

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

**PERIODO: ENERO – DICIEMBRE
2025**

Informe N°. INF-DTRET-2024-043

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE
REGULACIÓN ECONÓMICA
Y TARIFAS**

OCTUBRE 2024

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

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)	18
6. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES	20
6.1 Generación y Transmisión	20
6.2 Distribución y Comercialización	21
7. DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	21
7.1 Costo de Generación	21
7.1.1 Componente Fijo del Costo de Generación	22
7.1.2 Componente Variable del Costo de Generación	23
7.1.3 Simulaciones Energéticas	24
7.1.4 Cálculo del Costo Medio de Generación	25
7.2 Costo de Transmisión	26
7.3 Costo de Distribución y Comercialización	26
7.3.1 Anualidad de Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización	26
7.3.2 Balance de electricidad para la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía	27
7.3.3 Costos Agregados de Distribución	28
7.3.4 Costo por Potencia (USD/kW)	29
7.3.5 Costo por Energía (USD/kWh)	29
7.3.6 Costo de Comercialización (USD/Consumidor)	29
7.3.7 Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje	30
7.3.8 Costos Medios de Venta por Nivel de Voltaje	30
7.3.9 Costos Unitarios del SPEE	30
7.3.10 Aplicación del Mecanismo para la Liquidación del Costo de Generación y Transmisión Eléctrica	30
7.3.11 Determinación del Resultado Tarifario	31
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	32
8.1 Conclusiones	32
8.2 Recomendaciones	33

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

9. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD	34
10. CUADROS.....	35
11. ANEXOS.....	36

TABLAS

Tabla 1. Cronograma de entrega de información	6
Tabla 2. Resumen de las Actividades efectuadas	19
Tabla 3. Anualidad de costos fijos por empresa generadora.....	23
Tabla 4. Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados.....	25
Tabla 5. Costos totales de la componente de transmisión	26
Tabla 6. Anualidad de costos de la distribución y comercialización	27
Tabla 7. Balance de electricidad por distribuidora	28
Tabla 8. Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico	30

GRÁFICOS

Gráfico 1. Actividades por etapa del Procedimiento de Gestión Tarifaria	18
Gráfico 2: Balance de Electricidad.- Cubrimiento de la demanda de energía eléctrica por tecnología	24

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	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.

El Decreto Ejecutivo Nro. 256, establece la escisión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, que considera, entre otros aspectos, la creación de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, cuya institución, será la encargada de regular y controlar las actividades específicas del sector eléctrico y consecuentemente su funcionamiento en un plazo máximo de tres (3) meses contados a partir de la suscripción del Decreto Ejecutivo.

En sesión de Directorio de 25 de septiembre de 2024, con Resolución Nro. ARCONEL-007/2024 se aprobó la Regulación Nro. ARCONEL-004/2024 «Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General.», la cual considera lo dispuesto en la Ley Orgánica de Competitividad Energética y su Reglamento General en cuanto a la estructura de costos del SPEE y del SAPG.

En tal virtud, el objeto del presente informe, es exponer al Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL, 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 2025.

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 2025.

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:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- 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

2. ANTECEDENTES

- ✓ En sesión de Directorio de 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, ahora Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-025/2023 de 29 de junio de 2023, aprobó el Informe Técnico - Económico Nro. DRETSE-2023-041 denominado “*Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE). Período Enero - Diciembre 2024*”; en igual forma, con Resolución Nro. ARCERNNR-034/2023 de 30 de noviembre de 2024, aprobó el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2023, contenido en el informe técnico Nro. INF-DRETSE-2022-077 “*Análisis y Determinación del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica - Año 2024*”.
- ✓ La Ley Orgánica de Competitividad Energética - LOCE de 11 enero de 2024, conceptualiza el objetivo de promover soluciones económicas y de generación de energía a fin de superar la crisis energética, optimizando el manejo de los recursos públicos asociados al sector eléctrico.
- ✓ La precitada LOCE, reforma la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE, en varios aspectos, y sustancialmente en materia económica y tarifaria la modificación del artículo 56 de la LOSPEE, estableciendo los nuevos conceptos relacionados con la determinación del costo del SPEE y del SAPG.
- ✓ Mediante Decreto Ejecutivo 176 de 23 de febrero de 2024 se emite el Reglamento a la LOCE, en lo que corresponde a la temática que aborda el presente informe, se reforman, entre otros, los artículos del 159 al 164 del Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – RGLOSPEE.
- ✓ 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-2024-0039-M de 25 de marzo de 2024, la Dirección de Regulación Económica y Tarifas

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

del Sector Eléctrico (DRETSE), ahora Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas (DTRET) solicitó a la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE), ahora Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica (CNRE), su anuencia 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-2024-0166-ME de 09 de abril de 2024 y Memorando Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2023-0139-ME de 11 de abril de 2024.

- ✓ Mediante Oficio Circular Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0007-CIR y Oficio Circular Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0006-CIR, ambos de 11 de abril de 2024, 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 2025, Fase I: Análisis de Costos y Proyección de Subsidios del Sector Eléctrico"**, el mismo que se llevó a cabo en modalidad virtual el 16 de abril de 2024; así mismo, se solicitó delegar el **Coordinador del Análisis de Costos 2025** y se informó el cronograma de entrega de la información técnica, económica y financiera para la consecución del Análisis de Costos del año 2025. En este sentido, la DRETSE, ahora DTRET, 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 2025* en las carpetas digitales en las fechas establecidas y detalladas en el cronograma mostrado en la Tabla 1.

Tabla 1. Cronograma de entrega de información

Formularios SPEE	26 de abril de 2024
Etapas de Generación y Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Datos Técnicos • Costos de AO&M • Activos
Etapas de Distribución y Comercialización	<ul style="list-style-type: none"> • Información Física • Proyección de subsidios otorgados por el Estado • Costos de AOM&C • Activos

Elaborado: Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – ARC

- ✓ Con Resolución Nro. ARCERNNR-001/2024 de 17 de abril de 2024, se expidió las disposiciones normativas de carácter excepcional, aplicables a la generación termoeléctrica temporal a ser habilitada por el Ministerio rector y que resulte de los procesos de contratación que realice la Corporación Eléctrica del Ecuador.
- ✓ Con Decreto Ejecutivo Nro. 256 de 08 de mayo de 2024, se establece la escisión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en la Agencia de Regulación y Control Minero, Agencia de Regulación y Control del Electricidad y Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0363-OF de 13 de mayo de 2024, la ARCERNNR, ahora ARCONEL, solicitó al Ministerio de Energía y Minas, 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 para el año 2025; así como, aquellas relacionadas a mantener o

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

modificar las condiciones actuales de los subsidios otorgados por el Estado ecuatoriano para el servicio público de energía eléctrica.

- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-00366-OF de 13 de mayo de 2024, la ARCERNNR, ahora ARCONEL, 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.
- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2024-00506-O de 14 de mayo de 2024, 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 2025.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0420-OF de 27 de mayo de 2024, la ARCERNNR, ahora ARCONEL, remitió al Ministerio de Energía y Minas un análisis preliminar de las pérdidas de energía y su incidencia en los resultados del Análisis del Costo del SPEE para el año 2025.
- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2024-0559-O de 27 de mayo de 2024, el Operador Nacional de Electricidad solicitó a la ARCERNNR, ahora ARCONEL, la confirmación de las siguientes hipótesis para las simulaciones energéticas – Gestión Tarifaria 2025, cuyo requerimiento fue atendido con Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0425-OF de 28 de mayo de 2024.
- ✓ Mediante Memorandos Nros. ARCERNNR-DCTSE-2024-0080-M, ARCERNNR-DCGSE-2024-0272-ME y ARCERNNR-DCDCSE-2024-0753-ME de 19 de abril, de 7 de mayo y 6 de junio de 2024, las Direcciones de Control de la Transmisión, Generación y Distribución del Sector Eléctrico, respectivamente, en concordancia con sus atribuciones, remitieron a la DRETSE, ahora DTRET, los resultados de la ejecución de los recursos asignados para el año 2023 relacionados con el SPEE, cuyos resultados sirven de referencia como parámetros para la regulación de los Costos del SPEE 2025.
- ✓ Una vez que se recibió, dentro de las fechas establecidas en la Tabla 1, la información técnica, económica y financiera de las empresas eléctricas reguladas respecto de los 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.
- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2024-0610-O de 06 de junio de 2024, el CENACE remitió a la ARCERNNR, ahora ARCONEL, los resultados de la simulación energética para el año 2025 relacionada con el escenario promedio, sobre la base de la información remitida por las empresas eléctricas de distribución.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0697-OF de 07 de junio de 2024 la ARCERNNR, ahora ARCONEL, remito al CENACE una insistencia a la solicitud de simulaciones energéticas para el año 2025 en lo correspondiente a los escenarios semi-seco y semi-lluvioso, así como a la información complementaria.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2024-0669-O de 12 de junio de 2024, el CENACE remitió a la ARCERNNR, ahora ARCONEL, los resultados de la simulación energética para el año 2025 relacionada con los escenarios semi-seco y semi-lluvioso, así como la información de servicios complementarios.
- ✓ Mediante Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024 de 12 de junio de 2024, el Directorio de la ARCERNNR, aprobó en su “Artículo 3.- Reformar 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», ...”.
- ✓ Mediante Oficios Nros. MEM-VEER-2024-0124-OF y MEM-VEER-2024-0128-OF de 13 y 14 de junio de 2024, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (VEER), atendiendo el requerimiento solicitado por la Agencia con Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0363-OF, remitió a la ARCERNNR, ahora ARCONEL, los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión 2025, para las componentes de Distribución y Comercialización, así como de Generación y Transmisión, respectivamente.
- ✓ Mediante Oficio Nro. MEM-VEER-2024-1220-OF de 15 de junio de 2024, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC-EP, solicita a la ARCERNNR, ahora ARCONEL, la inclusión de la valoración de la generación termoeléctrica temporal en los análisis de costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General de los años 2024 y 2025, con base en el “ANÁLISIS DE SUFICIENCIA EN EL MEDIANO PLAZO PARA EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD DURANTE EL SIGUIENTE ESTIAJE (2024-2025)”.
- ✓ Con Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0801-OF de 20 de junio de 2024 la ARCERNNR, ahora ARCONEL, solicitó al Viceministerio de Electricidad y Energía Renovables el pronunciamiento para la incorporación de la generación termoeléctrica temporal para el periodo 2024-2025.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0247-ME de 25 de junio de 2024, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico, ahora Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, remitió a la Administración el Informe Técnico: N° INF-DRETSE-2024-049 denominado: “Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: Enero – Diciembre 2025”, el respectivo Informe Jurídico emitido con Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2024-0234-ME y el Proyecto de Resolución, a fin de que se eleve ante el Directorio para su análisis y resolución.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0504-OF de 28 de junio de 2024, la Dirección Ejecutiva de la ARCERNNR, ahora ARCONEL, convocó a Comité Técnico previa sesión de Directorio, a fin de tratar, entre otros, el análisis del costo del SPEE para el año 2025; no obstante, conforme el acta de reunión del citado Comité Técnico, la misma fue suspendida por la delegada del Ministerio de Energía y Minas, acogiendo lo indicado por el delegado de la Secretaría Nacional de Planificación.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0568-OF de 12 de julio de 2024, esta Administración, emitió la nueva convocatoria a Comité Técnico previa sesión de Directorio de la ARCERNNR, a efectuarse el 16 de julio de 2024, en la cual, el Ministerio de Energía y Minas autorizó el tratamiento de los temas: 1) Reforma del Costos del SPEE y del SAPG 2024; y, 2) Proyección de Subsidios 2025. Para los temas relacionados con los análisis del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General para el año 2025, se

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

coordinó con el Ministerio rector, quien recomendó que, una vez que se apruebe la reforma de la Regulación Nro. ARCERNR 006/21, ahora Regulación Nro. ARCONEL 004/24, respecto de la nueva estructura de costos, en concordancia con lo dispuesto en la Ley Orgánica de Competitividad Energética y su Reglamento General, se procederá con su tratamiento ante el Directorio Institucional.

- ✓ En sesión de Directorio de 25 de septiembre de 2024, con Resolución Nro. ARCONEL-007/2024 se aprobó la Regulación Nro. ARCONEL-004/2024 «Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General.», la cual considera lo dispuesto en la Ley Orgánica de Competitividad Energética y su Reglamento General en cuanto a la estructura de costos del SPEE y del SAPG.
- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2024-0924-OF de 17 de octubre de 2024, la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL, solicitó al Ministerio rector, la autorización para elevar la documentación relacionada con los análisis y determinación del costo del SPEE para el año 2025 ante el Directorio Institucional para su análisis y resolución.

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 actualizados:

- **Anexo Nro. 1:** Informe N°. INF-DTRET-2024-040 *“Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Generación”*;
- **Anexo Nro. 2:** Informe N°. INF-DTRET-2024-041 *“Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Transmisión”*;
- **Anexo Nro. 3:** Informe N°. INF-DTRET-2024-042 *“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 Electricidad - ARCONEL, 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 2025, 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.”*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **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 5**, presupuesto de la Agencia de Regulación y Control Competente:

“El presupuesto de la Agencia de Regulación y Control Competente se financiará con los recursos del Presupuesto General del Estado provenientes de los aportes de las empresas del sector eléctrico, que en ningún caso podrá exceder el 1% del costo de servicio eléctrico, de conformidad con la regulación emitida por la Agencia de Regulación y Control Competente”.

- **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:

“El Ministerio del ramo seleccionará, del referido Plan, aquellos que serán desarrollados por el Estado y los que podrían ser propuestos a las empresas privadas y de economía popular y solidaria, previo el proceso público de selección establecido en esta ley.

La inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución del PME por parte de las entidades y empresas públicas, podrá ser realizada con cargo al Presupuesto General del Estado, y/o a través de recursos propios. Estos valores podrán ser incluidos en el estudio de costos aprobado por la Agencia de Regulación y Control Competente.”.

- **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.”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **Artículo 56**, costo del servicio público de energía eléctrica:
 - “ (...)

El costo de generación corresponde al valor que tendrá que pagar un consumidor o usuario final del suministro de energía eléctrica, para cubrir los costos de la actividad de generación operada en forma óptima.
 - (...)

Para la empresas públicas y mixtas de generación y transmisión, los costos resultantes de los estudios técnicos y económicos elaborados por la Agencia de Regulación y Control Competente, considerarán los rubros: anualidad de los activos en servicio, y los conceptos de calidad, confiabilidad, disponibilidad, administración, operación y mantenimiento; y, los costos asociados con la responsabilidad ambiental. Para las empresas mixtas se podrá considerar el reconocimiento de una utilidad razonable, conforme la regulación que apruebe la Agencia de Regulación y Control Competente.
 - (...)

Los costos de distribución y comercialización y del alumbrado público general cubrirán el valor correspondiente a los rubros: la anualidad de los activos en servicio y los conceptos de calidad, confiabilidad, administración, operación y mantenimiento, y la expansión de cada sistema resultantes del estudio técnico-económico elaborad por la Agencia de Regulación y Control Competente.”
- **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.”.
- **Disposición Reformativa, QUINTA**

“Dentro del ordenamiento jurídico ecuatoriano, sustituyese la referencia “Ministerio de Electricidad y Energía Renovable” por “Ministerio del ramo”; y “ARCONEL” por “Agencia de Regulación y Control Competente”;
- ✓ Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – RGLOSPEE, 2019, y sus posteriores reformas.
 - **Art. (...).** Financiamiento de la Agencia de Regulación y Control competente del sector eléctrico

“El presupuesto de la Agencia de Regulación y Control competente del sector eléctrico se financiará, a través del Presupuesto General del Estado, con los recursos provenientes de los aportes de las empresas del sector eléctrico. En ningún caso el presupuesto podrá exceder el 1 % del costo de servicio eléctrico...”.
 - **Artículo 25**, obligaciones del generador, literal f:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

“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 fijen.”.

- **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;

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.”

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

“Corresponde a la Agencia del Regulación y Control Competente elaborar, anualmente, el análisis para la determinación de los costos del servicio público de energía eléctrica, a partir de los costos calculados y establecidos por la Agencia en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y en concordancia con las políticas que para el efecto defina el Ministerio del ramo.”

La Agencia del Regulación y Control Competente establecerá mediante regulación, la metodología que aplicará para la determinación y mecanismos de revisión de los costos de las precitadas actividades del servicio público de energía eléctrica, la cual deberá dar señales que conduzcan a la eficiencia técnica y económica de las empresas eléctricas y el cumplimiento de los rubros y conceptos establecidos en la Ley para la prestación de este servicio público.

Corresponde a todas las empresas eléctricas y al CENACE presentar a la Agencia de Regulación y Control Competente 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 160**, Costo de generación:

“El costo de la actividad de generación que deberá ser pagado por la demanda regulada comprenderá los costos de los generadores de las empresas públicas, mixtas, privadas, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria, así como las transacciones internacionales de electricidad y, los eventuales excedentes de energía de autogeneradores despachados por el CENACE para abastecer la demanda regulada, aplicando para el efecto los cargos fijos y/o variables correspondientes, en conformidad con los contratos regulados y lo establecido en la normativa respectiva.

Los costos fijos de las empresas de generación públicas y mixtas considerarán los siguientes componentes:

1. La anualidad de los activos en servicio determinada en función de la vida útil y tasa de descuento aprobada por la Agencia.
2. La valoración del activo en servicio considerará los conceptos de calidad, disponibilidad y confiabilidad, cuyos parámetros se definirán en la regulación que para el efecto emita la Agencia. Además, de la inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del Ministerio del Ramo.
3. La administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio.
4. Los costos asociados con la responsabilidad ambiental.
5. El reconocimiento de la utilidad razonable para las empresas mixtas de generación se lo realizará a través de la tasa de descuento, conforme la regulación que apruebe la Agencia de Regulación y Control Competente.

Los costos fijos y/o variables de las empresas de generación privadas, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria se determinarán a partir de los términos establecidos en los contratos regulados.”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **Artículo 161**, Costo de transmisión:

“El costo de la actividad de transmisión que deberá ser pagado por la demanda regulada y no regulada comprenderá los costos de la empresa de transmisión pública y, según corresponda, de las empresas mixtas autorizadas; así como, de las empresas privadas, estatales extrajeras y de economía popular y solidaria, aplicando para el efecto los cargos fijos y variables correspondientes conforme lo establecido en la normativa respectiva.

Los costos fijos de las empresas de transmisión públicas y mixtas considerarán los siguientes componentes:

- 1. La anualidad de los activos en servicio determinada en función de la vida útil y tasa de descuento aprobada por la Agencia.*
- 2. La valoración del activo en servicio considerará los conceptos de calidad, disponibilidad y confiabilidad, cuyos parámetros se definirán en la regulación que para el efecto emita la Agencia. Además, de la inversión requerida para ejecutar los proyectos de transmisión del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del Ministerio del Ramo.*
- 3. La administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio.*
- 4. Los costos asociados con la responsabilidad ambiental.*
- 5. El reconocimiento de la utilidad razonable para las empresas mixtas de transmisión autorizadas se lo realizará a través de la tasa de descuento, conforme la regulación que apruebe la Agencia de Regulación y Control Competente.*

Los costos de las empresas de transmisión privadas, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria considerarán la anualidad o canon resultantes del proceso público de selección, llevados a cabo por el Ministerio del ramo.

A partir del costo de la actividad transmisión, la Agencia establecerá el peaje de transmisión que deberá ser pagado por las empresas distribuidoras, los grandes consumidores y por los autoconsumos de autogeneradores, según corresponda.”

- **Artículo 162**, Costo de distribución y comercialización:

“El costo de la actividad de distribución y comercialización, que deberá ser pagado por la demanda regulada y no regulada, comprenderá los costos de las empresas eléctricas dedicada a dicha actividad, debidamente habilitadas, aplicando para el efecto los cargos fijos y variables correspondientes conforme lo establecido en la normativa respectiva.

Los costos fijos de las empresas eléctricas de distribución y comercialización considerarán los siguientes componentes:

- 1. La anualidad de los activos en servicio determinada en función de la vida útil y tasa de descuento aprobada por la Agencia.*
- 2. La valoración del activo en servicio considerará los conceptos de calidad, disponibilidad y confiabilidad, cuyos parámetros se definirán en la regulación que para el efecto emita la Agencia.*
- 2. Costos de administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio;*
- 3. Costos relacionados la responsabilidad ambiental;*
- 4. Costos de la valoración económica de las pérdidas de energía y potencia atribuibles al sistema de distribución, en los niveles admisibles establecidos en la regulación;*
- 5. Costo de expansión, correspondiente a los montos requeridos para la ejecución de los proyectos de distribución aprobados en el PME, cuyo financiamiento no provenga del Presupuesto General del Estado; y,*
- 6. Costos de comercialización, correspondientes a las actividades inherentes al proceso de comercialización del servicio público de energía eléctrica.*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

A partir de los costos de distribución, ARCONEL establecerá los peajes de distribución que deberán ser pagados por los grandes consumidores y por los autoconsumos de autogeneradores conectados al sistema de distribución, de conformidad con la regulación correspondiente.

- ✓ Decreto Ejecutivo Nro. 256
 - **Artículo 1.**

“Escindir la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERRNR), y crear las nuevas agencias: i) “Agencia de Regulación y Control Minero, ARCOM”; ii) “Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL”; y, iii) “Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, ARCH”, como organismos técnicos administrativos encargados de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el sector minero, eléctrico e hidrocarburífero, en su orden, conforme a las competencias atribuidas en la Ley de Minería, Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Ley de Hidrocarburos y la Ley de Competitividad Energéticas; así como, los Reglamentos de aplicación.
- ✓ 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.
- ✓ La Regulación Nro. ARCONEL-004/24 “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:

Las componentes del costo del SPEE y del SAPG son:

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 Administración de la ARCONEL, en forma anual, considerando tanto los costos que son de naturaleza fija, 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 análisis, desglosada por central de generación; y, la información de las simulaciones energéticas realizadas por el CENACE.

Para el caso de los generadores públicos y mixtos, los costos afectos a esta componente son:

a) Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- b) Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**
- c) Costo de Transacciones Internacionales de Energía**
- d) Costo Variable de Producción**
- e) Costos por Servicios Complementarios**

La anualidad de los activos en servicio del generador, público y mixto, será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento y se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM. (...)

8.1.2. COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

La componente de transmisión será determinada por la Administración ARCONEL, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de transmisión pública y mixta, según corresponda.

Para el caso de los transmisores públicos y mixtos, los costos afectos a esta componente son:

- a) Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental**
- b) Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**

La anualidad de los activos en servicio del transmisor, público y mixto, será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento y se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de transmisión del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM.(...)

8.1.3 COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

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

Los costos imputables a esta componente son:

- a) Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental**
- b) Costo de Comercialización**
- c) Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**
- d) Costo para la Expansión**

La anualidad de los activos en servicio del distribuidor y comercializador será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento.

Adicionalmente, como parte del costo de expansión se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de distribución y comercialización del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM. (...)

- **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:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

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

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, así como excluye el uso de la red de distribución para la prestación del SAPG definido en el numeral 12.3.”

○ **ARTÍCULO 29. CONTRATOS DE FIDEICOMISO Y OTROS MECANISMOS**

“Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, en coordinación con el Ministerio del ramo, podrán constituir contratos de fideicomiso con entidades financieras (fiduciarias) y/u otros mecanismos expresamente reconocidos por la normativa vigente, a fin de garantizar el cumplimiento y pago del esquema de prelación establecido en la presente Regulación.”

○ **ARTÍCULO 30. - ESQUEMA DE PRELACIONES**

“Las empresas eléctricas de distribución y comercialización o las fiduciarias, según corresponda y de acuerdo a los mecanismos de así haberlos establecido, para el pago de obligaciones deberán considerar y aplicar el esquema de prelación, en orden subsecuente, en función de la disponibilidad de recursos.”

○ **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 (...)”

○ **DISPOCISIÓN TRANSITORIA DÉCIMA**

“El Ministerio del ramo, en el plazo de 30 días contados a partir de la aprobación de la reforma a esta Regulación, emitirá, a través del acto administrativo que sustente y corresponda, los procedimientos y/o instructivos conforme lo dispuesto en el numeral 30.4 de esta Regulación. Estos procedimientos y/o instructivos serán remitidos a la ARCERNNR, CENACE y empresas distribuidoras.

El CENACE efectuará las acciones pertinentes para la implementación y aplicación de las disposiciones de la presente regulación, en la liquidación de las transacciones comerciales del

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

mes que corresponda, una vez que se apruebe la presente regulación y se emitan los procedimientos y/o instructivos por parte del MEM.

Concomitante con lo anterior, el CENACE continuará determinando los montos económicos correspondientes a cada prelación aplicando el esquema de prelación vigente hasta antes de la emisión de la presente Regulación, mientras se establezcan los precitados procedimientos y/o instructivos.

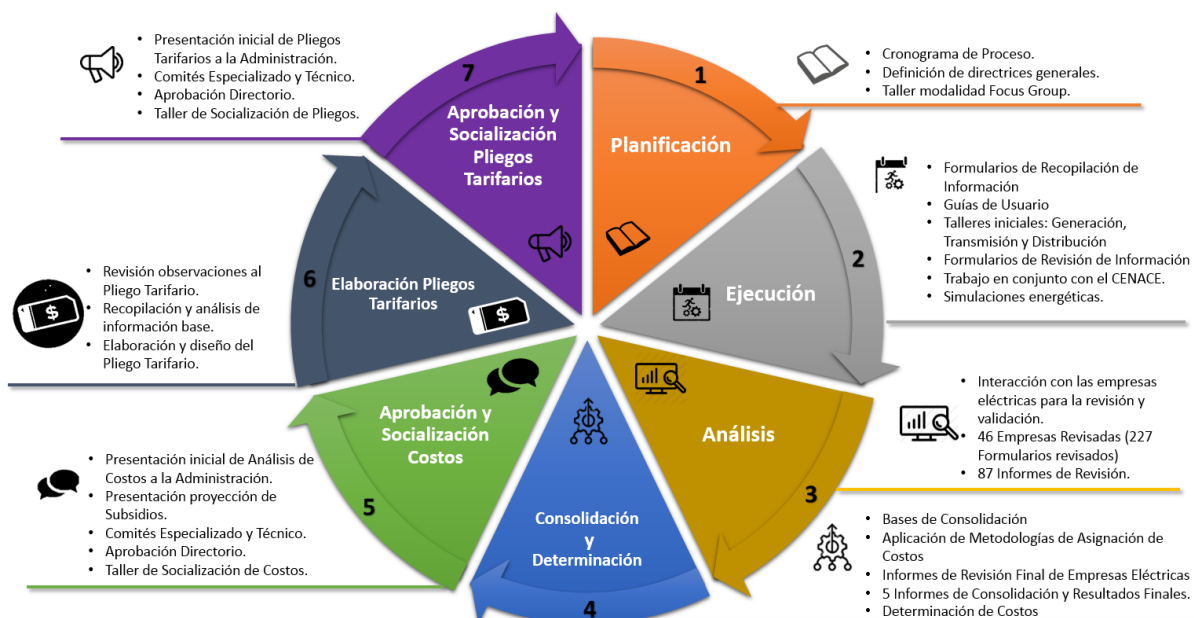
El MEM continuará determinando los montos económicos correspondientes a cada prelación aplicando el esquema de prelación vigente hasta antes de la emisión de la presente Regulación, mientras se establezcan los precitados procedimientos y/o instructivos.”

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 Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – ARC

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

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 8 Formularios de Recopilación de la información base para el análisis y determinación de costos del SPEE (3 de generación, 2 de transmisión y 3 de distribución). ✓ Se elaboró 7 guías de usuario para el llenado de los Formularios de Recopilación de la información (3 de generación y 2 de transmisión y 2 de distribución). ✓ 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 2025, 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 9 Formularios de Revisión de la información (3 de generación, 3 de transmisión y 3 de distribución). ✓ Se elaboró 3 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 115 formularios de revisión, correspondientes a la primera, segunda y tercera entrega de información, según corresponda (69 de generación, 3 de transmisión y 43 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.
CONSOLIDACIÓN Y DETERMINACIÓN	<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 y activos en servicio para las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución. ✓ Se efectuó la determinación de los valores de anualidad del activo 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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

APROBACIÓN	✓ Previo a elevar los resultados del presente informe para conocimiento del Directorio Institucional, se realizarán reuniones de trabajo con los delegados del Cuerpo Colegiado.
SOCIALIZACIÓN	✓ 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 Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – ARC

6. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES

El Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, atendiendo el requerimiento solicitado por la Agencia, con Oficios Nros. MEM-VEER-2024-0124-OF y MEM-VEER-2024-0128-OF de 13 y 14 de junio de 2024, respectivamente, remitió a la ARCERNR los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión Tarifaria del 2024 relacionados a la Distribución y Comercialización, así como, de Generación y Transmisión, respectivamente.

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 y Transmisión consideró los siguientes lineamientos:

- ✓ Es imperativo evaluar el cumplimiento de los proyectos presentados (Aprobados) del año anterior por parte de las empresas eléctricas de generación y transmisión, tanto en términos técnicos como financieros. Esta medida garantizará una distribución más efectiva de los recursos disponibles. Gestiones e implementación de al menos las obras prioritarias y las acciones de corto y mediano plazo del “Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado – SNI” abril 2024 - marzo 2026, remitido y actualizado por CENACE trimestralmente.
- ✓ Evaluación e implementación de los requerimientos adicionales de compensación de potencia reactiva integral en el Sistema Nacional Interconectado – SNI.
- ✓ Procesos para la incorporación, ampliación, recuperación, modernización, repotenciación y reposición de la infraestructura disponible e indisponible de generación y transmisión para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio a fin de atender la demanda creciente en el corto, mediano y largo plazo, especialmente en la zona suroccidental y noroccidental.
- ✓ Obras de mitigación de la erosión regresiva del río Coca, Mantenimiento de la fase 1 de la Central Coca Codo Sinclair.
- ✓ La situación contractual de las compañías Energyquil S.A, deberá basarse en el Contrato de Concesión para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Central Termoeléctrica Energyquil de la empresa ENERGYQUIL S.A.
- ✓ La bahía 1 de la central Esmeraldas II permanecerá en el SNI hasta una nueva definición.
- ✓ Acciones para atender la situación del sector eléctrico remitida mediante Circular Nro. MEM-VEER-2024-0002-CIR de 28 de marzo de 2024.
- ✓ Disposición con respecto a las centrales que generan con potencias sobre sus títulos habilitantes, emitidas mediante el oficio Nro. MEM-VEER-2024-0098-OF de 04 de abril de 2024.
- ✓ Determinar un trato particular para los costos de generación de Galápagos, de forma de garantizar la recuperación/reposición.
- ✓ La cartilla de costos asociada a la generación de Galápagos debería ser presentada y gestionada por CELEC.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ En relación a la incorporación de parque térmico para el estiaje 2024-2025 tomar en cuenta el "INFORME DE CONTRATACIÓN DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA E INCORPORACIÓN DE PROYECTOS EN LA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR -CELEC EP" adjunto en la presente comunicación anexo 1.

El detalle de lo antes citado se encuentra en los Anexos Nro. 1 y 2, Informe N° INF-DTRET-2024-040 e Informe N° INF-DTRET-2024-041, respectivamente.

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:

- ✓ Contrastación de la proyección de la demanda para el año 2025, en el caso de que se proponga una contrastación diferente a la proyección de la demanda remitida por las Empresas Eléctricas a través del Análisis de Costos.
- ✓ Niveles de pérdidas de energía correspondientes al año 2024 y 2025.
- ✓ Condiciones de aplicación de los subsidios otorgados por el Estado para el Servicio Público de Energía Eléctrica respecto a la proyección para el 2025.
- ✓ Mecanismo de liquidación de costos de generación y transmisión.
- ✓ Remuneración y mano de obra.
- ✓ Generación de las empresas eléctricas.
- ✓ Eficiencia energética.

El detalle de lo antes citado se encuentra en el Anexo Nro. 3: Informe N° INF-DTRET-2024-042.

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 ARCONEL, 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. ARCERNR-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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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. ARCERNR - 001/23 “*Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano*”; y conforme la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 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. Anualidad de Activos en Servicio

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 la anualidad de activos en servicio de generación, se considera la metodología contenida en el Informe N°. DRETSE-2024-045, que toma como premisa la definición de la base de capital sobre los activos en servicio, las vidas útiles por etapa funcional establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 y la tasa de descuento de 0%.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

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)	ANUALIDAD DE ACTIVOS EN SERVICIO (4)	COSTOS FIJOS (5)=(3)+(4)
CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	46,86	20,40	67,26	66,80	134,07
	ELECTROGUAYAS	33,33	33,04	66,37	13,74	80,12
	CELEC SUR	55,40	26,78	82,18	68,07	150,26
	GENSUR	7,48	4,37	11,85	11,15	23,00
	GUAYAQUIL	5,57	6,13	11,69	1,80	13,50
	HIDROAGOYÁN	15,20	14,47	29,67	20,13	49,80
	HIDROAZOGUES	1,78	0,19	1,98	1,12	3,10
	HIDRONACIÓN	12,19	2,92	15,11	5,56	20,67
	HIDROTOAPI	8,20	3,47	11,67	9,40	21,07
	TERMOESMERALDAS	19,04	22,35	41,39	5,95	47,33
	TERMOMANABI	16,50	14,13	30,63	8,75	39,38
	TERMOGAS MACHALA	9,98	20,32	30,30	6,08	36,38
	TERMOPICHINCHA	22,26	30,76	53,02	9,83	62,85
	SUBTOTAL - CELEC EP (1)	253,79	199,33	453,12	228,38	681,50
EMPRESAS DE GENERACIÓN	ELECAUSTRO	7,42	0,22	7,65	0,96	8,60
	EPAA MEJIA EP	0,36	0,21	0,58	0,09	0,67
	SERMAA EP	0,30	0,06	0,36	0,11	0,47
	SUBTOTAL - EG (2)	8,08	0,50	8,58	1,16	9,74
EMPRESAS ELÉCTRICAS	AMBATO	0,39	2,54	2,92	1,62	4,54
	COTOPAXI	1,27	0,70	1,97	1,41	3,38
	RIOBAMBA	1,22	0,82	2,04	0,52	2,56
	NORTE	0,51	0,32	0,82	0,44	1,26
	QUITO	11,95	3,52	15,47	12,14	27,61
	SUR	3,05	0,47	3,52	0,34	3,86
	GALÁPAGOS (*)	4,25	7,37	11,62	0,10	11,72
SUBTOTAL - EE (3)	22,63	15,73	38,36	16,57	54,93	
TOTAL (4) = (1)+(2)+(3)	284,51	215,56	500,06	246,11	746,18	

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 Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – 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 **746,18 MMUSD**. Es importante indicar que, el pago de la anualidad de costos fijos aprobada, se encuentra sujeta a la disponibilidad del generador, conforme a lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2023.

Adicionalmente, con base en lo establecido en la Resolución Nro. ARCERNNR-001/2024, los lineamientos emitidos por el Ministerio rector con Oficio Nro. MEM-VEER-2024-0128-OF, así como al requerimiento formulado por la CELEC EP con Oficio Nro. CELEC-EP-2024-1220-OFI, se incluye el monto estimado para el año 2025, relacionado con el alquiler, operación y mantenimiento de generadores de energía térmica en el orden de **113,00 MMUSD**.

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”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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

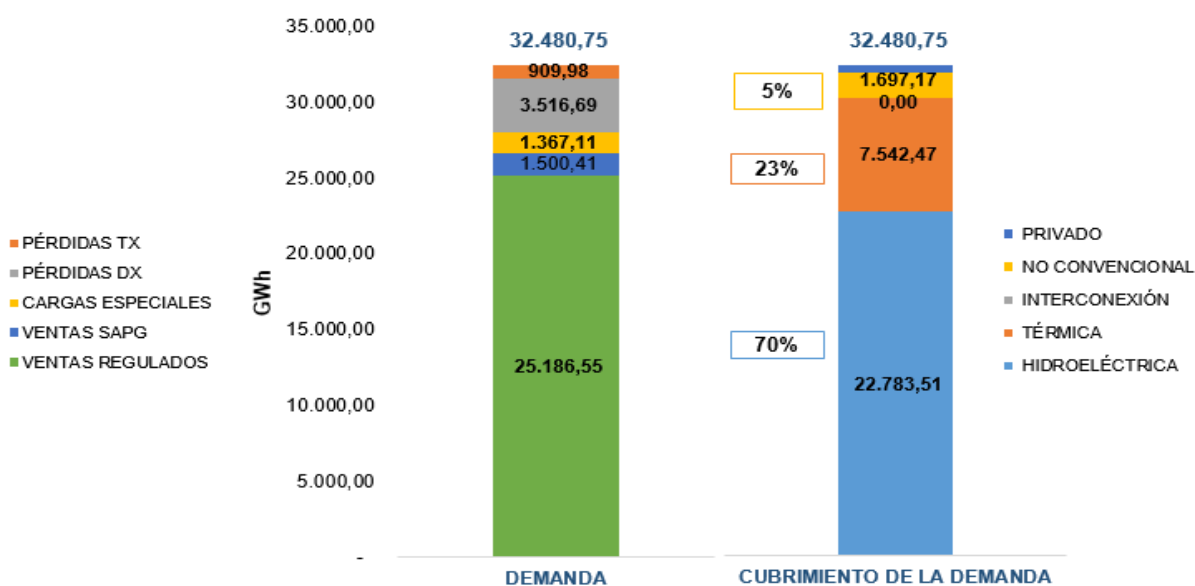
La demanda de energía a suplir por el parque generador ecuatoriano, es la principal variable en la determinación de los costos de la etapa de generación, ya que el balance del mismo determina el uso de los recursos disponibles y directamente sus costos de producción.

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.

Con base en lo antes indicado, la proyección de la demanda de energía eléctrica en bornes de generación para el año 2025 para el escenario hidrológico semi-seco, se ubicó en **30.480,75 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



Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

Sobre la base de los escenarios planteados, del Gráfico 2 se observa que, para el escenario semi-seco, 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 70%; mientras que la participación de los generadores térmicos aporta al abastecimiento con el 23% y en cuanto a las fuentes de generación de energía renovable no convencional junto con la generación privada representan 7% de la producción que abastece la demanda.

Es importante indicar que, como parte de las simulaciones energéticas efectuadas por el CENACE para el escenario semi-seco y semi-lluvioso, no se ha considerado la importación de energía.

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 acápites 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	59,78	58,12	54,84
	Térmica	256,59	303,26	370,64
	Interconexión	0,00	3,03	0,00
	No convencional	113,19	110,45	105,81
	Privado	18,19	19,04	19,76
	Total Variable	447,75	493,89	551,05
Fijo	Resolución Nro. ARCERNR 001/2024	113,00	113,00	113,00
	Público	746,18	746,18	746,18
	Privado	20,51	20,51	20,51
	Total Fijo	879,69	879,69	879,69
Otros	Otros Operación	4,68	4,68	4,68
	Total Otros	4,68	4,68	4,68
Costo Total (MMUSD)		1.332,13	1.378,27	1.435,43
Producción (GWh)		32.480,75		
Costo Unitario (cUSD/kWh)		4,10	4,24	4,42

Elaborado: Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET - ARC

Como se puede evidenciar, para efectos del presente análisis se ha considerado que, el costo de generación total, para el período enero - diciembre 2025 del escenario hidrológico semi-seco, se ubica en **1.435,43 MMUSD**, mismo que referido en la energía producida, se obtiene un valor de CMG en el orden de los **4,42 cUSD/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. 26 del presente Informe.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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. Anualidad del activo en servicio

La anualidad de activos en servicio de transmisión, se considera la metodología contenida en el Informe N°. DRETSE-2024-045, que toma como premisa la definición de la base de capital sobre los activos en servicio, las vidas útiles por etapa funcional establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 y la tasa de descuento de 0%.

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 2025
	MM USD
Administración, Operación y Mantenimiento	91,99
Anualidad del Activo en Servicio	57,43
TOTAL	149,43

Elaborado: Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET - ARC

Sobre la base de la información antes citada, se establece que el costo total de la etapa de transmisión se ubica en **149,43 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 **5.485,36 MW-mes**, lo cual, determina un costo medio de transmisión referido a potencia en el orden de los **2,270 USD/kW-mes**; en tanto que, referido a la energía transportada para el escenario semi-seco, determinan un costo medio anual de **0,4733 ¢USD/kWh**, el detalle del análisis se presenta en el Cuadro Nro. 3 del presente Informe.

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. Anualidad del Activo en Servicio
4. Costos de Expansión.

La anualidad de activos en servicio de distribución y comercialización, se considera la metodología contenida en el Informe N°. DRETSE-2024-045, que toma como premisa la definición de la base de capital sobre los activos en servicio, las vidas útiles por etapa funcional establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 y la tasa de descuento de 0%.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

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	ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	EXPANSIÓN	COSTO DE DISTRIBUCIÓN	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	18,39	8,04	15,92	8,08	50,42	
	AZOGUES	3,12	1,03	1,59	0,16	5,90	
	CENTRO SUR	45,00	7,85	22,01	7,52	82,39	
	COTOPAXI	13,33	3,24	8,01	0,94	25,52	
	NORTE	17,08	6,73	7,33	2,66	33,80	
	QUITO	90,79	25,39	58,86	16,43	191,47	
	RIOBAMBA	13,94	2,80	6,17	3,01	25,91	
	SUR	19,71	5,91	6,09	4,77	36,48	
	GALÁPAGOS	3,56	1,40	4,04	0,37	9,37	
		SUBTOTAL - EE (1)	224,93	62,39	130,02	43,95	461,29
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	11,51	3,17	3,03	3,81	21,53	
	UN - EL ORO	26,03	15,39	5,20	5,20	51,83	
	UN - ESMERALDAS	18,82	4,70	5,30	4,88	33,71	
	UN - GUAYAQUIL	98,40	11,74	22,62	9,71	142,47	
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	56,39	26,13	11,69	6,08	100,29	
	UN - LOS RÍOS	15,54	3,54	3,65	3,12	25,86	
	UN - MANABÍ	41,20	11,71	9,84	15,82	78,57	
	UN - MILAGRO	24,96	3,95	4,37	4,04	37,31	
	UN - SANTA ELENA	15,70	4,03	3,55	3,30	26,58	
	UN - SANTO DOMINGO	28,13	10,89	7,00	4,47	50,49	
	UN - SUCUMBÍOS	10,91	4,89	3,36	5,52	24,68	
		SUBTOTAL - CNEL (2)	347,60	100,16	79,59	65,95	593,31
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	572,53	162,55	209,62	109,90	1.054,59

Elaborado: Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET - 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 **1.054,59 MMUSD**.

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

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 ejecución de los recursos, corresponde a la ARCONEL.

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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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	824,10	762,00	2,68	59,42	7,21%
	AZOGUES	106,53	74,27	25,23	7,02	6,59%
	CENTRO SUR	1.400,64	1.238,39	52,17	110,08	7,86%
	COTOPAXI	656,26	524,59	76,15	55,52	8,46%
	NORTE	787,28	707,20	10,05	70,02	8,89%
	QUITO	4.974,19	4.106,09	527,96	340,14	6,84%
	RIOBAMBA	476,96	368,80	68,78	39,38	8,26%
	SUR	463,18	404,10	1,20	57,88	12,50%
	GALÁPAGOS	96,69	92,25	0,00	4,44	4,59%
		SUBTOTAL - EE	9.785,82	8.277,68	764,24	743,90
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	115,85	104,01	0,00	11,84	10,22%
	UN - EL ORO	2.024,51	1.730,76	22,11	271,63	13,42%
	UN - ESMERALDAS	863,46	685,46	2,55	175,44	20,32%
	UN - GUAYAQUIL	7.985,49	6.623,23	456,94	905,33	11,34%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.976,08	3.066,39	442,79	466,90	11,74%
	UN - LOS RÍOS	709,80	585,14	15,58	109,09	15,37%
	UN - MANABÍ	2.740,53	2.178,41	82,98	479,15	17,48%
	UN - MILAGRO	1.692,59	1.455,86	68,69	168,03	9,93%
	UN - SANTA ELENA	739,23	630,35	1,91	106,97	14,47%
	UN - SANTO DOMINGO	1.017,11	892,03	16,28	108,80	10,70%
	UN - SUCUMBIOS	524,67	457,64	0,72	66,31	12,64%
	SUBTOTAL - CNEL	22.389,32	18.409,29	1.110,56	2.869,47	12,82%
NACIONAL	TOTAL	32.175,14	26.686,97	1.874,80	3.613,37	11,23%

(*) Dentro de la Disponibilidad Total no se considera las cargas conectadas al transmisor: **1.367,11 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 Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – ARC

Como se observa en la Tabla 7, la disponibilidad en bornes de distribución se ubica en el orden de los **32.175,14 GWh**, en la cual, se incluye **1.874,80 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.

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, se realiza la revisión del balance de electricidad en las diferentes etapas funcionales del cual, se desprenden los siguientes cuadros:

- Cuadro Nro. 8: Demandas de potencia;
- Cuadro Nro. 9: Factores de expansión de pérdidas de potencia;
- Cuadro Nro. 10: Demandas de energía;
- Cuadro Nro. 11: Factores de expansión de pérdidas de energía;
- Cuadro Nro. 12: Ventas de potencia por niveles de voltaje;
- Cuadro Nro. 13: Ventas de energía por niveles de voltaje; y,
- Cuadro Nro. 14: Entregas de Grandes Consumidores y Consumos Propios de Autoprodutores.

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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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. 7 con las demandas de potencia del Cuadro Nro. 8, los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 15.

Los costos propios de cada etapa funcional, cuyos resultados se muestran en el Cuadro Nro. 15, se acumulan, para lo cual se introducen los factores de expansión de pérdidas de potencia, Cuadro Nro. 9, determinándose el Costo Total Acumulado de Potencia en cada una de las etapas funcionales, Cuadro Nro. 16.

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. 16; sus valores se presentan en el Cuadro Nro. 17.

La metodología del cálculo se lo efectúa conforme la Regulación Nro. 004/24 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. 11, en cada una de las etapas funcionales, definiéndose de esta manera los valores del Costo Total Acumulado de Energía, Cuadro Nro. 18.

Los resultados del Cuadro Nro. 18, 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. 19.

La metodología del cálculo se lo efectúa conforme la Regulación Nro. 004/24 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 5,95 millones de usuarios para el 2025.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

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. 20.

7.3.7 Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje

Con base en los costos acumulados de potencia y energía, cuadros Nos. 16 y 18, respectivamente, y el costo de comercialización, Cuadro Nro. 20, se obtiene el resumen de los costos totales por nivel de voltaje, para lo cual se relaciona los cuadros Nos. 16 y 18, con las ventas de potencia y energía, respetivamente. Los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 21 - 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. 21 - B.

7.3.8 Costos Medios de Venta por Nivel de Voltaje

En el Cuadro Nro. 21 - B se identifica los costos totales, por nivel de voltaje, por lo que, es necesario relacionar dicho cuadro con el Cuadro Nro. 13. Los resultados de los costos medios por nivel de voltaje por distribuidora, se presentan en el Cuadro Nro. 22. En consecuencia, el costo medio nacional equivalente resultante es de 9,535 ¢USD/kWh para el escenario hidrológico semi-seco.

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

	ESCENARIOS		
	SEMI-LLUVIOSO	PROMEDIO	SEMI-SECO
	¢USD/kWh		
GENERACIÓN	4,101	4,243	4,419
TRANSMISIÓN	0,585	0,589	0,594
DISTRIBUCIÓN	4,484	4,501	4,522
COSTO DEL SERVICIO	9,170	9,333	9,535

Elaborado: Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas, DTRET – 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 escenarios semi-lluvioso y promedio se encuentran en el orden de 0,365 ¢USD/kWh y 0,202 ¢USD/kWh, que representa el 4% y 2%, respectivamente.

7.3.9 Costos Unitarios del SPEE

Como complemento del análisis, se presenta en el Cuadro Nro. 23 los costos unitarios del servicio público de energía eléctrica para las etapas de generación, transmisión y distribución, respecto del escenario hidrológico semi-seco.

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

Conforme la Regulación Nro. 004/24, 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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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 2025, cuyos resultados se presentan en el Cuadro Nro. 24.

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.- El Estado ecuatoriano otorgará compensaciones, subsidios o rebajas directas y focalizadas en el servicio público de energía eléctrica, a las organizaciones de la economía popular y solidaria, artesanos, pequeños productores, microempresas y emprendimientos, mismos que serán definidos anualmente por parte del Ministerio de Energía y Minas.

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 la Agencia de Regulación y Control, se aprobare 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, previo análisis de factibilidad que realice el Ministerio de Economía y Finanzas con base en las reglas de gasto público y principios de sostenibilidad fiscal.

El Ministerio de Energía y Minas 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.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable gestionará la entrega oportuna de los referidos montos a las empresas eléctricas que corresponda, a fin de garantizar la estabilidad económica y financiera del sector.

El Ministerio de Finanzas cubrirá mensualmente, con base en la información consolidada por la Agencia de Regulación y Control y las reglas de gasto público y sostenibilidad fiscal, los valores correspondientes a los subsidios y rebajas.”

En este contexto, y conforme la Regulación Nro. 004/24, en su disposición general primera 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...”*.

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
	Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Versión: 03

reuniones de trabajo realizadas entre el MEM y la ARCERNNR, ahora ARCONEL, remitió a la CTRCE, ahora CTRET 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 **0 MMUSD** por concepto de déficit tarifario para el año 2025, cuyo detalle se presenta en el Cuadro Nro. 25.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

- ❖ Conforme la normativa vigente, como parte de los costos de las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, se establece la anualidad del activo en servicio, cuya metodología se describe en el Informe N°. DRETSE-2024-045, misma que considera la definición de la base de capital sobre los activos en servicio, las vidas útiles por etapa funcional establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 y la tasa de descuento de 0%.
- ❖ Los costos para la actividad de la generación se ubican en el orden de los **1.435,43 MMUSD**, considerando el escenario hidrológico semi-seco, monto que comprende una anualidad de costo fijo para los generadores públicos determinada en el valor de los **746,18 MMUSD**. Con base a los costos y a la demanda de energía eléctrica en bornes de generación **32.480,75 GWh-año**, se establece un Costo Medio de Generación de **4,42 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la transmisión se ubican en el orden de los **149,43 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, **5.485,36 MW**, se establece un Costo de Transmisión de **2,270 USD/kW-mes**; en tanto que, referida a la energía transportada para el escenario semi-seco, equivale a un costo medio anual incluido pérdidas de **0,594 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la distribución y comercialización se ubican en el orden de los **1.054,59 MMUSD**, que comprende los componentes de rubros de Administración, Operación, Mantenimiento, Comercialización, Anualidad del Activo en Servicio 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 semi-seco, en el orden de los **4,522 ¢USD/kWh**.
- ❖ Concomitante con lo anteriormente expuesto, el costo del servicio eléctrico a nivel nacional, para el escenario semi-seco, se ubica en los **9,535 ¢USD/kWh**.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03








- ❖ 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 **0 MM USD**.
- ❖ La gestión de los recursos asignados de las componentes administración, operación, mantenimiento, comercialización, anualidad del activo en servicio y expansión en las actividades de generación, transmisión y distribución, según corresponda, 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 ejecución de los recursos, corresponde a la ARCONEL.
- ❖ Los resultados expuestos en el presente informe consideran las directrices emitidas por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ministerio rector, a través de Oficios Nros. MEM-VEER-2024-0124-OF y MEM-VEER-2024-0128-OF; dentro de las atribuciones de la Agencia y la normativa vigente.

8.2 Recomendaciones

- ❖ En razón de los acontecimientos de conocimiento general relacionados con la Emergencia en el Sector Eléctrico, se recomienda se considere los resultados obtenidos para el escenario hidrológico semi-seco.
- ❖ Conforme lo instruido por la CNRE 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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

9. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD

	Responsable	Fecha	Firma
Aprobado por:	Ing. Lenin Poma Coordinador Nacional de Regulación Eléctrica	29-10-2024	 Firmado electrónicamente por: LENIN RODRIGO POMA JUMBO
Revisado por:	Mgs. Nicole Almeida Directora Técnica de Regulación Económica y Tarifas		 Firmado electrónicamente por: NICOLE PATRICIA ALMEIDA JARRIN
Elaborado por:	Ing. Eduardo Simbaña Profesional DTRET		 Firmado electrónicamente por: LUIS EDUARDO SIMBANA LINCANGO
	Mgs. Adrián Ulloa Profesional DTRET		 Firmado electrónicamente por: ADRIAN GONZALO ULLOA DE SOUZA
	Ing. Geovanny Bonifaz Profesional 2 DTRET		 Firmado electrónicamente por: HUGO GEOVANNY BONIFAZ LLIVO
	Dra. Verónica Marcillo Especialista Regulación Económica DTRET		 Firmado electrónicamente por: VERONICA ELIZABETH MARCILLO CAGUATE
	Ing. Jefferson Jiménez Analista de Regulación Económica DTRET	 Firmado electrónicamente por: JEFFERSON IVAN JIMENEZ RODRIGUEZ	

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

10. CUADROS

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

COSTOS FIJOS DE GENERACION								
EMPRESA GENERADORA	UNIDAD DE NEGOCIO / GENERADORA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA EFECTIVA	COSTOS DE AO&M	ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	TOTAL	TOTAL MENSUAL
				MW				
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR	P	1500	46.045.906,82	59.563.512,42	105.609.419,23	8.800.784,94
		MANDURIACU	P	65	21.218.223,11	7.237.786,93	28.456.010,04	2.371.334,17
	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	V	96	6.816.846,37	1.431.219,62	8.248.065,99	687.338,83
		GONZALO ZEVALLOS.	V	140	13.523.531,49	3.718.377,54	17.241.909,03	1.436.825,75
		GONZALO ZEVALLOS	G	22	5.069.044,97	585.152,40	5.654.197,37	471.183,11
		SANTA ELENA II	MCI	72	10.219.973,12	3.121.637,57	13.341.610,68	1.111.800,89
		SANTA ELENA III	MCI	36	6.264.204,32	1.702.456,57	7.966.660,88	663.888,41
	HIDROAGOYÁN	TRINITARIA	V	134	24.478.745,17	3.184.217,05	27.662.962,22	2.305.246,85
		AGOYÁN	P	154	14.719.360,81	6.093.593,86	20.812.954,67	1.734.412,89
	HIDROAZOGUES	PUCARÁ	E	71	3.663.949,30	4.370.066,53	8.034.015,83	669.501,32
		SAN FRANCISCO	P	212	11.285.082,34	9.671.262,40	20.956.344,74	1.746.362,06
	HIDRONACIÓN	ALAZÁN	P	3	1.978.364,66	1.119.186,44	3.097.551,10	258.129,26
	CELEC SUR	MARCEL LANIADO	E	213	15.108.850,84	5.558.031,54	20.666.882,38	1.722.240,20
		MAZAR	E	170	12.962.716,72	11.199.527,84	24.162.244,56	2.013.520,38
	HIDROTOAPI	MOLINO	E	1100	37.171.644,74	20.450.590,91	57.622.235,64	4.801.852,97
		SOPLADORA	P	487	17.146.288,51	20.570.487,48	37.716.775,98	3.143.064,67
	GENSUR	MINAS SAN FRANCISCO	P	270	14.901.955,34	15.853.066,68	30.755.022,02	2.562.918,50
		SARAPULLO	P	49	4.373.380,08	8.753.441,48	13.126.821,56	1.093.901,80
	GUAYAQUIL	ALLURIQUIN	P	205	7.293.592,97	645.233,86	7.938.826,83	661.568,90
		DELSITANISAGUA	P	180	11.849.770,77	11.146.373,88	22.996.144,64	1.916.345,39
	TERMOESMERALDAS	ALVARO TINAJERO	G	71	6.346.576,99	838.580,76	7.185.157,75	598.763,15
		ANIBAL SANTOS.	V	32	1.484.551,06	227.933,60	1.712.484,66	142.707,05
	TERMOPICHINCHA	ANIBAL SANTOS	G	103	3.860.587,02	737.009,28	4.597.596,31	383.133,03
		ESMERALDAS	V	128	20.805.945,38	2.029.930,18	22.835.875,57	1.902.989,63
	TERMOGAS MACHALA	ESMERALDAS II	MCI	84	14.410.126,09	3.719.364,58	18.129.490,67	1.510.790,89
		PROPICIA	MCI	6	6.169.608,03	198.929,31	6.368.537,34	530.711,45
	TERMOGAS MACHALA	JARAMIJO	MCI	129	17.797.203,30	5.838.046,83	23.635.250,13	1.969.604,18
		MANTA II	MCI	19	4.958.452,53	888.388,80	5.846.841,32	487.236,78
	TERMOGAS MACHALA	MIRAFLORES	MCI	23	2.844.099,02	1.030.263,94	3.874.362,96	322.863,58
		MIRAFLORES.	G	21	4.674.543,28	959.559,56	5.634.102,84	469.508,57
	TERMOGAS MACHALA	PEDERNALES	MCI	4	354.869,53	33.028,43	387.897,96	32.324,83
		TERMOGAS MACHALA I	G	132	17.485.162,60	2.497.585,60	19.982.748,19	1.665.229,02
	TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA II	G	106	12.811.980,91	3.582.787,88	16.394.768,79	1.366.230,73
		CELSO CASTELLANOS	MCI	8	761.509,46	5.288,03	766.797,49	63.899,79
	TERMOGAS MACHALA	DAYUMA	MCI	2	701.243,55	21.773,55	723.017,09	60.251,42
		PAYAMINO	MCI	2	331.762,37	2.412,13	334.174,50	27.847,87
	TERMOGAS MACHALA	GUANGOPOLO.	MCI	24	5.253.741,03	890.619,90	6.144.360,94	512.030,08
		GUANGOPOLO II	MCI	48	4.067.359,19	2.319.512,43	6.386.871,62	532.239,30
	TERMOGAS MACHALA	JIVINO I	MCI	6	2.635.033,87	-	2.635.033,87	219.586,16
		JIVINO II	MCI	10	3.660.688,95	37.270,05	3.697.958,99	308.163,25
	TERMOGAS MACHALA	JIVINO III	MCI	42	7.881.652,10	3.451.441,07	11.333.093,17	944.424,43
		MACAS	MCI	1	208.504,51	66.291,68	274.796,19	22.899,68
TERMOGAS MACHALA	PUNA	MCI	3	2.122.721,75	58.298,42	2.181.020,16	181.751,68	
	QUEVEDO	MCI	41	17.263.900,17	1.966.827,16	19.230.727,33	1.602.560,61	
TERMOGAS MACHALA	SANTA ROSA	G	50	6.680.679,46	900.486,11	7.581.165,57	631.763,80	
	SISTEMAS MENORES	MCI	9	1.454.936,85	107.188,66	1.562.125,51	130.177,13	
TERMOGAS MACHALA	SISTEMAS INSULARES	Varías	29	11.622.416,01	96.616,08	11.719.032,09	976.586,01	
	EL DESCANSO	MCI	18	2.156.712,33	101.605,06	2.258.317,39	188.193,12	
ELECAUSTRO	SAUCAY	P	24	3.957.098,08	583.487,30	4.540.585,38	378.382,12	
	SAYMIRIN III-IV	P	8	1.531.510,46	270.147,23	1.801.657,70	150.138,14	
AMBATO	LA PENÍNSULA	P	3	1.183.864,17	1.232.117,57	2.415.981,74	201.331,81	
	LLIGUA	MCI	3	1.739.331,55	386.128,52	2.125.460,07	177.121,67	
COTOPAXI	ANGAMARCA	P	0	76.237,43	66.044,49	142.281,92	11.856,83	
	CATAZACON	P	1	271.298,05	210.616,93	481.914,98	40.159,58	
COTOPAXI	EL ESTADO	P	1	394.939,34	146.608,11	541.547,45	45.128,95	
	ILLUCHI I	P	4	658.741,06	797.526,35	1.456.267,41	121.355,62	
COTOPAXI	ILLUCHI II	P	5	565.573,77	192.411,41	757.985,18	63.165,43	
	ALAO	P	10	1.239.563,43	336.214,09	1.575.777,52	131.314,79	
RIOBAMBA	RÍO BLANCO	P	3	414.112,87	138.797,10	552.909,98	46.075,83	
	NIZAG	P	1	383.525,24	45.193,24	428.718,48	35.726,54	
NORTE	EL AMBI	P	8	450.859,83	146.678,28	597.538,11	49.794,84	
	LA PLAYA	P	1	173.903,92	118.655,03	292.558,95	24.379,91	
NORTE	SAN MIGUEL DE CAR	P	3	198.448,85	176.169,71	374.618,56	31.218,21	
	LOS CHILLOS	P	2	468.955,09	521.155,61	990.110,70	82.509,23	
QUITO	PASOCHOA	P	5	606.727,34	503.874,01	1.110.601,34	92.550,11	
	GUALBERTO HERNÁNDEZ	MCI	32	6.773.102,01	3.805.691,77	10.578.793,78	881.566,15	
QUITO	GUANGOPOLO	P	20	1.680.469,69	2.097.896,69	3.778.366,38	314.863,86	
	CUMBAYÁ	P	40	2.410.188,57	3.494.429,91	5.904.618,48	492.051,54	
QUITO	NAYÓN	P	29	3.530.153,56	1.713.277,37	5.243.430,93	436.952,58	
	CARLOS MORA	P	2	696.882,99	32.464,54	729.347,53	60.778,96	
SUR	CATAMAYO	MCI	15	2.821.831,78	311.173,02	3.133.004,79	261.083,73	
EPAA MEJIA EP	LA CALERA	P	2	577.836,79	94.579,95	672.416,73	56.034,73	
SERMAA EP	INDUSTRIAL ALGODONERA ATUNTAQUI	P	1	360.016,48	108.421,95	468.438,43	39.036,54	
TOTAL					500.063.172,10	246.112.022,24	746.175.194,34	

**Agencia de Regulación y Control
de Electricidad**

COSTO MEDIO DE GENERACIÓN	
COSTOS	USD
COMPONENTE DE ENERGÍA (COSTO VARIABLE)	551.054.733,58
<i>HIDROELÉCTRICA</i>	54.843.567,68
<i>TÉRMICA</i>	370.644.201,88
<i>INTERCONEXIÓN</i>	0,00
<i>NO CONVENCIONAL</i>	105.810.609,16
<i>PRIVADOS</i>	19.756.354,86
COSTOS FIJOS IMPUTABLES AL SERVICIO	879.688.589,54
<i>RESOLUCIÓN NRO. ARCERNNR 001/2024</i>	113.000.000,00
<i>GENERADORES PÚBLICOS</i>	746.175.194,34
<i>GENERADORES PRIVADOS</i>	20.513.395,20
OTROS COSTOS	4.684.923,44
<i>SEGURIDAD, REGULACIÓN Y OTROS</i>	4.684.923,44
COSTO TOTAL	1.435.428.246,56
ENERGÍA GENERADA (GWh)	32.480,75
COSTO MEDIO DE GENERACIÓN - USD¢/kWh	4,42

**Agencia de Regulación y Control
de Electricidad**

CÁLCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN

COSTOS	USD
ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	91.990.241,85 57.434.966,39
TOTAL	149.425.208,24
DATOS TÉCNICOS	
ENERGÍA ANUAL - GWh	31.570,76
POTENCIA ANUAL - MW	5.485,36
TARIFA MEDIA	
POTENCIA - USD/kW - Año	27,24
ENERGÍA - USD¢/kWh	0,4733
POTENCIA - USD/kW - Mes	2,270

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	478.412,42	2.793.498,58	215.922,44	1.601.317,49	8.731.192,30	4.267.165,52	8.340.499,96	26.428.008,71
	AZOGUES	171.296,41	345.511,59	1.687.546,42	244.394,01	265.585,92	360.614,69	1.080.692,70	4.155.641,74
	CENTRO SUR	1.929.484,19	5.851.386,04	14.194.296,13	5.538.606,70	10.476.257,44	6.269.590,51	8.595.693,00	52.855.314,01
	COTOPAXI	436.561,40	805.302,23	118.545,20	1.044.372,65	8.827.643,88	1.961.963,01	3.375.543,05	16.569.931,42
	NORTE	816.346,53	2.742.117,01	7.442.988,23	1.874.735,74	121.475,95	3.311.095,92	7.503.700,90	23.812.460,28
	QUITO	15.414.005,25	421.601,35	2.476.456,79	24.024.124,95	29.527.129,89	17.633.993,94	26.679.018,52	116.176.330,69
	RIOBAMBA	596.532,21	1.191.881,95	7.624.139,86	1.619.179,91	85.675,74	2.564.209,89	3.051.550,78	16.733.170,34
	SUR	1.376.874,11	3.250.678,36	8.641.462,31	1.919.893,88	209.832,94	3.883.712,60	6.338.719,30	25.621.173,50
	GALÁPAGOS	1.050.780,18	373.365,00	28.095,78	520.636,74	9.336,32	311.279,29	2.668.590,37	4.962.083,68
	SUBTOTAL - EE (1)	22.270.292,70	17.775.342,11	42.429.453,16	38.387.262,07	58.254.130,38	40.563.625,37	67.634.008,58	287.314.114,37
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	907.712,91	2.424.139,02	3.376.725,68	1.063.471,54	2.459.590,23	957.390,60	3.491.643,92	14.680.673,90
	UN - EL ORO	1.759.994,76	7.901.157,90	10.027.257,38	2.350.042,94	629.137,87	2.266.423,55	16.486.328,25	41.420.342,65
	UN - ESMERALDAS	2.831.969,76	5.289.129,56	4.303.046,24	1.448.494,35	2.110.788,15	2.474.962,81	5.068.709,50	23.527.100,37
	UN - GUAYAQUIL	5.062.043,40	14.510.542,37	19.436.212,28	10.973.834,45	6.362.978,57	41.503.420,05	12.299.081,54	110.148.112,66
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	9.240.827,99	9.938.588,08	8.140.543,12	10.548.186,28	8.395.545,05	8.785.644,01	27.473.286,69	82.522.621,22
	UN - LOS RÍOS	1.603.554,00	2.371.490,59	5.449.939,20	2.549.413,54	864.987,83	2.436.536,14	3.812.289,43	19.088.210,73
	UN - MANABÍ	11.071.177,53	423.455,18	8.452.727,20	6.354.605,77	1.415.940,22	12.168.322,66	13.027.835,56	52.914.064,12
	UN - MILAGRO	2.379.363,33	4.843.054,54	3.356.352,01	2.455,14	4.346.770,24	9.741.456,04	4.234.782,69	28.904.233,99
	UN - SANTA ELENA	2.221.285,89	3.207.579,06	2.343.317,30	1.621.728,94	2.269.487,47	3.513.057,22	4.554.845,34	19.731.301,22
	UN - SANTO DOMINGO	1.195.399,64	3.086.842,25	7.883.299,00	3.185.890,10	4.082.257,05	7.894.182,67	11.696.003,81	39.023.874,52
	UN - SUCUMBIÓS	895.493,72	1.932.443,25	2.119.170,35	1.630.031,84	3.308.098,33	631.950,70	5.287.747,39	15.804.935,58
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	39.168.822,93	55.928.421,80	74.888.589,76	41.728.154,89	36.245.581,01	92.373.346,45	107.432.554,12	447.765.470,96
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	61.439.115,63	73.703.763,91	117.318.042,92	80.115.416,96	94.499.711,39	132.936.971,82	175.066.562,70	735.079.585,33

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
COSTO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO
USD

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	270.265,05	2.367.157,55	156.830,20	1.356.925,99	6.341.696,81	5.423.872,34	15.916.747,94
	AZOGUES	62.041,09	187.708,97	785.834,95	132.773,98	123.674,65	293.871,23	1.585.904,87
	CENTRO SUR	655.018,46	2.979.629,90	6.195.418,45	2.820.357,09	4.572.597,20	4.788.880,59	22.011.901,69
	COTOPAXI	492.974,50	734.286,35	925.882,68	998.255,68	2.455.103,04	2.405.077,35	8.011.579,60
	NORTE	240.223,76	1.210.371,35	2.816.003,51	827.508,98	45.959,60	2.192.278,24	7.332.345,44
	QUITO	6.826.319,83	280.068,58	1.410.088,44	15.959.157,71	16.812.675,60	17.571.317,85	58.859.628,01
	RIOBAMBA	179.543,28	538.095,98	2.950.329,80	731.007,13	33.154,12	1.736.486,19	6.168.616,50
	SUR	286.784,76	1.015.610,29	2.314.160,86	599.832,95	56.192,71	1.820.084,02	6.092.665,59
	GALÁPAGOS	1.352.442,30	720.828,09	46.493,51	1.005.154,73	15.449,98	901.445,77	4.041.814,38
	SUBTOTAL - EE (1)	10.365.613,03	10.033.757,06	17.601.042,40	24.430.974,24	30.456.503,71	37.133.313,58	130.021.204,02
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	174.195,56	697.810,27	833.160,79	306.129,88	606.870,18	413.390,27	3.031.556,95
	UN - EL ORO	254.804,31	1.715.842,41	1.866.474,36	510.343,34	117.107,76	738.276,40	5.202.848,58
	UN - ESMERALDAS	560.843,94	1.571.190,66	1.095.655,21	430.290,23	537.455,54	1.102.819,97	5.298.255,55
	UN - GUAYAQUIL	674.050,29	2.898.286,67	3.327.534,28	2.191.876,59	1.089.359,85	12.434.629,20	22.615.736,88
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1.333.745,34	2.151.681,46	1.510.636,17	2.283.658,07	1.557.956,74	2.853.107,58	11.690.785,36
	UN - LOS RÍOS	259.147,31	574.878,13	1.132.398,40	618.008,81	179.728,77	885.968,94	3.650.130,36
	UN - MANABÍ	1.776.208,56	101.905,79	1.743.578,34	1.529.255,38	292.071,73	4.392.516,28	9.835.536,08
	UN - MILAGRO	250.584,08	765.073,83	454.469,46	387,84	588.577,80	2.308.336,50	4.367.429,51
	UN - SANTA ELENA	338.334,53	732.842,24	458.899,34	370.519,77	444.441,01	1.203.953,20	3.548.990,09
	UN - SANTO DOMINGO	191.184,43	740.534,16	1.621.033,06	764.295,76	839.429,49	2.840.724,34	6.997.201,24
	UN - SUCUMBÍOS	205.289,79	664.511,98	624.618,93	560.521,34	975.051,81	325.964,67	3.355.958,52
SUBTOTAL - CNEL (2)	6.018.388,14	12.614.557,60	14.668.458,34	9.565.287,01	7.228.050,68	29.499.687,35	79.594.429,12	
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	16.384.001,17	22.648.314,66	32.269.500,74	33.996.261,25	37.684.554,39	66.633.000,93	209.615.633,14

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	507.919,98	475.630,78	1.986.922,63	1.561.153,49	1.419.230,45	2.128.845,67	8.079.703,00
	AZOGUES	-	-	45.597,58	35.826,67	32.569,70	48.854,55	162.848,50
	CENTRO SUR	-	-	2.106.916,29	1.655.434,23	1.504.940,20	2.257.410,31	7.524.701,03
	COTOPAXI	-	111.766,89	232.753,41	182.877,68	166.252,44	249.378,66	943.029,08
	NORTE	-	-	744.644,17	585.077,57	531.888,69	797.833,05	2.659.443,48
	QUITO	-	1.083.229,56	4.297.797,64	3.376.841,00	3.069.855,46	4.604.783,18	16.432.506,84
	RIOBAMBA	593.039,34	-	677.182,48	532.071,95	483.701,77	725.552,66	3.011.548,20
	SUR	2.581.583,26	355.605,72	513.058,62	403.117,49	366.470,45	549.705,67	4.769.541,21
	GALÁPAGOS	-	-	102.798,01	80.769,87	73.427,15	110.140,73	367.135,76
	SUBTOTAL - EE (1)	3.682.542,58	2.026.232,95	10.707.670,83	8.413.169,95	7.648.336,31	11.472.504,48	43.950.457,10
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	317.981,60	978.790,72	769.049,85	699.136,23	1.048.704,35	3.813.662,75
	UN - EL ORO	1.025.066,82	2.427.460,01	490.544,70	385.427,97	350.389,07	525.583,60	5.204.472,17
	UN - ESMERALDAS	-	-	1.367.013,25	1.074.081,84	976.438,04	1.464.657,06	4.882.190,19
	UN - GUAYAQUIL	48.493,86	908.742,19	2.449.827,31	1.924.864,32	1.749.876,65	2.624.814,98	9.706.619,31
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	1.972.598,58	1.148.871,62	902.684,85	820.622,59	1.230.933,88	6.075.711,52
	UN - LOS RÍOS	596.478,41	790.178,02	484.700,70	380.836,26	346.214,79	519.322,18	3.117.730,36
	UN - MANABÍ	4.051.915,51	2.278.463,36	2.657.708,84	2.088.199,80	1.898.363,46	2.847.545,18	15.822.196,15
	UN - MILAGRO	75.459,55	-	1.109.887,37	872.054,36	792.776,69	1.189.165,04	4.039.343,01
	UN - SANTA ELENA	-	-	923.894,21	725.916,88	659.924,43	989.886,65	3.299.622,17
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	1.251.470,81	983.298,49	893.907,72	1.340.861,58	4.469.538,60
	UN - SUCUMBÍOS	403.801,24	938.382,21	1.168.755,85	918.308,17	834.825,61	1.252.238,41	5.516.311,49
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	6.201.215,39	9.633.805,97	14.031.465,38	11.024.722,79	10.022.475,28	15.033.712,91	65.947.397,72
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	9.883.757,97	11.660.038,92	24.739.136,21	19.437.892,74	17.670.811,59	26.506.217,39	109.897.854,82

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1.256.597,45	5.636.286,91	2.359.675,27	4.519.396,97	16.492.119,56	11.819.883,53	8.340.499,96	50.424.459,65
	AZOGUES	233.337,50	533.220,56	2.518.978,95	412.994,66	421.830,27	703.340,47	1.080.692,70	5.904.395,11
	CENTRO SUR	2.584.502,65	8.831.015,94	22.496.630,87	10.014.398,02	16.553.794,84	13.315.881,41	8.595.693,00	82.391.916,73
	COTOPAXI	929.535,90	1.651.355,47	1.277.181,29	2.225.506,01	11.448.999,36	4.616.419,02	3.375.543,05	25.524.540,10
	NORTE	1.056.570,29	3.952.488,36	11.003.635,91	3.287.322,29	699.324,24	6.301.207,21	7.503.700,90	33.804.249,20
	QUITO	22.240.325,08	1.784.899,49	8.184.342,87	43.360.123,66	49.409.660,95	39.810.094,97	26.679.018,52	191.468.465,54
	RIOBAMBA	1.369.114,83	1.729.977,93	11.251.652,14	2.882.258,99	602.531,63	5.026.248,74	3.051.550,78	25.913.335,04
	SUR	4.245.242,13	4.621.894,37	11.468.681,79	2.922.844,32	632.496,10	6.253.502,29	6.338.719,30	36.483.380,30
	GALÁPAGOS	2.403.222,48	1.094.193,09	177.387,30	1.606.561,34	98.213,45	1.322.865,79	2.668.590,37	9.371.033,82
	SUBTOTAL - EE (1)	36.318.448,31	29.835.332,12	70.738.166,39	71.231.406,26	96.358.970,40	89.169.443,43	67.634.008,58	461.285.775,49
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1.081.908,47	3.439.930,89	5.188.677,19	2.138.651,27	3.765.596,64	2.419.485,22	3.491.643,92	21.525.893,60
	UN - EL ORO	3.039.865,89	12.044.460,32	12.384.276,44	3.245.814,25	1.096.634,70	3.530.283,55	16.486.328,25	51.827.663,40
	UN - ESMERALDAS	3.392.813,70	6.860.320,22	6.765.714,70	2.952.866,42	3.624.681,73	5.042.439,84	5.068.709,50	33.707.546,11
	UN - GUAYAQUIL	5.784.587,55	18.317.571,23	25.213.573,87	15.090.575,36	9.202.215,07	56.562.864,23	12.299.081,54	142.470.468,85
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	10.574.573,33	14.062.868,12	10.800.050,91	13.734.529,20	10.774.124,38	12.869.685,47	27.473.286,69	100.289.118,10
	UN - LOS RÍOS	2.459.179,72	3.736.546,74	7.067.038,30	3.548.258,61	1.390.931,39	3.841.827,26	3.812.289,43	25.856.071,45
	UN - MANABÍ	16.899.301,60	2.803.824,33	12.854.014,38	9.972.060,95	3.606.375,41	19.408.384,12	13.027.835,56	78.571.796,35
	UN - MILAGRO	2.705.406,96	5.608.128,37	4.920.708,84	874.897,34	5.728.124,73	13.238.957,58	4.234.782,69	37.311.006,51
	UN - SANTA ELENA	2.559.620,42	3.940.421,30	3.726.110,85	2.718.165,59	3.373.852,91	5.706.897,07	4.554.845,34	26.579.913,48
	UN - SANTO DOMINGO	1.386.584,07	3.827.376,41	10.755.802,87	4.933.484,35	5.815.594,26	12.075.768,59	11.696.003,81	50.490.614,36
	UN - SUCUMBIÓS	1.504.584,75	3.535.337,44	3.912.545,13	3.108.861,35	5.117.975,75	2.210.153,78	5.287.747,39	24.677.205,59
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	51.388.426,46	78.176.785,37	103.588.513,48	62.318.164,69	53.496.106,97	136.906.746,71	107.432.554,12	593.307.297,80
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	87.706.874,77	108.012.117,49	174.326.679,87	133.549.570,95	149.855.077,37	226.076.190,14	175.066.562,70

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

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	143.907,46	-	143.907,46	143.249,99	141.085,50	139.113,07	107.146,95	104.862,22	76.378,85	28.483,37
	AZOGUES	22.288,27	-	22.288,27	21.876,85	14.799,82	14.659,63	11.783,64	11.464,31	7.669,47	3.794,84
	CENTRO SUR	222.599,45	-	222.599,45	220.541,93	206.880,86	203.552,16	128.001,50	124.552,10	87.938,07	36.614,03
	COTOPAXI	115.360,50	-	115.360,50	114.366,74	85.009,50	78.360,53	49.314,35	47.003,46	36.151,25	10.852,21
	NORTE	138.522,81	-	138.522,81	136.920,38	131.369,93	128.618,85	92.022,28	90.772,82	67.934,74	22.838,08
	QUITO	771.436,19	-	771.436,19	765.284,65	755.595,72	743.749,51	514.001,83	511.005,58	454.282,99	56.722,59
	RIOBAMBA	80.715,24	-	80.715,24	80.151,52	59.547,00	58.548,45	50.192,83	49.144,83	36.496,32	12.648,51
	SUR	180.773,70	99.274,13	81.499,56	79.848,56	79.014,62	77.238,57	65.515,99	64.409,81	51.750,43	12.659,38
	GALÁPAGOS	16.909,85	-	16.909,85	16.843,18	16.827,61	16.685,23	13.358,87	13.071,59	12.263,59	808,00
	SUB TOTAL - EE (1)	1.692.513,46	99.274,13	1.593.239,33	1.579.083,79	1.490.130,56	1.460.526,00	1.031.338,24	1.016.286,73	830.865,71	185.421,02
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	21.752,76	-	21.752,76	21.305,01	20.910,42	20.647,41	15.904,92	15.669,53	11.060,29	4.609,24
	UN - EL ORO	330.922,31	-	330.922,31	313.924,24	300.807,83	285.564,55	166.482,52	163.053,52	138.725,19	24.328,32
	UN - ESMERALDAS	180.571,63	-	180.571,63	177.860,14	131.343,62	123.522,43	83.608,90	80.140,26	67.513,76	12.626,50
	UN - GUAYAQUIL	1.356.544,45	-	1.356.544,45	1.346.766,67	1.118.541,70	1.087.352,83	761.786,29	710.549,78	662.530,26	48.019,52
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	618.131,26	-	618.131,26	606.317,79	421.587,03	416.058,02	297.629,82	285.092,53	258.520,81	26.571,72
	UN - LOS RÍOS	136.637,94	-	136.637,94	135.979,90	132.445,26	127.258,28	101.094,04	97.481,00	87.613,58	9.867,42
	UN - MANABÍ	431.783,62	-	431.783,62	428.836,60	394.689,35	386.134,80	259.609,64	248.015,15	211.012,60	37.002,55
	UN - MILAGRO	318.707,84	50.495,00	268.212,84	258.359,10	143.450,45	133.859,40	83.900,44	81.374,50	70.272,28	11.102,22
	UN - SANTA ELENA	108.097,23	-	108.097,23	105.958,94	96.195,41	94.756,56	61.843,58	61.758,82	51.088,43	10.670,39
	UN - SANTO DOMINGO	162.317,83	-	162.317,83	157.477,03	147.339,90	142.418,52	99.914,53	97.733,49	78.566,86	19.166,63
	UN - SUCUMBÍOS	144.292,35	54.539,63	89.752,72	88.780,77	88.171,87	86.198,13	71.257,66	69.817,43	59.753,79	10.063,64
	SUB TOTAL - CNEL (2)	3.809.759,23	105.034,63	3.704.724,59	3.641.566,18	2.995.482,84	2.903.770,94	2.003.032,33	1.910.686,00	1.696.657,84	214.028,16
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.502.272,69	204.308,76	5.297.963,92	5.220.649,97	4.485.613,40	4.364.296,94	3.034.370,57	2.926.972,73	2.527.523,55

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,0562	1,0046	1,0085	1,0142	1,0337	1,0218	1,0163	1,1637
	AZOGUES	1,0562	1,0188	1,0034	1,0096	1,0657	1,0279	1,0091	1,1265
	CENTRO SUR	1,0562	1,0093	1,0057	1,0164	1,0540	1,0277	1,0164	1,1602
	COTOPAXI	1,0562	1,0087	1,0135	1,0250	1,0562	1,0492	1,0900	1,1901
	NORTE	1,0562	1,0117	1,0014	1,0214	1,0398	1,0138	1,0759	1,1703
	QUITO	1,0562	1,0080	1,0061	1,0159	1,0374	1,0059	1,0497	1,1451
	RIOBAMBA	1,0562	1,0070	1,0074	1,0171	1,0459	1,0213	1,0626	1,1561
	SUR	1,0562	1,0207	1,0106	1,0230	1,0656	1,0172	1,0561	1,2221
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0040	1,0009	1,0085	1,0231	1,0220	1,0164	1,1168
	CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1,0562	1,0210	1,0189	1,0127	1,0275	1,0150	1,0471
UN - EL ORO		1,0562	1,0541	1,0064	1,0534	1,0457	1,0210	1,0901	1,1430
UN - ESMERALDAS		1,0562	1,0152	1,0080	1,0633	1,0576	1,0433	1,4224	1,2294
UN - GUAYAQUIL		1,0562	1,0073	1,0028	1,0287	1,0317	1,0721	1,1293	1,2508
UN - GUAYAS LOS RÍOS		1,0562	1,0195	1,0080	1,0133	1,0364	1,0440	1,2232	1,1033
UN - LOS RÍOS		1,0562	1,0048	1,0022	1,0408	1,0133	1,0371	1,2180	1,1388
UN - MANABÍ		1,0562	1,0069	1,0039	1,0222	1,0394	1,0467	1,3315	1,1600
UN - MILAGRO		1,0562	1,0381	1,0124	1,0717	1,0560	1,0310	1,0919	1,1346
UN - SANTA ELENA		1,0562	1,0202	1,0072	1,0125	1,0215	1,0014	1,3100	1,0981
UN - SANTO DOMINGO		1,0562	1,0307	1,0074	1,0268	1,0509	1,0223	1,0451	1,1494
UN - SUCUMBÍOS	1,0562	1,0109	1,0069	1,0229	1,0223	1,0206	1,1324	1,1382	

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

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	824.097.028,90	-	824.097.028,90	821.440.153,45	809.084.755,14	801.114.128,80	575.793.164,67	566.560.522,50	444.216.236,69	122.344.285,80
	AZOGUES	106.525.755,91	-	106.525.755,91	105.318.876,21	79.937.973,93	79.526.729,74	66.322.511,40	65.385.754,11	48.784.852,16	16.600.901,95
	CENTRO SUR	1.400.635.532,41	-	1.400.635.532,41	1.390.789.341,50	1.287.303.249,80	1.271.373.829,98	794.595.860,49	778.088.850,36	617.602.679,07	160.486.171,29
	COTOPAXI	656.257.164,14	-	656.257.164,14	652.288.619,75	453.893.465,18	417.899.652,23	256.473.447,02	247.245.053,36	200.382.301,61	46.862.751,75
	NORTE	787.277.347,74	-	787.277.347,74	780.888.932,97	747.884.599,43	736.916.820,58	579.924.415,77	574.943.181,22	476.239.564,83	98.703.616,38
	QUITO	4.974.194.866,26	-	4.974.194.866,26	4.943.958.750,61	4.887.522.461,66	4.831.166.241,65	3.377.333.040,19	3.362.605.844,04	3.116.688.423,21	245.917.420,84
	RIOBAMBA	476.963.690,46	-	476.963.690,46	474.554.004,83	369.030.520,98	364.762.130,69	313.291.970,98	308.812.190,72	253.591.690,68	55.220.500,04
	SUR	1.238.893.765,26	775.712.473,00	463.181.292,26	456.599.495,02	453.274.968,71	446.194.690,33	378.765.899,82	374.356.056,11	320.602.834,01	53.753.222,10
	GALÁPAGOS	96.688.178,02	-	96.688.178,02	96.419.468,55	96.356.730,20	95.782.931,22	84.848.852,40	83.691.137,83	80.181.652,40	3.509.485,43
	SUBTOTAL - EE (1)	10.561.533.329,10	775.712.473,00	9.785.820.856,10	9.722.257.642,89	9.184.288.725,03	9.044.737.155,22	6.427.349.162,73	6.361.688.590,25	5.558.290.234,67	803.398.355,58
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	115.848.742,29	-	115.848.742,29	113.469.312,67	111.544.389,43	110.610.446,99	98.318.118,52	97.482.249,14	77.865.040,37	19.617.208,77
	UN - EL ORO	2.024.509.229,02	-	2.024.509.229,02	1.947.179.842,28	1.877.112.553,99	1.807.766.273,60	958.993.168,70	943.393.595,89	836.320.144,87	107.073.451,02
	UN - ESMERALDAS	863.455.961,95	-	863.455.961,95	855.495.150,28	686.925.948,68	663.963.277,68	479.814.447,26	464.888.477,08	412.986.664,26	51.901.812,82
	UN - GUAYAQUIL	7.985.489.847,41	-	7.985.489.847,41	7.939.721.528,53	6.274.757.079,12	6.112.883.667,65	3.853.434.629,13	3.635.915.166,41	3.426.885.723,34	209.029.443,07
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.976.081.373,74	-	3.976.081.373,74	3.917.254.282,84	2.724.601.241,51	2.697.068.602,38	1.953.305.886,98	1.890.874.413,16	1.772.998.429,82	117.875.983,34
	UN - LOS RÍOS	709.804.715,53	-	709.804.715,53	707.568.910,14	682.749.792,91	658.436.501,59	482.231.412,44	469.955.394,44	427.438.783,32	42.516.611,11
	UN - MANABÍ	2.740.534.885,24	-	2.740.534.885,24	2.715.199.018,03	2.500.508.102,63	2.443.673.567,73	1.593.442.704,95	1.537.082.621,77	1.372.556.524,89	164.526.096,88
	UN - MILAGRO	1.872.917.338,47	180.332.308,78	1.692.585.029,69	1.648.783.474,91	943.310.714,57	897.170.460,32	522.685.861,68	510.534.144,74	461.338.889,76	49.195.254,98
	UN - SANTA ELENA	739.234.860,91	-	739.234.860,91	725.117.282,65	668.457.306,40	658.718.488,42	423.021.884,64	422.550.314,92	374.345.295,61	48.205.019,31
	UN - SANTO DOMINGO	1.017.108.810,64	-	1.017.108.810,64	994.115.698,50	927.610.678,18	904.253.062,47	627.698.028,12	617.338.392,88	532.467.164,33	84.871.228,55
	UN - SUCUMBOS	935.735.320,94	411.067.280,00	524.668.040,94	520.592.948,79	518.040.057,18	509.764.840,95	413.207.076,62	407.168.667,00	363.318.858,08	43.849.808,91
	SUBTOTAL - CNEL (2)	22.980.721.086,14	591.399.588,78	22.389.321.497,36	22.084.497.449,61	17.915.617.864,61	17.464.309.189,80	11.406.153.219,03	10.997.183.437,44	10.058.521.518,66	938.661.918,78
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	33.542.254.415,24	1.367.112.061,78	32.175.142.353,46	31.806.755.092,50	27.099.906.589,63	26.509.046.345,02	17.833.502.381,77	17.358.872.027,69	15.616.811.753,33

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,0272	1,0032	1,0060	1,0099	1,0254	1,0163	1,0112	1,1412
	AZOGUES	1,0272	1,0115	1,0019	1,0052	1,0342	1,0143	1,0042	1,1251
	CENTRO SUR	1,0272	1,0071	1,0044	1,0125	1,0416	1,0212	1,0111	1,1610
	COTOPAXI	1,0272	1,0061	1,0101	1,0187	1,0432	1,0373	1,0633	1,1733
	NORTE	1,0272	1,0082	1,0010	1,0149	1,0252	1,0087	1,0418	1,1550
	QUITO	1,0272	1,0061	1,0047	1,0117	1,0280	1,0044	1,0297	1,1483
	RIOBAMBA	1,0272	1,0051	1,0051	1,0117	1,0314	1,0145	1,0376	1,1524
	SUR	1,0272	1,0144	1,0073	1,0159	1,0452	1,0118	1,0354	1,1847
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0028	1,0007	1,0060	1,0146	1,0138	1,0100	1,1075
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	1,0272	1,0210	1,0173	1,0084	1,0158	1,0086	1,0232	1,1425
	UN - EL ORO	1,0272	1,0397	1,0046	1,0384	1,0361	1,0165	1,0665	1,1486
	UN - ESMERALDAS	1,0272	1,0093	1,0045	1,0346	1,0295	1,0321	1,3429	1,1538
	UN - GUAYAQUIL	1,0272	1,0058	1,0024	1,0265	1,0266	1,0598	1,1037	1,2431
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0272	1,0150	1,0062	1,0102	1,0276	1,0330	1,1527	1,1174
	UN - LOS RÍOS	1,0272	1,0032	1,0032	1,0369	1,0213	1,0261	1,1424	1,1203
	UN - MANABÍ	1,0272	1,0093	1,0043	1,0233	1,0312	1,0367	1,2286	1,1776
	UN - MILAGRO	1,0272	1,0266	1,0091	1,0514	1,0432	1,0238	1,0657	1,1479
	UN - SANTA ELENA	1,0272	1,0195	1,0069	1,0119	1,0175	1,0011	1,2190	1,1236
	UN - SANTO DOMINGO	1,0272	1,0231	1,0056	1,0200	1,0385	1,0168	1,0312	1,1620
	UN - SUCUMBÍOS	1,0272	1,0078	1,0049	1,0162	1,0265	1,0148	1,0877	1,1323

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO	TOTAL DISTRIBUCIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO
			VOLTAJE				
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	959,12	27.839,67	75.157,04	103.955,83	24.477,24
	AZOGUES	-	-	2.101,63	7.600,09	9.701,72	3.368,59
	CENTRO SUR	-	5.716,69	68.640,31	86.516,84	160.873,85	31.559,61
	COTOPAXI	-	19.000,00	26.272,95	33.165,91	78.438,86	9.119,08
	NORTE	-	5.370,00	22.363,08	63.142,47	90.875,54	19.514,96
	QUITO	-	5.048,30	130.599,36	432.764,50	568.412,17	49.535,61
	RIOBAMBA	-	5.989,69	5.879,93	34.346,57	46.216,19	10.940,53
	SUR	99.274,13	-	7.233,75	48.999,58	155.507,46	10.358,70
	GALÁPAGOS	-	-	3.017,98	12.066,05	15.084,03	723,49
	SUB TOTAL - EE (1)	99.274,13	42.083,79	293.948,67	793.759,05	1.229.065,64	159.597,81
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	4.305,46	10.563,00	14.868,46	3.920,18
	UN - EL ORO	-	6.363,34	111.271,33	127.254,82	244.889,49	21.284,11
	UN - ESMERALDAS	-	45.466,31	34.389,40	47.466,12	127.321,83	10.270,44
	UN - GUAYAQUIL	-	173.521,64	287.738,11	586.660,45	1.047.920,20	38.390,49
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	110.472,59	105.422,03	211.345,30	427.239,92	24.083,92
	UN - LOS RÍOS	-	1.039,99	24.659,48	71.929,83	97.629,30	8.664,38
	UN - MANABÍ	-	20.074,59	113.297,28	158.481,91	291.853,79	31.898,10
	UN - MILAGRO	50.495,00	99.867,56	45.263,75	64.357,77	259.984,08	9.784,74
	UN - SANTA ELENA	-	9.067,57	31.583,55	38.998,67	79.649,79	9.717,22
	UN - SANTO DOMINGO	-	7.296,30	36.885,86	75.175,83	119.357,99	16.675,37
	UN - SUCUMBÍOS	54.539,63	-	13.180,51	52.767,26	120.487,40	8.841,57
SUB TOTAL - CNEL (2)	105.034,63	473.169,88	807.996,76	1.445.000,96	2.831.202,23	183.530,51	
NACIONAL TOTAL (3) = (1) + (2)	204.308,76	515.253,67	1.101.945,44	2.238.760,01	4.060.267,88	343.128,32	

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO	TOTAL	ALUMBRADO PÚBLICO
			VOLTAJE			DISTRIBUCIÓN	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	7.484.460,00	208.024.825,17	439.278.876,49	654.788.161,66	107.210.297,65
	AZOGUES	-	-	10.932.691,71	48.581.327,52	59.514.019,23	14.754.405,46
	CENTRO SUR	-	45.649.262,22	443.708.746,10	610.801.453,31	1.100.159.461,63	138.231.091,19
	COTOPAXI	-	145.837.858,00	150.351.424,94	188.460.487,66	484.649.770,60	39.941.585,93
	NORTE	-	32.284.928,85	132.327.490,69	457.134.136,68	621.746.556,22	85.455.287,88
	QUITO	-	33.626.587,66	831.440.090,97	3.026.863.484,26	3.891.930.162,89	214.156.651,26
	RIOBAMBA	-	35.569.851,12	40.903.800,64	244.402.316,53	320.875.968,29	47.919.523,29
	SUR	775.712.473,00	-	49.095.060,72	309.636.461,64	1.134.443.995,36	45.371.099,16
	GALÁPAGOS	-	-	9.691.300,21	79.385.543,56	89.076.843,76	3.168.903,14
	SUBTOTAL - EE (1)	775.712.473,00	300.452.947,85	1.876.475.431,14	5.404.544.087,65	8.357.184.939,64	696.208.844,94
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	10.740.421,45	76.099.159,04	86.839.580,49	17.170.372,85
	UN - EL ORO	-	40.504.239,31	812.898.374,17	784.137.941,78	1.637.540.555,25	93.224.419,08
	UN - ESMERALDAS	-	165.485.810,92	167.456.693,31	307.537.745,98	640.480.250,21	44.984.509,94
	UN - GUAYAQUIL	-	1.243.634.193,46	2.106.653.601,49	3.104.788.056,79	6.455.075.851,75	168.150.342,96
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	742.337.581,44	680.486.434,66	1.538.080.242,00	2.960.904.258,10	105.487.563,73
	UN - LOS RÍOS	-	7.905.356,80	165.133.966,77	374.150.081,24	547.189.404,81	37.949.970,24
	UN - MANABÍ	-	138.046.830,00	783.441.673,17	1.117.208.050,17	2.038.696.553,34	139.713.667,14
	UN - MILAGRO	180.332.308,78	628.223.033,33	351.897.014,04	432.885.608,00	1.593.337.964,15	42.857.142,73
	UN - SANTA ELENA	-	52.065.049,20	228.300.125,93	307.082.142,92	587.447.318,05	42.901.919,60
	UN - SANTO DOMINGO	-	52.621.092,98	250.007.287,59	516.360.243,85	818.988.624,42	73.038.108,78
	UN - SUCUMBÍOS	411.067.280,00	-	84.887.184,14	334.026.729,20	829.981.193,34	38.726.094,47
	SUBTOTAL - CNEL (2)	591.399.588,78	3.070.823.187,43	5.641.902.776,72	8.892.356.000,97	18.196.481.553,90	804.204.111,53
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	1.367.112.061,78	3.371.276.135,28	7.518.378.207,86	14.296.900.088,63	26.553.666.493,54	1.500.412.956,47

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

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	-	-	-	-	510,32	2.683.324,00	510,32	2.683.324,00
	AZOGUES	7.026,50	25.232.681,58	-	-	-	-	7.026,50	25.232.681,58
	CENTRO SUR	6.760,02	52.169.124,83	-	-	-	-	6.760,02	52.169.124,83
	COTOPAXI	9.208,04	47.968.055,42	4.692,33	28.180.056,59	-	-	13.900,37	76.148.112,01
	NORTE	-	-	-	-	10.568,17	10.052.347,83	10.568,17	10.052.347,83
	QUITO	-	-	-	-	79.936,75	527.964.144,85	79.936,75	527.964.144,85
	RIOBAMBA	14.173,45	68.066.894,00	-	-	171,75	717.845,79	14.345,20	68.784.739,79
	SUR	-	-	-	-	191,45	1.202.067,21	191,45	1.202.067,21
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUBTOTAL - EE (1)	37.168,01	193.436.755,82	4.692,33	28.180.056,59	91.378,45	542.619.729,67	133.238,79	764.236.542,09
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	-	-
	UN - EL ORO	4.839,95	20.859.698,92	-	-	200,52	1.253.716,49	5.040,46	22.113.415,41
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	-	708,93	2.554.918,36	708,93	2.554.918,36
	UN - GUAYAQUIL	51.552,67	406.582.484,83	-	-	13.698,86	50.355.718,70	65.251,53	456.938.203,53
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	70.880,39	433.495.250,19	-	-	2.165,84	9.295.087,24	73.046,23	442.790.337,43
	UN - LOS RÍOS	2.208,98	14.758.924,49	-	-	158,72	819.340,80	2.367,70	15.578.265,29
	UN - MANABÍ	12.517,28	65.946.691,07	-	-	2.991,73	17.031.906,06	15.509,02	82.978.597,13
	UN - MILAGRO	13.262,17	68.691.729,19	-	-	-	-	13.262,17	68.691.729,19
	UN - SANTA ELENA	-	-	253,56	1.913.215,50	-	-	253,56	1.913.215,50
	UN - SANTO DOMINGO	1.744,45	8.676.228,09	1.104,84	5.229.627,97	529,51	2.377.522,08	3.378,79	16.283.378,14
	UN - SUCUMBÍOS	-	-	-	-	171,79	722.810,26	171,79	722.810,26
	SUBTOTAL - CNEL (2)	157.005,88	1.019.011.006,78	1.358,40	7.142.843,48	20.625,89	84.411.019,99	178.990,17	1.110.564.870,25
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	194.173,89	1.212.447.762,61	6.050,73	35.322.900,07	112.004,34	627.030.749,66	312.228,96

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

Agencia de Regulación y Control
 de Electricidad

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. 7 Y CUADRO No. 8 (*)</i>						
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	2,27	0,73	3,33	1,41	3,51	13,11	13,11	16,57
	AZOGUES	2,27	0,89	3,00	14,32	2,92	3,07	7,71	21,88
	CENTRO SUR	2,27	0,98	3,56	9,21	6,52	11,08	12,83	19,32
	COTOPAXI	2,27	0,68	1,62	1,36	3,76	20,30	11,60	21,93
	NORTE	2,27	0,64	2,51	7,13	2,98	0,64	8,32	16,83
	QUITO	2,27	2,42	0,20	0,92	7,03	8,06	7,67	26,07
	RIOBAMBA	2,27	1,42	2,42	16,01	4,79	1,02	12,19	15,85
	SUR	2,27	4,43	4,87	12,37	3,72	0,82	10,64	30,26
	GALÁPAGOS	0,00	11,89	5,42	0,89	10,02	0,63	9,14	41,53
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	2,27	4,23	13,71	20,94	11,21	20,03	19,09	32,72
	UN - EL ORO	2,27	0,81	3,34	3,61	1,62	0,56	2,31	16,28
	UN - ESMERALDAS	2,27	1,59	4,35	4,56	2,94	3,77	8,85	27,13
	UN - GUAYAQUIL	2,27	0,36	1,36	1,93	1,65	1,08	8,03	14,64
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,27	1,45	2,78	2,16	3,85	3,15	5,07	22,03
	UN - LOS RÍOS	2,27	1,51	2,35	4,63	2,92	1,19	4,45	8,92
	UN - MANABÍ	2,27	3,28	0,59	2,77	3,20	1,21	10,21	17,54
	UN - MILAGRO	2,27	0,87	3,26	3,06	0,87	5,87	17,14	27,17
	UN - SANTA ELENA	2,27	2,01	3,41	3,28	3,66	4,55	12,19	24,81
	UN - SANTO DOMINGO	2,27	0,73	2,16	6,29	4,11	4,96	13,39	23,76
	UN - SUCUMBIÓS	2,27	1,41	3,34	3,78	3,64	6,11	3,49	14,45

Nota: Para las etapas funcionales de Baja y Alumbrado Público se relaciona con el CUADRO Nro. 12

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

Agencia de Regulación y Control
 de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	2,27	3,01	6,37	7,87	11,65	25,01	38,52	45,68
	AZOGUES	2,27	3,20	6,21	20,59	24,87	28,63	36,60	54,13
	CENTRO SUR	2,27	3,27	6,84	16,17	23,56	35,29	48,69	60,26
	COTOPAXI	2,27	2,97	4,63	6,10	10,20	31,00	45,39	58,83
	NORTE	2,27	2,94	5,45	12,70	16,18	17,04	26,65	36,78
	QUITO	2,27	4,71	4,94	5,93	13,18	21,32	30,04	50,48
	RIOBAMBA	2,27	3,71	6,16	22,28	28,09	29,71	43,76	50,19
	SUR	2,27	6,75	11,69	24,34	29,65	30,98	43,35	68,11
	GALÁPAGOS	0,00	11,89	17,32	18,35	28,80	30,06	39,69	75,10
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	2,27	6,55	20,38	41,58	53,93	74,77	97,38	120,63
	UN - EL ORO	2,27	3,20	6,56	10,52	12,63	13,45	16,98	31,65
	UN - ESMERALDAS	2,27	3,89	8,28	13,37	17,08	21,59	39,56	53,67
	UN - GUAYAQUIL	2,27	2,64	4,02	6,06	7,91	9,56	18,83	26,59
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,27	3,77	6,58	8,83	13,00	16,72	25,52	40,47
	UN - LOS RÍOS	2,27	3,79	6,15	11,03	14,10	15,81	23,71	26,92
	UN - MANABÍ	2,27	5,57	6,18	9,09	12,65	14,46	29,45	34,31
	UN - MILAGRO	2,27	3,23	6,53	10,06	11,49	17,71	36,48	47,27
	UN - SANTA ELENA	2,27	4,33	7,77	11,15	15,05	19,62	37,90	46,36
	UN - SANTO DOMINGO	2,27	3,07	5,26	11,70	16,41	21,73	36,10	48,74
UN - SUCUMBÍOS	2,27	3,71	7,07	11,02	14,90	21,32	27,63	38,71	

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

**Agencia de Regulación y Control
de Electricidad**

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	2,27	0,74	4,10	5,60	9,38	22,74
	AZOGUES	2,27	0,93	3,94	18,32	22,60	26,36
	CENTRO SUR	2,27	1,00	4,57	13,90	21,29	33,02
	COTOPAXI	2,27	0,70	2,36	3,83	7,93	28,73
	NORTE	2,27	0,67	3,18	10,43	13,91	14,77
	QUITO	2,27	2,44	2,67	3,66	10,91	19,05
	RIOBAMBA	2,27	1,44	3,89	20,01	25,82	27,44
	SUR	2,27	4,48	9,42	22,07	27,38	28,71
	GALÁPAGOS	0,00	11,89	17,32	18,35	28,80	30,06
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	2,27	4,28	18,11	39,31	51,66	72,50
	UN - EL ORO	2,27	0,93	4,29	8,25	10,36	11,18
	UN - ESMERALDAS	2,27	1,62	6,01	11,10	14,81	19,32
	UN - GUAYAQUIL	2,27	0,37	1,75	3,79	5,64	7,29
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,27	1,50	4,31	6,56	10,73	14,45
	UN - LOS RÍOS	2,27	1,52	3,88	8,76	11,83	13,54
	UN - MANABÍ	2,27	3,30	3,91	6,82	10,38	12,19
	UN - MILAGRO	2,27	0,96	4,26	7,79	9,22	15,44
	UN - SANTA ELENA	2,27	2,06	5,50	8,88	12,78	17,35
	UN - SANTO DOMINGO	2,27	0,80	2,99	9,43	14,14	19,46
	UN - SUCUMBÍOS	2,27	1,44	4,80	8,75	12,63	19,05

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

Agencia de Regulación y Control
 de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
				LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,0442	0,0454	0,0455	0,0458	0,0463	0,0474	0,0482	0,0488	0,0550
	AZOGUES	0,0442	0,0454	0,0459	0,0460	0,0462	0,0478	0,0485	0,0487	0,0546
	CENTRO SUR	0,0442	0,0454	0,0457	0,0459	0,0465	0,0484	0,0495	0,0500	0,0574
	COTOPAXI	0,0442	0,0454	0,0457	0,0461	0,0470	0,0490	0,0509	0,0541	0,0597
	NORTE	0,0442	0,0454	0,0458	0,0458	0,0465	0,0477	0,0481	0,0501	0,0555
	QUITO	0,0442	0,0454	0,0457	0,0459	0,0464	0,0477	0,0479	0,0494	0,0550
	RIOBAMBA	0,0442	0,0454	0,0456	0,0459	0,0464	0,0479	0,0485	0,0504	0,0559
	SUR	0,0442	0,0454	0,0460	0,0464	0,0471	0,0493	0,0498	0,0516	0,0590
GALÁPAGOS	0,0000	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	0,0442	0,0454	0,0463	0,0471	0,0475	0,0483	0,0487	0,0498	0,0557
	UN - EL ORO	0,0442	0,0454	0,0472	0,0474	0,0492	0,0510	0,0519	0,0553	0,0596
	UN - ESMERALDAS	0,0442	0,0454	0,0458	0,0460	0,0476	0,0490	0,0506	0,0679	0,0584
	UN - GUAYAQUIL	0,0442	0,0454	0,0457	0,0458	0,0470	0,0482	0,0511	0,0564	0,0635
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0442	0,0454	0,0461	0,0464	0,0468	0,0481	0,0497	0,0573	0,0556
	UN - LOS RÍOS	0,0442	0,0454	0,0455	0,0457	0,0474	0,0484	0,0496	0,0567	0,0556
	UN - MANABÍ	0,0442	0,0454	0,0458	0,0460	0,0471	0,0486	0,0503	0,0618	0,0593
	UN - MILAGRO	0,0442	0,0454	0,0466	0,0470	0,0494	0,0516	0,0528	0,0563	0,0606
	UN - SANTA ELENA	0,0442	0,0454	0,0463	0,0466	0,0472	0,0480	0,0480	0,0585	0,0540
	UN - SANTO DOMINGO	0,0442	0,0454	0,0464	0,0467	0,0476	0,0495	0,0503	0,0519	0,0585
	UN - SUCUMBÍOS	0,0442	0,0454	0,0458	0,0460	0,0467	0,0480	0,0487	0,0529	0,0551

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,0012	0,0001	0,0004	0,0009	0,0021	0,0028
	AZOGUES	0,0012	0,0005	0,0006	0,0008	0,0024	0,0031
	CENTRO SUR	0,0012	0,0003	0,0005	0,0011	0,0030	0,0041
	COTOPAXI	0,0012	0,0003	0,0007	0,0016	0,0036	0,0055
	NORTE	0,0012	0,0004	0,0004	0,0011	0,0023	0,0027
	QUITO	0,0012	0,0003	0,0005	0,0010	0,0023	0,0025
	RIOBAMBA	0,0012	0,0002	0,0005	0,0010	0,0025	0,0032
	SUR	0,0012	0,0007	0,0010	0,0017	0,0039	0,0044
GALÁPAGOS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	0,0012	0,0010	0,0018	0,0021	0,0029	0,0033
	UN - EL ORO	0,0012	0,0018	0,0020	0,0038	0,0056	0,0065
	UN - ESMERALDAS	0,0012	0,0004	0,0006	0,0022	0,0036	0,0052
	UN - GUAYAQUIL	0,0012	0,0003	0,0004	0,0016	0,0028	0,0057
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0012	0,0007	0,0010	0,0014	0,0027	0,0043
	UN - LOS RÍOS	0,0012	0,0001	0,0003	0,0020	0,0030	0,0042
	UN - MANABÍ	0,0012	0,0004	0,0006	0,0017	0,0032	0,0049
	UN - MILAGRO	0,0012	0,0012	0,0016	0,0040	0,0062	0,0074
	UN - SANTA ELENA	0,0012	0,0009	0,0012	0,0018	0,0026	0,0026
	UN - SANTO DOMINGO	0,0012	0,0010	0,0013	0,0022	0,0041	0,0049
UN - SUCUMBÍOS	0,0012	0,0004	0,0006	0,0013	0,0026	0,0033	

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

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	2.445	316.116	318.562	8.340.499,96	2,18
	AZOGUES	-	-	175	42.117	42.292	1.080.692,70	2,13
	CENTRO SUR	-	3	11.023	451.253	462.279	8.595.693,00	1,55
	COTOPAXI	-	2	923	161.506	162.431	3.375.543,05	1,73
	NORTE	-	2	2.231	292.965	295.198	7.503.700,90	2,12
	QUITO	-	2	1.225	1.328.413	1.329.640	26.679.018,52	1,67
	RIOBAMBA	-	1	38	195.034	195.073	3.051.550,78	1,30
	SUR	3	-	1.287	237.707	238.997	6.338.719,30	2,21
	GALÁPAGOS	-	-	35	15.311	15.346	2.668.590,37	14,49
	SUBTOTAL - EE (1)	3	11	19.382	3.040.422	3.059.818	67.634.008,58	1,84
	CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	387	73.591	73.978	3.491.643,92
UN - EL ORO		-	5	3.156	284.231	287.392	16.486.328,25	4,78
UN - ESMERALDAS		-	4	992	132.431	133.427	5.068.709,50	3,17
UN - GUAYAQUIL		-	60	3.821	795.227	799.108	12.299.081,54	1,28
UN - GUAYAS LOS RÍOS		-	45	3.984	389.613	393.642	27.473.286,69	5,82
UN - LOS RÍOS		-	3	1.262	159.219	160.484	3.812.289,43	1,98
UN - MANABÍ		-	11	4.194	362.498	366.703	13.027.835,56	2,96
UN - MILAGRO		1	19	865	166.431	167.316	4.234.782,69	2,11
UN - SANTA ELENA		-	5	1.017	108.641	109.663	4.554.845,34	3,46
UN - SANTO DOMINGO		-	7	1.627	285.100	286.734	11.696.003,81	3,40
UN - SUCUMBIÓS		1	-	111	114.807	114.919	5.287.747,39	3,83
SUBTOTAL - CNELEP (2)	2	159	21.416	2.871.789	2.893.366	107.432.554,12	3,09	
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5	170	40.798	5.912.211	5.953.184	175.066.562,70	2,45

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

Agencia de Regulación y Control
 de Electricidad

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	-	-	-	34.660,39	340.860,52	375.520,91	2.629.219,22	9.625.820,79	12.255.040,00	34.743.355,53	21.420.098,92	56.163.454,46	8.340.499,96	77.134.515,33	13.417.011,22	5.899.439,25	19.316.450,48
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	519.362,03	505.514,78	1.024.876,81	3.337.943,00	2.366.437,18	5.704.380,18	1.080.692,70	7.809.949,69	2.187.932,43	805.270,28	2.993.202,71
	CENTRO SUR	-	-	-	224.172,67	2.086.946,72	2.311.119,38	13.315.391,89	20.629.613,35	33.945.005,24	50.551.755,28	30.544.126,69	81.095.881,97	8.595.693,00	125.947.699,59	22.820.886,45	7.936.995,93	30.757.882,38
	COTOPAXI	-	-	-	676.496,79	6.660.676,55	7.337.173,35	1.923.097,44	7.065.940,31	8.989.037,76	18.066.118,14	10.190.517,59	28.256.635,74	3.375.543,05	47.958.389,89	6.437.630,72	2.383.222,93	8.820.853,65
	NORTE	-	-	-	189.433,19	1.477.583,84	1.667.017,03	3.407.299,71	6.152.279,43	9.559.579,14	20.195.979,47	22.896.304,65	43.092.284,12	7.503.700,90	61.822.581,19	8.612.743,99	4.745.401,76	13.358.145,75
	QUITO	-	-	-	285.335,95	1.535.835,02	1.821.170,97	9.295.819,36	38.596.828,42	47.892.647,77	156.022.523,08	149.378.477,23	305.401.000,31	26.679.018,52	381.793.837,57	30.004.909,59	11.786.474,89	41.791.384,48
	RIOBAMBA	-	-	-	266.624,30	1.622.914,11	1.889.538,41	1.571.900,96	1.897.773,81	3.469.674,78	18.036.287,99	12.311.550,22	30.347.838,22	3.051.550,78	38.758.602,18	6.589.224,80	2.680.884,21	9.270.109,01
	SUR	2.704.298,35	35.213.937,29	37.918.235,64	-	-	-	2.112.467,37	2.313.546,46	4.426.013,84	25.490.552,40	15.977.386,66	41.467.939,06	6.338.719,30	90.150.907,84	8.466.847,16	2.678.816,04	11.145.663,20
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	664.689,47	-	664.689,47	5.746.308,83	-	5.746.308,83	2.668.590,37	9.079.588,67	651.998,58	-	651.998,58
	SUBTOTAL - EE (1)	2.704.298,35	35.213.937,29	37.918.235,64	1.676.723,29	13.724.816,76	15.401.540,05	35.439.247,46	86.787.317,36	122.226.564,81	332.190.823,73	265.084.899,14	597.275.722,87	67.634.008,58	840.456.071,96	99.189.184,94	38.916.505,30	138.105.690,23
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.148.428,10	510.658,20	2.659.086,30	12.342.918,64	3.792.810,29	16.135.728,93	3.491.643,92	22.286.459,15	5.674.539,18	955.555,29	6.630.094,47
	UN - EL ORO	-	-	-	244.347,04	1.911.736,31	2.156.083,35	14.048.177,66	40.024.026,45	54.072.204,12	25.924.855,59	43.369.252,64	69.294.108,23	16.486.328,25	142.008.723,95	8.084.530,55	5.552.533,41	13.637.063,96
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	2.124.719,64	7.582.234,55	9.706.954,19	5.516.068,85	7.973.516,04	13.489.584,89	22.532.268,47	20.893.878,37	43.426.146,84	5.068.709,50	71.691.395,43	6.614.658,98	2.625.823,68	9.240.482,66
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	5.506.475,81	56.780.963,47	62.287.439,28	20.938.669,69	98.963.160,98	119.901.830,66	132.539.923,61	175.149.457,89	307.689.381,49	12.299.081,54	502.177.732,97	12.251.778,67	10.683.575,87	22.935.354,55
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	4.994.699,66	34.204.934,20	39.199.633,86	11.168.230,52	31.870.626,25	43.038.856,76	64.727.050,51	88.150.804,55	152.877.855,05	27.473.286,69	262.589.632,37	11.695.884,80	5.860.615,89	17.556.500,69
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	47.275,25	360.002,42	407.277,67	3.262.626,85	7.822.337,79	11.084.964,63	20.462.668,91	21.218.215,36	41.680.884,27	3.812.289,43	56.985.416,00	2.799.222,23	2.110.539,91	4.909.762,14
	UN - MANABÍ	-	-	-	1.341.690,02	6.325.194,97	7.666.884,99	12.364.736,62	36.888.688,04	49.253.424,66	56.016.957,85	69.089.172,35	125.106.130,20	13.027.835,56	195.054.275,42	13.132.157,94	8.281.605,64	21.413.763,59
	UN - MILAGRO	1.375.520,01	8.186.294,32	9.561.814,33	3.869.984,38	29.276.188,62	33.146.173,00	5.463.271,66	17.398.762,06	22.862.033,72	28.175.542,29	24.361.969,16	52.537.511,45	4.234.782,69	122.342.315,20	5.549.932,01	2.597.858,78	8.147.790,78
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	471.034,43	2.409.540,76	2.880.575,19	4.225.106,68	10.764.609,27	14.989.715,94	17.737.245,98	17.979.468,96	35.716.714,94	4.554.845,34	58.141.851,42	5.406.105,04	2.315.243,86	7.721.348,90
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	269.109,89	2.444.016,65	2.713.126,55	5.176.872,56	11.911.013,10	17.087.885,66	32.563.764,04	26.787.082,11	59.350.846,16	11.696.003,81	90.847.862,18	9.752.849,91	4.269.657,78	14.022.507,69
	UN - SUCUMBIOS	1.485.698,48	18.660.648,01	20.146.346,50	-	-	-	1.742.770,10	3.966.164,03	5.708.934,13	17.494.701,07	17.683.432,47	35.178.133,55	5.287.747,39	66.321.161,57	4.107.390,70	2.134.255,13	6.241.645,83
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.861.218,50	26.846.942,34	29.708.160,83	18.869.336,12	141.294.811,96	160.164.148,08	86.054.959,28	268.093.562,21	354.148.521,49	430.517.896,97	508.475.544,16	938.993.441,12	107.432.554,12	1.590.446.825,65	85.069.050,01	47.387.265,25	132.456.315,26
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.565.516,85	62.060.879,62	67.626.396,48	20.546.059,42	155.019.628,72	175.565.688,13	121.494.206,74	354.880.879,57	476.375.086,31	762.708.720,69	773.560.443,30	1.536.269.163,99	175.066.562,70	2.430.902.897,61	184.258.234,95	86.303.770,54

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

Agencia de Regulación y Control
 de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES			ALTA TENSIÓN			MEDIA TENSIÓN			BAJA TENSIÓN			COMERCIALIZACIÓN	TOTAL	ALUMBRADO PÚBLICO		
		POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL			POTENCIA	ENERGÍA	TOTAL
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	-	-	34.660,39	340.860,52	375.520,91	2.629.219,22	9.625.820,79	12.255.040,00	43.292.026,58	21.420.098,92	64.712.125,51	8.340.499,96	85.683.186,38	4.868.340,17	5.899.439,25	10.767.779,43
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	519.362,03	505.514,78	1.024.876,81	4.641.538,09	2.366.437,18	7.007.975,27	1.080.692,70	9.113.544,78	884.337,34	805.270,28	1.689.607,62
	CENTRO SUR	-	-	-	224.172,67	2.086.946,72	2.311.119,38	13.315.391,89	20.629.613,35	33.945.005,24	66.055.341,73	30.544.126,69	96.599.468,42	8.595.693,00	141.451.286,04	7.317.300,00	7.936.995,93	15.254.295,93
	COTOPAXI	-	-	-	676.496,79	6.660.676,55	7.337.173,35	1.923.097,44	7.065.940,31	8.989.037,76	22.103.571,81	10.190.517,59	32.294.089,41	3.375.543,05	51.995.843,56	2.400.177,05	2.383.222,93	4.783.399,98
	NORTE	-	-	-	189.433,19	1.477.583,84	1.667.017,03	3.407.299,71	6.152.279,43	9.559.579,14	24.867.079,76	22.896.304,65	47.763.384,41	7.503.700,90	66.493.681,48	3.941.643,70	4.745.401,76	8.687.045,46
	QUITO	-	-	-	285.335,95	1.535.835,02	1.821.170,97	9.295.819,36	38.596.828,42	47.892.647,77	170.533.016,45	149.378.477,23	319.911.493,68	26.679.018,52	396.304.330,94	15.494.416,21	11.786.474,89	27.280.891,11
	RIOBAMBA	-	-	-	266.624,30	1.622.914,11	1.889.538,41	1.571.900,96	1.897.773,81	3.469.674,78	22.545.170,61	12.311.550,22	34.856.720,83	3.051.550,78	43.267.484,80	2.080.342,19	2.680.884,21	4.761.226,40
	SUR	2.704.298,35	35.213.937,29	37.918.235,64	-	-	-	2.112.467,37	2.313.546,46	4.426.013,84	30.196.390,48	15.977.386,66	46.173.777,13	6.338.719,30	94.856.745,91	3.761.009,09	2.678.816,04	6.439.825,13
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	664.689,47	-	664.689,47	6.037.753,98	-	6.037.753,98	2.668.590,37	9.371.033,82	360.553,43	-	360.553,43
	SUBTOTAL - EE (1)	2.704.298,35	35.213.937,29	37.918.235,64	1.676.723,29	13.724.816,76	15.401.540,05	35.439.247,46	86.787.317,36	122.226.564,81	390.271.889,49	265.084.899,14	655.356.788,63	67.634.008,58	898.537.137,72	41.108.119,17	38.916.505,30	80.024.624,47
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.148.428,10	510.658,20	2.659.086,30	16.478.382,44	3.792.810,29	20.271.192,73	3.491.643,92	26.421.922,95	1.539.075,38	955.555,29	2.494.630,67
	UN - EL ORO	-	-	-	244.347,04	1.911.736,31	2.156.083,35	14.048.177,66	40.024.026,45	54.072.204,12	29.852.205,71	43.369.252,64	73.221.458,35	16.486.328,25	145.936.074,07	4.157.180,43	5.552.533,41	9.709.713,84
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	2.124.719,64	7.582.234,55	9.706.954,19	5.516.068,85	7.973.516,04	13.489.584,89	25.803.236,40	20.893.878,37	46.697.114,77	5.068.709,50	74.962.363,36	3.343.691,05	2.625.823,68	5.969.514,73
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	5.506.475,81	56.780.963,47	62.287.439,28	20.938.669,69	98.963.160,98	119.901.830,66	138.046.664,02	175.149.457,89	313.196.121,90	12.299.081,54	507.684.473,38	6.745.038,26	10.683.575,87	17.428.614,13
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	4.994.699,66	34.204.934,20	39.199.633,86	11.168.230,52	31.870.626,25	43.038.856,76	70.057.141,49	88.150.804,55	158.207.946,03	27.473.286,69	267.919.723,35	6.365.793,82	5.860.615,89	12.226.409,71
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	407.275,25	360.002,42	407.277,67	3.262.626,85	7.822.337,79	11.084.964,63	22.334.580,85	21.218.215,36	43.552.796,21	3.812.289,43	58.857.327,95	927.310,29	2.110.539,91	3.037.850,20
	UN - MANABÍ	-	-	-	1.341.690,02	6.325.194,97	7.666.884,99	12.364.736,62	36.888.688,04	49.253.424,66	62.436.529,71	69.089.172,35	131.525.702,06	13.027.835,56	201.473.847,27	6.712.586,09	8.281.605,64	14.994.191,73
	UN - MILAGRO	1.375.520,01	8.186.294,32	9.561.814,33	3.869.984,38	29.276.188,62	33.146.173,00	5.463.271,66	17.398.762,06	22.862.033,72	30.535.352,96	24.361.969,16	54.897.322,12	4.234.782,69	124.702.125,87	3.190.121,34	2.597.858,78	5.787.980,12
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	471.034,43	2.409.540,76	2.880.575,19	4.225.106,68	10.764.609,27	14.989.715,94	20.249.919,10	17.979.468,96	38.229.388,06	4.554.845,34	60.654.524,54	2.893.431,92	2.315.243,86	5.208.675,78
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	269.109,89	2.444.016,65	2.713.126,55	5.176.872,56	11.911.013,10	17.087.885,66	37.561.873,31	26.787.082,11	64.348.955,43	11.696.003,81	95.845.971,45	4.754.740,64	4.269.657,78	9.024.398,42
	UN - SUCUMBIOS	1.485.698,48	18.660.648,01	20.146.346,50	-	-	-	1.742.770,10	3.966.164,03	5.708.934,13	20.068.901,39	17.683.432,47	37.752.333,87	5.287.747,39	68.895.361,89	1.533.190,38	2.134.255,13	3.667.445,51
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.861.218,50	26.846.942,34	29.708.160,83	18.869.336,12	141.294.811,96	160.164.148,08	86.054.959,28	268.093.562,21	354.148.521,49	473.424.787,38	508.475.544,16	981.900.331,54	107.432.554,12	1.633.353.716,07	42.162.159,59	47.387.265,25	89.549.424,84
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.565.516,85	62.060.879,62	67.626.396,48	20.546.059,42	155.019.628,72	175.565.688,13	121.494.206,74	354.880.879,57	476.375.086,31	863.696.676,87	1.637.257.120,17	175.066.562,70	2.531.890.853,79	83.270.278,77	86.303.770,54	169.574.049,31

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

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	375.521	7.484.460	0,0502	12.255.040	208.024.825	0,0589	64.712.126	439.278.876	0,1473	8.340.500	85.683.186	654.788.162	0,1309	10.767.779,43	107.210.297,65	0,1004
	AZOGUES	-	-	-	1.024.877	10.932.692	0,0937	7.007.975	48.581.328	0,1443	1.080.693	9.113.545	59.514.019	0,1531	1.689.607,62	14.754.405,46	0,1145
	CENTRO SUR	2.311.119	45.649.262	0,0506	33.945.005	443.708.746	0,0765	96.599.468	610.801.453	0,1582	8.595.693	141.451.286	1.100.159.462	0,1286	15.254.295,93	138.231.091,19	0,1104
	COTOPAXI	7.337.173	145.837.858	0,0503	8.989.038	150.351.425	0,0598	32.294.089	188.460.488	0,1714	3.375.543	51.995.844	484.649.771	0,1073	4.783.399,98	39.941.585,93	0,1198
	NORTE	1.667.017	32.284.929	0,0516	9.559.579	132.327.491	0,0722	47.763.384	457.134.137	0,1045	7.503.701	66.493.681	621.746.556	0,1069	8.687.045,46	85.455.287,88	0,1017
	QUITO	1.821.171	33.626.588	0,0542	47.892.648	831.440.091	0,0576	319.911.494	3.026.863.484	0,1057	26.679.019	396.304.331	3.891.930.163	0,1018	27.280.891,11	214.156.651,26	0,1274
	RIOBAMBA	1.889.538	35.569.851	0,0531	3.469.675	40.903.801	0,0848	34.856.721	244.402.317	0,1426	3.051.551	43.267.485	320.875.968	0,1348	4.761.226,40	47.919.523,29	0,0994
	SUR	-	-	-	4.426.014	49.095.061	0,0902	46.173.777	309.636.462	0,1491	6.338.719	94.856.746	1.134.443.995	0,0836	6.439.825,13	45.371.099,16	0,1419
	GALÁPAGOS	-	-	-	664.689	9.691.300	0,0686	6.037.754	79.385.544	0,0761	2.668.590	9.371.034	89.076.844	0,1052	360.553,43	3.168.903,14	0,1138
	SUBTOTAL - EE (1)	15.401.540	300.452.948	0,0513	122.226.565	1.876.475.431	0,0651	655.356.789	5.404.544.088	0,1213	67.634.009	898.537.138	8.357.184.940	0,1075	80.024.624,47	696.208.844,94	0,1149
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	2.659.086	10.740.421	0,2476	20.271.193	76.099.159	0,2664	3.491.644	26.421.923	86.839.580	0,3043	2.494.630,67	17.170.372,85	0,1453
	UN - EL ORO	2.156.083	40.504.239	0,0532	54.072.204	812.898.374	0,0665	73.221.458	784.137.942	0,0934	16.486.328	145.936.074	1.637.540.555	0,0891	9.709.713,84	93.224.419,08	0,1042
	UN - ESMERALDAS	9.706.954	165.485.811	0,0587	13.489.585	167.456.693	0,0806	46.697.115	307.537.746	0,1518	5.068.710	74.962.363	640.480.250	0,1170	5.969.514,73	44.984.509,94	0,1327
	UN - GUAYAQUIL	62.287.439	1.243.634.193	0,0501	119.901.831	2.106.653.601	0,0569	313.196.122	3.104.788.057	0,1009	12.299.082	507.684.473	6.455.075.852	0,0786	17.428.614,13	168.150.342,96	0,1036
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	39.199.634	742.337.581	0,0528	43.038.857	680.486.435	0,0632	158.207.946	1.538.080.242	0,1029	27.473.287	267.919.723	2.960.904.258	0,0905	12.226.409,71	105.487.563,73	0,1159
	UN - LOS RÍOS	407.278	7.905.357	0,0515	11.084.965	165.133.967	0,0671	43.552.796	374.150.081	0,1164	3.812.289	58.857.328	547.189.405	0,1076	3.037.850,20	37.949.970,24	0,0800
	UN - MANABÍ	7.666.885	138.046.830	0,0555	49.253.425	783.441.673	0,0629	131.525.702	1.117.208.050	0,1177	13.027.836	201.473.847	2.038.696.553	0,0988	14.994.191,73	139.713.667,14	0,1073
	UN - MILAGRO	33.146.173	628.223.033	0,0528	22.862.034	351.897.014	0,0650	54.897.322	432.885.608	0,1268	4.234.783	124.702.126	1.593.337.964	0,0783	5.787.980,12	42.857.142,73	0,1351
	UN - SANTA ELENA	2.880.575	52.065.049	0,0553	14.989.716	228.300.126	0,0657	38.229.388	307.082.143	0,1245	4.554.845	60.654.525	587.447.318	0,1033	5.208.675,78	42.901.919,60	0,1214
	UN - SANTO DOMINGO	2.713.127	52.621.093	0,0516	17.087.886	250.007.288	0,0683	64.348.955	516.360.244	0,1246	11.696.004	95.845.971	818.988.624	0,1170	9.024.398,42	73.038.108,78	0,1236
	UN - SUCUMBIÓS	-	-	-	5.708.934	84.887.184	0,0673	37.752.334	334.026.729	0,1130	5.287.747	68.895.362	829.981.193	0,0830	3.667.445,51	38.726.094,47	0,0947
SUBTOTAL - CNELEP (2)	160.164.148	3.070.823.187	0,0522	354.148.521	5.641.902.777	0,0628	981.900.332	8.892.356.001	0,1104	107.432.554	1.633.353.716	18.196.481.554	0,0898	89.549.424,84	804.204.111,53	0,1114	
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	175.565.688	3.371.276.135	0,0521	476.375.086	7.518.378.208	0,0634	1.637.257.120	14.296.900.089	0,1145	175.066.563	2.531.890.854	26.553.666.494	0,0953	169.574.049,31	1.500.412.956,47	0,1130

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TOTAL COSTOS	TOTAL VENTAS	COSTO MEDIO
		USD	kWh	USD/kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	85.683.186	654.788.162	0,1309
	AZOGUES	9.113.545	59.514.019	0,1531
	CENTRO SUR	141.451.286	1.100.159.462	0,1286
	COTOPAXI	51.995.844	484.649.771	0,1073
	NORTE	66.493.681	621.746.556	0,1069
	QUITO	396.304.331	3.891.930.163	0,1018
	RIOBAMBA	43.267.485	320.875.968	0,1348
	SUR	94.856.746	1.134.443.995	0,0836
	GALÁPAGOS	9.371.034	89.076.844	0,1052
	SUBTOTAL - EE (1)	898.537.138	8.357.184.940	0,1075
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	26.421.923	86.839.580	0,3043
	UN - EL ORO	145.936.074	1.637.540.555	0,0891
	UN - ESMERALDAS	74.962.363	640.480.250	0,1170
	UN - GUAYAQUIL	507.684.473	6.455.075.852	0,0786
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	267.919.723	2.960.904.258	0,0905
	UN - LOS RÍOS	58.857.328	547.189.405	0,1076
	UN - MANABÍ	201.473.847	2.038.696.553	0,0988
	UN - MILAGRO	124.702.126	1.593.337.964	0,0783
	UN - SANTA ELENA	60.654.525	587.447.318	0,1033
	UN - SANTO DOMINGO	95.845.971	818.988.624	0,1170
	UN - SUCUMBÍOS	68.895.362	829.981.193	0,0830
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	1.633.353.716	18.196.481.554	0,0898
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	2.531.890.854	26.553.666.494	0,0953

GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
USD/kWh		
0,0442	0,0059	0,0807
0,0442	0,0059	0,1030
0,0442	0,0059	0,0784
0,0442	0,0059	0,0572
0,0442	0,0059	0,0568
0,0442	0,0059	0,0517
0,0442	0,0059	0,0847
0,0442	0,0059	0,0335
-	-	0,1052
0,0442	0,0059	0,0574
0,0442	0,0059	0,2541
0,0442	0,0059	0,0390
0,0442	0,0059	0,0669
0,0442	0,0059	0,0285
0,0442	0,0059	0,0404
0,0442	0,0059	0,0574
0,0442	0,0059	0,0487
0,0442	0,0059	0,0281
0,0442	0,0059	0,0531
0,0442	0,0059	0,0669
0,0442	0,0059	0,0329
0,0442	0,0059	0,0396
0,0442	0,0059	0,0452

**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 Electricidad**

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ÍNDICES
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,460
	AZOGUES	0,199
	CENTRO SUR	0,546
	COTOPAXI	0,825
	NORTE	0,896
	QUITO	0,884
	RIOBAMBA	0,450
	SUR	0,948
	GALÁPAGOS	1,000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	1,090	

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

Agencia de Regulación y Control
de Electricidad

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	COSTO MEDIO	PRECIO MEDIO APLICADO	DÉFICIT TARIFARIO
		USD¢/kWh		USD
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	10,175	10,175	-
	AZOGUES	10,827	10,827	-
	CENTRO SUR	10,413	10,413	-
	COTOPAXI	9,762	9,762	-
	NORTE	10,126	10,126	-
	QUITO	9,557	9,557	-
	RIOBAMBA	10,445	10,445	-
	SUR	8,095	8,095	-
	GALÁPAGOS	10,520	10,528	-
	E.E.	9,627	9,627	-
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	30,933	11,196	-
	UN - EL ORO	9,429	9,780	-
	UN - ESMERALDAS	12,284	9,829	-
	UN - GUAYAQUIL	8,376	9,372	-
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	9,564	9,919	-
	UN - LOS RÍOS	11,300	10,129	-
	UN - MANABÍ	10,428	9,657	-
	UN - MILAGRO	8,321	8,567	-
	UN - SANTA ELENA	10,847	9,843	-
	UN - SANTO DOMINGO	12,202	10,106	-
	UN - SUCUMBÍOS	8,780	8,392	-
	SUBTOTAL - CNEL (2)	9,493	9,510	-
NACIONAL	TOTAL	9,535	9,547	-

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

**Agencia de Regulación y Control
de Electricidad**

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ANUALIDAD (USD)
COSTO FIJO	AO&M	11.622.416,01
	ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	96.616,08
	TOTAL (*)	11.719.032,09
COSTO VARIABLE (**)		6.279.444,45
COSTO TOTAL		17.998.476,54

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

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2025 Informe N°. INF-DTRET-2024-043	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

11. ANEXOS

RAZÓN: Quito cinco de diciembre de dos mil veinte y cuatro; Informe N°. INF-DTRET-2024-043, de OCTUBRE - 2024.

Certifico que el presente documento es fiel copia del original que reposa en los archivos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, está compuesto por sesenta y tres (63) fojas.

Abg. Daniela Soledad Mena Estrella
DIRECTORA DE GESTIÓN DOCUMENTAL Y ARCHIVO