contar con 5,90 MM usuarios para el 2024.

El detalle del proceso de asignación de los costos de comercialización para las empresas eléctricas de distribución y comercialización, se presenta en el Anexo Nro. 3; en tanto que, los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 21.

7.3.7 Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje

Con base en los costos acumulados de potencia y energía, cuadros Nos. 17 y 19, respectivamente, y el costo de comercialización, Cuadro Nro. 21, se obtiene el resumen de los costos totales por nivel de voltaje, para lo cual se relaciona los cuadros Nos. 17 y 19, con las ventas de potencia y energía, respectivamente. Los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 22 - A.

Con el fin de que el Servicio Público de Energía Eléctrica, considere todos los costos de distribución, se realiza una redistribución del uso de la infraestructura del Servicio de Alumbrado Público General, de los ingresos de potencia de dicho servicio, cuyos resultados se muestran en el Cuadro Nro. 22 - B.

7.3.8 Costos Medios de Venta por Nivel de Voltaje


En el Cuadro Nro. 22 - B se identifica los costos totales, por nivel de voltaje, por lo que, es necesario relacionar dicho cuadro con el Cuadro Nro. 14. Los resultados de los costos medios por nivel de voltaje por distribuidora, se presentan en el Cuadro Nro. 23. En consecuencia, el costo medio nacional equivalente resultante es de 9,028 ¢USD/kWh para el escenario hidrológico promedio.

Tabla 8. Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico

	SEMI-LLUVIOSO	PROMEDIO	SEMI-SECO
	¢USD/kWh		
GENERACIÓN	3,238	3,317	3,581
TRANSMISIÓN	0,772	0,776	0,792
DISTRIBUCIÓN	4,924	4,935	4,970
COSTO DEL SERVICIO	8,934	9,028	9,343

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE – ARC

En la Tabla 8, se detalla los resultados del costo medio nacional para cada una de las componentes del servicio, de los escenarios hidrológicos planteados, como se puede observar, la variación para los

	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

escenarios semi-lluvioso y semi-seco se encuentran en el orden de 0,094 ¢USD/kWh y 0,315 ¢USD/kWh, que representa el 1% y 3%, respectivamente.

7.3.9 Participación porcentual del Costo del Servicio de Generación, Transmisión y Distribución

Como complemento del análisis, se presenta en el Cuadro Nro. 24 los costos unitarios del servicio de generación, transmisión y distribución; así como, la participación en porcentaje en el Cuadro Nro. 25, el cual estará vigente hasta la conformación del Fideicomiso conforme lo establecido en la Regulación Nro. 006/21 y los lineamientos emitidos por el Ministerio rector

7.3.10 Aplicación del Mecanismo para la Liquidación del Costo de Generación y Transmisión Eléctrica

Conforme la Regulación Nro. 006/21, se considera un mecanismo para la liquidación del costo de generación y transmisión eléctrica, cuyo objetivo es permitir la gestión de los ingresos de las empresas distribuidoras para el cubrimiento de los costos del servicio eléctrico, resultantes de la aplicación de la tarifa única a nivel nacional.

El mismo que para efectos de este informe, se extiende su aplicación en el año 2024, cuyos resultados se presentan en el Cuadro Nro. 26.

En razón de la aplicación de mecanismo de liquidación del costo de generación y transmisión eléctrica, se actualiza la participación porcentual del costo del servicio de generación, transmisión y distribución, cuyos resultados se presentan en el Cuadro Nro. 27.

7.3.11 Determinación del Resultado Tarifario

La disposición transitoria cuarta de la LOSPEE, establece que:


“Cuarta. -... Los subsidios por Déficit Tarifario y Tarifa Dignidad mantendrán su vigencia en los términos y condiciones vigentes a la expedición de la presente ley, mientras no sean modificados o eliminados por el ARCONEL.”

El Artículo 59 de la LOSPEE, dispone:

“Artículo 59.- Subsidios.- Si por circunstancias de carácter social o económico, el Estado hubiere otorgado o decidiera otorgar compensaciones, subsidios o rebajas directos y focalizados en el servicio público de energía eléctrica, a un determinado segmento de la población, mediante leyes, o políticas sectoriales, o si por intermedio de ARCONEL, aprobase o hubiere aprobado pliegos tarifarios que se ubiquen por debajo de los costos del servicio público de energía eléctrica, los valores que correspondan a estos subsidios, compensaciones o rebajas serán cubiertos por el Estado ecuatoriano, y constarán obligatoriamente en el Presupuesto General del Estado.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable será el encargado de informar, al Ministerio de Finanzas, sobre el monto de las compensaciones, subsidios o rebajas indicadas en el párrafo anterior, aplicables para el año inmediato siguiente.”

En este contexto, y conforme la Regulación Nro. 006/21, en su numeral 28.2 se establece: *“El resultado tarifario será determinado como la diferencia entre los costos del servicio y los ingresos provenientes de la aplicación tarifaria y otros ingresos relacionados con la prestación del SPEE...”*.

 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03


Consecuentemente, es importante recalcar que, mediante Oficio Nro. MEM-VEER-2023-0118-OF de 18 de abril de 2022, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (VEER), atendiendo los requerimientos solicitados por la Agencia con Oficios Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2023-0120-OF, Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0342-OF y Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-0427-OF, y con base a las reuniones de trabajo realizadas entre el MEM y la ARCERNNR, remitió a la CTRCE los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión 2024; así como, “(...) Se solicita considerar como parte de la política, mantener la aplicación de las compensaciones, subsidios y/o rebajas otorgados por el Estado ecuatoriano para el Sector Eléctrico vigentes, denominadas: Subsidio de la Tarifa de la Dignidad conforme el “Procedimiento para la aplicación del subsidio otorgado por el Estado ecuatoriano mediante Decreto Ejecutivo Nro. 451-A”, Exoneración dispuesta por la Ley Orgánica de Personas Adultas Mayores – LOPAM, Rebaja dispuesta por la Ley Orgánica de Discapacidades – LOD, Incentivo Tarifario de la Tarifa Residencial para el Programa PEC; con las condiciones y parámetros actuales, sin perjuicio de las propuestas de focalización que se puedan realizar por parte del Ministerio de Energía y Minas – MEM, en coordinación con la ARCERNNR.”

En este sentido, y con base a los resultados obtenidos para el costo del servicio eléctrico descritos en los apartados 7.3.1 y 7.3.8 de este informe, se determina un monto estimado de **2,27 MMUSD** por concepto de déficit tarifario para el año 2024, cuyo detalle se presenta en el Cuadro Nro. 28.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

- ❖ Los costos para la actividad de la generación se ubican en el orden de los **1.015,95 MMUSD**, considerando el escenario hidrológico promedio, monto que comprende una anualidad de costo fijo para los generadores públicos determinada en el valor de los **649,11 MMUSD**. Con base a los costos y a la demanda de energía eléctrica en bornes de generación **30.627,69 GWh-año**, se establece un Costo Medio de Generación de **3,32 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la transmisión se ubican en el orden de los **167,34 MMUSD**, que corresponde a la anualidad de costo fijo para la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC CELEC EP. Con base a este costo y a la demanda de potencia en punto de entrega, **5.060,76 MW**, se establece un Costo de Transmisión de **2,755 USD/kW-mes**; en tanto que, referida a la energía transportada para el escenario promedio, equivale a un costo medio anual de **0,5808 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la distribución y comercialización se ubican en el orden de los **1.065,17 MMUSD**, que comprende los componentes de rubros de Administración, Operación, Mantenimiento, Comercialización, Calidad, Responsabilidad Ambiental, Confiabilidad y Expansión para las empresas eléctricas de distribución y comercialización. Con base a estos costos y a la proyección de ventas de energía eléctrica, se establece un Costo de Distribución, considerando el escenario promedio, en el orden de los **4,935 ¢USD/kWh**.
- ❖ Concomitante con lo anteriormente expuesto, el costo del servicio eléctrico a nivel nacional, para el escenario promedio, se ubica en los **9,028 ¢USD/kWh**.
- ❖ Para el periodo enero – diciembre 2024, dentro del análisis efectuado se ha considerado la extensión de la aplicación del Mecanismo para la Liquidación de los costos de generación y transmisión eléctrica, , obteniéndose un monto por déficit tarifario **2,27 MM USD** correspondiente a la Empresa Eléctrica Galápagos.







	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2024 Informe N°. INF-DRETSE-2023-041	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ❖ Los recursos asignados de las componentes de calidad, responsabilidad ambiental, e inversión para la expansión; según corresponda, en las actividades de generación, transmisión y distribución, responde a la información de proyectos presentados por las empresas eléctricas y revisados por la Dirección de Regulación y Tarifas del Sector Eléctrico; no obstante, la gestión de estos recursos, es responsabilidad de las Empresas Eléctricas, y responderá a las prioridades de atención y prestación del servicio público de energía eléctrica a los consumidores. El control de la asignación y gestión de los recursos, corresponde a la ARCERNNR.
- ❖ Los resultados expuestos en el presente informe consideran las directrices emitidas sobre la base de las reuniones de trabajo mantenidas con delegados del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ministerio rector; así como, aquellas emitidas oficialmente por la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía del Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de Oficio Nro. MEM-VEER-2023-0118-OF de 18 de abril de 2023; dentro de las atribuciones de la Agencia y la normativa vigente.

8.2 Recomendaciones

- ❖ Conforme lo instruido por la CTRCE y el Procedimiento de Gestión Tarifaria, el presente Informe Técnico y el Proyecto de Resolución sean elevados a la Coordinación General Jurídica Institucional para que emita el respectivo pronunciamiento legal observando el cumplimiento de todas las disposiciones de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y de su reglamento general; así como, el marco y regulatorio vigente; a fin de que, tanto el presente Informe técnico y jurídico sean puestos en conocimiento para resolución y aprobación por parte del Directorio Institucional.

9. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD

	Responsable	Fecha	Firma
Aprobado por:	Mgs. Geovanny Pardo Coordinador Técnico de Regulación y Control Eléctrico	23-06-2023	 Firmado electrónicamente por: VINICIO GEOVANNY PARDO SALAZAR
Revisado por:	Mgs. Danilo Ojeda Director de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico		 Firmado electrónicamente por: DANILO EDUARDO OJEDA PAZ
	Ing. Geovanny Bonifaz Profesional 2 DRETSE		 Firmado electrónicamente por: HUGO GEOVANNY BONIFAZ LLIVES
Elaborado por:	Econ. Claudia Moya Analista de Regulación Económica DRETSE		 Firmado electrónicamente por: CLAUDIA VERONICA MOYA DIAZ
	Dra. Verónica Marcillo Especialista Regulación Económica DRETSE		 Firmado electrónicamente por: VERONICA ELIZABETH MARCILLO CAGUANTE
	Ing. Eduardo Simbaña Profesional DRETSE		 Firmado electrónicamente por: LUIS EDUARDO SIMBANA LINCANGO

10. CUADROS



COSTOS FIJOS DE GENERACION											
EMPRESA GENERADORA	UNIDAD DE NEGOCIO / GENERADORA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA EFECTIVA	COSTOS DE AO&M	CALIDAD	RESPONSABILIDAD AMBIENTAL	DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD	TOTAL	TOTAL MENSUAL	
				MW							
USD											
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR	P	1500	51.072.790,97	10.722.643,94	67.200,00	23.384.995,39	85.247.630,30	7.103.969,19	
		MANDURIACU	P	65	9.266.547,38	26.473.153,70	332.640,00	1.013.349,80	37.085.690,87	3.090.474,24	
	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	G	96	10.567.144,61	4.552.465,06	161.129,46	-	15.280.739,13	1.273.394,93	
		GONZALO ZEVALLOS	V	140	10.623.962,11	83.645,12	235.380,35	-	10.942.987,58	911.915,63	
		GONZALO ZEVALLOS	G	22	1.708.662,15	891.679,54	37.041,26	-	2.637.382,94	219.781,91	
		SANTA ELENA II	MCI	72	11.828.207,47	443.079,03	121.225,93	4.401.947,05	16.794.459,48	1.399.538,29	
		SANTA ELENA III	MCI	36	10.931.295,15	781.599,35	60.781,33	-	11.773.675,83	981.139,65	
		TRINITARIA	V	134	18.068.441,30	1.666.997,13	225.446,56	-	19.960.884,98	1.663.407,08	
	HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	P	154	12.077.177,31	-	79.015,68	2.400.859,53	14.557.052,52	1.213.087,71	
		PUCARÁ	E	71	4.314.756,87	-	36.224,07	1.100.653,78	5.451.634,73	454.302,89	
	HIDROAZOGÜES	SAN FRANCISCO	P	212	12.644.594,62	-	108.774,84	3.305.079,35	16.058.448,80	1.338.204,07	
		ALAZÁN	P	3	2.278.406,91	-	-	-	2.278.406,91	189.867,24	
	HIDRONACIÓN	MARCEL LANIADO	E	213	17.884.467,85	-	872.669,09	3.320.669,35	22.077.827,28	1.839.818,94	
		MAZAR	E	170	8.870.024,04	-	317.500,00	2.650.299,48	11.837.823,52	986.485,29	
	CELEC SUR	MOLINO	E	1100	34.755.014,91	2.847.009,94	-	1.526.259,85	17.148.996,62	56.277.281,32	4.689.773,44
		SOPLADORA	P	487	11.794.951,45	664.324,55	150.000,00	7.590.769,50	20.200.045,50	1.683.337,13	
		MINAS SAN FRANCISCO	P	270	11.210.542,45	195.143,25	-	4.209.299,17	15.614.984,88	1.301.248,74	
	HIDROTOAPI	SARAPULLO	P	49	5.366.497,50	2.445.941,47	353.172,77	762.350,85	8.927.962,59	743.996,88	
		ALLURIQUIN	P	205	7.518.745,91	-	154.292,67	-	7.673.038,57	3.836.519,29	
	GENSUR	DELSITANISAGUA	P	180	10.817.730,99	1.913.884,26	120.096,00	2.806.199,45	15.657.910,69	1.304.825,89	
		ALVARO TINAJERO	G	71	6.375.730,25	338.910,82	7.882,14	-	6.722.523,20	560.210,27	
	GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS	V	32	1.449.278,40	151.316,52	3.519,21	-	1.604.114,13	133.676,18	
		ANIBAL SANTOS	G	103	4.233.821,84	489.272,66	11.379,14	-	4.734.473,64	394.539,47	
		ESMERALDAS	V	128	24.375.667,38	252.510,83	-	-	24.628.178,22	2.052.348,18	
	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS II	MCI	48	16.395.975,41	382.576,55	-	-	16.778.551,96	1.398.212,66	
		PROPICIA	MCI	6	2.207.179,89	7.110,58	-	-	2.214.290,47	184.524,21	
		JARAMIJÓ	MCI	129	13.338.618,40	3.970.688,37	-	11.282.811,42	28.592.118,18	2.382.676,52	
	TERMOMANABI	MANTA II	MCI	19	4.964.899,50	122.603,29	-	-	5.087.502,79	423.958,57	
		MIRAFLORES	MCI	23	4.001.756,45	20.324.964,70	-	-	24.326.721,16	2.027.226,76	
		MIRAFLORES	G	21	3.434.481,09	20.330,66	-	-	3.454.811,75	287.900,98	
		PEDERNALES	MCI	4	349.618,38	3.759,92	-	-	353.378,31	29.448,19	
		TERMOGAS MACHALA I	G	132	13.276.927,19	1.648.725,51	105.226,21	-	15.030.878,90	1.252.573,24	
		TERMOGAS MACHALA II	G	106	14.753.438,24	1.070.265,22	-	-	15.908.460,14	1.325.705,01	
		CELSO CASTELLANOS	MCI	8	3.395.747,91	-	11.247,70	-	3.406.995,61	283.916,30	
		DAYUMA	MCI	2	615.958,61	21.300,15	-	-	639.854,39	53.321,20	
		PAYAMINO	MCI	2	1.050.709,72	22.720,16	-	-	1.076.198,55	89.683,21	
		GUANGOPOLO	MCI	24	6.149.547,12	774.350,60	35.069,74	-	6.958.967,46	579.913,95	
	TERMOGAS MACHALA	GUANGOPOLO II	MCI	48	3.682.345,53	568.004,00	69.216,60	-	4.319.566,13	359.963,84	
		JIVINO I	MCI	6	5.057.107,81	65.083,79	7.931,07	-	5.130.122,67	427.510,22	
		JIVINO II	MCI	10	4.572.224,84	46.562,04	15.112,29	-	4.633.899,16	386.158,26	
		PUNA	MCI	3	1.658.277,57	29.820,21	-	-	1.691.731,65	140.977,64	
		QUEVEDO	MCI	41	10.033.765,26	2.878.096,06	58.401,51	-	12.970.262,82	1.080.855,24	
		SANTA ROSA	G	50	4.216.503,51	588.120,81	71.668,02	-	4.876.292,34	406.357,70	
		SISTEMAS MENORES	MCI	9	3.119.262,51	111.234,12	13.554,92	-	3.244.051,55	270.337,63	
		SISTEMAS INSULARES	Varias	28	8.809.499,49	881.014,07	29.680,00	-	9.720.193,55	810.016,13	
		EL DESCANSO	MCI	18	2.759.832,89	11.926,64	32.500,00	-	2.804.259,53	233.688,29	
		SAUCAY	P	18	3.278.887,39	562.156,39	108.680,00	-	3.949.723,78	329.143,65	
	ELECAUSTRO	SAYMIRÍN III-IV	P	8	1.472.693,84	5.027,65	-	-	1.477.721,49	123.143,46	
		LA PENINSULA	P	3	1.060.697,60	158.409,65	15.285,70	-	1.234.392,95	102.866,08	
		LLIGUA	MCI	3	340.048,53	112.013,43	-	-	452.061,96	37.671,83	
AMBATO	ANGAMARCA	P	0	111.649,68	-	117,89	-	111.767,58	9.313,96		
	CATAZACON	P	1	336.818,69	-	471,58	-	337.290,27	28.107,52		
	EL ESTADO	P	1	563.082,98	-	825,26	-	563.908,24	46.992,35		
COTOPAXI	ILLUCHI I	P	4	814.435,65	510.462,68	2.357,89	-	1.327.256,22	110.604,68		
	ILLUCHI II	P	5	668.987,01	104.137,24	2.947,37	-	776.071,62	64.672,64		
	ALAO	P	10	1.427.397,35	344.040,16	11.583,70	-	1.783.021,21	148.585,10		
RIOBAMBA	RIO BLANCO	P	3	692.454,92	50.980,31	12.866,78	-	756.302,01	63.025,17		
	NIZAG	P	1	439.862,92	24.309,12	-	-	464.172,04	38.681,00		
	EL AMBI	P	8	356.976,03	119.972,51	-	-	476.948,55	39.745,71		
NORTE	LA PLAYA	P	1	148.298,32	28.536,81	-	-	176.835,13	14.736,26		
	SAN MIGUEL DE CAR	P	3	214.071,19	68.209,93	-	-	282.281,12	23.523,43		
	LOS CHILLOS	P	2	971.089,99	-	-	-	971.089,99	80.924,17		
QUITO	PASOCHOA	P	5	1.007.699,99	-	-	-	1.007.699,99	83.975,00		
	GUALBERTO HERNÁNDEZ	MCI	32	5.729.075,00	1.971.744,36	-	-	7.700.819,36	641.734,95		
	GUANGOPOLO	P	20	4.530.828,46	374.200,00	-	-	4.905.028,46	408.752,37		
	CUMBAYÁ	P	40	2.475.350,40	1.686.599,34	-	-	4.161.949,74	346.829,15		
	NAYON	P	29	3.267.145,61	-	-	-	3.267.145,61	272.262,13		
SUR	CARLOS MORA	P	2	766.281,28	-	-	92.960,00	859.241,28	71.603,44		
	CATAMAYO	MCI	15	2.066.997,30	1.344.110,80	26.880,00	-	3.437.988,10	286.499,01		
EPAA MEJIA EP	LA CALERA	P	2	712.384,45	114.483,20	-	-	826.867,65	68.905,64		
	SERMAA EP	P	1	516.330,77	33.516,34	-	11.704,52	561.551,63	46.795,97		
TOTAL					461.847.622,48	96.075.744,54	5.811.694,93	85.378.280,72	649.113.402,67		



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

COSTO MEDIO DE GENERACIÓN

COSTOS	USD
COMPONENTE DE ENERGÍA (COSTO VARIABLE)	364.890.069,70
<i>HIDROELÉCTRICA</i>	13.396.029,17
<i>TÉRMICA</i>	203.937.750,20
<i>NO CONVENCIONAL</i>	15.866.203,40
<i>INTERCONEXIÓN</i>	114.277.290,59
<i>PRIVADOS</i>	17.412.796,35
COSTOS FIJOS IMPUTABLES AL SERVICIO	649.113.402,67
<i>GENERADORES PÚBLICOS</i>	649.113.402,67
<i>GENERADORES PRIVADOS</i>	-
OTROS COSTOS	1.946.707,56
<i>SEGURIDAD, REGULACIÓN Y OTROS</i>	1.946.707,56
COSTO TOTAL	1.015.950.179,94
ENERGÍA GENERADA (GWh)	30.627,69
COSTO MEDIO DE GENERACIÓN - USD¢/kWh	3,317



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

CÁLCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN

COSTOS	USD
ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	84.098.748,45
CALIDAD Y RESPONSABILIDAD AMBIENTAL	28.123.264,73
CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD	55.116.421,86
TOTAL	167.338.435,03
DATOS TÉCNICOS	
ENERGÍA ANUAL - GWh	28.810,87
POTENCIA ANUAL - MW	5.060,76
TARIFA MEDIA	
POTENCIA - USD/kW - Año	33,07
ENERGÍA - USD¢/kWh	0,5808
POTENCIA - USD/kW - Mes	2,755

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN
 USD



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	459.226,70	2.355.396,66	404.348,78	1.556.679,18	8.008.840,00	4.028.094,26	8.369.287,94	25.181.873,52
	AZOGUES	175.412,89	341.431,76	1.549.144,65	247.295,30	271.956,81	406.942,50	1.080.604,36	4.072.788,27
	CENTRO SUR	1.842.607,92	5.684.023,98	13.347.497,36	5.143.508,31	9.458.577,98	6.023.733,85	8.492.129,70	49.992.079,10
	COTOPAXI	1.182.616,02	1.201.419,08	1.637.844,24	1.614.663,37	4.555.996,76	2.664.594,89	3.206.586,81	16.063.721,17
	NORTE	1.679.708,29	1.984.625,66	4.000.053,68	2.327.408,40	3.206.193,11	3.959.711,95	6.265.586,72	23.423.287,81
	QUITO	17.223.491,83	1.066.723,65	1.253.155,77	18.656.590,85	32.263.153,13	18.897.736,17	26.231.363,35	115.592.214,75
	RIOBAMBA	1.240.843,63	1.247.126,59	3.799.985,45	1.732.795,82	2.382.627,49	2.617.861,92	2.598.963,00	15.620.203,90
	SUR	1.891.636,33	2.198.337,62	4.667.433,58	2.438.867,01	3.562.893,51	3.853.516,90	5.832.984,30	24.445.669,25
	GALÁPAGOS	891.669,87	345.454,22	43.936,36	465.435,79	26.146,88	175.425,53	2.680.383,55	4.628.452,20
	SUBTOTAL - EE (1)	26.587.213,48	16.424.539,22	30.703.399,87	34.183.244,03	63.736.385,67	42.627.617,97	64.757.889,73	279.020.289,97
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	931.598,28	2.247.635,06	2.762.274,38	1.039.470,49	2.673.485,30	824.084,88	3.601.135,63	14.079.684,02
	UN - EL ORO	1.838.064,66	5.723.841,24	9.934.413,82	2.433.046,79	649.784,53	3.379.172,36	15.485.547,26	39.443.870,66
	UN - ESMERALDAS	1.870.491,75	4.764.746,84	4.173.388,78	1.424.522,13	1.940.320,61	2.831.986,07	5.828.241,63	22.833.697,81
	UN - GUAYAQUIL	4.460.734,00	12.875.302,35	18.489.754,80	8.256.577,89	5.665.201,98	36.564.841,35	9.848.130,57	96.160.542,94
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	8.408.224,12	11.174.343,70	8.145.185,66	10.830.744,79	8.296.846,29	8.940.833,16	26.489.024,89	82.285.202,61
	UN - LOS RÍOS	1.550.131,74	2.465.849,67	5.201.508,77	2.464.740,52	787.547,70	1.657.134,03	3.651.837,51	17.778.749,94
	UN - MANABÍ	9.419.715,76	277.636,41	10.559.072,25	7.509.815,46	2.175.024,47	14.481.753,72	14.474.127,60	58.897.145,67
	UN - MILAGRO	2.408.953,84	2.605.089,37	3.447.909,41	2.558.574,29	5.012.278,30	5.441.998,65	4.182.927,57	25.657.731,43
	UN - SANTA ELENA	1.737.085,71	2.972.018,50	1.647.193,85	1.366.966,50	1.833.887,55	2.958.131,92	3.725.902,59	16.241.186,62
	UN - SANTO DOMINGO	3.225.144,89	3.720.306,11	8.286.799,91	4.861.234,61	6.727.164,40	8.083.697,86	11.335.034,61	46.239.382,39
	UN - SUCUMBIÓS	1.334.200,46	2.642.188,42	2.957.960,50	2.484.844,79	4.818.144,77	1.175.411,31	4.691.650,41	20.104.400,66
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	37.184.345,21	51.468.957,67	75.605.462,13	45.230.538,26	40.579.685,90	86.339.045,31	103.313.560,27	439.721.594,75
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	63.771.558,69	67.893.496,89	106.308.862,00	79.413.782,29	104.316.071,57	128.966.663,28	168.071.450,00	718.741.884,72

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS DE CALIDAD DE SERVICIO
USD



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
 DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
 NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1.485,96	3.846.528,97	4.871.810,32	2.218.854,45	4.019.090,50	2.338.345,76	17.296.115,96
	AZOGUES	337,83	401.074,08	499.916,35	144.034,64	464.327,72	783,74	1.510.474,36
	CENTRO SUR	4.734,37	1.342.080,81	5.952.625,77	1.621.563,73	6.575.997,58	935.175,82	16.432.178,08
	COTOPAXI	1.509,49	1.533,48	1.697.270,30	282.279,20	1.285.180,79	762.641,83	4.030.415,09
	NORTE	7.022,91	502.001,28	2.670.452,89	368.688,77	314.010,80	1.023.019,55	4.885.196,20
	QUITO	2.923.798,40	3.293.318,01	6.313.582,59	2.441.502,08	4.468.657,17	7.315.820,74	26.756.678,99
	RIOBAMBA	4.140,16	875.853,44	5.262.439,91	5.781,60	7.949,81	2.841.833,16	8.997.998,08
	SUR	44.028,58	183.366,60	7.240.020,97	33.355,78	1.167,70	44.671,57	7.546.611,20
	GALÁPAGOS	402.864,72	24,64	488.357,64	193.751,68	160.181,26	1.887.188,07	3.132.368,01
	SUBTOTAL - EE (1)	3.389.922,42	10.445.781,31	34.996.476,74	7.309.811,93	17.296.563,33	17.149.480,24	90.588.035,97
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	1.032.817,35	2.173.175,62	576.228,01	188.628,58	512.771,51	920.312,13	5.403.933,20
	UN - EL ORO	-	393.030,31	7.175.860,39	5.555,95	32.027,31	-	7.606.473,96
	UN - ESMERALDAS	9.076,64	23.121,13	3.563.704,14	415.337,51	2.756.100,10	2.970.879,34	9.738.218,86
	UN - GUAYAQUIL	214.958,20	-	691.626,69	198.434,29	-	4.766.726,67	5.871.745,85
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	8.013.937,07	180.296,35	1.811.570,40	649.066,86	-	-	10.654.870,68
	UN - LOS RÍOS	10.361,55	16.482,49	34.768,48	16.475,08	5.264,21	3.333.181,79	3.416.533,60
	UN - MANABÍ	17.446,33	514,21	2.631.843,09	307.447,15	305.038,43	6.323.279,04	9.585.568,25
	UN - MILAGRO	-	-	-	-	-	4.565.165,66	4.565.165,66
	UN - SANTA ELENA	32.154,96	64.309,91	1.298.650,53	754.498,28	198.086,35	292.708,16	2.640.408,19
	UN - SANTO DOMINGO	1.663.429,46	16.498,11	1.203.335,87	21.557,69	29.832,38	1.280.254,08	4.214.907,59
	UN - SUCUMBÍOS	6.674,34	2.160.044,54	1.094.019,28	12.430,44	24.102,77	5.879,99	3.303.151,36
SUBTOTAL - CNEL (2)	11.000.855,90	5.027.472,67	20.081.606,88	2.569.431,83	3.863.223,06	24.458.386,86	67.000.977,20	
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	14.390.778,32	15.473.253,98	55.078.083,62	9.879.243,76	21.159.786,39	41.607.867,10	157.589.013,17

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS DE EXPANSIÓN
USD



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	345.306,35	1.771.093,45	304.041,98	1.170.513,80	6.022.087,21	3.028.844,99	12.641.887,78
	AZOGUES	15.082,42	29.357,12	133.199,17	21.263,04	23.383,50	34.989,89	257.275,14
	CENTRO SUR	517.199,21	1.595.441,26	3.746.491,58	1.443.724,62	2.654.915,89	1.690.793,98	11.648.566,54
	COTOPAXI	165.608,48	168.241,58	229.356,69	226.110,54	638.002,27	373.138,45	1.800.458,01
	NORTE	409.109,55	483.375,19	974.252,61	566.863,32	780.900,02	964.426,98	4.178.927,67
	QUITO	6.028.975,94	373.399,96	438.659,36	6.530.623,32	11.293.515,62	6.615.034,73	31.280.208,93
	RIOBAMBA	456.289,10	458.599,50	1.397.349,27	637.192,17	876.151,46	962.653,01	4.788.234,51
	SUR	823.467,71	956.981,01	2.031.828,61	1.061.688,34	1.550.999,89	1.677.514,15	8.102.479,71
	GALÁPAGOS	415.375,94	160.926,56	20.467,34	216.818,84	12.180,28	81.720,32	907.489,28
	SUBTOTAL - EE (1)	9.176.414,70	5.997.415,63	9.275.646,61	11.874.797,99	23.852.136,14	15.429.116,50	75.605.527,57
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	585.177,99	1.411.838,75	1.735.106,42	652.937,28	1.679.334,08	517.644,07	6.582.038,59
	UN - EL ORO	649.250,03	2.021.802,71	3.509.081,40	859.412,48	229.520,02	1.193.607,50	8.462.674,14
	UN - ESMERALDAS	862.284,64	2.196.517,60	1.923.905,34	656.695,53	894.475,30	1.305.527,33	7.839.405,74
	UN - GUAYAQUIL	852.282,83	2.459.998,52	3.532.714,67	1.577.529,51	1.082.412,52	6.986.201,44	16.491.139,49
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1.880.627,83	2.499.312,75	1.821.795,26	2.422.461,61	1.855.716,48	1.999.753,98	12.479.667,91
	UN - LOS RÍOS	710.241,41	1.129.806,27	2.383.234,17	1.129.298,08	360.839,64	759.267,86	6.472.687,43
	UN - MANABÍ	4.633.865,93	136.578,42	5.194.352,61	3.694.323,57	1.069.965,60	7.124.047,77	21.853.133,90
	UN - MILAGRO	636.190,26	687.988,47	910.572,19	675.704,12	1.323.712,63	1.437.199,19	5.671.366,86
	UN - SANTA ELENA	1.125.016,12	1.924.815,05	1.066.798,04	885.310,00	1.187.709,42	1.915.821,47	8.105.470,10
	UN - SANTO DOMINGO	739.626,28	853.182,18	1.900.421,59	1.114.832,66	1.542.748,54	1.853.843,95	8.004.655,20
	UN - SUCUMBÍOS	823.941,97	1.631.696,28	1.826.702,86	1.534.527,95	2.975.468,68	725.880,96	9.518.218,70
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	13.498.505,29	16.953.537,00	25.804.684,55	15.203.032,79	14.201.902,91	25.818.795,52	111.480.458,06
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	22.674.919,99	22.950.952,63	35.080.331,16	27.077.830,78	38.054.039,05	41.247.912,02	187.085.985,63

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 COSTOS DE CONFIABILIDAD
 USD



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1.500,30	7.695,09	1.321,01	5.085,68	26.164,92	13.159,80	54.926,80
	AZOGUES	1.647,59	3.206,95	14.550,57	2.322,76	2.554,39	3.822,27	28.104,53
	CENTRO SUR	2.126,61	6.560,11	15.404,76	5.936,28	10.916,44	6.952,18	47.896,38
	COTOPAXI	1.258,48	1.278,49	1.742,91	1.718,24	4.848,25	2.835,52	13.681,89
	NORTE	13.483,16	15.930,76	32.108,78	18.682,31	25.736,39	31.784,95	137.726,35
	QUITO	14.687,50	909,66	1.068,64	15.909,59	27.512,72	16.115,23	76.203,34
	RIOBAMBA	7.259,96	7.296,72	22.233,05	10.138,28	13.940,34	15.316,65	76.185,00
	SUR	14.184,78	16.484,64	34.999,60	18.288,29	26.717,01	28.896,30	139.570,62
	GALÁPAGOS	24.152,37	9.357,20	1.190,09	12.607,11	708,23	4.751,69	52.766,69
	SUBTOTAL - EE (1)	80.300,75	68.719,62	124.619,41	90.688,54	139.098,69	123.634,59	627.061,60
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	5.903,87	14.244,06	17.505,52	6.587,50	16.942,83	5.222,52	66.406,30
	UN - EL ORO	6.550,29	20.398,00	35.403,18	8.670,63	2.315,63	12.042,32	85.380,05
	UN - ESMERALDAS	8.699,60	22.160,70	19.410,31	6.625,41	9.024,38	13.171,49	79.091,89
	UN - GUAYAQUIL	8.598,69	24.818,96	35.641,61	15.915,72	10.920,48	70.483,90	166.379,36
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	18.973,68	25.215,61	18.380,12	24.440,25	18.722,35	20.175,55	125.907,56
	UN - LOS RÍOS	7.165,64	11.398,63	24.044,49	11.393,51	3.640,52	7.660,27	65.303,06
	UN - MANABÍ	46.751,15	1.377,94	52.405,91	37.272,09	10.794,90	71.874,63	220.476,62
	UN - MILAGRO	6.418,53	6.941,13	9.186,78	6.817,19	13.354,96	14.499,93	57.218,52
	UN - SANTA ELENA	11.350,31	19.419,49	10.762,94	8.931,91	11.982,82	19.328,75	81.776,22
	UN - SANTO DOMINGO	7.462,10	8.607,77	19.173,38	11.247,56	15.564,81	18.703,46	80.759,08
	UN - SUCUMBIÓS	8.312,76	16.462,21	18.429,63	15.481,88	30.019,55	7.323,42	96.029,45
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	136.186,62	171.044,50	260.343,87	153.383,65	143.283,23	260.486,24	1.124.728,11
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	216.487,37	239.764,12	384.963,28	244.072,19	282.381,92	384.120,83

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS TOTALES
USD



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	807.519,31	7.980.714,17	5.581.522,09	4.951.133,11	18.076.182,63	9.408.444,81	8.369.287,94	55.174.804,06
	AZOGUES	192.480,73	775.069,91	2.196.810,74	414.915,74	762.222,42	446.538,40	1.080.604,36	5.868.642,30
	CENTRO SUR	2.366.668,11	8.628.106,16	23.062.019,47	8.214.732,94	18.700.407,89	8.656.655,83	8.492.129,70	78.120.720,10
	COTOPAXI	1.350.992,47	1.372.472,63	3.566.214,14	2.124.771,35	6.484.028,07	3.803.210,69	3.206.586,81	21.908.276,16
	NORTE	2.109.323,91	2.985.932,89	7.676.867,96	3.281.642,80	4.326.840,32	5.978.943,43	6.265.586,72	32.625.138,03
	QUITO	26.190.953,67	4.734.351,28	8.006.466,36	27.644.625,84	48.052.838,64	32.844.706,87	26.231.363,35	173.705.306,01
	RIOBAMBA	1.708.532,85	2.588.876,25	10.482.007,68	2.385.907,87	3.280.669,10	6.437.664,74	2.598.963,00	29.482.621,49
	SUR	2.773.317,40	3.355.169,87	13.974.282,76	3.552.199,42	5.141.778,11	5.604.598,92	5.832.984,30	40.234.330,78
	GALÁPAGOS	1.734.062,90	515.762,62	553.951,43	888.613,42	199.216,65	2.149.085,61	2.680.383,55	8.721.076,18
	SUBTOTAL - EE (1)	39.233.851,35	32.936.455,78	75.100.142,63	53.458.542,49	105.024.183,83	75.329.849,30	64.757.889,73	445.840.915,11
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	2.555.497,49	5.846.893,49	5.091.114,33	1.887.623,85	4.882.533,72	2.267.263,60	3.601.135,63	26.132.062,11
	UN - EL ORO	2.493.864,98	8.159.072,26	20.654.758,79	3.306.685,85	913.647,49	4.584.822,18	15.485.547,26	55.598.398,81
	UN - ESMERALDAS	2.750.552,63	7.006.546,27	9.680.408,57	2.503.180,58	5.599.920,39	7.121.564,23	5.828.241,63	40.490.414,30
	UN - GUAYAQUIL	5.536.573,72	15.360.119,83	22.749.737,77	10.048.457,41	6.758.534,98	48.388.253,36	9.848.130,57	118.689.807,64
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	18.321.762,70	13.879.168,41	11.796.931,44	13.926.713,51	10.171.285,12	10.960.762,69	26.489.024,89	105.545.648,76
	UN - LOS RÍOS	2.277.900,34	3.623.537,06	7.643.555,91	3.621.907,19	1.157.292,07	5.757.243,95	3.651.837,51	27.733.274,03
	UN - MANABÍ	14.117.779,17	416.106,98	18.437.673,86	11.548.858,27	3.560.823,40	28.000.955,16	14.474.127,60	90.556.324,44
	UN - MILAGRO	3.051.562,63	3.300.018,97	4.367.668,38	3.241.095,60	6.349.345,89	11.458.863,43	4.182.927,57	35.951.482,47
	UN - SANTA ELENA	2.905.607,10	4.980.562,95	4.023.405,36	3.015.706,69	3.231.666,14	5.185.990,30	3.725.902,59	27.068.841,13
	UN - SANTO DOMINGO	5.635.662,73	4.598.594,17	11.409.730,75	6.008.872,52	8.315.310,13	11.236.499,35	11.335.034,61	58.539.704,26
	UN - SUCUMBIOS	2.173.129,53	6.450.391,45	5.897.112,27	4.047.285,06	7.847.735,77	1.914.495,68	4.691.650,41	33.021.800,17
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	61.819.893,02	73.621.011,84	121.752.097,43	63.156.386,53	58.788.095,10	136.876.713,93	103.313.560,27	619.327.758,12
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	101.053.744,37	106.557.467,62	196.852.240,06	116.614.929,02	163.812.278,93	212.206.563,23	168.071.450,00

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
DEMANDAS DE POTENCIA
kW



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD	CARGAS ESPECIALES	DISPONIBILIDAD	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
		TRANSMISIÓN - PUNTO DE ENTREGA	S/E TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN - PUNTO DE ENTREGA	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	139.500,00	-	139.500,00	138.849,63	135.968,58	133.909,08	105.257,17	102.872,49	74.517,83	28.354,67
	AZOGUES	21.578,06	-	21.578,06	21.162,41	13.643,79	13.543,19	11.340,08	11.084,86	7.483,66	3.601,20
	CENTRO SUR	215.021,18	-	215.021,18	213.482,88	198.533,88	195.970,35	127.849,69	124.403,68	88.878,13	35.525,55
	COTOPAXI	121.131,52	-	121.131,52	119.808,11	75.378,41	68.260,87	44.021,36	42.028,02	30.846,09	11.181,93
	NORTE	122.052,64	-	122.052,64	120.652,95	114.231,90	112.571,54	84.721,89	82.821,28	59.347,15	23.474,12
	QUITO	779.292,58	-	779.292,58	773.290,99	763.211,29	752.217,22	499.171,16	496.237,37	440.015,31	56.222,05
	RIOBAMBA	80.775,34	-	80.775,34	80.354,44	70.764,08	59.671,47	51.276,42	50.073,85	37.827,32	12.246,53
	SUR	172.758,76	95.294,52	77.464,24	76.360,47	75.991,15	74.978,81	65.438,14	64.586,61	52.117,01	12.469,61
	GALÁPAGOS	13.867,28	-	13.867,28	13.827,18	13.556,99	13.477,95	11.869,90	11.514,77	10.598,06	916,71
	SUB TOTAL - EE (1)	1.665.977,35	95.294,52	1.570.682,83	1.557.789,08	1.461.280,07	1.424.600,50	1.000.945,81	985.622,92	801.630,55	183.992,37
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	20.581,54	-	20.581,54	20.166,04	19.736,30	19.405,78	15.476,46	15.239,96	10.429,75	4.810,21
	UN - EL ORO	281.397,09	-	281.397,09	269.002,65	256.461,70	242.784,53	126.439,56	123.841,79	99.360,67	24.481,13
	UN - ESMERALDAS	158.001,14	-	158.001,14	155.851,52	122.353,42	117.756,76	85.067,41	79.857,03	67.051,41	12.805,62
	UN - GUAYAQUIL	1.201.077,79	-	1.201.077,79	1.186.433,05	960.797,26	928.173,82	630.985,08	586.137,95	541.973,73	44.164,21
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	591.502,92	-	591.502,92	579.178,93	400.775,12	395.220,46	280.422,45	266.679,92	238.071,84	28.608,08
	UN - LOS RÍOS	101.065,09	-	101.065,09	100.882,27	96.930,37	92.371,43	72.395,86	70.255,61	61.703,37	8.552,24
	UN - MANABÍ	370.128,70	-	370.128,70	367.652,76	332.194,94	306.954,21	197.290,45	188.958,89	155.412,32	33.546,57
	UN - MILAGRO	277.784,15	32.008,45	245.775,70	242.230,35	134.280,85	122.431,23	73.595,95	71.761,55	59.706,66	12.054,89
	UN - SANTA ELENA	106.936,95	-	106.936,95	105.800,51	88.546,72	85.679,59	43.357,56	43.272,81	35.032,83	8.239,98
	UN - SANTO DOMINGO	154.723,07	-	154.723,07	150.665,22	138.344,29	132.723,69	91.928,07	89.596,99	69.924,72	19.672,27
	UN - SUCUMBIÓS	145.448,02	52.143,96	93.304,05	92.146,81	91.665,07	89.437,92	72.250,05	70.734,08	61.449,11	9.284,97
	SUB TOTAL - CNEL (2)	3.408.646,45	84.152,42	3.324.494,04	3.270.010,12	2.642.086,06	2.532.939,42	1.689.208,89	1.606.336,59	1.400.116,40	206.220,18
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.074.623,81	179.446,94	4.895.176,87	4.827.799,20	4.103.366,13	3.957.539,92	2.690.154,70	2.591.959,51	2.201.746,95

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA**



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,0795	1,0047	1,0080	1,0154	1,0330	1,0232	1,0163	1,1239
	AZOGUES	1,0795	1,0196	1,0040	1,0074	1,0557	1,0230	1,0133	1,1821
	CENTRO SUR	1,0795	1,0072	1,0046	1,0131	1,0519	1,0277	1,0300	1,1561
	COTOPAXI	1,0795	1,0110	1,0160	1,0296	1,0492	1,0474	1,1827	1,1217
	NORTE	1,0795	1,0116	1,0045	1,0147	1,0331	1,0229	1,0664	1,1194
	QUITO	1,0795	1,0078	1,0059	1,0146	1,0376	1,0059	1,0489	1,1460
	RIOBAMBA	1,0795	1,0052	1,0049	1,0154	1,0448	1,0240	1,0725	1,1350
	SUR	1,0795	1,0145	1,0049	1,0135	1,0353	1,0132	1,0558	1,1259
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0029	1,0199	1,0059	1,0185	1,0308	1,0121	1,1443
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1,0795	1,0206	1,0218	1,0170	1,0366	1,0155	1,0384	1,1186
	UN - EL ORO	1,0795	1,0461	1,0057	1,0563	1,0453	1,0210	1,2005	1,1176
	UN - ESMERALDAS	1,0795	1,0138	1,0083	1,0390	1,0523	1,0652	1,5781	1,1978
	UN - GUAYAQUIL	1,0795	1,0123	1,0034	1,0351	1,0373	1,0765	1,1639	1,1244
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0795	1,0213	1,0068	1,0141	1,0380	1,0515	1,2565	1,1171
	UN - LOS RÍOS	1,0795	1,0018	1,0032	1,0494	1,0205	1,0305	1,2427	1,1460
	UN - MANABÍ	1,0795	1,0067	1,0044	1,0822	1,0396	1,0441	1,3113	1,1304
	UN - MILAGRO	1,0795	1,0146	1,0056	1,0968	1,0371	1,0256	1,2891	1,1223
	UN - SANTA ELENA	1,0795	1,0107	1,0089	1,0311	1,0641	1,0020	1,2664	1,1049
	UN - SANTO DOMINGO	1,0795	1,0269	1,0064	1,0347	1,0623	1,0260	1,0261	1,1181
UN - SUCUMBÍOS	1,0795	1,0126	1,0053	1,0249	1,0387	1,0214	1,1335	1,1235	

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
DEMANDAS DE ENERGÍA
kWh



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD	CARGAS ESPECIALES	DISPONIBILIDAD	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
		TRANSMISIÓN - PUNTO DE ENTREGA	S/E TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN - PUNTO DE ENTREGA	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	807.954.278,00	-	807.954.278,00	805.272.369,06	791.734.706,10	783.241.994,44	558.388.814,31	548.555.148,19	429.919.226,61	118.635.921,57
	AZOGUES	108.617.806,49	-	108.617.806,49	107.282.030,81	74.022.458,75	73.676.451,04	63.471.716,51	62.651.518,83	47.525.407,32	15.126.111,51
	CENTRO SUR	1.346.323.149,83	-	1.346.323.149,83	1.337.632.508,59	1.227.406.284,81	1.211.294.966,45	755.394.362,54	740.028.820,03	585.318.106,18	154.710.713,84
	COTOPAXI	678.954.831,44	-	678.954.831,44	673.807.777,87	434.457.247,93	398.938.741,46	256.609.672,88	248.857.082,52	201.306.481,38	47.550.601,15
	NORTE	765.715.737,51	-	765.715.737,51	756.312.862,09	722.563.006,10	714.030.443,35	566.240.697,46	557.193.580,21	453.425.422,72	103.768.157,49
	QUITO	5.039.326.780,90	-	5.039.326.780,90	5.008.425.964,96	4.949.246.856,16	4.893.681.504,31	3.254.458.181,42	3.239.352.727,87	2.996.495.913,92	242.856.813,94
	RIOBAMBA	479.160.432,83	-	479.160.432,83	477.348.779,24	420.968.009,36	360.740.908,76	307.027.676,06	301.851.522,93	249.975.312,31	51.876.210,61
	SUR	1.186.174.276,44	731.500.675,81	454.673.600,63	449.305.745,19	446.594.320,02	440.819.597,21	382.714.050,54	379.117.869,05	324.719.600,75	54.398.268,30
	GALÁPAGOS	68.586.618,74	-	68.586.618,74	68.461.709,79	67.619.900,51	67.373.679,33	59.537.022,27	58.430.616,90	54.471.345,45	3.959.271,44
	SUBTOTAL - EE (1)	10.480.813.912,19	731.500.675,81	9.749.313.236,38	9.683.849.747,59	9.134.612.789,74	8.943.798.286,36	6.203.842.193,98	6.136.038.886,52	5.343.156.816,66	792.882.069,86
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	113.430.528,81	-	113.430.528,81	111.409.926,16	109.788.115,76	108.540.715,81	96.182.083,89	95.032.989,87	71.736.291,79	23.296.698,08
	UN - EL ORO	1.768.208.445,57	-	1.768.208.445,57	1.709.039.639,24	1.642.178.953,48	1.574.370.230,32	773.734.669,80	761.333.389,18	652.726.850,11	108.606.539,07
	UN - ESMERALDAS	733.554.930,97	-	733.554.930,97	727.561.973,75	615.238.838,46	594.579.729,08	442.654.347,40	428.128.253,71	375.063.167,00	53.065.086,71
	UN - GUAYAQUIL	7.152.498.369,81	-	7.152.498.369,81	7.089.023.864,55	5.453.912.800,93	5.312.513.467,73	3.323.996.668,46	3.129.616.333,13	2.921.169.744,37	208.446.588,76
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.423.885.333,57	-	3.423.885.333,57	3.370.804.346,14	2.248.597.915,35	2.214.649.817,83	1.532.943.418,02	1.469.445.443,48	1.344.367.789,53	125.077.653,95
	UN - LOS RÍOS	575.126.274,87	-	575.126.274,87	574.211.824,09	550.845.193,68	529.470.695,96	400.092.126,36	391.465.232,24	353.525.078,67	37.940.153,57
	UN - MANABÍ	2.338.346.632,14	-	2.338.346.632,14	2.318.775.541,54	2.064.838.577,42	1.943.166.449,69	1.257.264.047,08	1.208.545.844,99	1.036.609.175,49	171.936.669,50
	UN - MILAGRO	1.732.092.743,08	224.315.244,87	1.507.777.498,22	1.488.561.227,17	833.772.020,38	779.594.921,05	435.898.536,77	427.511.586,27	374.084.262,98	53.427.323,30
	UN - SANTA ELENA	721.375.583,34	-	721.375.583,34	712.573.837,18	621.046.366,03	605.123.690,53	278.158.703,97	277.542.198,48	239.548.923,61	37.993.274,87
	UN - SANTO DOMINGO	913.051.031,29	-	913.051.031,29	892.892.452,55	828.064.451,62	803.948.375,32	550.623.132,69	540.682.874,83	457.461.307,88	83.221.566,95
	UN - SUCUMBIOS	929.290.807,37	399.751.220,00	529.539.587,37	524.344.756,12	521.837.772,66	512.980.954,08	410.366.824,77	404.338.189,72	363.379.567,86	40.958.621,86
	SUBTOTAL - CNEL (2)	20.400.860.680,82	624.066.464,87	19.776.794.215,96	19.519.199.388,49	15.490.121.005,78	14.978.939.047,41	9.501.914.559,20	9.133.642.335,89	8.189.672.159,29	943.970.176,60
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	30.881.674.593,01	1.355.567.140,68	29.526.107.452,33	29.203.049.136,08	24.624.733.795,52	23.922.737.333,77	15.705.756.753,19	15.269.681.222,42	13.532.828.975,95

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,0590	1,0033	1,0056	1,0108	1,0256	1,0179	1,0116	1,1219
	AZOGUES	1,0590	1,0125	1,0024	1,0047	1,0320	1,0131	1,0067	1,1336
	CENTRO SUR	1,0590	1,0065	1,0046	1,0133	1,0385	1,0208	1,0144	1,1569
	COTOPAXI	1,0590	1,0076	1,0108	1,0197	1,0328	1,0312	1,1014	1,1257
	NORTE	1,0590	1,0124	1,0034	1,0119	1,0236	1,0162	1,0404	1,1297
	QUITO	1,0590	1,0062	1,0047	1,0114	1,0297	1,0047	1,0333	1,1534
	RIOBAMBA	1,0590	1,0038	1,0036	1,0110	1,0322	1,0171	1,0461	1,1375
	SUR	1,0590	1,0119	1,0061	1,0131	1,0365	1,0095	1,0372	1,1214
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0018	1,0124	1,0037	1,0115	1,0189	1,0082	1,1423
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	1,0590	1,0181	1,0148	1,0115	1,0255	1,0121	1,0257	1,1300
	UN - EL ORO	1,0590	1,0346	1,0047	1,0431	1,0353	1,0163	1,1382	1,1277
	UN - ESMERALDAS	1,0590	1,0082	1,0046	1,0347	1,0280	1,0339	1,3625	1,1250
	UN - GUAYAQUIL	1,0590	1,0090	1,0041	1,0266	1,0307	1,0621	1,1311	1,1246
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0590	1,0157	1,0076	1,0153	1,0355	1,0432	1,1874	1,1151
	UN - LOS RÍOS	1,0590	1,0016	1,0032	1,0404	1,0172	1,0220	1,1897	1,1296
	UN - MANABÍ	1,0590	1,0084	1,0045	1,0626	1,0338	1,0403	1,2113	1,1238
	UN - MILAGRO	1,0590	1,0129	1,0052	1,0695	1,0367	1,0196	1,1999	1,1267
	UN - SANTA ELENA	1,0590	1,0124	1,0094	1,0239	1,0542	1,0022	1,2019	1,1259
	UN - SANTO DOMINGO	1,0590	1,0226	1,0065	1,0244	1,0486	1,0184	1,0199	1,1192
	UN - SUCUMBÍOS	1,0590	1,0099	1,0048	1,0173	1,0271	1,0149	1,0869	1,1100

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
VENTAS DE POTENCIA POR NIVEL DE VOLTAJE
KW



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
 DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
 NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO	TOTAL DISTRIBUCIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO
			VOLTAJE				
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	1.797,11	24.634,84	73.325,49	99.757,44	25.229,06
	AZOGUES	-	-	1.571,50	7.385,17	8.956,67	3.046,35
	CENTRO SUR	-	6.588,97	60.882,73	86.292,50	153.764,21	30.728,41
	COTOPAXI	-	34.056,42	21.959,52	26.080,45	82.096,39	9.968,86
	NORTE	-	5.911,45	15.901,94	55.651,79	77.465,18	20.970,85
	QUITO	-	5.552,19	146.580,37	419.517,32	571.649,89	49.061,42
	RIOBAMBA	-	9.240,52	5.929,00	35.270,52	50.440,04	10.789,96
	SUR	95.294,52	-	7.025,28	49.362,30	151.682,10	11.075,17
	GALÁPAGOS	-	-	1.388,13	10.471,36	11.859,49	801,11
	SUB TOTAL - EE (1)	95.294,52	63.146,67	285.873,32	763.356,89	1.207.671,41	161.671,19
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	3.362,56	10.043,59	13.406,15	4.300,12
	UN - EL ORO	-	11.068,11	110.393,14	82.763,85	204.225,10	21.904,86
	UN - ESMERALDAS	-	32.482,40	27.632,08	42.487,96	102.602,45	10.691,16
	UN - GUAYAQUIL	-	156.735,44	264.630,23	465.647,28	887.012,95	39.278,41
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	109.622,16	102.033,44	189.473,09	401.128,69	25.609,48
	UN - LOS RÍOS	-	1.365,00	18.372,97	49.653,61	69.391,58	7.462,94
	UN - MANABÍ	-	22.422,37	97.991,14	118.513,96	238.927,48	29.675,73
	UN - MILAGRO	32.008,45	94.958,74	46.103,42	46.315,94	219.386,56	10.740,89
	UN - SANTA ELENA	-	16.464,66	39.544,82	27.663,19	83.672,67	7.457,45
	UN - SANTO DOMINGO	-	9.922,79	34.516,15	68.145,01	112.583,96	17.594,22
	UN - SUCUMBÍOS	52.143,96	-	14.196,57	54.210,57	120.551,10	8.264,39
SUB TOTAL - CNEL (2)	84.152,42	455.041,68	758.776,52	1.154.918,06	2.452.888,68	182.979,65	
NACIONAL TOTAL (3) = (1) + (2)	179.446,94	518.188,35	1.044.649,85	1.918.274,95	3.660.560,09	344.650,84	

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
VENTAS DE ENERGÍA POR NIVEL DE VOLTAJE
kWh



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO	TOTAL DISTRIBUCIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO
			VOLTAJE				
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	9.067.814,72	207.800.759,77	425.002.393,55	641.870.968,04	105.746.895,57
	AZOGUES	-	-	8.174.929,31	47.208.894,27	55.383.823,58	13.342.999,20
	CENTRO SUR	-	50.086.533,46	423.126.148,88	577.035.927,08	1.050.248.609,42	133.727.943,85
	COTOPAXI	-	187.634.479,00	133.397.680,00	182.771.783,36	503.803.942,36	42.240.537,44
	NORTE	-	31.324.080,00	123.497.240,00	435.835.111,00	590.656.431,00	91.852.339,57
	QUITO	-	35.732.401,47	936.752.940,25	2.899.826.579,10	3.872.311.920,83	210.563.618,97
	RIOBAMBA	-	54.874.979,87	43.124.999,83	238.970.228,98	336.970.208,69	45.606.767,72
	SUR	731.500.675,81	-	42.935.800,39	313.085.843,33	1.087.522.319,53	48.509.245,85
	GALÁPAGOS	-	-	7.151.486,73	54.026.531,51	61.178.018,24	3.466.059,12
	SUBTOTAL - EE (1)	731.500.675,81	368.720.288,53	1.925.961.985,17	5.173.763.292,18	8.199.946.241,69	695.056.407,29
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	9.902.981,38	69.937.643,64	79.840.625,02	20.616.848,30
	UN - EL ORO	-	59.112.022,46	772.023.082,32	573.496.623,29	1.404.631.728,07	96.307.887,26
	UN - ESMERALDAS	-	109.491.460,69	137.053.972,46	275.283.763,14	521.829.196,28	47.170.143,47
	UN - GUAYAQUIL	-	1.142.931.933,84	1.830.777.329,16	2.582.633.939,33	5.556.343.202,33	185.356.192,91
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	682.502.340,84	617.860.517,96	1.132.167.172,07	2.432.530.030,87	112.162.313,60
	UN - LOS RÍOS	-	6.859.414,00	121.702.089,83	297.154.431,11	425.715.934,94	33.587.499,29
	UN - MANABÍ	-	165.553.052,95	621.163.616,04	855.771.757,87	1.642.488.426,86	152.996.252,27
	UN - MILAGRO	224.315.244,87	586.930.244,28	327.677.893,58	311.761.095,93	1.450.684.478,66	47.419.641,86
	UN - SANTA ELENA	-	85.698.724,34	311.891.954,52	199.315.593,53	596.906.272,38	33.746.154,30
	UN - SANTO DOMINGO	-	51.977.972,00	224.614.233,00	448.542.887,33	725.135.092,33	74.360.271,70
	UN - SUCUMBIOS	399.751.220,00	-	90.763.883,93	334.321.157,88	824.836.261,81	36.900.019,46
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	624.066.464,87	2.891.057.165,40	5.065.431.554,17	7.080.386.065,12	15.660.941.249,56	840.623.224,42
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	1.355.567.140,68	3.259.777.453,93	6.991.393.539,34	12.254.149.357,30	23.860.887.491,25	1.535.679.631,71

Resolución Nro. 025/2023
29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 ENTREGAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR PUNTO DE CONEXIÓN - TERCEROS



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN		SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN		ALIMENTADORES PRIMARIOS		TOTAL	
		POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh	POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh	POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh	POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	-	-	-	548,45	2.748.906,00	548,45	2.748.906,00
	AZOGUES	7.464,29	33.084.994,48	-	-	-	-	7.464,29	33.084.994,48
	CENTRO SUR	7.446,78	54.533.069,46	-	-	606,72	3.717.054,29	8.053,49	58.250.123,74
	COTOPAXI	9.166,09	47.021.031,01	5.097,07	27.660.415,94	113,33	504.716,76	14.376,49	75.186.163,71
	NORTE	-	-	-	-	9.144,96	10.951.185,00	9.144,96	10.951.185,00
	QUITO	-	-	-	-	87.705,87	605.880.273,37	87.705,87	605.880.273,37
	RIOBAMBA	-	-	10.174,28	56.274.401,85	170,23	706.485,99	10.344,51	56.980.887,83
	SUR	-	-	-	-	207,16	1.198.320,00	207,16	1.198.320,00
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUBTOTAL - EE (1)	24.077,16	134.639.094,95	15.271,35	83.934.817,79	98.496,73	625.706.941,40	137.845,23	844.280.854,14
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	-	-
	UN - EL ORO	-	-	-	-	222,60	1.262.143,20	222,60	1.262.143,20
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	-	605,00	2.458.845,71	605,00	2.458.845,71
	UN - GUAYAQUIL	65.680,75	469.962.958,86	-	-	9.027,04	55.747.291,66	74.707,78	525.710.250,51
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	66.052,46	422.674.063,08	-	-	2.118,16	9.376.199,31	68.170,62	432.050.262,39
	UN - LOS RÍOS	2.275,50	14.724.324,95	-	-	119,76	774.964,47	2.395,26	15.499.289,43
	UN - MANABÍ	11.565,98	79.019.260,28	-	-	3.862,68	22.270.794,26	15.428,66	101.290.054,54
	UN - MILAGRO	12.236,16	63.546.810,37	-	-	-	-	12.236,16	63.546.810,37
	UN - SANTA ELENA	-	-	204,94	1.473.931,56	-	-	204,94	1.473.931,56
	UN - SANTO DOMINGO	1.512,01	7.504.652,95	1.016,03	4.481.105,58	555,94	1.935.754,87	3.083,98	13.921.513,40
	UN - SUCUMBÍOS	-	-	-	-	193,17	722.810,26	193,17	722.810,26
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	159.322,85	1.057.432.070,49	1.220,97	5.955.037,14	16.704,35	94.548.803,74	177.248,17	1.157.935.911,38
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	183.400,01	1.192.071.165,45	16.492,32	89.889.854,93	115.201,08	720.255.745,14	315.093,40

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 COSTO PROPIO DE POTENCIA
 USD/kW-mes



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
 DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
 NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
<i>CUADRO No. 3</i>			<i>RELACIÓN ENTRE CUADRO No. 8 Y CUADRO No. 9 (*)</i>						
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	2,76	0,48	4,89	3,47	3,92	14,64	10,69	14,84
	AZOGUES	2,76	0,76	4,73	13,52	3,05	5,73	5,04	22,94
	CENTRO SUR	2,76	0,92	3,62	9,81	5,35	12,53	8,36	16,92
	COTOPAXI	2,76	0,94	1,52	4,35	4,02	12,86	12,15	20,30
	NORTE	2,76	1,46	2,18	5,68	3,23	4,35	8,95	16,09
	QUITO	2,76	2,82	0,52	0,89	4,62	8,07	6,52	21,25
	RIOBAMBA	2,76	1,77	3,05	14,64	3,88	5,46	15,21	14,29
	SUR	2,76	3,03	3,68	15,53	4,52	6,63	9,46	27,05
	GALÁPAGOS	0,00	10,45	3,17	3,43	6,24	1,44	17,10	48,00
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	2,76	10,56	24,69	21,86	10,16	26,70	18,81	27,29
	UN - EL ORO	2,76	0,77	2,65	7,09	2,18	0,61	4,62	16,99
	UN - ESMERALDAS	2,76	1,47	4,77	6,85	2,45	5,84	13,97	30,79
	UN - GUAYAQUIL	2,76	0,39	1,33	2,04	1,33	0,96	8,66	17,52
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,76	2,64	2,89	2,49	4,14	3,18	4,82	23,82
	UN - LOS RÍOS	2,76	1,88	3,12	6,90	4,17	1,37	9,66	21,60
	UN - MANABÍ	2,76	3,20	0,10	5,01	4,88	1,57	19,69	21,52
	UN - MILAGRO	2,76	1,05	2,05	2,97	3,67	7,37	20,62	21,81
	UN - SANTA ELENA	2,76	2,29	4,69	3,91	5,80	6,22	15,62	32,35
	UN - SANTO DOMINGO	2,76	3,12	2,77	7,16	5,45	7,73	13,74	21,76
	UN - SUCUMBIÓS	2,76	1,97	5,86	5,49	4,67	9,25	2,94	16,10

Nota: Para las etapas funcionales de Baja y Alumbrado Público se relaciona con el CUADRO No. 13

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 COSTO ACUMULADO DE POTENCIA
 USD/kW-mes



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	2,76	3,25	8,17	11,77	16,08	31,09	42,29	49,79
	AZOGUES	2,76	3,57	8,32	21,89	26,16	32,50	37,97	61,35
	CENTRO SUR	2,76	3,70	7,34	17,24	23,49	36,67	46,12	59,31
	COTOPAXI	2,76	3,73	5,30	9,81	14,32	27,85	45,10	51,54
	NORTE	2,76	4,24	6,44	12,22	15,85	20,57	30,89	39,11
	QUITO	2,76	5,60	6,15	7,13	12,01	20,15	27,66	44,34
	RIOBAMBA	2,76	4,54	7,61	22,37	27,25	33,36	50,99	52,16
	SUR	2,76	5,82	9,53	25,19	30,60	37,64	49,20	69,43
	GALÁPAGOS	0,00	10,45	13,83	17,34	23,90	26,07	43,49	77,83
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	2,76	13,37	38,35	60,87	73,26	101,09	123,79	140,38
	UN - EL ORO	2,76	3,66	6,33	13,77	16,58	17,54	25,67	36,59
	UN - ESMERALDAS	2,76	4,26	9,07	16,28	19,58	26,70	56,11	62,78
	UN - GUAYAQUIL	2,76	3,18	4,52	6,72	8,30	9,90	20,18	28,65
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,76	5,45	8,37	10,98	15,53	19,51	29,34	45,61
	UN - LOS RÍOS	2,76	4,64	7,77	15,05	19,53	21,50	36,38	46,23
	UN - MANABÍ	2,76	5,97	6,10	11,61	16,95	19,27	44,96	43,30
	UN - MILAGRO	2,76	3,85	5,92	9,46	13,48	21,20	47,95	45,61
	UN - SANTA ELENA	2,76	5,07	9,81	14,02	20,72	26,98	49,79	62,16
	UN - SANTO DOMINGO	2,76	5,95	8,75	16,22	22,68	31,00	45,55	56,42
	UN - SUCUMBÍOS	2,76	4,76	10,64	16,40	21,71	31,42	38,56	51,40

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
PEAJE DE POTENCIA POR ETAPA FUNCIONAL
USD/kW-mes



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	2,76	0,50	5,41	9,01	13,32	28,34
	AZOGUES	2,76	0,81	5,56	19,14	23,41	29,74
	CENTRO SUR	2,76	0,94	4,58	14,49	20,73	33,91
	COTOPAXI	2,76	0,97	2,55	7,06	11,56	25,10
	NORTE	2,76	1,49	3,69	9,46	13,10	17,81
	QUITO	2,76	2,84	3,39	4,37	9,25	17,39
	RIOBAMBA	2,76	1,79	4,86	19,61	24,49	30,61
	SUR	2,76	3,07	6,77	22,43	27,85	34,88
	GALÁPAGOS	0,00	10,45	13,83	17,34	23,90	26,07
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	2,76	10,62	35,60	58,11	70,50	98,34
	UN - EL ORO	2,76	0,90	3,57	11,02	13,82	14,78
	UN - ESMERALDAS	2,76	1,51	6,32	13,52	16,82	23,95
	UN - GUAYAQUIL	2,76	0,42	1,77	3,97	5,55	7,14
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,76	2,69	5,62	8,22	12,78	16,76
	UN - LOS RÍOS	2,76	1,89	5,02	12,30	16,77	18,74
	UN - MANABÍ	2,76	3,22	3,35	8,86	14,19	16,51
	UN - MILAGRO	2,76	1,09	3,16	6,71	10,73	18,44
	UN - SANTA ELENA	2,76	2,32	7,05	11,27	17,96	24,23
	UN - SANTO DOMINGO	2,76	3,19	6,00	13,47	19,92	28,25
	UN - SUCUMBÍOS	2,76	2,00	7,89	13,65	18,95	28,66

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 COSTO ACUMULADO DE ENERGÍA
 USD/kWh



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
				LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,0332	0,0351	0,0352	0,0354	0,0358	0,0367	0,0374	0,0378	0,0420
	AZOGUES	0,0332	0,0351	0,0356	0,0356	0,0358	0,0370	0,0374	0,0377	0,0424
	CENTRO SUR	0,0332	0,0351	0,0354	0,0355	0,0360	0,0374	0,0381	0,0387	0,0441
	COTOPAXI	0,0332	0,0351	0,0354	0,0358	0,0365	0,0377	0,0389	0,0428	0,0437
	NORTE	0,0332	0,0351	0,0356	0,0357	0,0361	0,0370	0,0376	0,0391	0,0424
	QUITO	0,0332	0,0351	0,0353	0,0355	0,0359	0,0370	0,0372	0,0384	0,0429
	RIOBAMBA	0,0332	0,0351	0,0353	0,0354	0,0358	0,0369	0,0376	0,0393	0,0427
	SUR	0,0332	0,0351	0,0355	0,0358	0,0362	0,0376	0,0379	0,0393	0,0425
	GALÁPAGOS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	0,0332	0,0351	0,0358	0,0363	0,0367	0,0376	0,0381	0,0391	0,0431
	UN - EL ORO	0,0332	0,0351	0,0363	0,0365	0,0381	0,0394	0,0401	0,0456	0,0452
	UN - ESMERALDAS	0,0332	0,0351	0,0354	0,0356	0,0368	0,0378	0,0391	0,0533	0,0440
	UN - GUAYAQUIL	0,0332	0,0351	0,0354	0,0356	0,0365	0,0377	0,0400	0,0452	0,0450
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0332	0,0351	0,0357	0,0360	0,0365	0,0378	0,0394	0,0468	0,0440
	UN - LOS RÍOS	0,0332	0,0351	0,0352	0,0353	0,0367	0,0374	0,0382	0,0454	0,0431
	UN - MANABÍ	0,0332	0,0351	0,0354	0,0356	0,0378	0,0391	0,0407	0,0493	0,0457
	UN - MILAGRO	0,0332	0,0351	0,0356	0,0358	0,0382	0,0397	0,0404	0,0485	0,0456
	UN - SANTA ELENA	0,0332	0,0351	0,0356	0,0359	0,0368	0,0387	0,0388	0,0467	0,0437
	UN - SANTO DOMINGO	0,0332	0,0351	0,0359	0,0362	0,0370	0,0388	0,0395	0,0403	0,0443
	UN - SUCUMBÍOS	0,0332	0,0351	0,0355	0,0356	0,0363	0,0372	0,0378	0,0411	0,0420

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
PEAJE DE ENERGÍA POR ETAPA FUNCIONAL
USD/kWh**



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,0020	0,0001	0,0003	0,0007	0,0016	0,0023
	AZOGUES	0,0020	0,0004	0,0005	0,0007	0,0018	0,0023
	CENTRO SUR	0,0020	0,0002	0,0004	0,0009	0,0022	0,0030
	COTOPAXI	0,0020	0,0003	0,0007	0,0014	0,0026	0,0037
	NORTE	0,0020	0,0004	0,0006	0,0010	0,0018	0,0024
	QUITO	0,0020	0,0002	0,0004	0,0008	0,0019	0,0020
	RIOBAMBA	0,0020	0,0001	0,0003	0,0006	0,0018	0,0024
	SUR	0,0020	0,0004	0,0006	0,0011	0,0024	0,0028
	GALÁPAGOS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	0,0020	0,0006	0,0012	0,0016	0,0025	0,0030
	UN - EL ORO	0,0020	0,0012	0,0014	0,0030	0,0043	0,0049
	UN - ESMERALDAS	0,0020	0,0003	0,0005	0,0017	0,0027	0,0040
	UN - GUAYAQUIL	0,0020	0,0003	0,0005	0,0014	0,0025	0,0049
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0020	0,0006	0,0008	0,0014	0,0027	0,0043
	UN - LOS RÍOS	0,0020	0,0001	0,0002	0,0016	0,0022	0,0031
	UN - MANABÍ	0,0020	0,0003	0,0005	0,0027	0,0040	0,0055
	UN - MILAGRO	0,0020	0,0005	0,0006	0,0031	0,0045	0,0053
	UN - SANTA ELENA	0,0020	0,0004	0,0008	0,0016	0,0036	0,0037
	UN - SANTO DOMINGO	0,0020	0,0008	0,0010	0,0019	0,0037	0,0044
	UN - SUCUMBÍOS	0,0020	0,0003	0,0005	0,0011	0,0021	0,0027

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
VALORES DEL COSTO DE COMERCIALIZACIÓN**



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CONSUMIDORES / USUARIOS / CLIENTES				TOTAL	COSTO COMERCIALIZACIÓN USD	USD/CONSUMIDOR MES
		CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	1	2.474	314.140	316.615	8.369.287,94	2,20
	AZOGUES	-	-	165	42.541	42.706	1.080.604,36	2,11
	CENTRO SUR	-	3	10.655	441.020	451.678	8.492.129,70	1,57
	COTOPAXI	-	2	934	161.060	161.996	3.206.586,81	1,65
	NORTE	-	2	2.285	281.057	283.344	6.265.586,72	1,84
	QUITO	-	2	1.090	1.300.812	1.301.904	26.231.363,35	1,68
	RIOBAMBA	-	1	36	196.274	196.311	2.598.963,00	1,10
	SUR	2	-	1.346	239.702	241.050	5.832.984,30	2,02
	GALÁPAGOS	-	-	22	14.968	14.990	2.680.383,55	14,90
	SUBTOTAL - EE (1)	2	11	19.007	2.991.574	3.010.594	64.757.889,73	1,79
	CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	382	72.498	72.880	3.601.135,63
UN - EL ORO		-	6	3.143	281.899	285.048	15.485.547,26	4,53
UN - ESMERALDAS		-	4	1.017	136.857	137.879	5.828.241,63	3,52
UN - GUAYAQUIL		-	66	4.168	845.578	849.812	9.848.130,57	0,97
UN - GUAYAS LOS RÍOS		-	42	4.005	386.323	390.370	26.489.024,89	5,65
UN - LOS RÍOS		-	3	1.298	147.250	148.551	3.651.837,51	2,05
UN - MANABÍ		-	9	4.163	353.446	357.618	14.474.127,60	3,37
UN - MILAGRO		1	19	949	158.668	159.637	4.182.927,57	2,18
UN - SANTA ELENA		-	8	970	96.713	97.691	3.725.902,59	3,18
UN - SANTO DOMINGO		-	6	1.616	273.126	274.748	11.335.034,61	3,44
UN - SUCUMBIOS		1	-	135	115.023	115.159	4.691.650,41	3,40
SUBTOTAL - CNELEP (2)	2	164	21.846	2.867.381	2.889.393	103.313.560,27	2,98	
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	4	175	40.854	5.858.955	5.899.987	168.071.450,00	2,37



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS DEL SERVICIO POR NIVEL DE VOLTAJE
USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES			ALTO VOLTAJE			MEDIO VOLTAJE			BAJO VOLTAJE			COMERCIALIZACION	TOTAL	ALUMBRADO PÚBLICO			
		POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL			POTENCIA	ENERGÍA	TOTAL	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	-	-	70.152,92	319.584,27	389.737,19	3.479.236,63	7.444.895,13	10.924.131,76	37.211.907,01	16.080.494,21	53.292.401,22	8.369.287,94	72.975.558,11	15.072.959,17	4.437.401,57	19.510.360,74	
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	412.891,73	292.788,95	705.680,68	3.364.800,73	1.779.575,06	5.144.375,78	1.080.604,36	6.930.660,83	2.242.837,29	566.392,85	2.809.230,13	
	CENTRO SUR	-	-	-	292.485,44	1.770.811,15	2.063.296,59	12.595.812,82	15.227.859,01	27.823.671,83	47.782.889,47	22.329.476,99	70.092.366,46	8.492.129,70	108.471.464,58	21.871.388,06	5.902.105,69	27.773.493,75	
	COTOPAXI	-	-	-	1.522.575,64	6.641.348,69	8.163.924,33	2.585.920,85	4.866.663,80	7.452.584,65	14.113.492,20	7.821.611,75	21.935.103,95	3.206.586,81	40.758.199,74	6.165.974,57	1.847.542,80	8.013.517,37	
	NORTE	-	-	-	301.082,42	1.113.994,86	1.415.077,27	2.331.766,66	4.459.402,47	6.791.169,14	20.627.457,25	17.030.762,17	37.658.219,42	6.265.586,72	52.130.052,59	9.842.397,00	3.897.555,63	13.739.952,63	
	QUITO	-	-	-	373.062,81	1.262.909,53	1.635.972,34	12.534.987,70	33.642.719,78	46.177.707,48	139.239.281,05	111.327.426,36	250.566.707,42	26.231.363,35	324.611.750,59	26.105.240,05	9.022.746,85	35.127.986,90	
	RIOBAMBA	-	-	-	503.622,82	1.934.898,91	2.438.521,73	1.591.482,88	1.542.753,20	3.134.236,08	21.581.497,81	9.388.717,02	30.970.214,83	2.598.963,00	39.141.935,63	6.753.368,28	1.948.396,65	8.701.764,94	
	SUR	3.150.998,45	25.695.288,93	28.846.287,37	-	-	-	2.123.564,52	1.555.597,31	3.679.161,82	29.144.409,57	12.310.003,30	41.454.412,88	5.832.984,30	79.812.846,37	9.226.885,70	2.062.218,79	11.289.104,49	
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	288.769,19	-	288.769,19	5.465.094,76	-	5.465.094,76	2.680.383,55	8.434.247,50	748.227,14	-	748.227,14	
	SUBTOTAL - EE (1)	3.150.998,45	25.695.288,93	28.846.287,37	3.062.982,04	13.043.547,41	16.106.529,45	37.944.432,98	69.032.679,66	106.977.112,63	318.510.829,85	198.068.066,86	516.578.896,71	64.757.889,73	733.266.715,90	98.029.277,26	29.684.360,83	127.713.638,09	
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.456.023,67	363.531,47	2.819.555,14	14.919.993,29	2.733.277,13	17.653.270,42	3.601.135,63	24.073.961,19	7.243.875,75	887.644,60	8.131.520,35	
	UN - EL ORO	-	-	-	485.449,75	2.148.304,89	2.633.754,64	18.245.534,43	29.404.134,90	47.649.669,33	25.497.195,87	26.158.529,40	51.655.725,27	15.485.547,26	117.424.696,51	9.617.734,95	4.352.490,39	13.970.225,34	
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	1.662.141,10	3.877.766,65	5.539.907,75	5.396.995,65	5.045.694,78	10.442.690,43	28.606.147,87	14.676.926,96	43.283.074,83	5.828.241,63	65.093.914,64	8.053.358,50	2.076.536,62	10.130.295,12	
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	5.977.985,57	40.507.036,38	46.485.021,95	21.348.367,81	66.883.540,19	88.231.908,01	112.751.852,32	116.824.885,95	229.576.738,28	9.848.130,57	374.141.798,81	13.503.833,37	8.336.300,55	21.840.133,92	
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	7.169.673,87	24.351.660,78	31.521.334,65	13.441.076,91	22.552.693,18	35.994.670,09	66.705.791,93	53.010.580,42	119.716.372,34	26.489.024,89	213.721.401,98	14.017.771,79	4.932.012,72	18.949.784,51	
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	76.038,15	241.333,09	317.371,23	3.318.500,64	4.469.088,05	7.787.588,69	21.674.187,57	13.496.946,63	35.171.134,20	3.651.837,51	46.927.931,64	4.140.259,15	1.448.486,29	5.588.745,43	
	UN - MANABÍ	-	-	-	1.607.422,52	5.864.434,60	7.471.857,12	13.654.924,79	23.487.471,46	37.142.396,25	63.934.610,78	42.153.729,06	106.088.339,84	14.474.127,60	165.176.720,82	15.420.612,05	6.991.807,47	22.412.419,52	
	UN - MILAGRO	1.058.388,12	7.879.480,11	8.937.868,23	4.382.120,48	20.883.140,86	25.265.261,34	5.233.984,38	12.533.579,20	17.767.563,58	26.647.881,01	15.125.447,10	41.773.328,11	4.182.927,57	97.926.948,83	5.878.104,22	2.160.240,97	8.038.345,19	
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	1.002.436,55	3.047.506,89	4.049.943,45	6.654.984,53	11.462.502,28	18.117.487,11	16.529.329,73	9.301.466,91	25.830.796,64	3.725.902,59	51.724.129,79	5.562.698,01	1.475.244,32	7.037.942,33	
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	708.106,91	1.867.041,64	2.575.148,54	6.719.252,34	8.318.515,23	15.037.767,57	37.251.553,41	18.092.386,77	55.343.940,17	11.335.034,61	84.291.890,90	11.912.451,38	3.291.375,14	15.203.826,52	
	UN - SUCUMBIOS	1.724.186,67	14.041.987,16	15.766.173,83	-	-	-	2.794.589,39	3.291.160,31	6.085.749,71	25.082.088,95	13.735.465,16	38.817.554,12	4.691.650,41	65.361.128,06	5.097.293,90	1.548.204,06	6.645.497,97	
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.782.574,79	21.921.467,27	24.704.042,06	23.071.374,91	102.788.225,78	125.859.600,69	99.265.134,55	187.811.911,35	287.077.045,91	439.600.632,73	325.309.641,50	764.910.274,23	103.313.560,27	1.305.864.523,16	100.448.393,05	37.500.343,15	137.948.736,20	
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.933.573,24	47.616.756,20	53.550.329,43	26.134.963,95	115.831.773,19	141.966.130,14	137.209.567,53	286.844.591,01	394.054.158,54	758.111.462,58	523.377.708,36	1.281.489.170,94	168.071.450,00	2.039.131.239,06	198.477.670,31	67.184.703,98	265.662.374,29

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS DEL SERVICIO POR NIVEL DE VOLTAJE
USD



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ALTA TENSIÓN			MEDIA TENSIÓN			BAJA TENSIÓN			COMERCIALIZACIÓN	TOTAL	ALUMBRADO PÚBLICO		
		POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL			POTENCIA	ENERGÍA	TOTAL
EMPRESAS ELÉCTRICAS -EE	AMBATO	70.152,92	319.584,27	389.737,19	3.479.236,63	7.444.895,13	10.924.131,76	47.791.360,20	16.080.494,21	63.871.854,41	8.369.287,94	83.555.011,30	4.493.505,98	4.437.401,57	8.930.907,54
	AZOGUES	-	-	-	412.891,73	292.788,95	705.680,68	4.769.092,16	1.779.575,06	6.548.667,22	1.080.604,36	8.334.952,27	838.545,85	566.392,85	1.404.938,70
	CENTRO SUR	292.485,44	1.770.811,15	2.063.296,59	12.595.812,82	15.227.859,01	27.823.671,83	63.394.074,26	22.329.476,99	85.723.551,24	8.492.129,70	124.102.649,36	6.240.203,27	5.902.105,69	12.142.308,96
	COTOPAXI	1.522.575,64	6.641.348,69	8.163.924,33	2.585.920,85	4.866.663,80	7.452.584,65	17.851.044,06	7.821.611,75	25.672.655,81	3.206.586,81	44.495.751,61	2.428.422,71	1.847.542,80	4.275.965,51
	NORTE	301.082,42	1.113.994,86	1.415.077,27	2.331.766,66	4.459.402,47	6.791.169,14	26.421.518,50	17.030.762,17	43.452.280,67	6.265.586,72	57.924.113,80	4.048.335,75	3.897.555,63	7.945.891,38
	QUITO	373.062,81	1.262.909,53	1.635.972,34	12.534.987,70	33.642.719,78	46.177.707,48	152.833.629,58	111.327.426,36	264.161.055,94	26.231.363,35	338.206.099,11	12.510.891,53	9.022.746,85	21.533.638,38
	RIOBAMBA	503.622,82	1.934.898,91	2.438.521,73	1.591.482,88	1.542.753,20	3.134.236,08	26.484.289,91	9.388.717,02	35.873.006,94	2.598.963,00	44.044.727,74	1.850.576,18	1.948.396,65	3.798.972,83
	SUR	-	-	-	2.123.564,52	1.555.597,31	3.679.161,82	34.776.585,78	12.310.003,30	47.086.589,09	5.832.984,30	85.445.022,58	3.594.709,49	2.062.218,79	5.656.928,28
	GALÁPAGOS	-	-	-	288.769,19	-	288.769,19	5.751.923,44	-	5.751.923,44	2.680.383,55	8.721.076,18	461.398,46	-	461.398,46
	SUBTOTAL - EE (1)	3.062.982,04	13.043.547,41	16.106.529,45	37.944.432,98	69.032.679,66	106.977.112,63	380.073.517,90	198.068.066,86	578.141.584,76	64.757.889,73	794.829.403,95	36.466.589,20	29.684.360,83	66.150.950,04
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	2.456.023,67	363.531,47	2.819.555,14	20.755.449,91	2.733.277,13	23.488.727,04	3.601.135,63	29.909.417,81	1.408.419,13	887.644,60	2.296.063,73
	UN - EL ORO	485.449,75	2.148.304,89	2.633.754,64	18.245.534,43	29.404.134,90	47.649.669,33	30.649.723,05	26.158.529,40	56.808.252,45	15.485.547,26	122.577.223,68	4.465.207,77	4.352.490,39	8.817.698,17
	UN - ESMERALDAS	1.662.141,10	3.877.766,65	5.539.907,75	5.396.995,65	5.045.694,78	10.442.690,43	32.709.318,38	14.676.926,96	47.386.245,34	5.828.241,63	69.197.085,16	3.950.587,98	2.076.536,62	6.027.124,60
	UN - GUAYACUIL	5.977.985,57	40.507.036,38	46.485.021,95	21.348.367,81	66.893.540,19	88.231.908,01	117.996.696,51	116.824.885,95	234.821.582,46	9.848.130,57	379.386.642,99	8.258.989,18	8.336.300,55	16.595.289,74
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	7.169.673,87	24.351.660,78	31.521.334,65	13.441.976,91	22.552.693,18	35.994.670,09	73.404.434,18	53.010.580,42	126.415.014,60	26.489.024,89	220.420.044,23	7.319.129,53	4.932.012,72	12.251.142,25
	UN - LOS RÍOS	76.038,15	241.333,09	317.371,23	3.318.500,64	4.469.088,05	7.787.588,69	23.880.316,01	13.496.946,63	37.377.262,65	3.651.837,51	49.134.060,08	1.934.130,70	1.448.486,29	3.382.616,99
	UN - MANABÍ	1.607.422,52	5.864.434,60	7.471.857,12	13.654.924,79	23.487.471,46	37.142.396,25	71.691.080,65	42.153.729,06	113.844.809,71	14.474.127,60	172.933.190,68	7.664.142,18	6.991.807,47	14.655.949,65
	UN - MILAGRO	4.382.120,48	20.883.140,86	25.265.261,34	5.233.984,38	12.533.579,20	17.767.563,58	29.714.573,45	15.125.447,10	44.840.020,55	4.182.927,57	100.993.641,27	2.811.411,78	2.160.240,97	4.971.652,75
	UN - SANTA ELENA	1.002.436,55	3.047.506,89	4.049.943,45	6.654.984,53	11.462.502,58	18.117.487,11	19.197.367,23	9.301.466,91	28.498.834,15	3.725.902,59	54.392.167,29	2.894.660,50	1.475.244,32	4.369.904,82
	UN - SANTO DOMINGO	708.106,91	1.867.041,64	2.575.148,54	6.719.252,34	8.318.515,23	15.037.767,57	44.570.499,15	18.092.386,77	62.662.885,92	11.335.034,61	91.610.836,65	4.593.505,63	3.291.375,14	7.884.880,77
	UN - SUCUMBIÓS	-	-	-	2.794.589,39	3.291.160,31	6.085.749,71	28.582.716,45	13.735.465,16	42.318.181,61	4.691.650,41	68.861.755,56	1.596.666,41	1.548.204,06	3.144.870,47
	SUBTOTAL - CNEL (2)	23.071.374,91	102.788.225,78	125.859.600,69	99.265.134,55	187.811.911,35	287.077.045,91	493.152.174,98	325.309.641,50	818.461.816,48	103.313.560,27	1.359.416.065,41	46.896.850,80	37.500.343,15	84.397.193,95
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	26.134.356,95	115.831.773,19	141.966.130,14	137.209.567,53	256.844.591,01	394.054.168,54	873.225.692,88	523.377.708,36	1.396.603.401,24	168.071.450,00	2.154.245.469,36	83.363.440,01	67.184.703,98

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS MEDIOS DE VENTA POR NIVEL DE TENSIÓN



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ALTO VOLTAJE			MEDIO VOLTAJE			BAJO VOLTAJE			COMERCIALIZACIÓN	COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA			COSTO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL		
		SUBTOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO	SUBTOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO	SUBTOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO		TOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO	TOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO
		USD	kWh	USD/kWh	USD	kWh	USD/kWh	USD	kWh	USD/kWh		USD	USD	kWh	USD/kWh	USD	kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	389.737	9.067.815	0,0430	10.924.132	207.800.760	0,0526	63.871.854	425.002.394	0,1503	8.369.288	83.555.011	641.870.968	0,1302	8.930.907,54	105.746.895,57	0,0845
	AZOGUES	-	-	-	705.681	8.174.929	0,0863	6.548.667	47.208.894	0,1387	1.080.604	8.334.952	55.383.824	0,1505	1.404.938,70	13.342.999,20	0,1053
	CENTRO SUR	2.063.297	50.086.533	0,0412	27.823.672	423.126.149	0,0658	85.723.551	577.035.927	0,1486	8.492.130	124.102.649	1.050.248.609	0,1182	12.142.308,96	133.727.943,85	0,0908
	COTOPAXI	8.163.924	187.634.479	0,0435	7.452.585	133.397.680	0,0559	25.672.656	182.771.783	0,1405	3.206.587	44.495.752	503.803.942	0,0883	4.275.965,51	42.240.537,44	0,1012
	NORTE	1.415.077	31.324.080	0,0452	6.791.169	123.497.240	0,0550	43.452.281	435.835.111	0,0997	6.265.587	57.924.114	590.656.431	0,0981	7.945.891,38	91.852.339,57	0,0865
	QUITO	1.635.972	35.732.401	0,0458	46.177.707	936.752.940	0,0493	264.161.056	2.899.826.579	0,0911	26.231.363	338.206.099	3.872.311.921	0,0873	21.533.638,38	210.563.618,97	0,1023
	RIOBAMBA	2.438.522	54.874.980	0,0444	3.134.236	43.125.000	0,0727	35.873.007	238.970.229	0,1501	2.598.963	44.044.728	336.970.209	0,1307	3.798.972,83	45.606.767,72	0,0833
	SUR	-	-	-	3.679.162	42.935.800	0,0857	47.086.589	313.085.843	0,1504	5.832.984	85.445.023	1.087.522.320	0,0786	5.656.928,28	48.509.245,85	0,1166
	GALÁPAGOS	-	-	-	288.769	7.151.487	0,0404	5.751.923	54.026.532	0,1065	2.680.384	8.721.076	61.178.018	0,1426	461.398,46	3.466.059,12	0,1331
	SUBTOTAL - EE (1)	16.106.529	368.720.289	0,0437	106.977.113	1.925.961.985	0,0555	578.141.585	5.173.763.292	0,1117	64.757.890	794.829.404	8.199.946.242	0,0969	66.150.950,04	695.056.407,29	0,0952
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	2.819.555	9.902.981	0,2847	23.488.727	69.937.644	0,3359	3.601.136	29.909.418	79.840.625	0,3746	2.296.063,73	20.616.848,30	0,1114
	UN - EL ORO	2.633.755	59.112.022	0,0446	47.649.669	772.023.082	0,0617	56.808.252	573.496.623	0,0991	15.485.547	122.577.224	1.404.631.728	0,0873	8.817.698,17	96.307.887,26	0,0916
	UN - ESMERALDAS	5.539.908	109.491.461	0,0506	10.442.690	137.053.972	0,0762	47.386.245	275.283.763	0,1721	5.828.242	69.197.085	521.829.196	0,1326	6.027.124,60	47.170.143,47	0,1278
	UN - GUAYAQUIL	46.485.022	1.142.931.934	0,0407	88.231.908	1.830.777.329	0,0482	234.821.582	2.582.633.939	0,0909	9.848.131	379.386.643	5.556.343.202	0,0683	16.595.289,74	185.356.192,91	0,0895
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	31.521.335	682.502.341	0,0462	35.994.670	617.860.518	0,0583	126.415.015	1.132.167.172	0,1117	26.489.025	220.420.044	2.432.530.031	0,0906	12.251.142,25	112.162.313,60	0,1092
	UN - LOS RÍOS	317.371	6.859.414	0,0463	7.787.589	121.702.090	0,0640	37.377.263	297.154.431	0,1258	3.651.838	49.134.060	425.715.935	0,1154	3.382.616,99	33.587.499,29	0,1007
	UN - MANABÍ	7.471.857	165.553.053	0,0451	37.142.396	621.163.616	0,0598	113.844.810	855.771.758	0,1330	14.474.128	172.933.191	1.642.488.427	0,1053	14.655.949,65	152.996.252,27	0,0958
	UN - MILAGRO	25.265.261	586.930.244	0,0430	17.767.564	327.677.894	0,0542	44.840.021	311.761.096	0,1438	4.182.928	100.993.641	1.450.684.479	0,0696	4.971.652,75	47.419.641,86	0,1048
	UN - SANTA ELENA	4.049.943	85.698.724	0,0473	18.117.487	311.891.955	0,0581	28.498.834	199.315.594	0,1430	3.725.903	54.392.167	596.906.272	0,0911	4.369.904,82	33.746.154,30	0,1295
	UN - SANTO DOMINGO	2.575.149	51.977.972	0,0495	15.037.768	224.614.233	0,0669	62.662.886	448.542.887	0,1397	11.335.035	91.610.837	725.135.092	0,1263	7.884.880,77	74.360.271,70	0,1060
	UN - SUCUMBIOS	-	-	-	6.085.750	90.763.884	0,0671	42.318.182	334.321.158	0,1266	4.691.650	68.861.756	824.836.262	0,0835	3.144.870,47	36.900.019,46	0,0852
	SUBTOTAL - CNEL (2)	125.859.601	2.891.057.165	0,0435	287.077.046	5.065.431.554	0,0567	818.461.816	7.080.386.065	0,1156	103.313.560	1.359.416.065	15.660.941.250	0,0868	84.397.193,95	840.623.224,42	0,1004
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	141.966.130	3.259.777.454	0,0436	394.054.159	6.991.393.539	0,0564	1.396.603.401	12.254.149.357	0,1140	168.071.450	2.154.245.469	23.860.887.491	0,0903	150.548.143,98	1.535.679.631,71

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
COSTOS UNITARIOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
 DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
 NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TOTAL COSTOS	TOTAL VENTAS	COSTO MEDIO
		USD	kWh	USD/kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	83.555.011	641.870.968	0,1302
	AZOGUES	8.334.952	55.383.824	0,1505
	CENTRO SUR	124.102.649	1.050.248.609	0,1182
	COTOPAXI	44.495.752	503.803.942	0,0883
	NORTE	57.924.114	590.656.431	0,0981
	QUITO	338.206.099	3.872.311.921	0,0873
	RIOBAMBA	44.044.728	336.970.209	0,1307
	SUR	85.445.023	1.087.522.320	0,0786
	GALÁPAGOS	8.721.076	61.178.018	0,1426
	SUBTOTAL - EE (1)	794.829.404	8.199.946.242	0,0969
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	29.909.418	79.840.625	0,3746
	UN - EL ORO	122.577.224	1.404.631.728	0,0873
	UN - ESMERALDAS	69.197.085	521.829.196	0,1326
	UN - GUAYAQUIL	379.386.643	5.556.343.202	0,0683
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	220.420.044	2.432.530.031	0,0906
	UN - LOS RÍOS	49.134.060	425.715.935	0,1154
	UN - MANABÍ	172.933.191	1.642.488.427	0,1053
	UN - MILAGRO	100.993.641	1.450.684.479	0,0696
	UN - SANTA ELENA	54.392.167	596.906.272	0,0911
	UN - SANTO DOMINGO	91.610.837	725.135.092	0,1263
	UN - SUCUMBÍOS	68.861.756	824.836.262	0,0835
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	1.359.416.065	15.660.941.250	0,0868
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	2.154.245.469	23.860.887.491	0,0903

GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
USD/kWh		
0,0332	0,0078	0,0892
0,0332	0,0078	0,1096
0,0332	0,0078	0,0772
0,0332	0,0078	0,0474
0,0332	0,0078	0,0571
0,0332	0,0078	0,0464
0,0332	0,0078	0,0898
0,0332	0,0078	0,0376
-	-	0,1426
0,0332	0,0078	0,0560
0,0332	0,0078	0,3337
0,0332	0,0078	0,0463
0,0332	0,0078	0,0917
0,0332	0,0078	0,0273
0,0332	0,0078	0,0497
0,0332	0,0078	0,0745
0,0332	0,0078	0,0644
0,0332	0,0078	0,0287
0,0332	0,0078	0,0502
0,0332	0,0078	0,0854
0,0332	0,0078	0,0426
0,0332	0,0078	0,0459
0,0332	0,0078	0,0493

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN EL COSTO DEL SERVICIO



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN					TOTAL
				AOM&C	CALIDAD	EXPANSIÓN	CONFIABILIDAD	PROPIO	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	28,54%	5,50%	30,10%	20,68%	15,11%	0,07%	65,96%	100,00%
	AZOGUES	25,81%	5,60%	47,60%	17,65%	3,01%	0,33%	68,59%	100,00%
	CENTRO SUR	31,79%	5,51%	40,12%	13,19%	9,35%	0,04%	62,70%	100,00%
	COTOPAXI	43,84%	7,93%	35,37%	8,87%	3,96%	0,03%	48,23%	100,00%
	NORTE	39,07%	6,45%	39,11%	8,16%	6,98%	0,23%	54,48%	100,00%
	QUITO	43,72%	6,76%	32,95%	7,63%	8,92%	0,02%	49,52%	100,00%
	RIOBAMBA	29,50%	5,29%	34,55%	19,90%	10,59%	0,17%	65,21%	100,00%
	SUR	46,30%	6,68%	28,57%	8,82%	9,47%	0,16%	47,02%	100,00%
	GALÁPAGOS	0,00%	0,00%	53,06%	35,92%	10,41%	0,61%	100,00%	100,00%
	SUBTOTAL - EE (1)	38,76%	6,30%	34,38%	11,16%	9,32%	0,08%	54,94%	100,00%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	10,35%	2,28%	47,07%	18,07%	22,01%	0,22%	87,37%	100,00%
	UN - EL ORO	47,09%	7,58%	32,16%	6,20%	6,90%	0,07%	45,33%	100,00%
	UN - ESMERALDAS	34,12%	7,52%	32,91%	14,04%	11,30%	0,11%	58,36%	100,00%
	UN - GUAYAQUIL	59,43%	9,82%	24,92%	1,52%	4,27%	0,04%	30,75%	100,00%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	45,81%	7,85%	36,12%	4,68%	5,48%	0,06%	46,34%	100,00%
	UN - LOS RÍOS	37,12%	6,64%	36,05%	6,93%	13,13%	0,13%	56,24%	100,00%
	UN - MANABÍ	41,51%	6,78%	33,63%	5,47%	12,48%	0,13%	51,71%	100,00%
	UN - MILAGRO	56,02%	8,69%	25,18%	4,48%	5,57%	0,06%	35,29%	100,00%
	UN - SANTA ELENA	43,78%	6,49%	29,84%	4,85%	14,89%	0,15%	49,73%	100,00%
	UN - SANTO DOMINGO	30,91%	5,47%	50,25%	4,58%	8,70%	0,09%	63,62%	100,00%
	UN - SUCUMBÍOS	45,12%	6,97%	29,17%	4,79%	13,81%	0,14%	47,91%	100,00%
	SUBTOTAL - CNEL (2)	47,13%	7,86%	31,96%	4,87%	8,10%	0,08%	45,01%	100,00%
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	44,04%	7,28%	32,85%	7,20%	8,55%	0,08%	48,68%

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
MECANISMO DE LIQUIDACIÓN
DE COSTOS DE GENERACIÓN Y
TRANSMISIÓN**



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ÍNDICES
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,260
	AZOGUES	0,061
	CENTRO SUR	0,558
	COTOPAXI	1,000
	NORTE	1,000
	QUITO	1,094
	RIOBAMBA	0,284
	SUR	1,047
	GALÁPAGOS	1,000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP		1,049

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN EL COSTO DEL SERVICIO

CONSIDERANDO MECANISMO DE LIQUIDACIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN					TOTAL
				AOM&C	CALIDAD	EXPANSIÓN	CONFIABILIDAD	PROPIO	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	9,92%	1,91%	40,24%	27,64%	20,20%	0,09%	88,17%	100,00%
	AZOGUES	2,21%	0,48%	67,53%	25,04%	4,27%	0,47%	97,31%	100,00%
	CENTRO SUR	21,23%	3,68%	48,05%	15,79%	11,20%	0,05%	75,09%	100,00%
	COTOPAXI	43,84%	7,93%	35,37%	8,87%	3,96%	0,03%	48,23%	100,00%
	NORTE	39,08%	6,44%	39,11%	8,16%	6,98%	0,23%	54,48%	100,00%
	QUITO	45,67%	7,06%	31,46%	7,28%	8,51%	0,02%	47,27%	100,00%
	RIOBAMBA	11,15%	2,00%	46,01%	26,51%	14,11%	0,22%	86,85%	100,00%
	SUR	47,31%	6,82%	27,87%	8,60%	9,24%	0,16%	45,87%	100,00%
	GALÁPAGOS	0,00%	0,00%	53,06%	35,92%	10,41%	0,61%	100,00%	100,00%
	SUBTOTAL - EE (1)	36,59%	5,80%	36,05%	11,71%	9,77%	0,08%	57,61%	100,00%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	10,80%	2,37%	46,78%	17,96%	21,87%	0,22%	86,83%	100,00%
	UN - EL ORO	48,11%	7,75%	31,31%	6,04%	6,72%	0,07%	44,14%	100,00%
	UN - ESMERALDAS	35,08%	7,73%	32,26%	13,75%	11,07%	0,11%	57,19%	100,00%
	UN - GUAYAQUIL	60,30%	9,96%	24,10%	1,47%	4,13%	0,04%	29,74%	100,00%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	46,83%	8,03%	35,19%	4,56%	5,34%	0,05%	45,14%	100,00%
	UN - LOS RÍOS	38,13%	6,82%	35,29%	6,78%	12,85%	0,13%	55,05%	100,00%
	UN - MANABÍ	42,54%	6,95%	32,85%	5,35%	12,19%	0,12%	50,51%	100,00%
	UN - MILAGRO	56,96%	8,84%	24,42%	4,34%	5,39%	0,05%	34,20%	100,00%
	UN - SANTA ELENA	44,83%	6,64%	29,12%	4,73%	14,53%	0,15%	48,53%	100,00%
	UN - SANTO DOMINGO	31,86%	5,64%	49,36%	4,50%	8,55%	0,09%	62,50%	100,00%
	UN - SUCUMBÍOS	46,15%	7,14%	28,44%	4,67%	13,46%	0,14%	46,71%	100,00%
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	48,15%	8,03%	31,11%	4,74%	7,89%	0,08%	43,82%	100,00%
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	44,08%	7,24%	32,85%	7,20%	8,55%	0,08%	48,68%

Resolución Nro. 025/2023

29 de junio de 2023

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
ESTIMACIÓN DEL DIFERENCIAL TARIFARIO
CONSIDERANDO MECANISMO DE LIQUIDACIÓN**



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	COSTO MEDIO	PRECIO MEDIO APLICADO	DÉFICIT TARIFARIO
		USD¢/kWh		USD
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	9,738	9,738	-
	AZOGUES	10,608	10,608	-
	CENTRO SUR	9,866	9,866	-
	COTOPAXI	8,832	8,832	-
	NORTE	9,806	9,806	-
	QUITO	9,147	9,160	-
	RIOBAMBA	9,815	9,815	-
	SUR	8,054	8,060	-
	GALÁPAGOS	14,255	10,551	2.265.929,74
	E.E.	9,244	9,223	2.265.929,74
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	37,694	10,714	-
	UN - EL ORO	8,962	9,074	-
	UN - ESMERALDAS	13,532	9,294	-
	UN - GUAYAQUIL	7,061	8,820	-
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	9,301	9,279	-
	UN - LOS RÍOS	11,790	9,815	-
	UN - MANABÍ	10,779	9,053	-
	UN - MILAGRO	7,184	8,014	-
	UN - SANTA ELENA	9,338	8,725	-
	UN - SANTO DOMINGO	12,860	9,654	-
	UN - SUCUMBÍOS	8,563	8,273	-
	SUBTOTAL - CNEL (2)	8,915	8,923	-
NACIONAL	TOTAL	9,028	9,026	2.265.929,74

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
REGULACIÓN DE COSTOS SISTEMAS INSULARES
EMPRESA ELÉCTRICA GALÁPAGOS
GENERACIÓN**



EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ANUALIDAD (USD)
COSTO FIJO	AO&M	8.809.499,49
	CALIDAD	881.014,07
	RESPONSABILIDAD AMBIENTAL	29.680,00
	DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD	-
	TOTAL (*)	9.720.193,55
COSTO VARIABLE (**)		5.266.462,08
COSTO TOTAL		14.986.655,63

Nota: (*) Considera el monto del Cuadro Nro. 1

(**) Considera la valoración en el CMG conforme Cuadro Nro. 2

11. ANEXOS